



РЕЗУЛЬТАТЫ ЧИСЛЕННОГО АНАЛИЗА МИКРОСЕЙСМ ПО СЕЙСМОГРАММАМ МОГТ В РАЙОНЕ ПАЙЯХСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Е. А. Хогоев¹, Е. Е. Хогоева¹, М. Л. Шемякин²

¹Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука, Новосибирск, Россия; ²Новосибирский государственный университет, Новосибирск, Россия

Приводятся результаты картирования микросейсм по Пайяхскому нефтяному месторождению с использованием сейсмограмм стандартной сейсморазведки. Расчеты по различным наборам данных дают устойчивую картину распределения микросейсмической активности по площади. Обнаруженные аномальные зоны преобладания частот в диапазоне 40–160 Гц близки к карте распределения атрибута AVO; две зоны соответствуют известным ловушкам УВ. Разработанная технология анализа микросейсмического шума может использоваться при поисках литологических залежей нефти как дополняющая и верифицирующая другие методы, основанные на использовании сейсмических атрибутов.

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

RESULTS OF NUMERICAL MICROSEISM ANALYSIS ON CDP SEISMOGRAMS IN THE AREA OF PAIYAKHSKOE OIL FIELD

E. A. Khogoev¹, E. E. Khogoeva¹, M. L. Shemyakin²

¹Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Novosibirsk, Russia; ²Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia

The article presents the results of microseisms mapping in the Paiyakhskoe oil field using seismograms of standard seismic survey. Calculations on different data sets give a stable picture of the distribution of microseismic activity over the area. The observed anomalous zones of frequency predominance in the range for 40 to 160 Hz are close to the AVO attribute distribution map; the two anomalous zones that the authors observed correspond to the well-known HC traps. The developed technology for the analysis of microseismic noise can be used in the search for lithological oil deposits as complementary. It can also verify other methods based on the use of seismic attributes.

Keywords: seismic exploration, microseism spectrum, forecast of oil and gas pools.

DOI 10.20403/2078-0575-2018-2-93-99

На протяжении последних десятилетий, прошедших со времени повсеместного внедрения МОГТ, задачи нефтяной сейсморазведки заключались в построении временных (глубинных) разрезов и картировании отражающих горизонтов. Однако успешность бурения разведочных скважин в последнее время не растет, оставаясь менее 35 % [6], несмотря на огромные объемы данных, получаемых в ходе 3D-съемки, и все более совершенные алгоритмы их обработки. Очевидно, задача состоит не только в оконтуривании ловушки возможного скопления нефти и газа, но и в дополнительном изучении типа флюидосодержания и открытой трещиноватости геологической среды.

В работе О. Л. Кузнецова и др. [4] выдвинуто обоснование новой методологии сейсморазведки. Она заключается в комплексировании сейсмических технологий МОГТ, СЛОЭ (сейсмолокации очагов эмиссии) и СЛБО (сейсмического локатора бокового обзора), использующих волны разных классов. Это позволяет получить независимую и более полную информацию о строении ловушки, неоднородности и неравномерности флюидонасыщения, распределении открытой трещиноватости в коллекторе. Утверждается, что эмиссионное поле несет информацию о типе флюидонасыщения, а поле рассеянных волн имеет аномалии в зонах открытой трещиноватости. Применение технологий СЛБО или СЛОЭ в полном объеме требу-

ет проведения специальных полевых работ; однако у авторов есть опыт использования подходов СЛБО к переобработке данных МОГТ 2D и 3D.

За рубежом также проявляется интерес к этому подходу, в частности при поиске волн микросейсмической эмиссии в данных активной сейсмики в поздней части сейсмической записи (после прохода первичных волн PP, PS и SS) [10].

В наших работах с 2006 г. развивается направление, которое также заключается в использовании данных МОГТ для картирования аномалий спектров эмиссионных микросейсм и поиску связи их характеристик с нефтегазовыми залежами и блочным строением среды [1, 2, 7, 9]. Данными служат различные отрезки трасс с большими удалениями от источника – как до вступления первых волн, так и поздние времена записи (от 3,5 с записи), что близко к подходу, описанному в [10], с тем отличием, что его авторы исследуют следы эмиссии непосредственно в волновом поле.

В предлагаемой статье излагаются результаты применения разработанной методики в районе известного Пайяхского месторождения.

Пайяхское месторождение нефти

Географически месторождение расположено на западе Таймырского АО, в 130 км к северо-за-

паду от г. Дудинки. В геологическом отношении эта территория является составной частью Енисей-Хатангской нефтегазоносной области, перспективы которой оцениваются очень высоко [3, 5].

В Енисей-Хатангском региональном прогибе нефтегазоконденсатные залежи открыты в юрских и меловых отложениях. Ранее сейсморазведочные работы здесь были нацелены на поиск локальных поднятий и связанных с ними месторождений УВ, поэтому практически все разведанные залежи приурочены к локальным поднятиям. Исследования, проведенные в 1999–2010 гг. группой сотрудников СНИИГГиМС под руководством А. В. Исаева показали, что открытие новых нефтяных месторождений ожидается прежде всего в неантиклинальных ловушках – литологических телах (песчаниках), залегающих на достаточно крутой моноклинали

Пайяхское месторождение открыто в 1990 г. На Пайяхском поднятии заложена скв. Пх-1, залежь обнаружена в отложениях, характеризующихся моноклинальным залеганием. Здесь был получен

фонтанный приток нефти свыше $30 \text{ м}^3/\text{сут}$ из двух маломощных (до 4 м) пластов, залегающих в подошве меловых отложений на глубине 3420–3436 м. В дальнейшем в пределах выявленной структуры были пробурены еще три скважины (Пх-2, Пх-3, Пх-4) и только в скв. Пх-2 были получены незначительные притоки нефти ($2,4 \text{ м}^3/\text{сут}$) из маломощных (чуть более 1 м) пластов.

Поиск и оконтуривание литологических объектов по данным сейсморазведки основывается прежде всего на изучении динамических характеристик сейсмической записи – AVO-анализ (рис. 1) [5]. На основании полученных данных была заложена скв. Пх-6, вскрывшая два пласта нефтенасыщенных песчаников с эффективной мощностью коллектора 13,5 и 4,0 м, из которых получен приток нефти до $24 \text{ м}^3/\text{сут}$.

В Пайяхской и Северо-Пайяхской ловушках открыты залежи нефти с извлекаемыми запасами категорий C_1+C_2 более 100 млн т, что позволяет отнести месторождение к разряду крупных. В 2012 и 2014 гг. в пределах Северо-Пайяхской ловушки пробурены две разведочные скв. Пх-7 и Пх-8, ко-

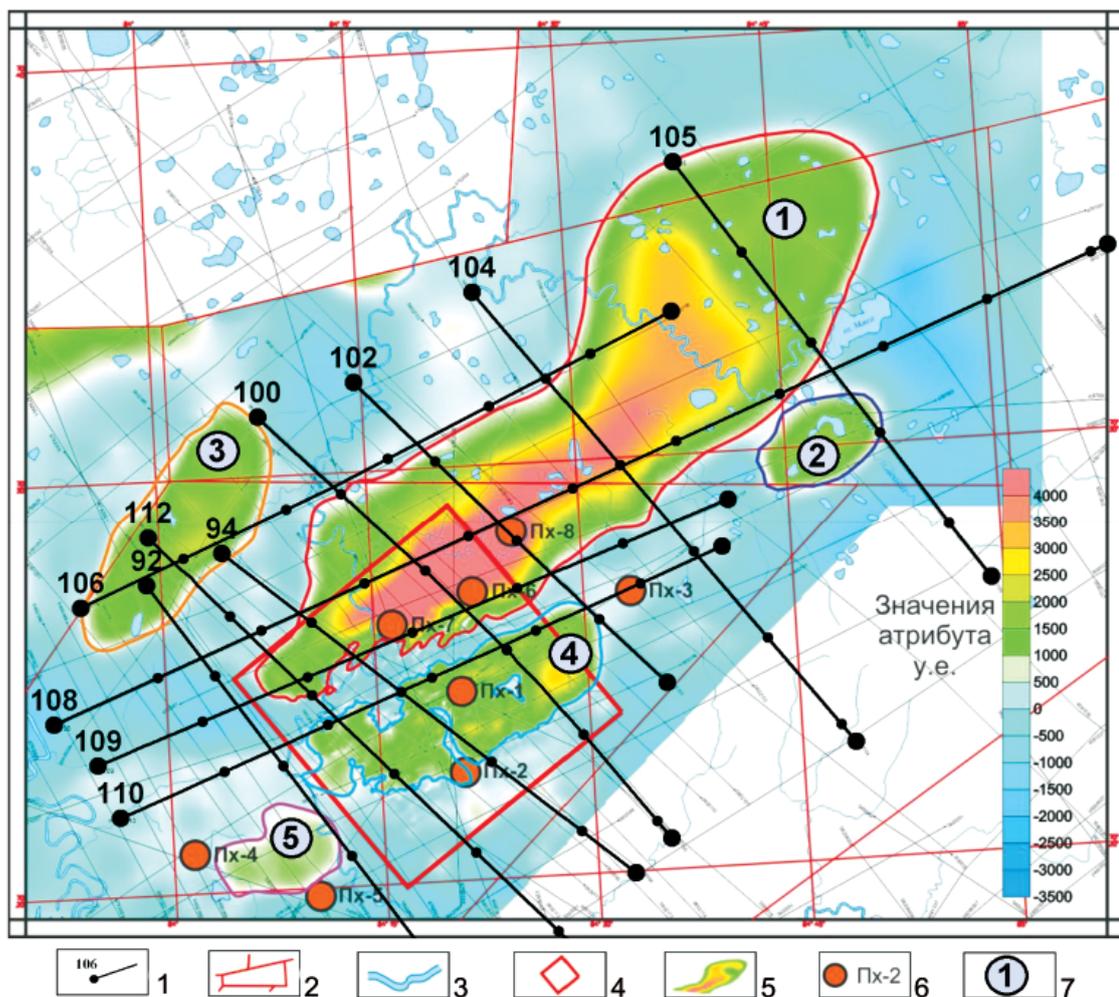


Рис. 1. Карта литологических ловушек Пайяхской площади

1 – сейсмические профили; 2 – границы лицензионных участков; 3 – гидросеть; 4 – 3D съемка; 5 – комплексные аномалии AVO-атрибутов сейсмической записи в интервале отражающих границ перспективных пластов; 6 – поисковые скважины, законченные бурением, их номера; 7 – ловушки (1 – Северо-Пайяхская, 2 – Восточно-Пайяхская, 3 – Западно-Пайяхская, 4 – Пайяхская, 5 – Южно-Пайяхская)

торые вскрыли по три нефтенасыщенных пласта с суммарной эффективной мощностью коллектора более 70 м. Пайяхская нефть отличается высоким качеством, плотностью не более 826 кг/м³ и малым содержанием серы – менее 0,12 %.

Методика обработки данных

С целью поисков новых прогнозных признаков нефтяных залежей нами проведена переобработка данных сейсморазведки по Пайяхской площади для микросейсмического ее районирования и увязки спектральных аномалий с известными месторождениями. 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 либо отсутствуют волны от взрыва, 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 чем на 1,5–2 км (в зависимости от скоростного разреза) приблизительно первые полсекунды записывается микросейсмический шум, конечно, вместе с техногенными и природными помехами. При типичном интервале дискретизации 2 мс мы получаем выборку из 256 отсчетов, удобную для применения быстрого Фурье-преобразования. Интервал дискретизации спектра при этих условиях составляет около 2 Гц, что дает удовлетворительную разрешенность по частоте.

Следующим шагом в развитии технологии анализа микросейсмического шума является использование участков сейсмотрасс с поздними (более 3,5 с) временами регистрации (по мере ослабления волн от источника) для изучения эмиссионного поля среды, возбужденной взрывным воздействием [7–9] (рис. 2).

После отбраковки трасс, на которых среднеквадратичная амплитуда сигнала существенно превышает среднюю фоновую, по известному критерию 3σ 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 (рис. 3), где по горизонтали откладываются координаты профиля, по вертикали – частота, а значение амплитудного спектра, нормированное на наибольшее значение на профиле и выраженное в процентах, кодируется цветом. При сейсморазведочных работах методом многократных перекрытий запись в каждой точке приема производится десятки раз, что дает нам возможность накопить представительную выборку для осреднения. На основе полученных осредненных спектров микросейсм строятся спектральные характеристики

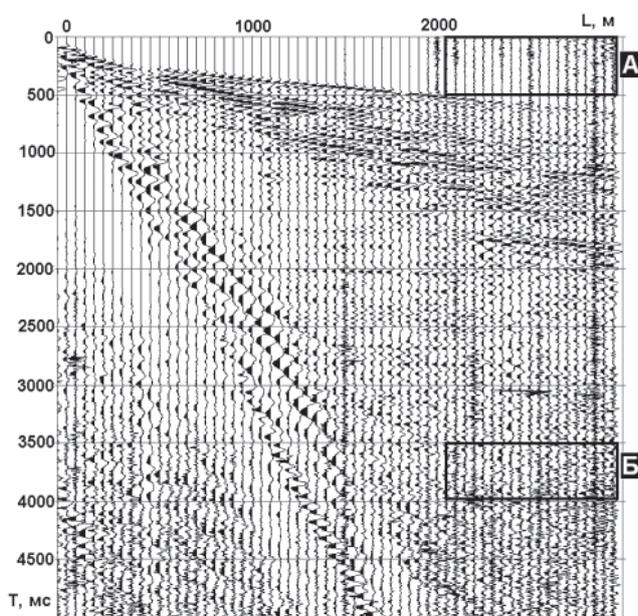


Рис. 2. Пример сейсмограммы с выделенным окном анализа микросейсм: А – до первых вступлений, Б – после прохождения первичных волн от взрыва; визуализация с применением АРУ

(интервальный спектр в заданном частотном диапазоне по профилю) либо удельный спектр (отношение суммы спектра в заданном интервале частот к сумме всего спектра). Рассчитываемые числовые характеристики привязываются к точкам приема, имеющим площадные координаты. Это 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» [8], являются: а) использование данных стандартной сейсморазведки МОГТ; б) способ отбраковки случайных выбросов на записях; в) построение осредненных спектров по профилю, расчет интервальных значений спектра; г) способы подготовки данных для построения карт при площадных работах.

Из 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 раза выше, чем в первом варианте, т. е. увеличивается контрастность. Кроме того, слабые аномалии в первом варианте могут быть неразличимы на фоне техногенных помех.

Опробование развиваемого метода прогноза месторождений по микросейсмам в условиях данной площади особенно интересно, поскольку в рассматриваемом случае мы имеем дело с залежью неструктурного типа. Выявление месторожде-

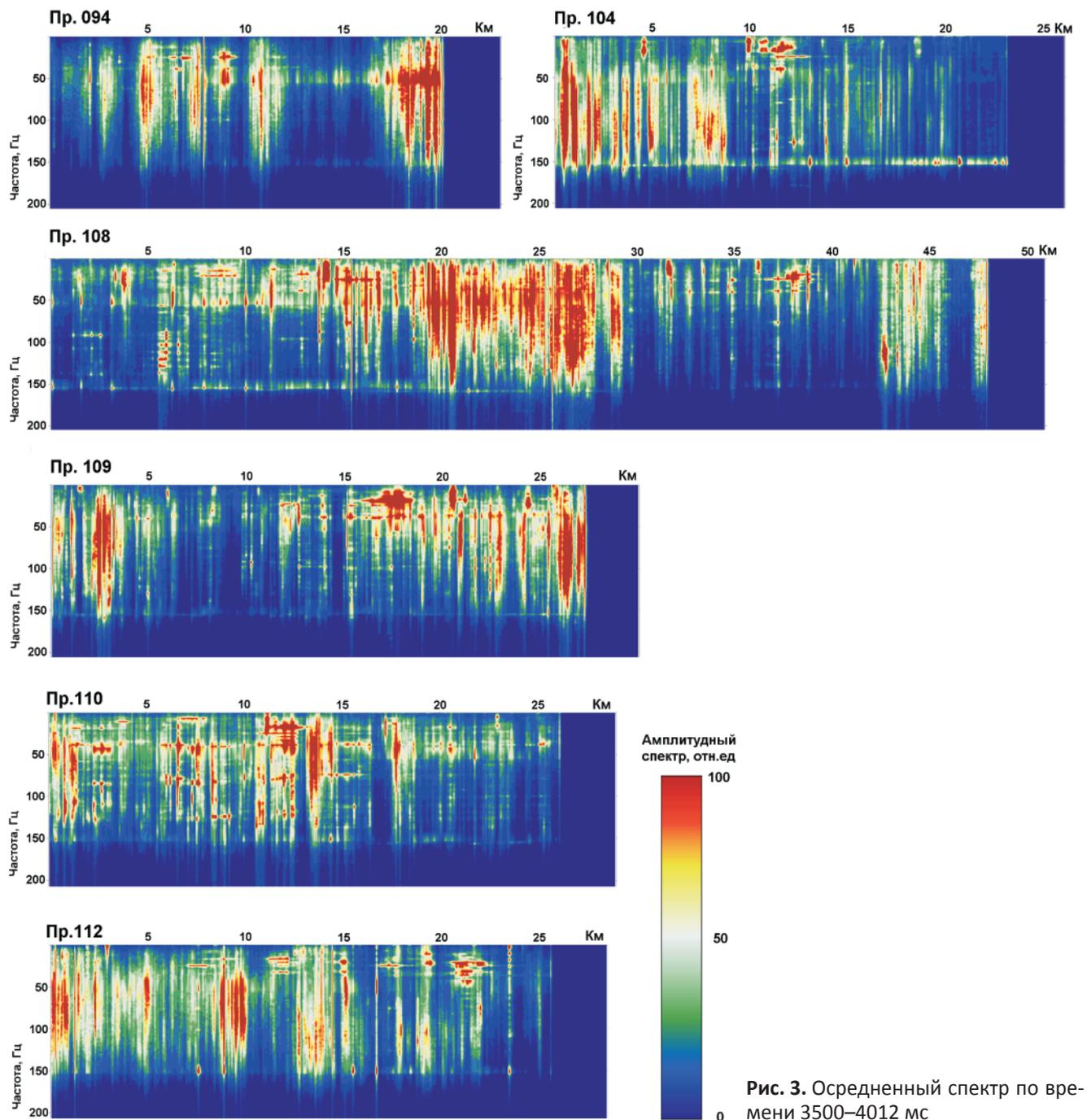


Рис. 3. Осредненный спектр по времени 3500–4012 мс

ния в этих условиях становится важным аргументом в пользу применения спектров микросейсм в нефтегазовой сейсморазведке. Кроме того, особенностью полевого материала является то, что данные сейсморазведки получены в условиях присутствия мощного (около 300 м) слоя многолетнемерзлых пород, который может оказывать существенное влияние на спектры микросейсмических колебаний.

Наш анализ проводился по сейсмическим профилям МОГТ №№ 0602092, 0602094, 0602100, 0602102, 0602104, 0602105, 0602106, 0602108, 0602109, 0602110, 0602112, проходящим по Пайяхской площади. Схема отобранных профилей приведена на рис. 1. Для краткости в номерах профилей, помещенных в их начале, опущены первые

четыре цифры. Точки на профилях расположены через 5 км.

Результаты обработки

Для анализа спектров микросейсм из сейсмограмм отбираются участки трасс с удалением источник – приемник более 2 км с различным начальным временем регистрации на трассе. Спектр рассчитывается по каждой трассе в интервале 256 отсчетов (приблизительно 0,5 с) и в дальнейшем усредняется в каждом пункте приема.

Расчеты проведены отдельно для трех интервалов времени: а) в начале трассы (0–512 мс); б) после прохода основной части волн от источника (3500–4012 мс); в) в конце трассы (4488–5000 мс).

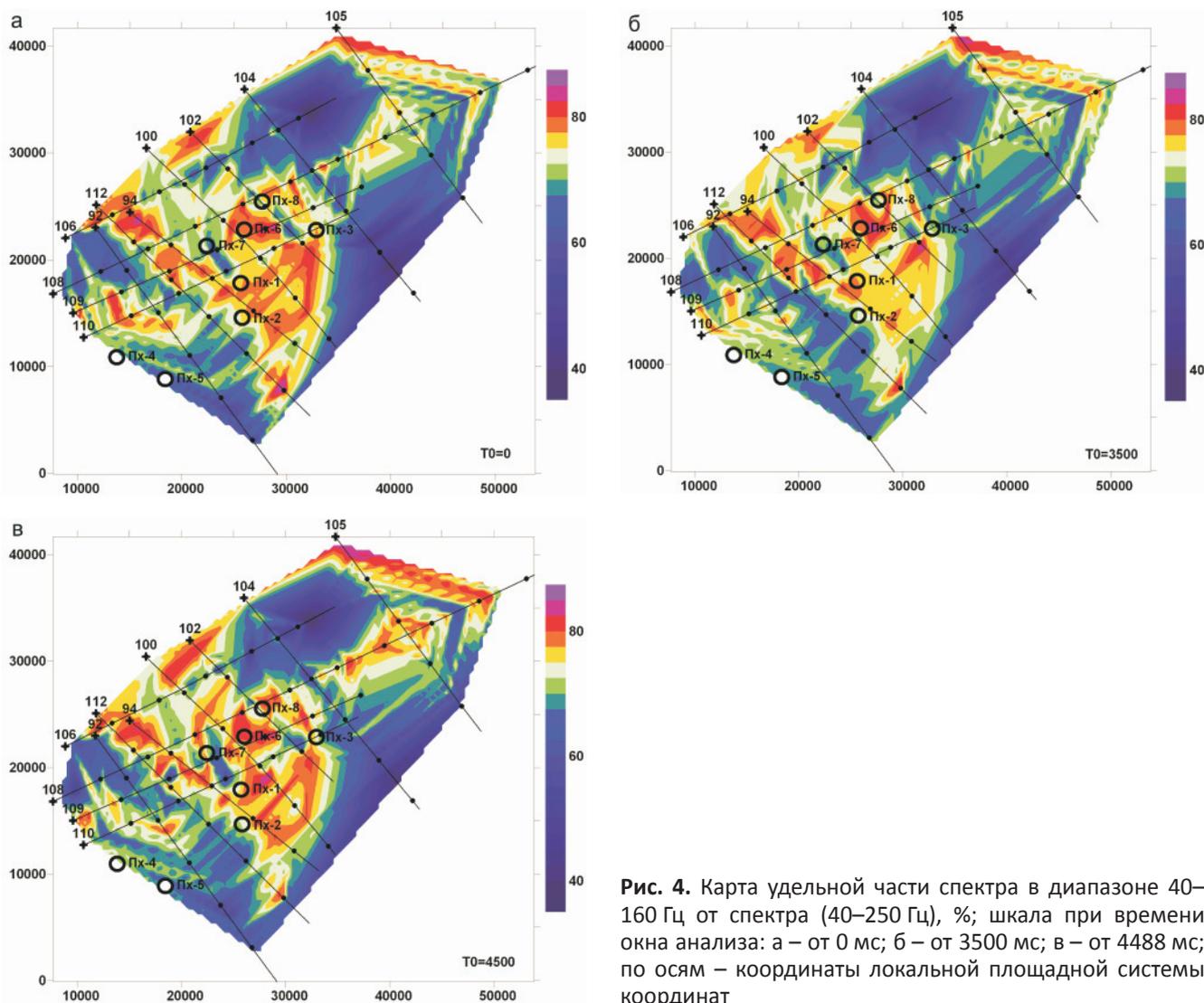


Рис. 4. Карта удельной части спектра в диапазоне 40–160 Гц от спектра (40–250 Гц), %; шкала при времени окна анализа: а – от 0 мс; б – от 3500 мс; в – от 4488 мс; по осям – координаты локальной площадной системы координат

Мы приводим осредненные спектры по нескольким профилям (рис. 3), пересекающим перспективную часть площади. Общим для спектров в данном случае является практически полное отсутствие низкочастотной составляющей: до 40 Гц можно отметить только отдельные техногенные помехи. Основная часть спектра локализуется в области 40–160 Гц. Мы предполагаем, что такое распределение аномальных частот связано с присутствием мощной зоны многолетнемерзлых пород, а также с характером коллектора, который представлен здесь песчаником.

Профили 108, 109 и 110 практически параллельны, они отстоят друг от друга на 3 км. На пр. 108 аномалия (частоты до 160 Гц) прослеживается с 15 до 28 км, с периодическими усилениями. На пр. 109 наблюдается техногенная помеха от Пайяхской скв. 6 на ПК 17–18 км. Можно определить наследование аномалии на тех же пикетах, что и пр. 108, но существенно меньшей контрастности. На следующем пр. 110 контрастных аномалий не отмечается.

Как указывалось, аномалии отличаются высокими частотами. Кроме того, спектр, рассчитанный

по началу трасс, слабо отличается от спектров, рассчитанных по другим интервалам времени.

Микросейсмическое районирование площади

С учетом известных особенностей спектров проведем районирование площади по следующему параметру. Будем определять отношение (S) суммы спектра микросейсм в интервале 40–160 Гц к таковой в интервале 40–250 Гц. Отбрасывая низкие частоты, мы ставим задачу исключить влияние шума от скважин и иных видимых на рис. 3 локальных техногенных помех или уменьшить его. Для сравнения построим три карты S по расчетам в трех временных окнах: 0–512, 3500–4012 и 4488–5000 мс (рис. 4, а–в).

Расчеты по различным наборам данных показывают устойчивую картину распределения микросейсмической активности по площади. Основная часть микросейсмических аномалий заключена между пр. 112 и пр. 104 в центральной части площади. Карты, построенные на данных по началу и концу трасс, ($T_0 = 0$ мс и $T_0 = 4488$) практически неотличимы. Карта, построенная по времени от 3500 мс, представляет более локализованное рас-



пределение аномальных зон. Так, на ней Пайяхская и Северо-Пайяхская ловушки разделены.

Наиболее информативны шумы, выделенные на пр. 108, (ПК 15–28 км). Небольшая аномалия пр. 94 (ПК 5–8 км) также может представлять интерес.

Все скважины (Пайяхские 1, 2, 6, 7, 8), вскрывшие нефтенасыщенные пласты, расположены в пределах аномальной зоны, а скв. Пх-2 и 6 – в области максимальных значений.

Области, выделенные синим цветом на наших картах, мы считаем неперспективными для поисков месторождений.

Обратившись к карте распределения атрибута AVO (см. рис. 1) [3], можно убедиться, что две выделенные ловушки близки и соответствуют обнаруженным нами аномальным зонам. Западно-Пайяхская ловушка в основном находится за пределами площадки, покрытой имеющимися профилями. Только пр. 112 в самом начале (0–2 км) пересекает ее, и можно видеть следы аномалии (см. рис. 3).

Исходя из результатов обработки данных по Пайяхской площади, можно сделать вывод, что метод анализа микросейсм позволяет выделить перспективные на нефтеносность зоны, близкие по положению к зонам, определенным по результатам AVO-анализа. Отметим, что число профилей в нашей обработке в несколько раз меньше, чем при обработке по AVO-анализу, что сказывается на детальности прогноза.

Таким образом, наш метод может использоваться при поисках литологических залежей нефти как дополняющий и верифицирующий другие методы, основанные на использовании сейсмических атрибутов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Ведерников Г. В., Хогоев Е. А.** Прогноз залежей УВ по характеристикам микросейсм при сейсморазведочных работах МОГТ // Сб. матер. Междунар. науч. конгр. «Гео-Сибирь – 2007», Новосибирск, 25–27 апреля 2007 г. – Новосибирск, 2007. – С. 179–183.

2. **Ведерников Г. В., Хогоев Е. А.** Уточнение блоковых моделей залежей углеводородов по характеристикам микросейсм // Сб. матер. 10-й геофизич. науч.-практ. конф. Тюмень-ЕАГО, Тюмень, 29–30 ноября 2006 г. – Тюмень, 2006. – С. 17–22.

3. **Исаев А. В., Кринин В. А., Карпухин С. М.** Перспективы нефтегазоносности клиноформного комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2015. – Т. 10, № 3. – Точка доступа: http://www.ngtp.ru/rub/4/31_2015.pdf.

4. **Комплектирование** сейсмических волн разного класса для поиска и разведки месторождений углеводородного сырья (новая методология сейсморазведки) / О. Л. Кузнецов, А. А. Радван, И. А. Чиркин и др. // Технологии сейсморазведки. – 2016. – № 3. – С. 38–47.

5. **Перспективные** нефтегазоносные объекты клиноформного комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба: результаты сейсмогеологического моделирования / А. В. Исаев, В. А. Кринин, Ю. А. Филипцов и др. // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2011. – № 2. – С. 74–82.

6. **Тимурзиев А. И.** Современное состояние практики и методологии поисков нефти – от заблуждений застоя к новому мировоззрению прогресса // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010. – № 11. – С. 20–31.

7. **Хогоев Е. А.** О связи среднечастотных микросейсм с газовой залежью // Интерэкспо GEO-Сибирь-2014. X Междунар. науч. конгр., 8–18 апреля 2014 г., Новосибирск: 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.

8. **Хогоев Е. А.** Программа для ЭВМ «SanMcs»: Свид-во о прогн. № 2008613961, опубл. 19.08.08. – М.: Роспатент, 2008.

9. **Хогоев Е. А.** Технология изучения геодинимических шумов в нефтегазовых залежах // Сейсмические исследования земной коры: Сб. докл. Всерос. науч. конф. (Новосибирск, 23–25 ноября 2009 г.). – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011. – С. 203–208.

10. **Batta G. K., Singh S. N.** Microseismic evidences in active seismic data: resonant near infrasonic micro-seismic emission as direct hydrocarbon indicator (DHI) (A case study from Upper Assam Basin, India) // 10th Biennial International Conference and Exposition on the theme «Changing Landscapes in Geophysical Innovations» on 23–25 November 2013. – Kochi, 2013. – P182. – 8 p.

REFERENCES

1. Vedernikov G.V., Khogoev E.A. [Forecast of HC deposits based on microseism characteristics during CDP seismic surveys]. *Sbornik materialov mezhdunarodnogo nauchnogo kongressa "Geo-Sibir'-2007", Novosibirsk, 25–27 aprelya 2007g.* [Collection of materials of the international scientific congress "Geo-Siberia-2007"]. Novosibirsk, 2007, pp. 179–183. (In Russ.).

2. Vedernikov G.V., Khogoev E.A. [Refinement of block models of hydrocarbon deposits by microseism characteristics]. *Sbornik materialov 10-yu geofizicheskoy nauchno-prakticheskoy konferentsii Tyumen'EAGO, Tyumen', 29–30 noyabrya 2006* [Collected materials of the 10th geophysical scientific and practical conference Tyumen EAGO]. Tyumen, 2006, pp. 17–22. (In Russ.).

3. Isaev A.V., Krinin V.A., Karpukhin S.M. [Prospects of oil and gas potential of the cliniform complex of the Yenisei-Khatanga regional trough]. *Neftgazovaya geologiya. Teoriya i praktika – Oil-and-Gas Geology. Theory and practice*, 2015, vol. 10, no. 3. Available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/31_2015.pdf. (In Russ.).



4. Kuznetsov O.L., Radvan A.A., Chirkin I.A., Rizanov E.G., Koligaev S.O. [Various combinations of seismic waves of different class in prospecting and exploration for hydrocarbon deposits (new seismic survey methodology)]. *Tekhnologii seysmorazvedki – Seismic technologies*, 2016, no. 3, pp. 38–47. (In Russ.).

5. Isaev A.V., Krinin V.A., Filiptsov Yu.A., Karpukhin S.M., Sklyarov V.R. [Potential oil and gas bearing objects in the clinofom complexes of the Yenisei-Khatanga regional trough: results of seismic-geological modeling]. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri – Geology and mineral resources of Siberia*, 2011, no. 2, pp. 74–82. (In Russ.).

6. Timurziev A.I. [The current state of practice and methodology of oil exploration – from delusions of stagnation to a new worldview of the progress]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy – Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2010, no. 11, pp. 20–31. (In Russ.).

7. Khogoev E.A. [On the connection of medium-frequency microseisms with a gas reservoir] *Interekspo 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. [Interexpo GEO-Siberia-2014. X Intern. Sci. Congress, April 8–18, 2014, Novosibirsk: Intern. Sci. Conf. "Subsoil use. Mining. Directions and technologies of prospecting, exploration and development of mineral deposits. Geoecology": Col. materials in 4 vols]. Novosibirsk, 2014, SGGGA Publ., vol. 3, pp. 138–142. (In Russ.).

8. Khogoev E.A. *Programma dlya EVM «SanMcs»* [SanMcs computer program] Certificate no. 2008613961, published 19.08.08. Moscow, Rospatent, 2008. (In Russ.).

9. Khogoev E.A. [Technology for studying geodynamic noise in oil and gas deposits]. *Seismicheskie issledovaniya zemnoy kory: Sb. dokl. Vserossiyskoy nauchnoy konferentsii (Novosibirsk, 23–25 noyabrya 2009 g.)* [Seismic studies of the earth's crust: Col. rep. All-Russian Scientific Conference (Novosibirsk, November 23–25, 2009)]. Novosibirsk: IPGG SB RAS, 2011, pp. 203–208. (In Russ.).

10. Batta G.K., Singh S.N. Microseismic evidences in active seismic data: resonant near infrasonic microseismic emission as direct hydrocarbon indicator (DHI) (A case study from Upper Assam Basin, India). *10th Biennial International Conference and Exposition on the theme «Changing Landscapes in Geophysical Innovations» on 23–25 November 2013*. Kochi, 2013, P182, 8 p.

© Е. А. Хогоев, Е. В. Хогоева, М. Л. Шемякин, 2018