



УДК 550.834.05+550.34.09(571.51)

## МИКРОСЕЙСМИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ БЕРЯМБИНСКОЙ ПЛОЩАДИ ПО ДАННЫМ 2D СЕЙСМИЧЕСКОЙ РАЗВЕДКИ

Е. А. Хогоев<sup>1</sup>, М. Л. Шемякин<sup>2</sup><sup>1</sup>Институт нефтяной геологии и геофизики СО РАН, Новосибирск, Россия; <sup>2</sup>Новосибирский государственный университет, Новосибирск, Россия

Излагается метод анализа спектра микросейсм по сейсмограммам стандартной сейсморазведки. В качестве данных для анализа используются участки сейсмотрасс с удалением от ПВ больше 2 км и временем записи 3,5–4 с, фактически после прохождения основного пакета волн, генерированных источником. После расчета спектров по этим участкам трасс проводится осреднение спектров в пунктах приема. В итоге строится осредненный спектр микросейсм по профилю. Плотность сети наблюдения МОГ позволяет отслеживать его изменения. Приводятся результаты картирования микросейсм по Беряmbинскому лицензионному участку. На профиле, пересекающем продуктивную скважину, локализована аномалия спектра средних частот с экстремумом в диапазоне 10–20 Гц. Кроме того, в пределах лицензионного участка обнаружены аналогичные протяженные аномалии, возможно связанные с другими залежами.

**Ключевые слова:** сейсморазведка, спектр микросейсм, прогноз нефтегазовых залежей.

## SEISMIC MICROZONING OF THE BERYAMBINSKAYA AREA BASED ON 2D SEISMIC SURVEY DATA

E. A. Khogoev<sup>1</sup>, M. L. Shemyakin<sup>2</sup><sup>1</sup>Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk, Russia; <sup>2</sup>Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia

The paper describes a method to analyse the spectrum of microseisms based on standard seismic survey records. As a source of data for the analysis, the authors use seismic trace portions located at a distance of more than 2 km from a seismic source point and with a record time of 3.5–4 sec, after the passage of the basic train of waves generated by the source. After spectra have been calculated for these trace portions, the spectra are averaged in receiver points. As a result, the averaged spectrum of microseisms is shaped for the profile. The CDP shooting grid density enables tracing changes in the spectrum of microseisms along the profile. The paper provides results of microseisms mapping for the Beryambinsky license block. Along the profile crossing a producing well, there is an abnormal spectrum of medium frequencies, with an extremum within 10–20 Hz. Besides, extended anomalies being similar in the spectral content of microseisms were discovered within the license block, which may be associated with other pools.

**Keywords:** seismic survey, spectrum of microseisms, oil and gas pools prediction.

DOI 10.20403/2078-0575-2017-2-104-111

Метод прогнозирования залежей углеводородов по аномалиям микросейсм низких частот (2–4 Гц) широко используется как в России, так и за рубежом. Начало этому направлению положили исследования российских геофизиков [1, 8]. За рубежом интерес к спектральному способу диагностики нефтегазовых залежей возник позднее, после работы [15], в которой повторены выводы российских исследователей.

Вместе с тем есть экспериментальные данные [10] о том, что нефтяной пласт может генерировать сейсмические волны в частотном диапазоне 10–15 и выше 20 Гц. Установлено, что при воздействии на нефтепродуктивный пласт сейсмодвижателем возникает наведенная сейсмичность – изменение спектральной плотности микросейсмического шума (на частотах 10, 20 Гц и выше) нефтепродуктивного пласта после сейсмического воздействия по отношению к его фоновому состоянию до волновой обработки [2, 5]

На основе лабораторных экспериментов [9] по выявлению главных особенностей эмиссии пород в зависимости от типа насыщения установлено, что нефтенасыщенные породы обладают свойством аккумуляции энергии механических напряжений. Это обуславливает аномальное вторичное волновое излучение при волновом воздействии частотой 20–25 Гц.

Указанные публикации дают основание предполагать, что выявление аномальных повышенного уровня микросейсм в сейсмическом диапазоне частот может являться прогностическим признаком при поисках залежей углеводородов.

С 2006 г. ведутся работы по использованию имеющихся в большом объеме полевых данных (сейсмограмм метода многократных перекрытий) для анализа микросейсм в сейсмическом диапазоне частот и поиску связи их характеристик с нефтегазовыми залежами [3, 4, 11].

**Технология анализа спектра микросейсм**

Метод анализа спектров микросейсм по сейсмограммам стандартной сейсморазведки основывается на построении осредненного спектра микросейсм по профилю. Для этого из волнового поля сейсмограмм отбираются участки трасс, где волны от взрыва либо отсутствуют, либо их влиянием на фоновые микросейсм можно пренебречь.

На первом этапе развития этой технологии было принято использование исключительно начальных участков трасс до первых вступлений волн от взрыва. При удалении от источника более 1,5–2 км (в зависимости от скоростного разреза) приблизительно первые 0,5 с записывается микросейсмический шум, конечно, вместе с техногенными и природными помехами. При типичном интервале дискретизации 2 мс мы имеем выборку 256 отсчетов, удобную для применения быстрого преобразования Фурье. Интервал дискретизации спектра при этих условиях составляет около 2 Гц, что дает удовлетворительную разрешенность по частоте.

Следующим шагом в технологии анализа микросейсмического шума является использование участков сейсмотрасс с поздними временами регистрации (более 3,5 с) по мере ослабления волн от источника для изучения эмиссионного поля возбужденной взрывным воздействием среды [12–14]. Пример сейсмограммы с выделенным окном анализа спектра приводится на рис. 1.

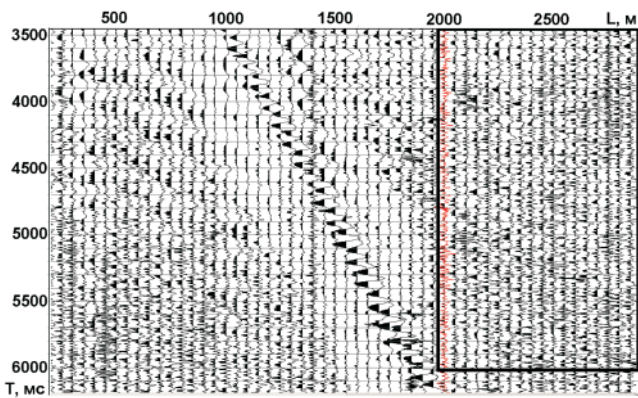


Рис. 1. Пример сейсмограммы с выделенным окном анализа микросейсм. Визуализация с применением АРУ

Для выделения регулярных микросейсмических шумов на фоне случайных помех проводим следующую процедуру. Рассчитаем по каждой трассе среднеквадратическую амплитуду  $u_i$ ,  $i = 1, \dots, N$ ,  $N$  – число трасс. Рассматривая  $\{u_i\}$  как случайную величину, вычислим основные статистические характеристики обрабатываемого профиля: математическое ожидание  $M$  и дисперсию  $\sigma^2$ . Для отбраковки случайных отскоков  $u_i$  используется известный критерий «три сигма»:  $|M - u_i| > 3\sigma$ . При выполнении этого условия  $i$ -я трасса из дальнейшей обработки исключается. В большинстве случаев по этому критерию отбраковывается от 1 до 3 % от всех трасс. Далее по каждой трассе рассчитывается амплитудный спектр. Затем спектры усредняются в каждой точке приема. Полученный в результате осредненный спектр микросейсм выводится в виде, аналогичном временному разрезу, где по горизонтали откладываются координаты профиля, по вертикали – частота, а значение амплитудного спектра, нормированное на наибольшее значение на профи-

ле и выраженное в процентах, кодируется цветом. При сейсморазведочных работах методом многократных перекрытий запись в каждой точке приема производится десятки раз, что дает возможность накопить представительную выборку для осреднения. На основе полученных осредненных спектров микросейсм определяются спектральные характеристики: интервальный спектр в заданном частотном диапазоне по профилю и удельный спектр (отношение суммы спектра в заданном интервале частот к сумме всего спектра). Рассчитываемые числовые характеристики привязываются к точкам приема, имеющим площадные координаты, что дает основу для построения карт той или иной спектральной характеристики по площади при наличии серии профилей 2D или 3D съемки.

Основными чертами данной технологии, реализованной в пакете программ «SanMcs» [13] являются:

- использование данных стандартной сейсморазведки МОГТ,
- способ отбраковки случайных выбросов на записях;
- построение осредненных спектров по профилю, расчет интервальных значений спектра;
- способы подготовки данных для построения карт при площадных работах.

На основании имеющегося опыта обработки полевых материалов мы можем сделать вывод, что расчет спектров микросейсм по началу трасс (до первых вступлений) и расчет по поздним временам дают схожие результаты. Второй вариант предпочтительнее, так как опытным путем установлено, что отношение значений обнаруживаемых спектральных аномалий в области экстремума к средним значениям за пределами аномалии в этом случае в 2 выше, чем в первом варианте, т.е. увеличивается контрастность. Кроме того, слабые аномалии в первом варианте могут быть неразличимы на фоне техногенных помех. Именно такая ситуация (невозможность выделить спектральные аномалии микросейсм по началу трасс) имеет место на некоторых профилях Беряmbинской площади, в частности на самом важном профиле 8 (полевой номер 28a531995), пересекающем весь лицензионный участок с севера на юг и проходящем через единственную к настоящему времени продуктивную скважину.

### Беряmbинский лицензионный участок

Беряmbинский лицензионный участок (ЛУ) находится в пределах Агалеевской зоны нефтегазонакопления площадью 5400 км<sup>2</sup>, которая занимает восточную половину Нижнеангарского самостоятельного нефтегазоносного района. Геологические ресурсы зоны оценены в 1000 млн т УУВ, извлекаемые – в 900 млн. т

Агалеевская зона соответствует Агалеевскому и Беряmbинскому ЛУ и включает две одноименные крупные амплитудные складки. Газоносность уста-

новлена в горизонтах рифейского, вендского и верхне-нижнекембрийского НГК. Ловушки литологического типа, но выдержанные по площади горизонты коллекторов отсутствуют. Тип углеводородного флюида – газоконденсат [7].

На Беряамбинском месторождении продуктивны три доломитовых пласта нижнебельской подсвиты нижнего кембрия, разделенные пластами солей.

При испытании в марте 2004 г. Беряамбинской скв. 1 из отложений нижнебельской подсвиты в интервале 1270–1325 м получен приток газа со средним дебитом 970 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Локализованные ресурсы газа на Беряамбинском участке оцениваются в 748,0 млрд м<sup>3</sup>, перспективные ресурсы могут возрасти до 1,5–2,0 трлн м<sup>3</sup>.

Единственная продуктивная Беряамбинская скв. 1 на Ковинском поднятии расположена в его своде. Коллектором являются три доломитовых пласта нижнебельской подсвиты нижнего кембрия. В скважинах, пробуренных за пределами поднятия, притока пластовых флюидов не получено.

В современном структурном плане Ковинское поднятие представляет собой горстовый выступ. В его своде основная составная часть нижнекембрийских карбонатных пород – пористые доломиты. На приподнятых блоках в результате сочетания многочисленных благоприятных геологических факторов длительное время существовали улучшенные условия формирования коллекторов как в терригенных, так и в карбонатных отложениях. Это предполагает необходимость испытания всех перспективных нефтегазопроисковых объектов [6].

На основании испытаний, наличия коллекторов, фактических давлений на соседних площадях в отложениях венда в пределах Беряамбинской площади прогнозируется газоконденсатная многопластовая залежь с нефтяной оторочкой на уровне вендских отложений и газонефтяная – в рифейских.

### Анализ микросейсм

На Беряамбинском ЛУ в 1993–1995, 1999–2001, 2005 гг. выполнялась сейсморазведка 2D, всего имеется 34 сейсмических профиля. На всех проводился анализ спектров микросейсм с выбором данных при удалениях  $L > 2$  км, время на трассе от 3,5 с. Построены осредненные спектры микросейсм по профилям. По результатам предварительного анализа в качестве спектральной характеристики выбран удельный спектр в диапазоне 0–40 Гц.

В каждом пункте приема с известными площадными координатами  $X_{пл}$ ,  $Y_{пл}$  по рассчитанному осредненному спектру микросейсм вычисляем удельный спектр  $S$  (отношение суммы спектра в диапазоне 0–40 Гц ко всему спектру 0–250 Гц) в процентах. Пользуясь этими данными, построим карту  $S(X_{пл}, Y_{пл})$ , представленную на рис. 2. Области, выделенные кривой сеткой красного цвета, соответствуют значениям  $S > 70$  %, т.е. здесь существенно преобладают низкие и средние частоты спектра.

На карту нанесены профили, пересекающие выделенные аномалии спектра и скважины. Профили и выделенные области наложены на карту изогипс абсолютных отметок кровли нижнебельской свиты. Перепад значений отметок от –4400 показан оттенками зеленого, от –2800 до –2700 – белым, до –200 – оттенками коричневого.

Обращает на себя внимание, что в южной и северной частях участка аномальные зоны повышенного уровня микросейсм приурочены к сводовой части антиклиналей.

Рассмотрим южную часть ЛУ, где красным пунктиром обведена территория Беряамбинского месторождения. Центральная часть этой области, по нашему анализу, является зоной преобладания микросейсм средних частот. Профиль 8 проходит по центру этой зоны, продуктивная Беряамбинская скв. 1 расположена в нескольких сотнях метров от линии профиля. Это дает основание рассматривать данный профиль как эталонный и сравнивать результаты по другим профилям в поиске схожих особенностей спектра микросейсм.

Карта дает представление об общем распределении преобладания среднечастотной части спектра микросейсм в пределах исследуемой области. Однако при ее построении возможны погрешности, возникающие, во-первых, из-за недостаточной и неравномерной плотности профилей по площади и, во-вторых, из-за особенностей используемых интерполяционных алгоритмов (в данном случае мы применяем метод кригинга). В конкретных случаях необходимо обращаться к исходному материалу – осредненному спектру микросейсм по профилю. Тем не менее с помощью карты удобно выделять отдельные профили для детального изучения.

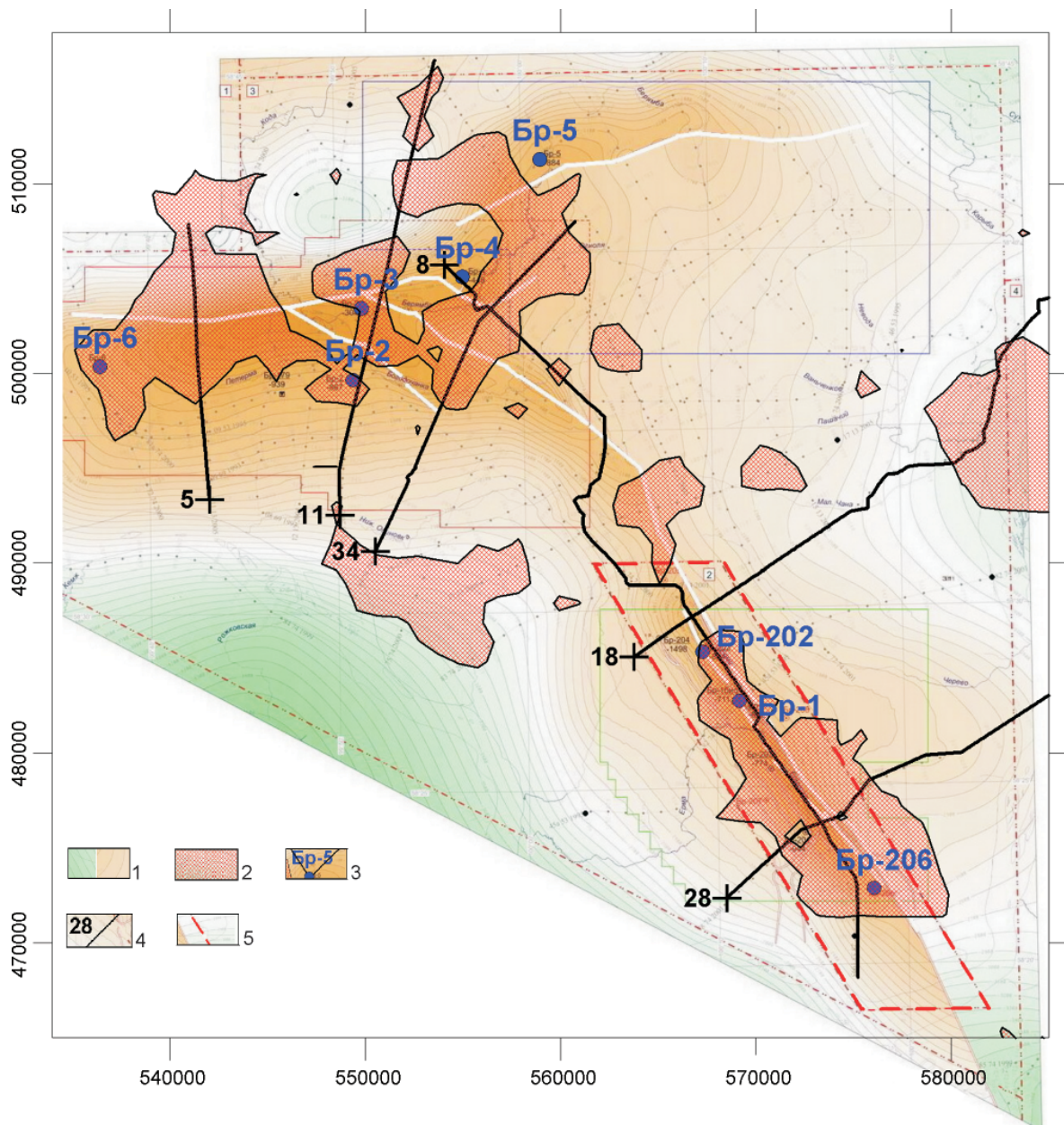
### Осредненный спектр микросейсм по отдельным профилям, проходящим по выявленным аномалиям

Обработаны 34 профиля, но мы приведем результаты расчета осредненного спектра микросейсм только по шести, проходящим через некоторые выделенные зоны. На рис. 3–8 представлены результаты расчетов осредненного спектра. Для краткости полевые номера профилей заменены архивными (порядковыми) номерами.

Для нас наиболее интересен профиль 8 (см. рис. 3), проходящий через продуктивную Беряамбинскую скв. 1; рис. 3, б дает представление о распределении интенсивности микросейсм по частотным диапазонам.

Профиль длиной 50 км пересекает большую часть ЛУ с севера на юг. Экстремум находится на ПК 33050; скважина ближе всего к ПК 33200. Пересечение исследуемого профиля с пр. 18 расположено на ПК 28150, с пр. 34 – на ПК 4400, с пр. 28 – на ПК 41300. Профиль пройден в 1995 г., за 8 лет до бурения скважины, значит, данные получены без технологических шумов, связанных с бурением или эксплуатацией





**Рис. 2.** Карта аномалий среднечастотных микросейсм в пределах Берямбинского лицензионного участка  
 1 – поверхность нижнебельской подсвечи (оттенки зеленого – ниже, коричневого – выше); 2 – область повышенных микросейсм средних частот; 3 – скважины; 4 – сейсмические профили и их номера; 5 – границы Берямбинского месторождения

скважины, т.е. эксперимент чистый. Аномалия наиболее выражена на частотах 10–20 Гц, имеет очень малую протяженность по профилю – около 1 км. Слабая аномалия протягивается на 10–12 км к югу от Берямбинской скв. 1 с незначительными локальными разрастаниями. Вероятность обнаружения залежи здесь мы оцениваем как незначительную.

Профиль 34 проходит через центральную северную зону повышенного уровня среднечастотных микросейсм и пересекает пр. 8. Отмечены низкочастотные аномалии малой протяженности. По нашим данным, вероятность открытия залежи в окрестности профиля отсутствует.

Профиль 18 пересекает пр. 8. Из всех характеризуемых нами профилей выявленные здесь аномалии в наибольшей степени сходны по частотному

составу с таковой вблизи продуктивной скважины. Аномалия имеет три достаточно протяженных (1,5–2 км) интервала наибольшей интенсивности – от ПК 23000 до ПК 31000 в восточной части ЛУ. Эта область слабо покрыта сейсмическими профилями, так что подтвердить ее по имеющимся материалам не удастся. По данным сейсморазведки мы не находим подтверждения наличия здесь газовой залежи, поскольку в этой части ЛУ картируется погружение кровли нижнебельской подсвечи до 3 км; глубинные разломы в этой части пока не обнаружены.

Профиль 28 проходит через южную часть Берямбинского месторождения, пересекается с пр. 8. Здесь отмечается несколько узких локальных экстремумов, преобладающие частоты в которых несколько ниже, чем на эталонном пр. 8.

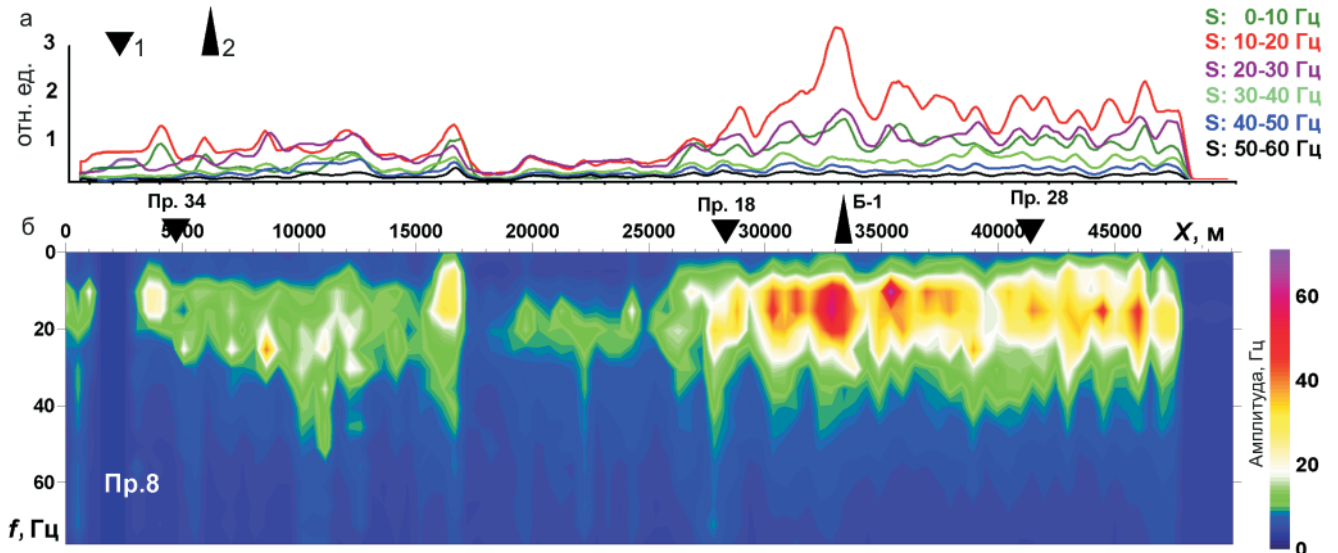


Рис. 3. Результаты обработки пр. 8 (1995 г.): а – интервальный спектр в диапазонах частот; б – спектр микросейсм 1 – точки пересечения профилей, 2 – близко расположенная скважина

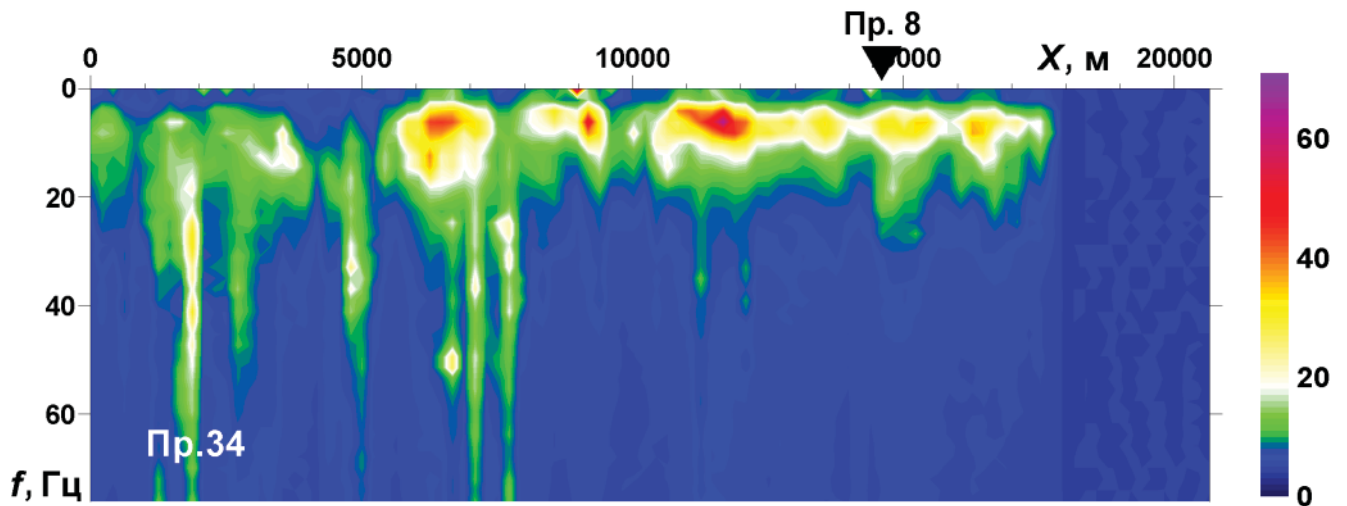


Рис. 4. Спектр микросейсм по пр. 34 (2000 г.)

Усл. обозн. см. на рис. 3

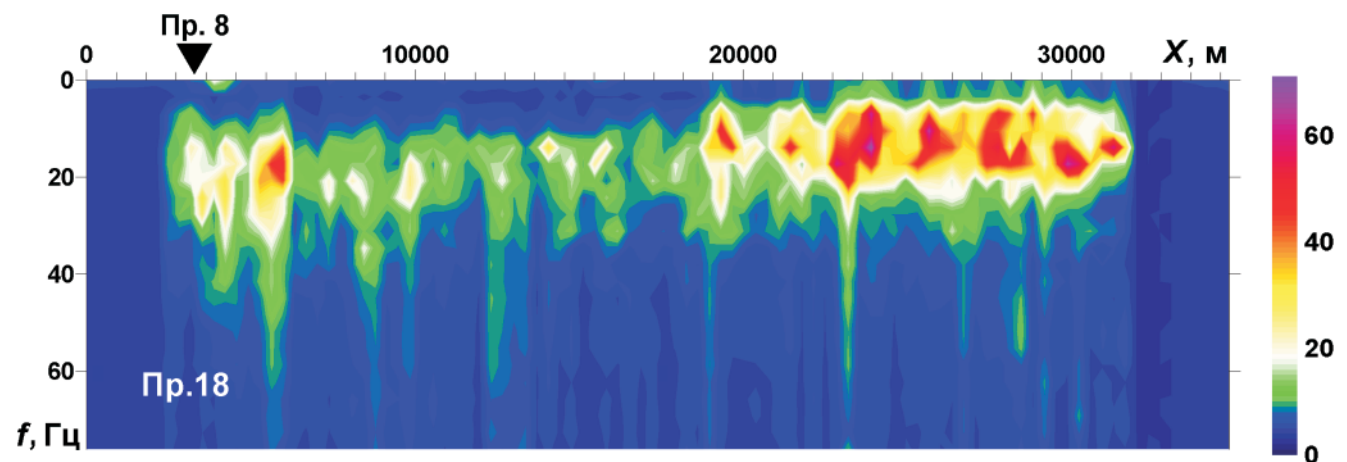


Рис. 5. Спектр микросейсм по пр. 18 (1995 г.)

Усл. обозн. см. на рис. 3

В северо-западной части ЛУ на большей части пр. 5 обнаружена очень контрастная плотная аномалия с максимумом в центре профиля (с ПК 6000 до ПК 9000). По данным сейсморазведки она соответ-

ствует своду антиклинали. Спектр аномалии смещен в область низких частот – до 10 Гц (вместо 10–20 Гц). Судя по нашим материалам, эта аномалия, вероятно, связана с залежью газоконденсата или нефти.



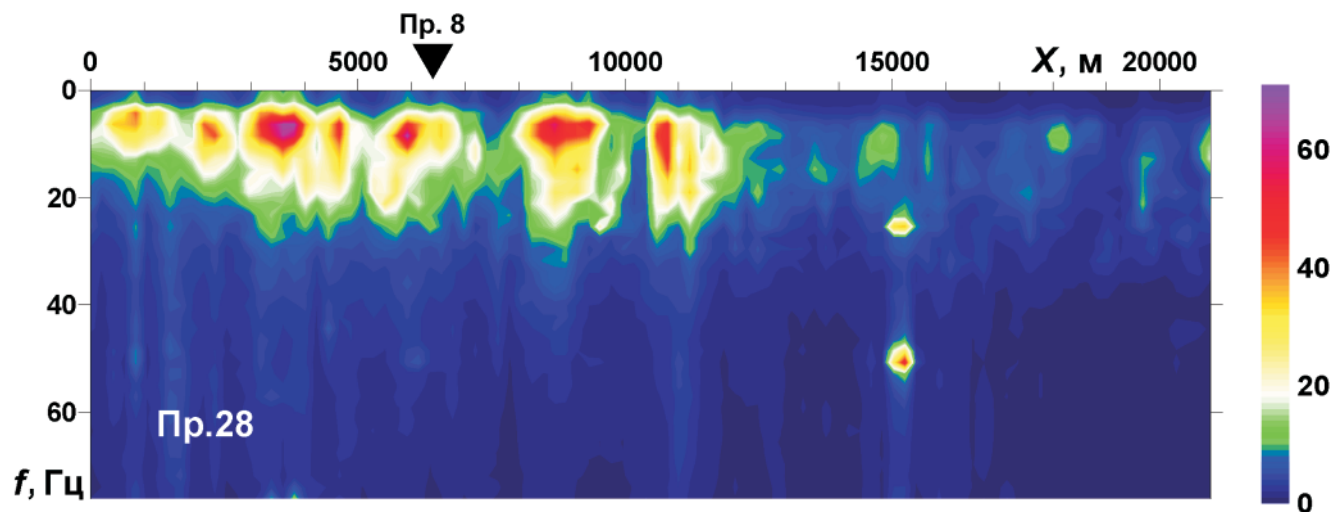


Рис. 6. Спектр микросейсм по пр. 28 (2001 г.)

Усл. обозн. см. на рис. 3

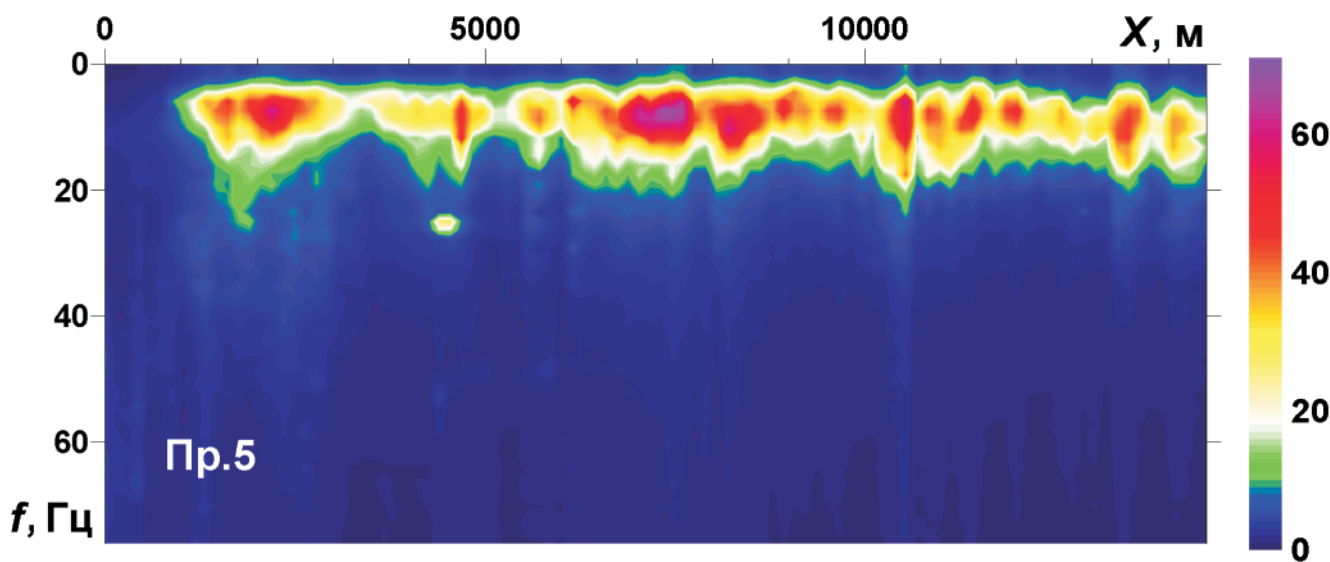


Рис. 7. Спектр микросейсм по пр. 5 (2005 г.)

Усл. обозн. см. на рис. 3

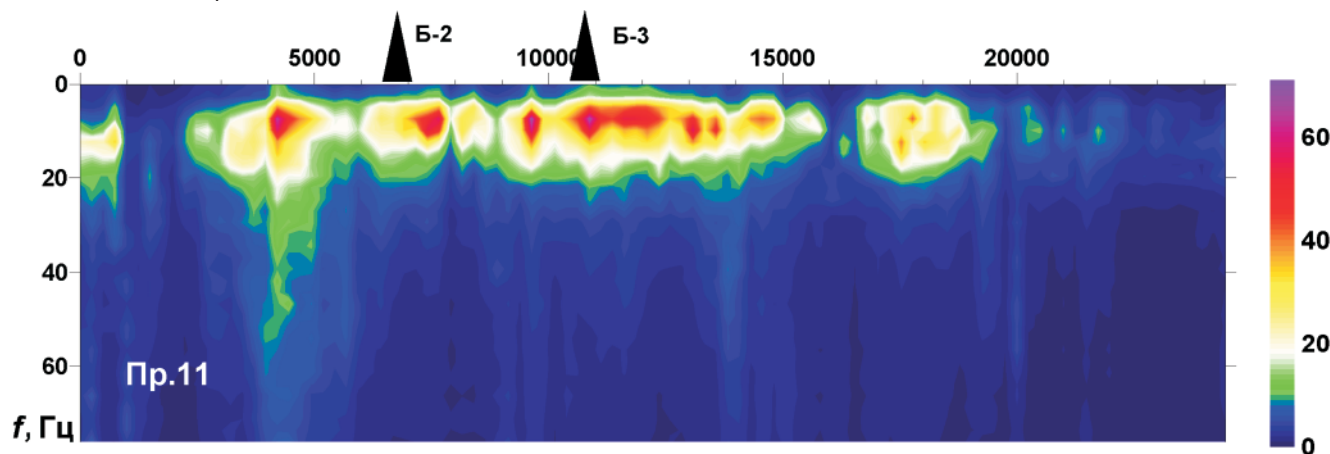


Рис. 8. Спектр микросейсм по пр. 11 (2005 г.)

Усл. обозн. см. на рис. 3

Профиль 11 пролегает в северной части ЛУ. В нескольких сотнях метров от него пробурены Беряmbинские скв. 2, 3 (первая вне аномалии, вторая – на ее краю). Насколько известно, продукта в скважи-

нах не получено. Отметим, что обнаруженная здесь аномалия имеет спектр, существенно отличающийся от такового около Беряmbинской скв. 1: здесь он, как и на предыдущем профиле, имеет максимум на



более низких частотах – до 10 Гц вместо 10–20 Гц. Следовательно, эта аномалия не соотносится с газовой залежью. По данным сейсморазведки она привязана к своду антиклинали.

Таким образом, из всех выделенных аномалий микросейсм наиболее перспективны на открытие месторождений две:

1) в своде антиклинали на северо-западе площади, аномалия низких частот с экстремумом порядка 10 Гц на пр. 5, ПК 6500–7500;

2) в восточной части площади по пр. 18, ПК 23000–24000, аномалия по частотному составу сходна с таковой близ продуктивной скважины, преобладают частоты 10–20 Гц.

### Выводы

В статье излагается метод анализа спектра микросейсм по сейсмограммам стандартной сейсморазведки (МОГТ) и возможности его использования при поиске нефтегазовых месторождений. В качестве данных используются архивные материалы: сейсмопрофили, при переобработке которых извлекается новая информация о свойствах среды в момент проведения измерений.

На Берямбинской площади выделены области повышенного уровня среднечастотных микросейсм. Координаты экстремума аномалии, четко определяющиеся по пр. 8, в южной части площади с точностью до сотен метров совпадают с координатами Берямбинской скв. 1, давшей промышленный приток газа. Остальные пробуренные на ЛУ скважины непродуктивны, находятся вне контуров обнаруженных аномалий или на их краях.

К достоинствам метода микросейсмического районирования по сейсмограммам МОГТ относится экономичность: не требуется дополнительных полевых работ, а также информации о скоростном разрезе. Непременным условием для построения карт является только информация о геометрии профилей. Высокая кратность наблюдений и продолжительность времени записи способствуют повышению достоверности получаемой информации.

С другой стороны, этот метод не дает знаний о глубине источников сейсмической эмиссии и для привязки по глубине необходимо опираться на данные сейсморазведки.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Арутюнов С. Л., Графов Б. М., Сиротинский Ю. В. АНЧАР – уникальная технология прямого поиска нефтегазовых месторождений // Геоинформатика. – 1998. – № 3. – С. 12–15.
2. Беляков А. С., Лавров В. С, Николаев А. В. Акустический резонанс нефтяной залежи // Докл. РАН. – 2004. – Т. 397, № 1. – С. 101–102.
3. Ведерников Г. В., Хогоев Е. А. Прогноз залежей УВ по характеристикам микросейсм при сейсморазведочных работах МОГТ // ГЕО-Сибирь-2007. Т. 5. Недропользование. Новые направления и техноло-

гии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых: сб. матер. III Междунар. науч. конгр. – Новосибирск: СГГА, 2007. – С. 179–183.

4. Ведерников Г. В., Хогоев Е. А. Уточнение блоковых моделей залежей углеводородов по характеристикам микросейсм // Сб. матер. 10-й Геофиз. науч.-практ. конф. – Тюмень, 2006. – С. 17–22.

5. Вынужденные колебания трещиноватоблочных флюидонасыщенных слоев при вибросейсмических воздействиях / А. С. Алексеев, В. А. Цецохо, А. В. Белоносова и др. // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2001. – № 6. – С. 3–12.

6. Крючков В. Е., Медведев А. Г., Худорожков В. Г. Литолого-седиментационные особенности строения Берямбинского газового месторождения в связи с перспективами нефтегазоносности межсолевых карбонатных отложений Сибирской платформы // Геология нефти и газа. – 2010. – № 3. – С. 45–51.

7. Мельников Н. В., Мельников П. Н, Смирнов Е. В. Зоны нефтегазонакопления в районах проведения геолого-разведочных работ Лено-Тунгусской провинции // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52, № 8. – С. 1151–1163.

8. О возможности поиска газовых месторождений по спектральным отношениям амплитуд микросейсмического шума / И. Л. Нерсесов, П. Б. Казик, М. Х. Рахматуллин, Ф. С. Трегуб // Докл. АН СССР. – 1990. – Т. 312, № 4. – С. 1084–1086.

9. Особенности аккумуляции энергии механических напряжений и аномальное сейсмоакустическое излучение в нефтенасыщенных породах / О. Л. Кузнецов, В. П. Дыбленко, И. А. Чиркин и др. // Геофизика. – 2007. – № 6. – С. 8–15.

10. Сердюков С. В, Курленя М. В. Механизм сейсмического воздействия на нефтепродуктивные пласты // Геология и геофизика. – 2007. – Т. 48, № 11. – С. 1231–1240.

11. Способ прямого прогноза залежей углеводородов / В. А. Куликов, Г. В. Ведерников, В. М. Грузнов и др. // Пат. док. 2454687; RU; МКИ G01V 11/00 (2006.01), G01V 1/00 (2006.01), G01V 9/00 (2006.01); № 2010144217/28, заявл. 28.10.2010, опубл. 27.06.2012.

12. Хогоев Е. А. О связи среднечастотных микросейсм с газовой залежью // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2014: Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология»: Сб. материалов в 4 т. Т. 3. – Новосибирск: СГГА, 2014. – С. 138–142.

13. Хогоев Е. А. Программа для ЭВМ «SanMcs»: свидетельство о программе № 2008613961, опубл. 19.08.08. – М.: Роспатент, 2008.

14. Хогоев Е. А. Технология изучения геодинамических шумов в нефтегазовых залежах // Сейсмические исследования земной коры: сб. докл. Всерос. науч. конф. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011. – С. 203–208.



15. **Phenomenology** of tremor-like signals observed over hydrocarbon reservoirs / S.Dangel, M. E. Schaepman, E. P. Stoll et al. // *Journal of Volcanology and Geothermal Research*. – 2003. – Vol. 128. – P. 135–158.

## REFERENCES

- Arutyunov S.L., Grafov B.M., Sirotinskiy Yu.V. [ANCHAR – the unique technology of direct search for oil and gas fields]. *Geoinformatika – Geoinformatics*, 1998, no. 3, pp. 12–15. (In Russ.).
- Belyakov A.S., Lavrov V.S, Nikolaev A.V. [Acoustic resonance of an oil field]. *Doklady RAN – RAS Proceedings*, 2004, vol. 397, no. 1, pp. 101–102. (In Russ.).
- Vedernikov G.V., Khogoev E.A. [Prediction of HC pools from microseism features acquired by seismic survey]. *GEO-Sibir'-2007. T. 5. Nedropol'zovanie. Novye napravleniya i tekhnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdeniy poleznykh iskopaemykh: sb. materialov III Mezhdunarodnogo nauchnogo kongressa, Novosibirsk, 25-27 aprelya 2007 g.* [GEO-Sibir–2007. Vol. 5. Subsoil use. New trends and technologies of prospecting, exploration, and development of mineral deposits. Proceedings of the 3<sup>rd</sup> international scientific congress, Novosibirsk, 25–27 April 2007]. Novosibirsk, SGGA Publ., 2007, pp. 179–183. (In Russ.).
- Vedernikov G.V., Khogoev E.A. [Updating of block models of hydrocarbon pools from microseism features]. *Sbornik materialov 10-y geofizicheskoy nauchno-prakticheskoy konferentsii TyumenEAGO* [Proceedings of the 10<sup>th</sup> TyumenEAGO Geophysical Research-to-Practice Conference] Tyumen, 29–30 November 2006, pp. 17–22. (In Russ.).
- Alekseev A.S., Tsetsokho V.A., Belonosova A.V., Belonosov A.S., Skazka V.V. [Forced vibrations of fractured block fluid-bearing strata forced by vibroseismic impact]. *Fiziko-tekhnicheskie problemy razrabotki poleznykh iskopaemykh – Physical and technical issues of mineral deposits development*, 2001, no. 6, pp. 3–12. (In Russ.).
- Kryuchkov V.E., Medvedev A.G., Khudorozhkov V.G. [Lithological and sedimentation features of the Beryambinskoye gas field structures in connection with the petroleum prospects of interlayer carbonaceous deposits in the Siberian Platform]. *Geologiya nefi i gaza – Oil and Gas Geology*, 2010, no. 3, pp. 45–51. (In Russ.).
- Melnikov N.V., Melnikov P.N, Smirnov E.V. [The petroleum accumulation zones in the geological-prospecting regions of the Lena-Tunguska province]. *Geologiya i geofizika – Russian Geology and Geophysics*, 2011, vol. 52, no. 8, pp. 906–916.
- Nersesov I.L., Kaazik P.B., Rakhmatullin M. Kh., Tregub F.S. [The possibility to search for gas fields based on spectral ratios of microseismic noise amplitudes]. *Dokl. AN USSR – Reports of the USSR Academy of Sciences*, 1990, vol. 312, 4, pp. 1084–1086. (In Russ.).
- O. L. Kuznecov, V. P. Dyblenko, I. A. Chirkin, et al. [Peculiarities of energy accumulation of mechanical stresses and abnormal seismoacoustic emission in oil-saturated rocks]. *Geophysics*, 2007, no. 6. pp. 8–15. (In Russ.).
- Serdyukov C.V, Kuplenya M.V. [Seismic simulation of oil reservoirs]. *Geologiya i geofizik – Geology and Geophysics*, 2007, vol. 48, no. 11, pp. 1231–1240. (In Russ.).
- Kulikov V.A., Vedernikov G.V., Gruznov V.M., et al. *Sposob pryamogo prognoza zalezhey uglevodorodov* [A method of direct prediction of hydrocarbon pools]. Pat. rep. 2454687; RU; MKI G01V 11/00 (2006.01), G01V 1/00 (2006.01), G01V 9/00 (2006.01); No. 2010144217/28, applied 28.10.2010, published 27.06.2012/ (In Russ.).
- Khogoev E.A. [The connection between mid-frequency microseisms and gas pools]. *Interespo GEO-Sibir–2014. X Mezhdunar. nauch. kongr., 8-18 aprelya 2014 g., Novosibirsk: Mezhdunar. nauch. konf. "Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Napravleniya i tekhnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdeniy poleznykh iskopaemykh. Geoekologiya": Sb. materialov v 4 t. T. 3* [Interespo GEO-Sibir–2014. The 10<sup>th</sup> international research congress, 8–18 April 2014, Novosibirsk: Subsoil use. Mining. Trends and technologies of prospecting, exploration, and development of mineral deposits. Geoecology. Proceedings of international scientific conference in 4 parts. Part 3]. Novosibirsk, SGGA Publ., 2014, pp. 138–142. (In Russ.).
- Khogoev E.A. *Programma dlya EVM «San-Mcs»* [The programme for SanMcs]. Certificate No. 2008613961 published 19.08.08. Moscow, Rospatent, 2008. (In Russ.).
- Khogoev E.A. [A technique to study geodynamic noise in oil and gas pools]. *Seismicheskie issledovaniya zemnoy kory: Sb. dokl. Vserossiyskoy nauchnoy konferentsii (Novosibirsk, 23-25 noyabrya 2009 g.)* [Seismic studies o the Earth's crust. Collected reports of the All-Russia research conference (Novosibirsk, 23–25 November 2009)]. Novosibirsk, IPGG SB RAS Publ., 2011, pp. 203–208. (In Russ.).
- Dangel S., Schaepman M.E., Stoll E.P., et al. Phenomenology of tremor-like signals observed over hydrocarbon reservoirs. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, 2003, vol. 128, pp. 135–158.

© E. A. Хогоев, М. Л. Шемякин, 2017