



О ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МИКРОСЕЙСМИЧЕСКОЙ ЭМИССИИ ПРИ ПОИСКАХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ В ПАЛЕОЗОЙСКОМ ФУНДАМЕНТЕ

Евгений Андреевич Хогоев^{1,✉}, Екатерина Евгеньевна Хогоева², Марк Леонидович Шемякин³

¹Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Новосибирск, просп. Акад. Коптюга, 3, Россия,

¹СЕФ ФИЦ ЕГС РАН, 630090, Новосибирск, просп. Акад. Коптюга, 3, Россия,

^{2,3}Новосибирский государственный университет, 630090, Новосибирск, ул. Пирогова, 1, Россия,

¹KhogoevEA@ipgg.sbras.ru, <https://orcid.org/0000-0002-8941-6840>

²e.khogoeva@g.nsu.ru, <https://orcid.org/0009-0007-9108-5511>

³m.shemyakin@gmail.com, <https://orcid.org/0009-0005-6320-5454>

Аннотация. Приводятся результаты анализа микросейсм по данным 2D МОВ-ОГТ, полученным на Верхнекомбарской площади (Томская область). Доказано, что трем продуктивным скважинам, вскрывшим залежи газоконденсата и нефти в палеозойских отложениях, сопутствуют аномалии спектра микросейсм разной формы в диапазоне 10–25 Гц. Аномалии обнаруживаются на поздних временах трасс, после прохождения первичных волн от взрыва, что говорит об их эмиссионной природе. Аномалии подтверждаются на пересекающихся профилях. Выделяются аномалии спектра микросейсм, распространенные в северо-восточной части площади, изолированные аномалии присутствуют также в центральной и восточной частях. Результаты могут быть использованы в комплексной интерпретации данных при прогнозе нефтегазовых месторождений.

Ключевые слова: сейсморазведка, спектр микросейсм, прогноз нефтегазовых залежей

Финансирование: исследование выполнено по плану базовых научно-исследовательских работ ИНГТ СО РАН (проект Минобрнауки РФ FWZZ-2022-0017).

Для цитирования: Хогоев Е.А., Хогоева Е.Е., Шемякин М.Л. О возможности использования микросейсмической эмиссии при поисках нефтегазовых залежей в палеозойском фундаменте // Геофизические технологии. 2024. № 3. С. 4–20. doi:10.18303/2619-1563-2024-3-4.

ON THE POSSIBILITY OF USING MICROSEISMIC EMISSION IN EXPLORATION FOR OIL AND GAS DEPOSITS IN THE PALEOZOIC BASEMENT

Evgeny A. Khogoev^{1,✉}, Ekaterina E. Khogoeva², Mark L. Shemyakin³

¹Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, SB RAS, Koptuyug Ave., 3, Novosibirsk, 630090, Russia,

¹Seismological Branch of the Geophysical Survey, RAS, Koptuyug Ave., 3, Novosibirsk, 630090, Russia,

^{2,3}Novosibirsk State University, Pirogova Str., 1, Novosibirsk, 630090, Russia,

¹KhogoevEA@ipgg.sbras.ru, <https://orcid.org/0000-0002-8941-6840>

²e.khogoeva@g.nsu.ru, <https://orcid.org/0009-0007-9108-5511>

³m.shemyakin@gmail.com, <https://orcid.org/0009-0005-6320-5454>

Abstract. We presents the results of microseismic analysis based on 2D RM-CDP data obtained in the Verkhnekombarskaya area (Tomsk region). It has been proven that three productive wells that discovered gas condensate

and oil deposits in Paleozoic sediments are accompanied by anomalies in the spectrum of microseisms of various shapes in the range of 10–25 Hz. Anomalies are detected at late times in the paths, after the passage of the primary waves from the explosion, which indicates their emissive nature. Anomalies are confirmed on intersecting profiles. Microseismic spectrum anomalies are identified, widespread in the northeastern part of the area; isolated anomalies are also present in the central and eastern parts. The results can be useful in complex data interpretation when forecasting oil and gas fields.

Keywords: seismic exploration, microseismic spectrum, the search for oil and gas deposits

Funding: The study was carried out as part of government assignment to the Russian Academy of Sciences in basic research, Project FWZZ-2022-0017.

For citation: Khogoev E.A., Khogoeva E.E., Shemyakin M.L. On the possibility of using microseismic emission in exploration for oil and gas deposits in the Paleozoic basement // Russian Journal of Geophysical Technologies. 2024. No. 3. P. 4–20. (In Russ.). doi:10.18303/2619-1563-2024-3-4.

ВВЕДЕНИЕ

В Западной Сибири поиски залежей углеводородов связываются с открытием новых резервуаров не только в осадочном чехле – меловых и юрских отложениях, но и в фундаменте – палеозойском комплексе. Возможность открытия залежей нефти в палеозое предполагалась И.М. Губкиным в 1930-х годах. Доказательством перспективности палеозойского комплекса послужило открытие залежи нефти Колпашевской скважиной 2Р в 1953 г. Далее, после обнаружения в 1963 г. нефти в отложениях палеозоя на Медведевской площади (Томская область), А.А. Трофимук инициировал исследования палеозойского комплекса на залежи углеводородов. Когда же в 1974 г. на Малоичской площади (Новосибирская область) был получен первый промышленный приток нефти из карбонатных пород фундамента, залежи в палеозое стали рассматриваться как реальный источник увеличения добычи углеводородов.

Как правило, палеозойские залежи углеводородов приурочены к эрозионно-тектоническим выступам фундамента. Выделяются три типа пород, могущие быть резервуарами: глинисто-кремнистые породы коры выветривания (горизонт М); карбонаты коренного палеозоя (горизонт М₁); метаморфические и гранитоидные образования [Конторович и др., 2018]. Коллекторы характеризуются порово-трещинным, кавернозным типом, с резким изменением свойств по вертикали и латерали.

Покрышки распространены в пределах отдельных поднятий и являются локальными. Пологозалегающие слоистые флюидоупоры, представленные глинистыми породами ниже-среднеюрского возраста, перекрывают, с резким угловым несогласием, гетерогенную, дислоцированную толщу подстилающих образований.

Как отмечает Н.П. Запывалов [Запывалов, 2021], в исследовании палеозойских комплексов неприменимы многие ранее успешно применявшиеся методики. Это объясняется существенными различиями в геологическом строении изучаемых объектов: доюрские комплексы представляют собой не пласты, а блоки.

На юго-востоке Западной Сибири на временных сейсмических разрезах к кровле палеозойского фундамента относится отражающий горизонт Ф₂, который является сложным для картирования. Под этим горизонтом на временных разрезах наблюдается хаотическое волновое поле, в котором о прослеживаемости осей синфазности говорить не имеет смысла. Тем не менее, разработана методика [Конторович и др., 2018], основанная на совместной интерпретации глубины и контрастности горизонта Ф₂ с формой волнового поля ниже этого горизонта, с учетом видимых на временных разрезах глубинных разломов, разделяющих среду на отдельные блоки, позволяющая дать прогноз перспективности того или иного блока.

Такая методика дает определенные возможности прогноза нефтегазоносности палеозойских структур на хорошо исследованных сейсморазведкой площадях с высокой степенью изученности объекта глубоким бурением, однако сложность палеозойских объектов требует комплексирования различных геофизических методов повышения достоверности прогноза.

На протяжении ряда лет нами проводились исследования микросейсмической эмиссии, связанной с нефтегазовыми залежами. В качестве исходных данных мы используем микросейсмический шум, содержащийся в сейсмограммах стандартной сейсморазведки МОВ-ОГТ. В ряде случаев (Пайяхская, Чайкинская площади) удалось обнаружить аномалии спектра микросейсм, сопутствующие залежам [Хогоев и др., 2018, 2021]. В данном исследовании мы ставим цель установить, можно ли разработанную нами методику применить к поиску нефтегазовых залежей в палеозойском комплексе, характеризующемся сложными геологическими условиями. В качестве полевого материала будут использованы данные площадной сейсморазведки 2D по Верхнекомбарской площади (лицензионный участок 89), на которой найдены залежи углеводородов в палеозойском фундаменте.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МИКРОСЕЙСМ ПРИ ПОИСКАХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Метод обнаружения нефтегазовых залежей по аномалиям спектра микросейсм был предложен российскими учеными в 1990-е годы [Арутюнов и др., 1994]. Обоснованием метода стали многочисленные полевые наблюдения, позволившие выявить закономерную связь между аномалиями микросейсм 2–4 Гц на поверхности земли и наличием нефтяных месторождений в ее недрах. Технология разведки, основанная на анализе инфразвуковой сейсмической эмиссии залежей углеводородов, под названием АНЧАР (Акустическая НизкоЧастотная Разведка), используется достаточно широко [Арутюнов и др., 2004, 2009; Кузнецов и др., 2016]. Авторы метода утверждают, что подтверждение АНЧАР-прогноза бурением составляет 85 %.

Методика сбора полевых данных в АНЧАР – проведение мониторинга продолжительностью от нескольких часов до суток, регистрация на площадной системе наблюдений с помощью низкочастотных сейсмографов, с расстоянием между пунктами приема 200–300 м.

За рубежом интерес к спектральному способу диагностики микросейсм от нефтегазовых залежей возник на десять лет позже, чем в России, после работы [Dangel et al., 2003], в которой повторены выводы российских исследователей о преобладании частот в интервале от 1.5 до 4 Гц в спектре микросейсм над залежью углеводородов. Прогноз нефтегазовых залежей по аномалиям низкочастотного микросейсмического шума пользовался успехом в 2006–2012 гг., например, в компаниях MicroSeismic Inc. (США), Spectraseis (Швейцария) и др. Впоследствии интерес к этому направлению уменьшился, т. к. мониторинг со специальными низкочастотными сейсмографами плохо вписывается в цикл сейсморазведочных работ. В настоящее время применение сейсмического мониторинга сводится к контролю залежи в процессе разработки и при сейсмическом контроле гидроразрыва пласта.

Одной из основных гипотез, описывающих эффект АНЧАР, является предположение о существовании в залежи углеводородов локализованных областей, находящихся в метастабильном состоянии. Флуктуации параметров геосреды, внешнее акустическое воздействие, при определенных условиях, способны перевести эти области в термодинамическое состояние с меньшей внутренней энергией. Разница между энергиями этих двух состояний преобразуется в энергию акустической волны в инфразвуковом диапазоне. В роли внешнего акустического воздействия могут выступать как естественные

факторы – тектоника, землетрясения различной природы и интенсивности, так и техногенные. Таким образом, происходит либо спонтанное (вследствие флуктуаций), либо вынужденное (индуцированное) излучение, которое формирует дополнительный поток энергии в инфразвуковом диапазоне. Этот дополнительный поток и является одним из проявлений эффекта АНЧАР.

Есть также иные объяснения причин аномалий спектра микросейсм, связанных с нефтяной залежью. Так, И.А. Чиркиным выдвинута гипотеза, что основным механизмом микросейсмической эмиссии (МСЭ) в геологической среде является эффект «раскрытие–схлопывание» заполненных нефтью трещин, которые повсеместно присутствуют в горных породах, находящихся в естественном залегании [Чиркин и др., 2014].

Е.В. Биряльцев, автор сходного с АНЧАР метода прогноза нефтегазовых залежей по аномалиям спектра микросейсм – НСЗ (Низкочастотное Сейсмическое Зондирование), выдвинул идею, согласно которой аномальная амплитуда в низкочастотной части спектра является следствием резонансного усиления естественных шумов в резонаторе, образованном дневной поверхностью и нефтяной залежью [Биряльцев и др., 2010].

Кроме приведенного выше эффекта низкочастотной спектральной аномалии, обусловленной присутствием залежи углеводородов, есть экспериментальные данные, свидетельствующие о том, что залежь может генерировать сейсмические волны в среднечастотном диапазоне 10–100 Гц [Алексеев и др., 2001; Беляков и др., 2004; Сердюков, Курленя, 2007]. На основании многочисленных полевых наблюдений на различных месторождениях авторы этих работ приходят к сходным выводам, что максимальная реакция продуктивного пласта имеет место при совпадении частоты внешних колебаний с собственной частотой (или ее гармониками) элемента внутренней структуры доминирующего масштаба.

Также известно, изучено и имеет практическое применение свойство нефтяного пласта генерировать высокочастотную эмиссию. Это свойство используется при исследовании скважин, в частности, для выбора интервала для перфорации [Дрягин, 2013]. В основе метода лежит регистрация естественной и вызванной сейсмоакустической эмиссии геосреды в звуковом диапазоне (до 20 КГц) до и после мощного акустического воздействия. Установлено, что в коллекторе, насыщенном нефтью или газом, после акустического воздействия наблюдалось увеличение сигнала сейсмоакустической эмиссии по сравнению с исходным значением, а в коллекторе, насыщенном водой, наблюдалось его снижение.

МЕТОДИКА ОБРАБОТКИ ДАННЫХ

В 2000 году Г.В. Ведерниковым был проведен полевой эксперимент по регистрации микросейсмических шумов стандартными сейсмоприемниками на обычной 6-км сейсмической косе, часть которой размещалась над известным месторождением. При этом запись проводилась как без искусственного возбуждения среды, так и после возбуждения среды вибратором. Результаты показали, что в невозбужденной среде амплитуда микросейсм выше над залежью; после воздействия вибратора уровень микросейсм над залежью вырос в 1.5–2.5 раза, по сравнению с уровнем микросейсм за пределами месторождения [Ведерников и др., 2001].

Возможность выделения микросейсм, коррелируемых с нефтегазовым месторождением, стандартными процедурами сейсмики привела к идее использования материалов МОГТ к прогнозу месторождений, что привело к обнадеживающим результатам [Ведерников, Хогоев, 2007].

Наша технология, реализованная в пакете программ SanMcs [Хогоев, 2008], в отличие от методов АНЧАР и НСЗ, использует не мониторинговые наблюдения, а данные стандартной сейсморазведки МОВ-ОГТ и, соответственно, ориентируется на микросейсмический шум сейсмического диапазона частот, преимущественно от 5 до 40–60 Гц. При этом используются данные стандартной сейсморазведки МОВ-ОГТ в двух вариантах. В первом варианте отбираются для анализа микросейсм начальные участки трасс на больших удалениях (более 2 км), до прихода волн от взрыва; во втором варианте используются участки трасс также на больших удалениях, но на поздних временах, после прохода первичных волн от взрыва, что соответствует в большинстве случаев 3.5 сек после начала записи трассы. В одном случае мы анализируем естественный микросейсмический шум, в котором наряду с помехами поверхностными и техногенными есть и геодинамический шум, имеющий глубинное происхождение. Во втором случае, кроме тех же помех, мы имеем эмиссионную составляющую, вызванную проходом через среду первичных волн от взрыва. При методе многократного перекрытия в каждой точке приема происходит многократная запись, позволяющая накапливать подходящую выборку записей шума. На первом этапе производится отбраковка трасс по критерию аномальных амплитуд. Далее производится расчет спектра по каждому отрезку трассы и усреднение спектров в точках приема.

Опыт применения этого подхода на различных площадях показывает, что выделяемые устойчивые аномалии спектров микросейсм могут использоваться в комплексной интерпретации результатов различных геофизических методов при поисках залежей углеводородов [Хогоев и др., 2018, 2021].

Для опробования нашей методики обработки мы используем данные сейсморазведки 2D по Верхнекомбарской площади (Пудинский нефтегазоносный район, Томская область).

Сформулируем задачи, которые будем решать в ходе исследования. Во-первых, мы проведем рекогносцировочные расчеты – определим, какой вариант обработки данных наиболее подходит в конкретном случае: расчеты до прихода первых волн, либо после прохода первичных волн от взрыва. После определения перспективного способа обработки мы проведем расчеты по всем профилям, имеющимся в нашем распоряжении, и определим, существуют ли устойчивые по профилю локальные аномалии спектра микросейсм в районе продуктивных скважин. Затем мы сведем данные по профилям в карту аномалий по площади и установим, соответствуют ли аномалии известным залежам и есть ли перспективные участки площади, с учетом аномалий микросейсм, требующие повышенного внимания с точки зрения поиска новых залежей.

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ВЕРХНЕКОМБАРСКОЙ ПЛОЩАДИ

Верхнекомбарская площадь территориально относится к Пудинскому нефтегазоносному району, составляющему существенную часть нефтегазового потенциала юга Западной Сибири. Здесь находится одно из первых палеозойских месторождений, обнаруженных в Томской области – Верхнекомбарское газоконденсатное месторождение, описанное Ю.В. Найдановым [Найданов, 1976].

Геологическое строение района по материалам полевой геофизики и глубокого бурения характеризуется наличием двух структурных этажей – нижнего, включающего палеозойские отложения, и верхнего, представленного мезозойскими, третичными и четвертичными породами. Нижний структурный этаж имеет сложное строение, в нем развиты дизъюнктивные нарушения.

На отдельных площадях в кровельной части палеозойских отложений отмечается наличие коры выветривания мощностью от единиц до 50–70 м. Залегающий выше комплекс, включающий юрские,

меловые, палеогеновые и четвертичные осадки, имеет мощность от 2400 м на положительных структурах, до 3500 м и более во впадинах. Представлены они в основном терригенными породами: глинами, песчаниками, алевролитами. Промышленные скопления УВ установлены в юрских отложениях, коре выветривания палеозойских пород (горизонт М) и непосредственно в палеозойских образованиях. Большинство месторождений характеризуется многопластовостью, при этом на различных горизонтах могут быть нефтяные и газовые залежи [Халимов и др., 1985].

В Пудинском нефтегазоносном районе открыт ряд месторождений: Лугинецкое, Останинское, Северо-Останинское, Казанское, Герасимовское – нефтегазоконденсатные, Соболиное и Западно-Останинское – нефтяные.

Месторождения в основном средние и мелкие. Самое крупное среди известных – Лугинецкое месторождение, где разведанные и подготовленные к разработке запасы нефти категории С₁ составляют более 70 млн. т. Данная территория является уникальной тем, что стратиграфический диапазон нефтегазоносности идет в интервале от девона и до нижнего мела. Кроме того, здесь большая концентрация ресурсов в палеозое, чему нет аналогов на других участках.

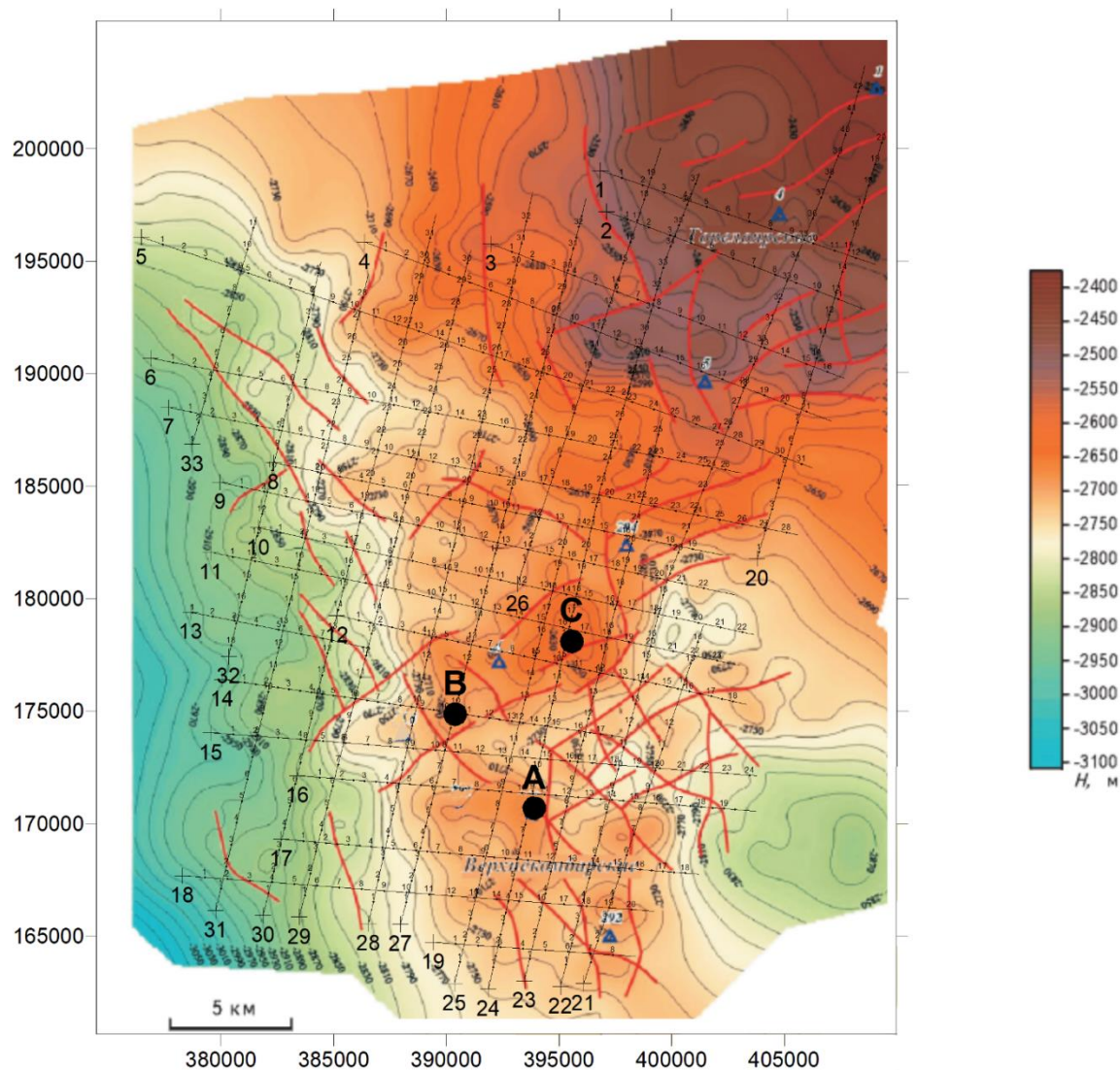


Рис. 1. Структурная карта по отражающему горизонту Φ_2 (кровля палеозоя) с нанесенной сетью сейсмических профилей. Черными кружками обозначены продуктивные скважины: А – № 290, Верхнекомбарское месторождение, В – № 297, Сатпаевское, С – № 300, Восточно-Верхнекомбарское.

На Верхнекомбарской площади еще в 1971 г. обнаружено газоконденсатное месторождение в контактной зоне пород чехла и фундамента (пласт М) [Найданов, 1976]. При испытаниях скв. 290 получен фонтан газа дебетом около 40 тыс. куб. м в сутки. В 2006–2007 гг. в результате сейсморазведки МОГТ 2Д строение Верхнекомбарской структуры уточнено, обнаружена залежь в пласте М₁, запасы газа оценены по категории С₁ – 1242 млн. куб. м. Геологические запасы конденсата категории С₁ составили 337 тыс. т.

Сатпаевское нефтяное месторождение открыто в результате испытания скважины Верхнекомбарской № 297 в 2008 г. Получен промышленный приток нефти из отложений пласта М₁ верхней части палеозойских образований. В целом по месторождению начальные геологические запасы по категории С₁ составили: нефти – более 3.37 млн. т, запасы растворенного газа – 472 млн. куб. м.

Восточно-Верхнекомбарское месторождение открыто поисковой скважиной № 300, пробуренной в 2011 г. в присводовой части Верхнекомбарского локального поднятия. Промышленная нефтеносность установлена в отложениях пласта М₁. Залежь нефти массивная, сводовая. Запасы нефти категории С₁ – 2.55 млн. т. Запасы газа категории С₁ – 443 млн. куб. м.

В целом по Верхнекомбарской площади можно сделать вывод, что месторождения сосредоточены только в палеозойских структурах, в пласте М₁, в юрских горизонтах только предполагаемые залежи, что ставит эту площадь особняком от соседних. Карта кровли палеозоя, с нанесенными продуктивными скважинами и системой разломов (линии красного цвета) представлена на рис. 1.

АНАЛИЗ МИКРОСЕЙСМ ПО СЕЙСМОГРАММАМ МОГТ

Общая характеристика данных. У нас имеется набор из 33 сейсмопрофилей МОГТ 2D формата SEG Y, с внесенной геометрией в заголовки трасс, из них №№ 1–19 имеют субширотное направление, запад–восток, №№ 20–33 субмеридиональное направление юг–север. Взрывной интервал 100 м, шаг по приемникам 50 м, длина записи полевого материала 4 с, шаг дискретизации 2 мс.

Как выше отмечалось, спектры микросейсм можно рассчитывать в различных окнах анализа по времени в указанном интервале удалений. На рисунке 2, а приведен пример сейсмограммы с выделенными возможными окнами анализа. Здесь приняты удаления свыше 2000 м, окно анализа 256 отсчетов или 512 мс, в одном случае охватывает начало трассы – окно О1, до прихода волн от источника, в другом случае, после прохода пачки первичных волн от взрыва – охватывает концы трасс – от 3488 до 4000 мс. Сейсмограмма выведена с автоматической регулировкой усиления, для визуализации микросейсмического поля.

Справа на рис. 2, б, в приведены результаты расчета спектров по профилю № 16. По горизонтальной оси – координата профиля, по вертикали – частота (Гц). Значение спектра кодируется цветом, шкала под рисунком; условная единица – значение общего среднего по профилю, полученного при расчете в окне О2. Нормировка одинакова, по среднеквадратичному сигналу окна О2. Здесь и далее на рисунках спектров выделяемые нами аномальные участки обведены черной овальной линией. При одинаковом усилении картина в первом варианте была бы практически не видна, о чем свидетельствует шкала под рисунком, где максимум 8.7, в отличие от 26 во втором варианте. Аномалии спектра смещаются в область частот 15–30 Гц, с затуханием на этом фоне низких частот. Тот факт, что в окне О1 частоты ниже, чем в окне О2, видно непосредственно на сейсмограмме.

Подводя итог первого этапа нашего исследования, сделаем вывод: контрастность спектра увеличивается по данным на поздних временах, при этом на всем протяжении профиля возникает

постоянная среднечастотная часть микросейсмического шума. Есть две различные аномалии, первая на ПК 7500–9000, частоты 10–25 Гц, и по соседству другая аномалия спектра микросейсм иной формы, на ПК 9500–11000, следы которой видны при расчетах по началу трасс, которая существенно растет после прохода первичных волн от взрыва. Подчеркнем, что данные по второму окну отличаются лишь тем, что они взяты после прохода первичных волн от взрыва. Следовательно, прошедшие через геосреду волны от взрыва вызвали, по всей видимости, микросейсмическую эмиссию, которая и регистрируется на некоторых участках профиля.

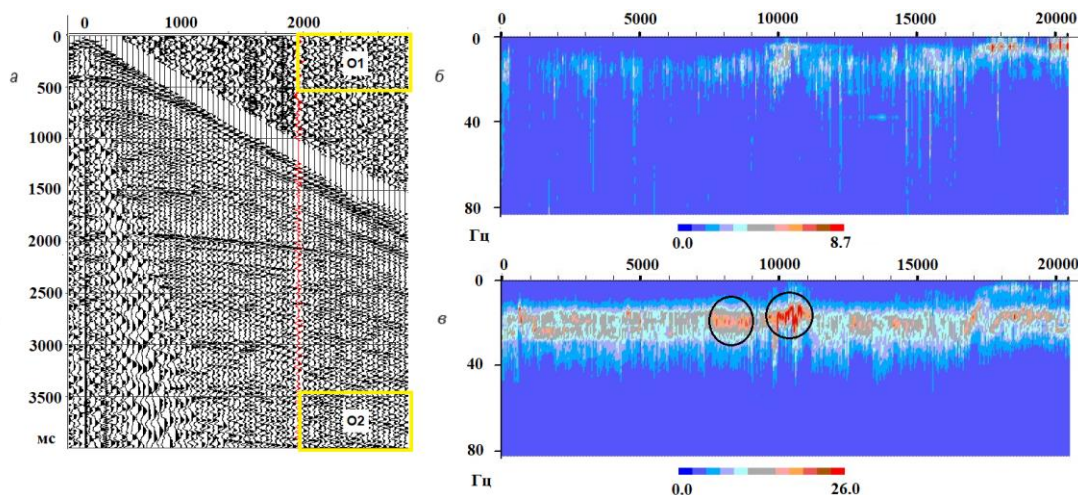


Рис. 2. Результаты расчета спектра микросейсм в различных окнах анализа: а – фрагмент сейсмограммы с выделенными прямоугольниками желтого цвета окнами анализа O1, O2, красным цветом выделена трасса с удалением 2000 м, вывод трасс с АРУ; б – результат расчета спектров микросейсм по профилю № 16 в верхнем окне O1; в – расчет в нижнем окне O2.

Здесь мы установили, что расчет по поздним временам дает более контрастную картину, выделяя зону глубинной микросейсмической эмиссии, инициированной проходом волн от взрыва. При этом на фоне этих волн низкочастотные помехи становятся несущественными. Поэтому в дальнейших расчетах мы выбираем окно O2.

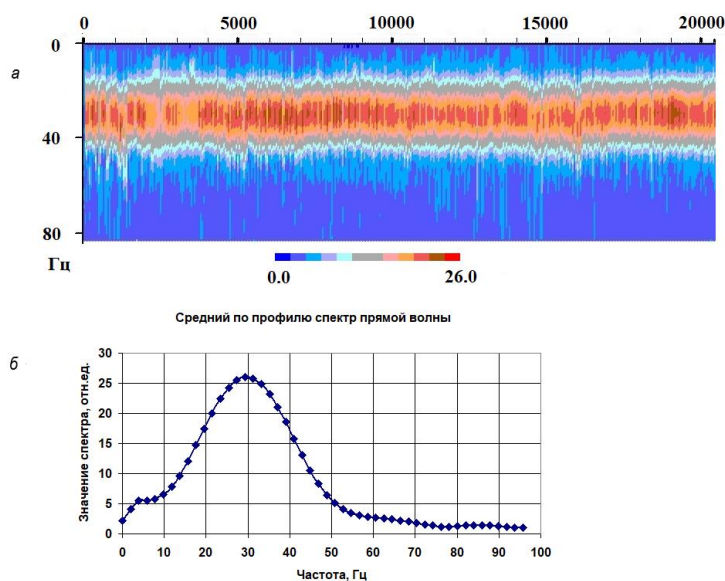


Рис. 3. Результаты расчета спектра прямой волны: а – в развертке по профилю; б – средний по профилю спектр.

Проведем оценку свойств падающей волны, после прохода которой возникает картина, изображенная на рис. 2, в. Расчет спектра производился по первым вступлениям прямой волны, с осреднением спектра в точках приема. Из результатов расчетов (рис. 3, а) следует, что спектр выдержан по профилю, имеет единый отчетливый максимум на частоте 30 Гц (рис. 3, б). Очевидно, что спектр падающей волны резко отличается от спектра волн, регистрируемых на поздних временах. Аномалии на рис. 2, в никак не могут быть следом дифрагированных или кратных волн, которые в целом наследуют спектр падающей волны. С другой стороны, сходство частотного состава микросейсм до прихода волн со спектрами после прохода волн от взрыва позволяет сделать вывод, что это волновое поле эмиссии, усиленное после прохождения волн.

Мы провели расчет спектров микросейсм по всем 33 профилям. Среди них более всего нас интересуют профили, проходящие через продуктивные скважины.

Рассмотрим пересекающиеся профили, проходящие через продуктивные скважины 290 и 300. Как видно на рис. 1, это пр. 16, 24 и пр. 11, 24. На рисунке 4, а, в приводятся результаты расчета спектра микросейсм по пр. 16 и 24. Здесь значком «буровая вышка» помечены ближайшие к скважинам точки на профиле. На профиле 16 это ПК 10600, на пр. 24 это ПК 7500. Пересечение профилей обозначено вертикальной черной линией. Так, пр. 16 пересекается с пр. 24 в ПК 10400, а пр. 24 пересекается с пр. 16 в ПК 8900 соответственно (рис. 4, а, в). В точке пересечения профилей, а равно и близко к скв. 290 наблюдается контрастная аномалия спектра. Аномалия протяженностью до 2 км, низкочастотная, в диапазоне 10–25 Гц, с резкой изменчивостью частот экстремумов, средние значения максимума на частотах 17–18 Гц. Обратившись к временному разрезу пр. 24, мы видим, что скважина (и сопутствующая ей аномалия) находится в сводовой части антиклинали в начале профиля.

Всего на пр. 24, кроме 7–9 км, мы выделяем еще три зоны повышения амплитуд спектра. Вторая аномалия в районе расположения продуктивной скв. 300 – на 15–17 км профиля, протяженная, слабоконтрастная, выдержанная по частотам, в диапазоне частот 15–25 Гц, максимум на частотах 18–20 Гц, по положению на профиле совпадает с антиклиналью.

На пересекающем пр. 11 в районе скв. 300 (рис. 4, б) также наблюдается сходная по частотному составу аномалия на 15–18 км.

Следующий аномальный отрезок пр. 24, 21–25 км, здесь частотный состав аномалии схож с первой аномалией, рассмотренной нами выше, с резкой изменчивостью частоты экстремумов. Это зона состоит из нескольких разрастаний спектра, с интервалами пониженных значений. На временном разрезе начало этой зоны соответствует локальной антиклинали малой амплитуды, а продолжение зоны выходит на южное крыло более выраженной антиклинали.

Последняя значимая аномальная зона, 28–30 км профиля, по форме сходна со второй, выдержанная по частотам, на временном разрезе соответствует присводовой части антиклинали и развитой системе глубинных разломов.

Обратившись вновь к рис. 4, а, мы видим, что на пр. 16, кроме уже рассмотренной нами аномалии близ скв. 290, присутствует еще одна аномалия спектра, менее контрастная, выдержанная по частотам, на 7–9 км профиля.

Наш анализ показывает, что на данном участке территории определяются спектральные аномалии микросейсм двух типов: 1-й тип характеризуется контрастностью и резкой изменчивостью частот

экстремумов, а 2-й тип – аномалии менее контрастные, частоты экстремумов выше, чем у первого типа, выдержанные по профилю.

По сочетанию спектральных аномальных зон и структур на временном разрезе можно полагать, что перспективные участки на пр. 24 находятся в интервалах 21–25 и 28–30 км.

Рассмотрим профили, проходящие близ продуктивной скв. 297. Как видно на рис. 1, это пр. 14 и 27, которые пересекаются в точке расположения скважины. На рисунке 5, а, б приводятся результаты расчета спектра микросейсм по пр. 14 и 27.

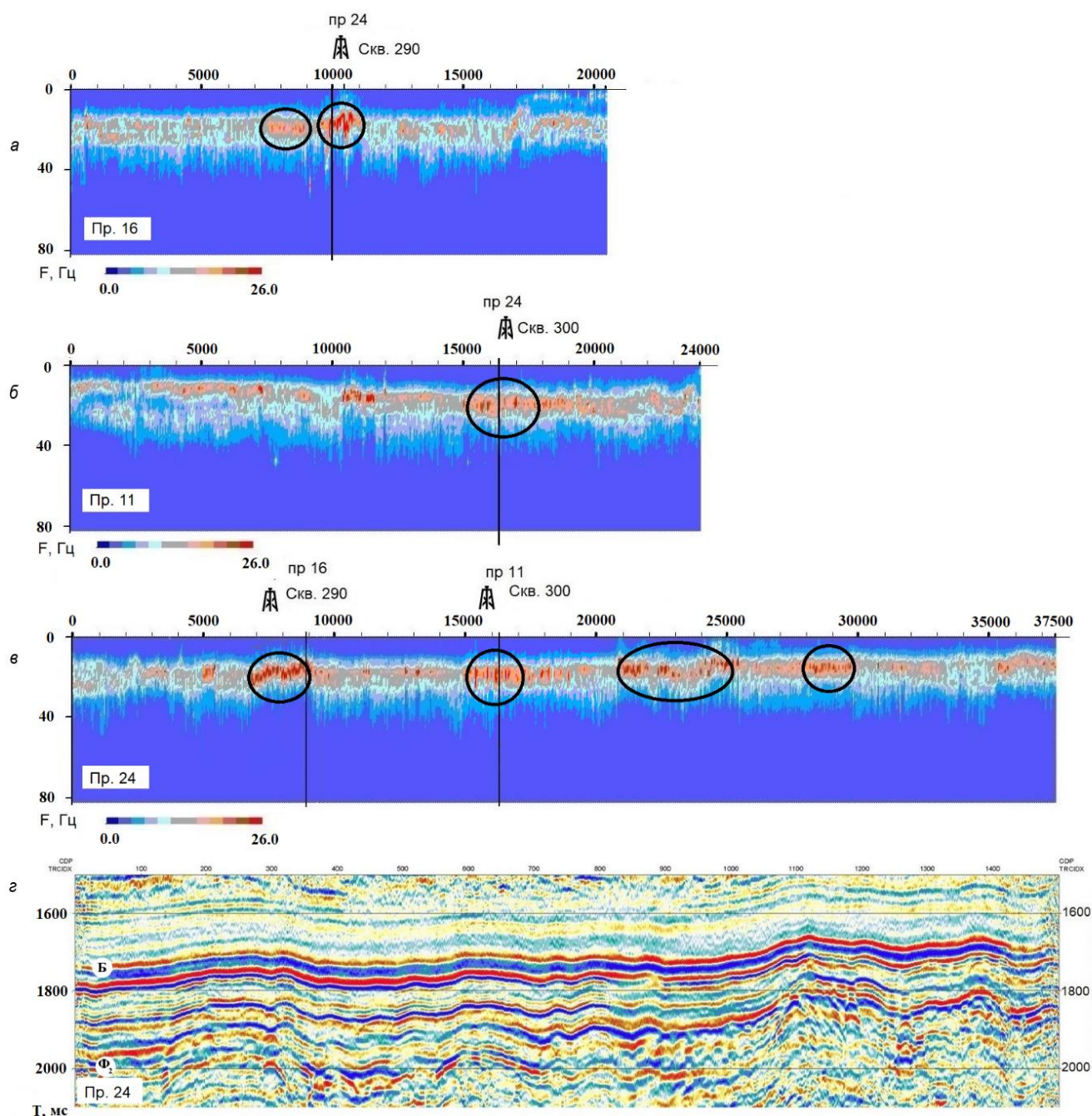


Рис. 4. Верхнекомбарская площадь, профили, проходящие через продуктивные скважины 290, 300: а – осредненный спектр микросейсм по пр. 16, черной вертикальной линией отмечена точка пересечения с пр. 24; б – осредненный спектр микросейсм по пр. 11, черной вертикальной линией отмечена точка пересечения с пр. 24; в – осредненный спектр микросейсм по профилю 24, черными вертикальными линиями отмечены точки пересечения с пр. 16 и 11; г – временной разрез, пр. 24, буквами помечены: Б – кровля юры, Φ_2 – горизонт, соответствующий кровле коренного палеозоя.

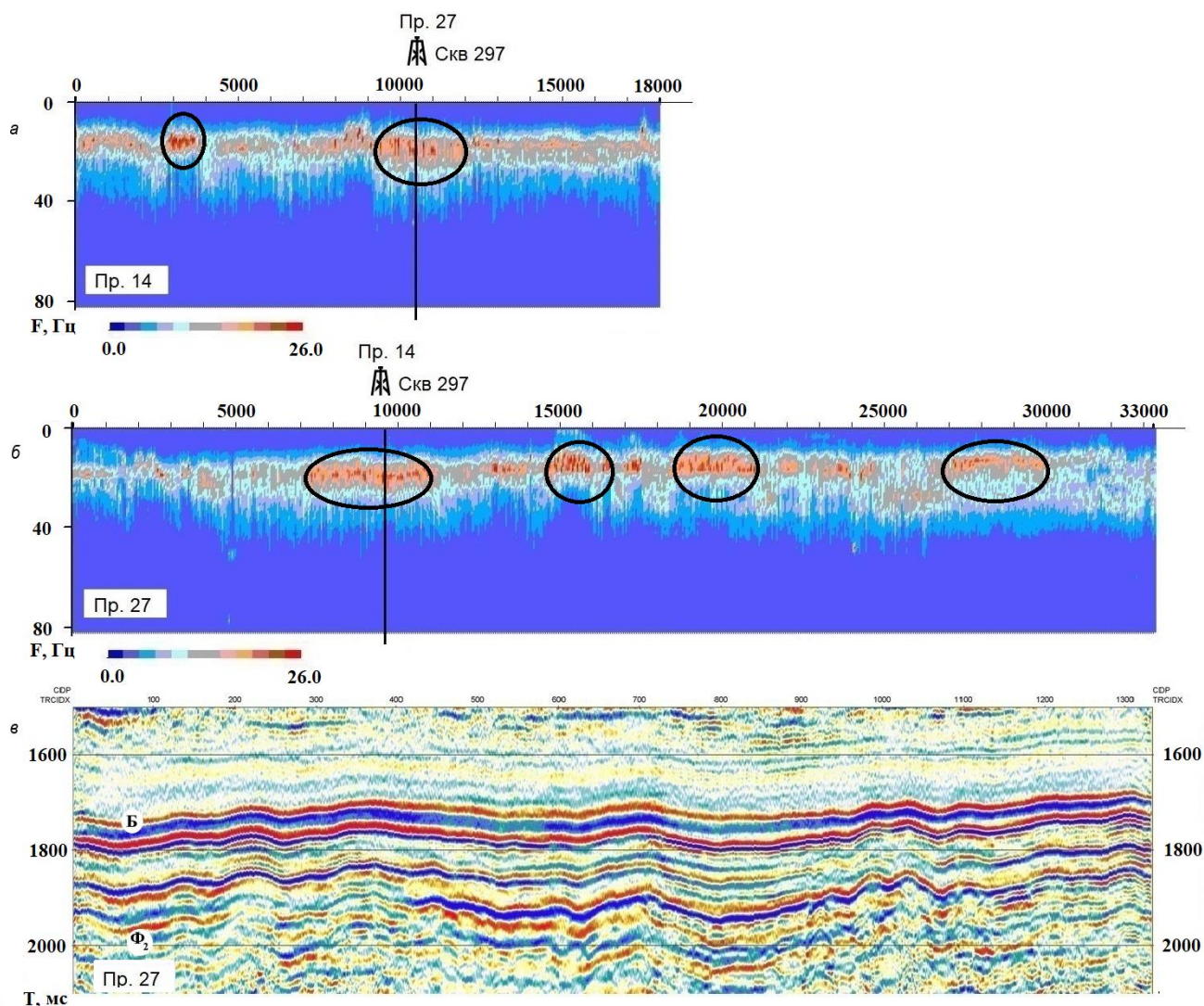


Рис. 5. Верхнекомбарская площадь, профили, проходящие через продуктивную скв. 297: а – осредненный спектр микросейсм по профилю 14, черная вертикальная линия – пересечение с пр. 27; б – осредненный спектр микросейсм по профилю 27, черная вертикальная линия – пересечение с пр. 14; в – фрагмент временного разреза, пр. 27, буквами помечены: Б – кровля юры, Φ_2 – горизонт, соответствующий кровле коренного палеозоя.

Точка пересечения по пр. 14 соответствует ПК 10400, по пр. 27 соответствует ПК 9700. Как следует из рис. 5, а, на пр. 14 выявлены две значимые аномалии, одна на 3–4 км, в диапазоне 12–18 Гц, контрастная, низкочастотная, с резкой изменчивостью частот экстремумов, средние значения максимума на частотах 15–16 Гц. Выше мы определили такую форму аномалии как тип 1. Другая аномалия – 2-го типа, на 9.5–12 км профиля, протяженная, слабоконтрастная, в диапазоне частот 15–25 Гц, максимум на частотах 18–20 Гц.

На профиле 27 (рис. 5, б) первая значимая аномалия на 7–11 км, спектр ее очень схож со среднечастотной аномалией на пр. 14, и эта аномалия подтверждается на двух пересекающихся профилях, что доказывает ее устойчивость. Скважина расположена на своде антиклинального поднятия, как видно на временном разрезе (рис. 5, в). Горизонт Φ_2 на интервале аномалии теряет прослеживаемость, что может быть признаком нефтегазоносности [Губин, Канакова, 2013]. Следующую аномалию спектра на 15–17 км профиля мы относим к 1-му типу, далее на 18.5–21 км и 27–30 км аномалии 2 типа. Последние три аномалии не связаны с поднятиями.

В результате наших исследований определено, что Сатпаевскому нефтяному месторождению соответствует слабоконтрастная аномалия микросейсм в диапазоне 15–25 Гц, с максимумом на частотах 18–20 Гц. Эта аномалия подтверждается на двух профилях, пересекающихся в точке расположения продуктивной скв. 297. Протяженность аномалии по обоим профилям 14 и 27 составляет 2–3 км.

Таким образом, нами установлено, что в районе известных месторождений углеводородов в спектре микросейсм, выделяемых из полевых сейсмограмм МОГТ на поздних временах трасс, присутствуют аномальные зоны различных типов, подтверждаемые на пересекающихся профилях. Верхнекомбарскому газоконденсатному месторождению сопутствует аномалия 1-го типа, характеризующаяся повышенной контрастностью, низкой частотой и изменчивостью частот экстремумов. Сатпаевскому нефтяному месторождению сопутствует аномалия 2-го типа, более высокой частоты, частоты экстремумов более стабильны в сравнении с типом 1, протяженность аномалии по пр. 27 от 7 до 11 км, по пр. 14 от 9.5 до 11 км. Восточно-Верхнекомбарскому нефтяному месторождению также соответствует аномалия 2-го типа, пр. 11 на 15.5–18 км, пр. 24 от 15 до 17 км.

КАРТЫ ФОНОВЫХ МИКРОСЕЙСМ ПО ВЕРХНЕКОМБАРСКОЙ ПЛОЩАДИ

При построении карт требуется унифицировать полученные результаты. Для унификации данных по профилям мы переходим к удельному спектру определенного частотного диапазона, т. е. отношения суммы значений спектра (например, от F1 до F2) к сумме всего спектра от 0 до 250 Гц. В данном случае F1 = 0 Гц, F2 = 40 Гц. Используя площадные координаты пунктов приема, мы можем строить карты распределения удельного спектра в процентах по площади, воспользовавшись программой Surfer. В качестве интерполирующей процедуры выбрана процедура триангуляции с линейной интерполяцией.

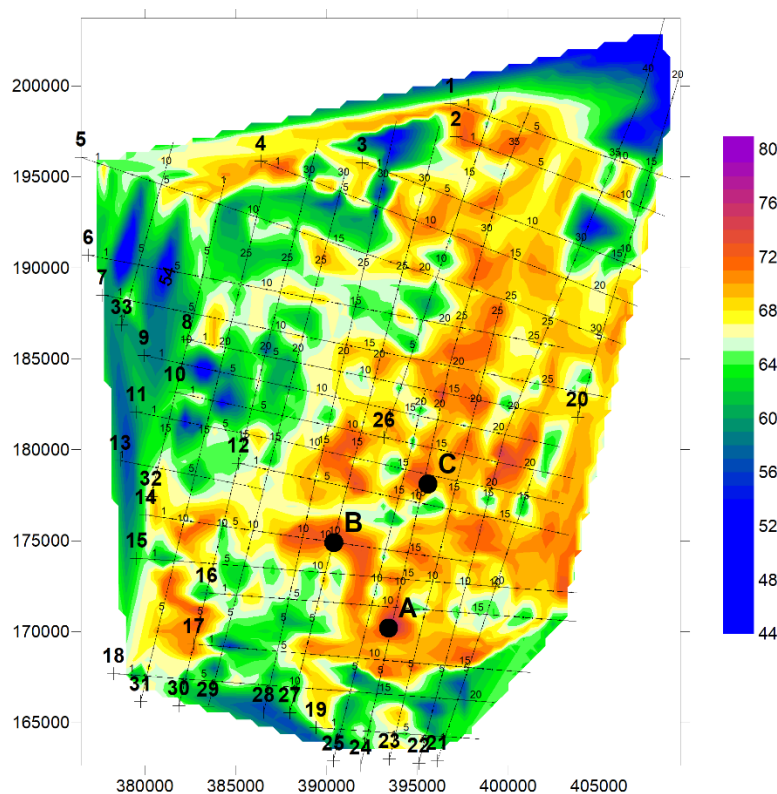


Рис. 6. Карта удельного спектра микросейсм (0–40 Гц к 0–250 Гц, %) по Верхнекомбарской площади. По осям площадные координаты, значение удельного спектра (%) кодируется цветом, шкала справа. Черными кружками отмечено положение скважин 290 (А), 297 (В), 300 (С), линиями нанесены сейсмические профили 2D съемки.

Надо отметить, что информативность карт меньше, чем изображение спектра по профилю, т. к. мы сразу ограничиваем разрешенность по частоте диапазоном 0–40 Гц. Качество интерполяции определяется количеством профилей и равномерностью их распределения на площади, что достижимо только в ее центральной части. Результат построения карты представлен на рис. 6.

Из карты следует, что есть устойчивые области повышенного уровня спектра различной формы, размерами от 2 до 5 км. Продуктивные скважины 290, 297, 300 находятся в пределах локальных аномалий спектра микросейсм (см. рис. 6).

В пределах изученной площади также находится несколько областей повышенных значений спектра микросейсм в интервале частот 0–40 Гц. Так, к северу от скв. 300 участок, образуемый пр. 23 и 24, может рассматриваться как перспективный. От скважины 300 в 5 км по направлению ВЮВ определяется интенсивная аномалия. В центре площади, в 5 км к северу от скв. 297, также наблюдается локальная аномалия.

ОБСУЖДЕНИЕ

В 2013 г. опубликована статья сотрудников ИНГГ СО РАН И.А. Губина и К.И. Канаковой, в которой приведена карта районирования палеозойских отложений, определены нефтегазоперспективные объекты [Губин, Канакова, 2013]. В качестве эталонного объекта взята Верхнекомбарская залежь.

На основе имеющихся данных по результатам анализа волнового поля на временных разрезах, динамических характеристик отражающего горизонта Φ_2 , структурной карты по горизонту Φ_2 и карты изопохит коры выветривания авторы выделяют серию эрозионно-тектонических выступов, из которых четыре являются наиболее перспективными в отношении нефтегазоносности А, Б, В, Г (рис. 7).

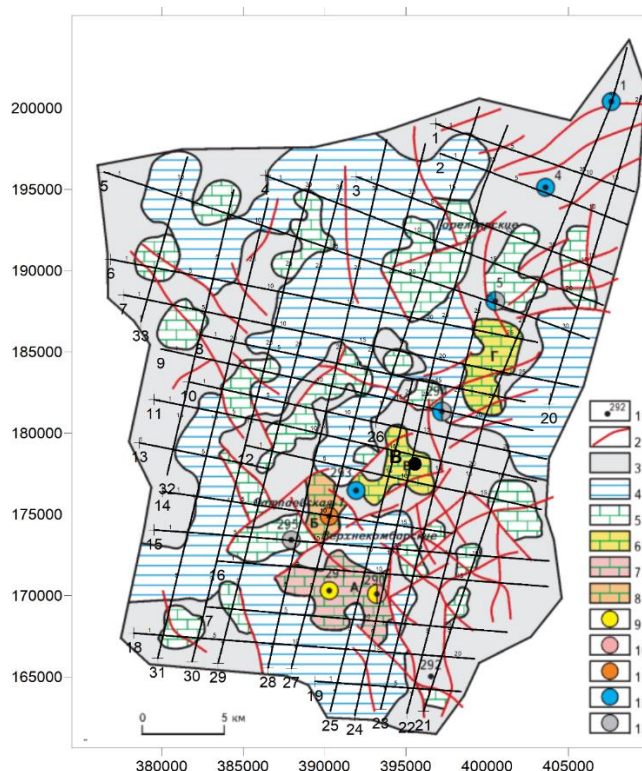


Рис. 7. Карта из работы [Губин, Канакова, 2013]. Черный кружок – скв. 300, Восточно-Верхнекомбарское месторождение. Усл. обозн.: 1 – скважины; 2 – разрывные нарушения, сейсмofации; 3 – раздробленные и перемятые породы, 4 – слоистые породы эрозионно-тектонических выступов; 5 – низкие перспективы нефтегазоносности, 6 – перспективные на нефтегазоносность; 7 – Верхнекомбарское месторождение, 8 – Сатпаевское месторождение; 9 – газ, 10 – конденсат, 11 – нефть, 12 – вода, 13 – сухо.

Нефтегазоносность блоков А, Б (Верхнекомбарская и Сатпаевская залежи) к тому времени была известна, а прогноз по блоку В оказался верен – во время написания статьи результаты испытания скв. 300 были неизвестны.

В предыдущих разделах нами установлено наличие спектральной аномалии близ скв. 300, и мы нанесли на карту (см. рис. 7) черным кружком ее местоположение. Что касается выделенного блока Г, то он в южной части пересекается с выделенной нами аномалией. Но в целом аномалия спектра микросейсм смещена на запад (2–3 км) от этого блока, в область т. н. слоистых пород эрозионно-тектонического выступа.

Таким образом, мы сходимся с авторами данной статьи в том, что вероятность открытия месторождения углеводородов в пределах Верхнекомбарской площади существует.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведен анализ микросейсм по сейсмограммам МОГТ по серии сейсмических профилей 2D съемки Верхнекомбарской площади. Обработано 19 профилей широтного и 14 профилей меридионального простирания. Сравнение результатов обработки по началу трасс и на поздних временах показывает, что аномалии спектров микросейсм средних частот (выше 10 Гц) во втором варианте находятся на тех же участках профиля, что и в первом варианте, но отличаются значительно большей контрастностью. В связи с этим установленным фактом при расчетах использовались поздние времена трасс, больше 3.5 с, после прохождения первичных волн от взрыва, при удалениях по абсолютной величине больше 2 км. Окно анализа по времени 256 отсчетов. Рассчитаны осредненные спектры по каждому из профилей, проведено сравнение спектров микросейсм в точках пересечения профилей близ продуктивных скважин.

В результате обработки нами установлено, что в районе известных месторождений углеводородов в спектре микросейсм, выделяемых из полевых сейсмограмм МОГТ на поздних временах трасс, присутствуют аномальные зоны различных типов, подтверждаемые на пересекающихся профилях.

Верхнекомбарскому газоконденсатному месторождению сопутствует аномалия 1-го типа, характеризующаяся повышенной контрастностью, низкой частотой, и изменчивостью частот экстремумов, диапазон частот 10–20 Гц, протяженность аномалии по пр. 24 составляет 2 км. Сатпаевскому нефтяному месторождению сопутствует аномалия 2-го типа, более высокой частоты (15–25 Гц), спектр выдержан по профилю, в сравнении с типом 1, протяженность аномалии по пр. 27 от 7 до 11 км. Восточно-Верхнекомбарскому нефтяному месторождению также соответствует аномалия 2-го типа, пр. 24 на 15–18 км.

Выделено несколько локаций в северо-восточной части площади, перспективных на залежи углеводородов, частично совпадающие с прогнозом других исследователей. Выделяются также изолированные аномалии в центральной и восточной частях площади.

Полученные результаты доказывают эффективность применения метода анализа микросейсм по полевым сейсмограммам МОБ-ОГТ при поиске нефтегазовых залежей в сложных геологических условиях.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

Алексеев А.С., Цецохо В.А., Белоносова А.В., Белоносов А.С., Сказка В.В. Вынужденные колебания трещиновато-блочных флюидонасыщенных слоев при вибросейсмических воздействиях // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. 2001. № 6. С. 3–12.

- Арутюнов С.Л., Кузнецов О.Л., Карнаухов С.М., Резуненко В.И., Кирсанов М.В.** Опыт низкочастотной разведки в газоносных районах Оренбургской области // Геология нефти и газа. 1994. № 11. С. 33–40.
- Арутюнов С.Л., Кузнецов О.Л., Востров Н.Н., Дворников И.И., Карнаухов С.М., Графов Б.М., Сиротинский Ю.В., Сунцов А.Е.** Технологии АНЧАР 10 лет // Технологии сейсморазведки. 2004. № 2. С. 127–131.
- Арутюнов С.Л., Графов Б.М., Дворников И.И., Карнаухов С.М., Кузнецов О.Л., Сиротинский Ю.В., Сунцов А.Е.** Микросейсмическая инфразвуковая технологии разведки нефти и газа АНЧАР – технология XXI века // Технологии сейсморазведки. 2009. № 4. С. 100–103.
- Беляков А.С. Лавров В.С., Николаев А.В.** Акустический резонанс нефтяной залежи // Доклады Российской академии наук. 2004. Т. 397, № 1. С. 101–102.
- Биряльцев Е.В., Вильданов А.А., Еронина Е.М., Рыжов В.А., Рыжова Д.А., Шабалин Н.Я.** Моделирование эффекта АНЧАР в методе низкочастотного сейсмического зондирования // Технологии сейсморазведки. 2010. № 1. С. 31–40.
- Ведерников Г.В., Хогоев Е.А.** Прогноз залежей УВ по характеристикам микросейсм при сейсморазведочных работах МОГТ // Гео-Сибирь. 2007. Т. 5. С. 179–183.
- Ведерников Г.В., Жарков А.В., Максимов Л.А.** Опыты по регистрации геодинамических шумов от нефтегазовых залежей // Геофизика. 2001. № 5. С. 96–98.
- Губин И.А., Канакова К.И.** Сейсмогеологическая модель и прогноз нефтегазоносности палеозойских отложений южной части Горелоярского куполовидного мезоподнятия (Верхнекомбарская площадь, Томская область) // Геология нефти и газа. 2013. № 5. С. 56–64.
- Дрягин В.В.** Сейсмоакустическая эмиссия нефтепродуктивного пласта // Акустический журнал. 2013. Т. 59, № 6. С. 744–751. doi:10.7868/S0320791913050067.
- Запивалов Н.П.** И снова о палеозойской нефти Западной Сибири // Интерэкспо ГЕО-Сибирь – "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология": Материалы XVII международной научной конференции (г. Новосибирск, 19–21 мая 2021 г.). Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2021. Т. 2, № 1. С. 83–96.
- Конторович В.А., Калинина Л.М., Калинин А.Ю., Соловьев М.В.** Нефтегазоперспективные объекты палеозоя Западной Сибири, сейсмогеологические модели эталонных месторождений // Геология нефти и газа. 2018. № 4. С. 5–15. doi:10.31087/0016-7894-2018-4-5-15.
- Кузнецов О.Л., Радван А.А., Чиркин И.А., Ризанов Е.Г., Колигаев С.О.** Комплексирование сейсмических волн разного класса для поиска и разведки месторождений углеводородного сырья (новая методология сейсморазведки) // Технологии сейсморазведки. 2016. № 3. С. 38–47.
- Найданов Ю.В.** Газоносность нижней части тюменских отложений пудинского свода // Известия Томского политехнического института. 1976. Т. 236. С. 186–187.
- Сердюков С.В., Курленя М.В.** Механизм сейсмического воздействия на нефтепродуктивные пласты // Геология и геофизика. 2007. Т. 48, № 11. С. 1231–1240.
- Халимов Э.М., Ефремов И.Ф., Степанов А.И.** Роль Пудинского нефтегазодобывающего района Томской области в топливно-энергетическом комплексе Западной Сибири // Геология нефти и газа. 1985. № 10. С. 20–22.

Хогоев Е.А. Программа для ЭВМ «SanMcs»: Свидетельство о программе № 2008613961, опубли. 19.08.08. М.: Роспатент, 2008.

Хогоев Е.А., Хогоева Е.Е., Шемякин М.Л. Результаты численного анализа микросейсм по сейсмограммам МОГТ в районе Пайяхского нефтяного месторождения // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2018. № 2 (34). С. 93–99.

Хогоев Е.А., Хогоева Е.Е., Шемякин М.Л. О возможности использования эмиссии микросейсм при поиске нефтегазовых месторождений на примере Чайкинской площади // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2021. № 1. С. 88–95.

Чиркин И.А., Ризанов Е.Г., Колигаев С.О. Мониторинг микросейсмической эмиссии – новое направление развития сейсморазведки // Приборы и системы разведочной геофизики. 2014. № 3. С. 6–15.

Dangel S., Schaepman M.E., Stoll E.P., Carniel R., Barzandji O., Rode E.-D., Singer J.M. Phenomenology of tremor-like signals observed over hydrocarbon reservoirs // Journal of Volcanology and Geothermal Research. 2003. Vol. 128. P. 135–158. doi:10.1016/S0377-0273(03)00251-8.

REFERENCES

Alekseev A.S., Tsetsokho V.A., Belonosova A.V., Belonosov A.S., Skazka V.V. Forced oscillations of fractured block fluid-saturated layers under vibroseismic actions // Journal of Mining Science. 2001. Vol. 37 (6). P. 557–566. doi:10.1023/A:1016003702196.

Arutyunov S.L., Kuznetsov O.L., Karnaukhov S.M., Resunenkov V.I., Kirsanov M.V. Experience of low-frequency exploration in gas-bearing areas of the Orenburg region // Russian Oil and Gas Geology. 1994. Vol. 11. P. 33–40.

Arutyunov S.L., Kuznetsov O.L., Vostrov N.N., Dvornikov I.I., Karnaukhov S.M., Grafov B.M., Kuznetsov O.L., Sirotinsky Yu.V., Suntsov A.E. 10th anniversary of the ANCHAR technologies // Seismic Technologies. 2004. No. 2. P. 127–131.

Arutyunov S.L., Grafov B.M., Dvornikov I.I., Karnaukhov S.M., Kuznetsov O.L., Sirotinsky Yu.V., Suntsov A.E. Microseismic infrasound technology for oil and gas exploration ANCHAR – technology of the 21st century // Seismic Technologies. 2009. No. 4. P. 100–103.

Belyakov A.S., Lavrov V.S., Nikolaev A.V. The acoustic resonance of an oil pool // Doklady Earth Science. 2004. Vol. 397 (5). P. 710–711.

Biryaltsev E.V., Vildanov A.A., Eronina E.M. Modeling of the ANCHAR effect in the low-frequency sounding method // Seismic Technologies. 2010. No. 1. P. 31–40.

Chirkin I.A., Rizanov E.G., Koligaev S.O. Microseismic emission monitoring – a new direction in the development of seismic exploration // Instruments and Systems of Exploration Geophysics. 2014. Vol. 3. P. 6–15.

Dangel S., Schaepman M.E., Stoll E.P., Carniel R., Barzandji O., Rode E.-D., Singer J.M. Phenomenology of tremor-like signals observed over hydrocarbon reservoirs // Journal of Volcanology and Geothermal Research. 2003. Vol. 128. P. 135–158. doi:10.1016/S0377-0273(03)00251-8.

Dryagin V.V. Seismoacoustic emission of an oil-producing bed // Acoustic Physics. 2013. Vol. 59 (6). P. 694–701. doi:10.1134/S10637711013050060.

Gubin I.A., Kanakova K.I. Seismogeological model of oil-and gas potential of the Paleozoic rocks in the South part of the Gareloyarskoe dome-like mesouplift (Verkhnekombarskaya area, Tomsk region) // Russian Oil and Gas Geology. 2013. Vol. 5. P. 56–64.

- Khalimov E.M., Efremov I.F., Stepanov A.I.** The role of the Pudino oil and gas producing region of the Tomsk region in the fuel and energy complex of Western Siberia // Russian Oil and Gas Geology. 1985. Vol. 10. P. 20–22.
- Khogoev E. A.** Computer program «SanMcs»: Certificate of state registration of the program № 2008613961, published 19.08.08. Rospatent, Moscow, 2008.
- Khogoev E.A., Khogoeva E.E., Shemyakin M.L.** Results of numerical microseism analysis on CDR seismograms in the area of Paiyakhskoe oil field // Geology and Mineral Resources of Siberia. 2018. Vol. 2 (34). P. 93–99.
- Khogoev E.A., Khogoeva E.E., Shemyakin M.L.** About the possibility of using the emission of microseism in searching for oil and gas deposits, on the example of Chaykinskaya area // Geology and Mineral Resources of Siberia. 2021. Vol. 1. P. 88–95.
- Kontorovich V.A., Kalinina L.M., Kalinin A.Yu., Solovyev M.V.** Petroleum prospects of the West Siberian Palaeozoic, geoseismic models of reference fields // Russian Oil and Gas Geology. 2018. Vol. 4. P. 5–15.
- Kouznetsov O.I., Radwan A.A., Chirkin I.A., Rizanov E.G., Koligaev S.O.** Combining seismic waves of different classes in exploration of hydrocarbon fields (new seismic exploration methodology) // Seismic Technologies. No. 3. P. 38–47.
- Naidanov Yu.V.** Gas content of the lower part of the Tyumen deposits of the Pudinsky arch // Bulletin of the Tomsk Polytechnic Institute. 1976. Vol. 236. P. 186–187.
- Serdyukov S.V., Kurlenya M.V.** Seismic stimulation of oil reservoirs // Russian Geology and Geophysics. 2007. Vol. 48 (11). P. 897–901.
- Vedernikov G.V., Khogoev E.A.** Forecast of hydrocarbon deposits based on microseismic characteristics during seismic exploration works of the CDP // Proceedings of the International Science Conference GEO-Siberia–2007. SGUGiT, Novosibirsk. 2007. Vol. 5. P. 179–183.
- Vedernikov G.V., Zharkov A.V., Maksimov L.A.** Experiments on recording geodynamic noise from oil and gas deposits // Geophysics. Special Issue. 2001. P. 96–98.
- Zapivalov N.P.** Once more about the Paleozoic oil in West Siberia // Proceedings of the International Science Conference Interexpo GEO-Siberia-2021 (Novosibirsk, 19–21 May 2021). Novosibirsk, 2021. Vol. 2 (1). P. 83–96.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

ХОГОЕВ Евгений Андреевич – кандидат физико-математических наук, с.н.с. лаборатории динамических проблем сейсмики Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН. Основные научные интересы: сейсморазведка, интерпретация данных, эмиссионная томография.

ХОГОЕВА Екатерина Евгеньевна – ассистент кафедры геофизики геолого-геофизического факультета. Основные научные интересы: сейсморазведка, интерпретация данных, эмиссионная томография.

ШЕМЯКИН Марк Леонидович – кандидат геолого-минералогических наук, с.н.с. Новосибирского государственного университета. Основные научные интересы: сейсморазведка, интерпретация данных, эмиссионная томография.

*Статья поступила в редакцию 20 марта 2024 г.,
одобрена после рецензирования 1 ноября 2024 г.,
принята к публикации 5 ноября 2024 г.*