



## ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ SANMCS ДЛЯ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ МОРСКОЙ СЕЙСМИКИ

Е. Е. Хогоева<sup>1,2</sup>, Е. А. Хогоев<sup>1,3</sup>, М. Л. Шемякин<sup>2</sup>, Дж. К. Кьерстадт<sup>4</sup>, Б. О. Росланд<sup>4</sup>

<sup>1</sup>Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, Новосибирск, Россия; <sup>2</sup>Новосибирский государственный университет, Новосибирск, Россия; <sup>3</sup>Алтае-Саянский филиал ФИЦ «Единая геофизическая служба» РАН, Новосибирск, Россия; <sup>4</sup>Offshore Resource Group AS (ORG), Ставангер, Норвегия

Приводятся результаты применения технологии спектрального анализа микросейсм к данным морской сейсморазведки. Описаны принципиальные отличия программно-алгоритмического и методического аспектов обработки данных морской и наземной сейсмики. Показана корреляция аномалий микросейсмического спектра в диапазоне 4–8 и 10–15 Гц с известной нефтяной залежью; обнаружено также соответствие другой аномалии спектра 10–15 Гц с газоконденсатной залежью. Обоснован вывод о сейсмоэмиссионной природе аномалий микросейсм. Рассмотрен процесс развития сейсмической эмиссии во времени. Установлено, что для каждой локальной зоны эмиссии начало развития процесса может иметь свое время. Продолжительность фазы максимального уровня эмиссии 0,5–0,75 с. Показана устойчивость результатов обработки: локальные аномалии микросейсмического спектра прослеживаются на нескольких параллельных приемных линиях, отстоящих друг от друга на 100 м.

**Ключевые слова:** микросейсмика, сейсмическая эмиссия, морская сейсморазведка, спектр микросейсм, прямой поиск залежей нефти и газа.

## APPLICATION OF SANMCS TECHNOLOGY FOR MARINE SEISMIC DATA PROCESSING

Е. Е. Khogoeva<sup>1,2</sup>, Е. А. Khogoev<sup>1,3</sup>, М. L. Shemyakin<sup>2</sup>, J. K. Kjerstadt<sup>4</sup>, B. O. Rosland<sup>4</sup>

<sup>1</sup>A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk, Russia; <sup>2</sup>Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia; <sup>3</sup>Altay-Sayan Branch of Federal Research Center “Geophysical Survey of RAS”, Novosibirsk, Russia; <sup>4</sup>Offshore Resource Group AS, Stavanger, Norway

The article presents the results of applying the technology of spectral analysis of microseisms to marine seismic data. The fundamental differences between the software-algorithmic and methodological aspects of the processing of marine and land seismic data are described. Correlation of microseismic spectrum anomalies in the range of 4–8 and 10–15 Hz with a known oil accumulation is shown; the correspondence of another 10–15 Hz spectrum anomaly with gas condensate accumulation was also found. The conclusion about the seismic emission nature of microseism anomalies has been substantiated. The development process of seismic emission in time is considered. It was found that for each local emission zone, the beginning of the process development may have its own time. The duration of the maximum emission level phase is from 0.5 to 0.75 s. The stability of processing results is shown; local anomalies of the microseismic spectrum are traced on several parallel receivers lines that are 100 m apart from each other.

**Keywords:** microseismic, seismic emission, marine seismic survey, microseism spectrum, direct search for oil and gas accumulations.

DOI 10.20403/2078-0575-2020-4-53-62

Традиционная сейсморазведка методом отраженных волн позволяет получить сведения о структуре геологической среды в виде отражающих границ, а существующие методы обработки дают возможность достаточно точно определять перспективные структуры, подходящие в качестве хранилищ залежей, но не сами залежи. Дополнительные сведения предоставляет атрибутный анализ, в частности AVO-анализ, который в ряде случаев дает информацию об изменении отражающих свойств границ-рефлекторов. Также может использоваться изменение спектрального состава волны при прохождении через пористые области среды [3]. Все эти способы диагностики базируются на свойствах проходящих волн от искусственного источника.

Кроме того, существует класс эмиссионных волн, которые непосредственно связаны со свойствами залежи углеводородов [4]. Свойство нефтяного пласта быть источником эмиссии микросейсм

в самых разных частотных диапазонах (от инфразвука до ультразвука) – установленный факт [1, 5, 12]. На основе этого свойства разработаны методы поиска залежей углеводородов. Они известны как пассивные методы сейсморазведки, активно применявшиеся во многих нефтегазовых компаниях мира (например, Microseismic.Inc, Spectraseis AG) в 2008–2012 гг. В последнее время пассивная сейсморазведка для разведочных работ применяется реже в связи с тем, что подразумевает проведение специальных работ по мониторингу сейсмического поля. Это плохо сочетается с циклом сейсморазведочных работ. Поэтому задачи пассивной сейсмики во многих компаниях сведены к стационарным вариантам: мониторингу разработки залежи и контролю гидроразрыва пласта.

Мы используем метод спектрального анализа микросейсм по сейсмограммам метода отраженных волн, обеспечивающий поиск признаков сейс-



мической эмиссии, возникающих в нефтегазовых залежах после прохождения через них первичных волн от импульсного источника.

### Технология SanMcs

Технология ориентирована на выявление регулярного геодинамического шума на основе спектрального анализа микросейсм по профилям 2D сейсморазведки метода многократных перекрытий. Технология реализована в программных пакетах SanMcs [8] и SanMcs2 [9] и использует в качестве входных данных сейсмограммы MOB-ОГТ в виде SEG-Y-файлов.

Область применения – интерпретация данных сейсморазведки, прямые поиски залежей углеводородов. Программа обеспечивает выборку данных из сейсмотрасс по началу временного окна анализа и интервалу удалений. Можно использовать режимы обработки до первых вступлений волн и после прохождения первичных волн от взрыва.

После задания окна анализа отбраковка трасс осуществляется по среднеквадратической амплитуде, что позволяет исключить трассы со случайными выбросами амплитуд. Затем по оставшимся данным вычисляется амплитудный спектр. Спектры в общих пунктах приема усредняются. Особенность сейсморазведки методом многократных перекрытий, когда запись в каждой точке приема выполняется десятки раз, предоставляет возможность накопить представительную выборку для осреднения. Результат расчета – осредненный спектр микросейсм вдоль линии приема – выводится в виде, аналогичном временному разрезу, где по горизонтали откладываются координаты профиля, по вертикали – частота, а значение амплитудного спектра, нормированное на среднее значение на профиле, кодируется цветом. При необходимости выполняется расчет средних значений спектра в задаваемых интервалах частот. Подробнее методика описана в предыдущих работах авторов [2, 10, 11].

Первый этап развития этой технологии (2006–2008 гг.) [2] характеризуется выбором окна анализа в начальных участках трасс до первых вступлений волн от источника. При удалении от источника более чем на 1,5–2 км в зависимости от скоростного разреза приблизительно первые полсекунды записывается эндогенный микросейсмический шум вместе с техногенными и природными помехами. Таким образом, при интервале дискретизации 2 мс мы обладаем выборкой из 256 отсчетов, удобной для применения быстрого Фурье-преобразования. Интервал дискретизации спектра при этих условиях составляет около 2 Гц, что дает удовлетворительную разрешенность по частоте. В этом варианте технология известна под названием ПАС МОГТ – пассивно-активная сейсморазведка методом общей глубинной точки [6].

Следующим шагом в развитии технологии анализа микросейсмического шума стало использова-

ние участков сейсмотрасс с поздними временами регистрации (более 3,5 с при удалениях более 2 км) по мере ослабления волн от источника для изучения эмиссионного поля, возбужденного взрывным воздействием на геосреду [10].

Авторами известного метода АНЧАР [5] технология SanMcs определяется как вариант использования АНЧАР-эффекта, сущность которого заключается в том, что УВ-насыщенная среда генерирует микросейсм с инфранизкой частотой (1–7 Гц). Тогда в спектре сейсмического волнового поля, регистрируемого в пассивном режиме над залежью углеводородов, отмечается увеличение инфранизкочастотной составляющей. Однако SanMcs обладает существенными отличиями. Так, например, целевые частоты находятся в сейсмическом диапазоне от 2 до 150 Гц. Технология SanMcs не требует проведения специальных полевых работ. Обработка с целью выявления микросейсмического шума, определения состояния среды может проводиться наряду с традиционной обработкой, которая дает информацию о строении среды.

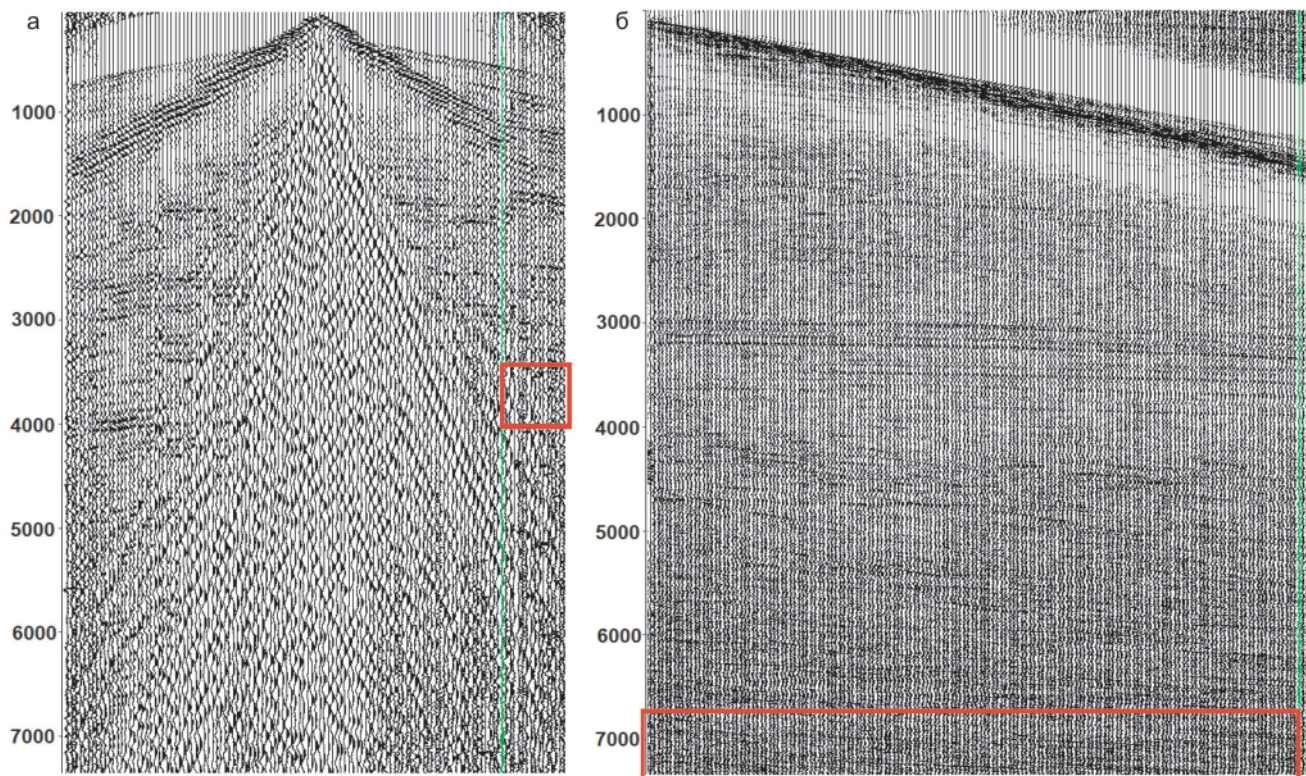
Традиционно применение технологии SanMcs ограничивалось поиском залежей углеводородов по наземным данным 2D сейсморазведки, полученным на нефтегазовых площадях Западной Сибири [2, 10, 11]. В 2019 г. технология была впервые опробована на материалах морской сейсмики, предоставленных компанией Offshore Research Group (ORG), Норвегия.

### Особенности обработки данных морской сейсмики

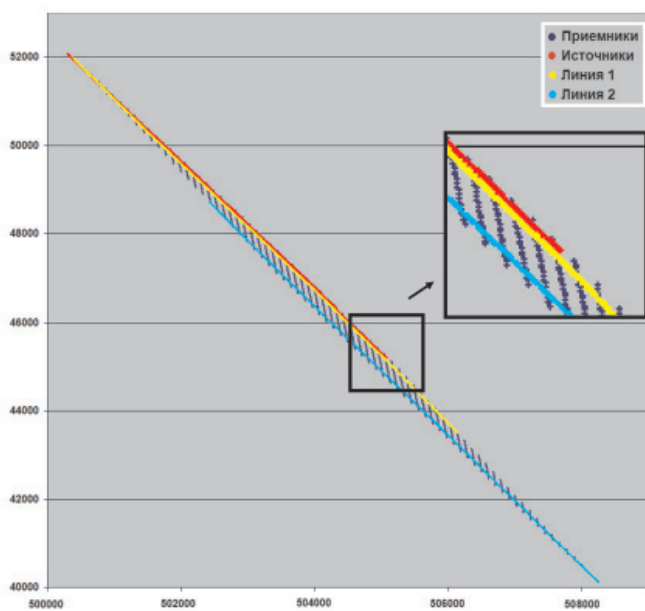
В том варианте морской сейсмики (3D-boat-swath), с которым мы работаем, система наблюдений состоит из буксируемых кабелей (streamer) (как правило, 6–10) с 480 сейсмодатчиками или более на каждом кабеле и расстоянием между линиями 100 м. Линия приема расположена под водой на глубине 20 м. Источник сейсмических колебаний представляет собой две пневмопушки на расстоянии 50 м друг от друга, работающие попеременно. Шаг по приемникам в нашем случае составляет 12,5 м, шаг по источнику – 37,5 м (отобраны данные от одной пневмопушки). Пример полученной в результате этих работ сейсмограммы приведен на рис. 1, б. Длина записи в конкретном случае составляет 7,62 с.

В отличие от сейсмограмм наземной сейсмики, на данных морской сейсмики нет помехи в виде поверхностной волны (см. рис. 1, б). Поэтому появляется возможность использования ближних к источнику приемников с удалениями менее 2000 м. Таким образом, по удалениям обработка морской сейсмики инвертирована по отношению к наземной в том смысле, что в наземной мы используем удаления более 2000 м, а в морской – менее.

В выбранном нами интервале удалений регулярные волны, в том числе кратные, присутствуют



**Рис. 1.** Типичные сейсмограммы наземной (а) и морской (б) сейсморазведки. Вывод с АРУ (500 мс), зеленым цветом отмечена трасса с удалением 2000 м, красным – окна анализа микросейсмического шума в каждом случае



**Рис. 2.** Дрейф координат приемников на буксируемом кабеле. Линия источников красного цвета, облако пунктов приема – синего; созданные линии профиля: желтый – для малых удалений, голубой – для больших

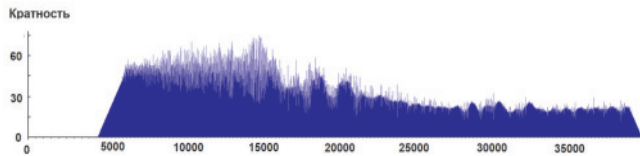
до времени 4 с. Если кратные волны присутствуют в нашей выборке данных и их вклад в волновую картину существенен, то в спектре они будут видны как стационарная помеха на всем профиле наблюдений.

Другое технологическое отличие при обработке данных морской сеймики заключается в том, что все координаты приемников на буксируемых кабе-

лях уникальны. Таким образом, надо создать единую линию точек приема, которая в наземной 2D сейсморазведке получается естественным образом, так как приемная линия зафиксирована на поверхности земли. В случае морской сеймики необходимо проводить дополнительную операцию, которая заключается в создании линии приема с ограниченным числом точек приема из сотен тысяч уникальных точек приема. Пример дрейфа координат точек приема приводится на рис. 2.

При анализе дрейфа пунктов приема становится понятно, что координаты создаваемой линии приема меняются в зависимости от выборки интервала удалений. Для наших задач удобно разбить диапазон удалений на три интервала по 2 км. Пример линий приема для удалений 0–2 км и 4–6 км показан на рис. 2, желтым и голубым цветом соответственно. Аппроксимируя координаты отобранных пунктов приема, мы набираем нужное нам число точек на линии приема. Шаг по линии задаем равным шагу приемников на кабеле – 12,5 м. Теперь мы должны привязать облако точек приемников к каждой точке созданной линии приема. Критерий привязки определяется следующим образом: радиус от физической точки приема до точки линии приема меньше, чем шаг по источникам, в нашем случае 37,5 м.

Для оценки правильности выбора линии приема и радиуса привязки мы приводим кратность наблюдений (число рассчитанных спектров трасс для усреднения) в точках приема. Типичная картина



**Рис. 3.** Кратность наблюдений в точках линии приема в варианте  $L < 2$  км

кратности при обработке данных морской сейсмоки приводится на рис. 3. Здесь расчет проводится при условии выборки удалений  $L$  менее 2 км. Максимальная кратность достигает 75, средняя на большей части профиля около 30.

### Нефтегазоносность норвежского сектора Северного моря

По географическому положению Северное море может рассматриваться как шельфовый бассейн Атлантического океана. Море относительно мелководное; на большей части глубина не превышает 90 м, в северной части до 200 м. На долю норвежского сектора приходится 27 % площади шельфа.

В пределах Северного моря выделяются три нефтегазоносные области (НГО): Южная, Центральная и Северная. К норвежскому сектору относятся Центральная и Северная НГО.

В норвежском секторе Северного моря открыто несколько десятков залежей, наиболее крупными нефтегазовыми месторождениями являются Экофиск в Центральной НГО и Тролл в Северной НГО. Месторождения связаны с крупными пологими брахиантиклинальными складками. Тип коллектора как терригенный, так и карбонатный. В Северной НГО имеются наибольшие запасы нефти и газа. Основные продуктивные горизонты находятся в среднеюрских и палеоценовых отложениях. Характерной чертой разреза является наличие двух структурных этажей: нижнего доверхнемелового и верхнего, сложенного породами верхнего мела и кайнозоя. Нижний структурный комплекс характеризуется блоковым строением и сильной раздробленностью. Основные нарушения вытянуты вдоль оси грабена Викинг. Большинство выявленных здесь месторождений имеют однотипное строение. Они приурочены к крупным антиклинальным складкам, находящимся над приподнятыми блоками фундамента. Средняя плотность геологических ресурсов в североморской зоне 780 тыс. т/км<sup>2</sup> [7].

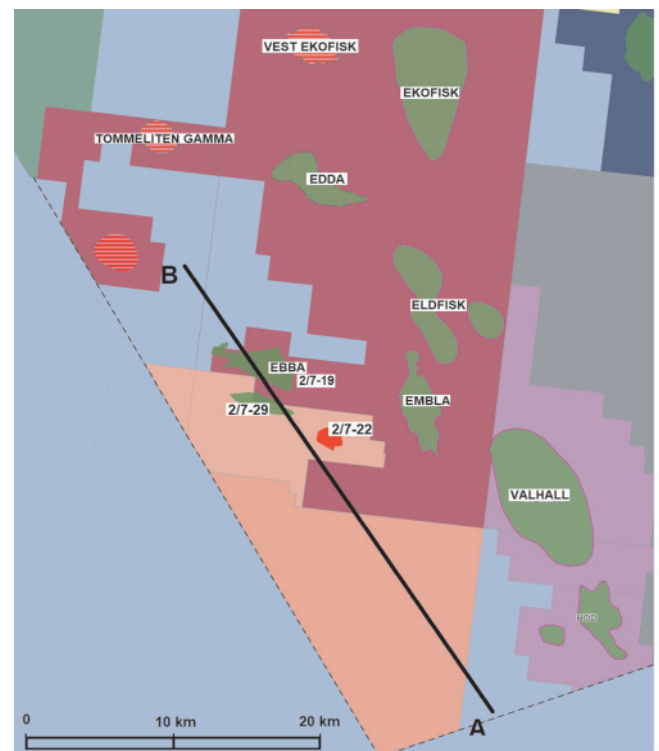
К примеру, газонефтяное месторождение Экофиск приурочено к брахиантиклинальной складке размером 15×8 км, амплитудой 180 м. Продуктивные мелоподобные известняки датского яруса и известняки маастрихта суммарной мощностью 210 м. Основная залежь расположена на глубине свыше 2800 м в кровельной части мощного (около 800 м) трещиноватого мелоподобного известняка формаций Ekofisk (палеоцен) и Tor (верхний мел), разделенных глинистым слоем. Коллекторы трещинного

типа, основные нефтегазоматеринские породы – верхнеюрские черные глины с высоким содержанием органического вещества; покрывка – глины палеоцена. Залежь пластовая сводовая, водонефтяной контакт на отметке 3270 м. Глубина моря в районе месторождения около 90 м. Первоначальные извлекаемые запасы нефти 569 млн т и газа 165 млрд м<sup>3</sup>. Добыча начата 15 июня 1971 г. и продолжается до настоящего времени.

### Район проведения работ

В центральной части Северного моря расположено гигантское газонефтяное месторождение Экофиск, далее на юг – крупное месторождение Элдфиск. Оба разрабатываются. Для опробования обработки данных морской сейсмоки по технологии SanMcs нами выбрана одна линия (рис. 4) из шести линий валка (swath) сейсморазведки на западном шельфе Норвегии, пролегающая через несколько участков с обнаруженными проявлениями нефти и газоконденсата. Добыча на этих участках не ведется в связи с большой глубиной залегания залежи и небольшими объемами обнаруженных запасов. Все залежи на пути пролегания профиля имеют статус Production is unlikely [13].

Линия состоит из четырех файлов, объем каждого 6 Гб. По интервалам пунктов возбуждения каждый файл представляет участок линии длиной 14 км с перекрытием 6 км. Общая длина линии после объединения в единую запись составила око-



**Рис. 4.** Фрагмент карты с нанесенными залежами (зеленый – нефть, красный – газоконденсат) и профилем морской сейсмоки АВ; области, обозначенные другими цветами, – лицензионные участки, серый – нераспределенная площадь

ло 39 км. Фрагмент карты с нанесенным профилем приводится на рис. 4.

### Результаты обработки

На первом этапе рассмотрим спектры микросейсм до вступления волн от пневмопушки и спектры, полученные на позднем времени, после прохождения волн от импульса (рис. 5, а и 5, б соответственно). Для реализации первого варианта обработки используются трассы с удалениями от 2 до 4 км с выбором интервала времени от 0 до 512 мс. Скорость волны в воде 1,5 км/с, таким образом, за 0,5 с волна проходит только 750 м. Пневмопушки срабатывают через 12 с; значит, этот участок трасс действительно чист от последствий импульсов. Для сравнения выбраны данные на позднем времени: удаления менее 2 км, время начала окна 6,5 с.

На рис. 5 окружностями желтого цвета мы выделили аномалии спектра, которые проявились в невозмущенной среде и сохранились на сейсмограммах после прохода волн от импульсного источника. Красным цветом помечены возмущения спектра, проявившиеся после прохождения волн. Из этого мы делаем вывод, что данный феномен является эмиссионным откликом среды на воздействие импульса от пневмопушки. Спектр эмиссии микросейсм имеет локальные экстремумы по частоте и небольшую протяженность на линии. Обращает на себя внимание, что в одном случае (около ПК 28000) определяются два экстремума по частоте.

Для пояснения к рис. 5 нужно отметить некоторые особенности полевых наблюдений и процесса обработки. Так, направление движения судна – по нарастанию координат линии, начальное поло-

жение судна примерно на 6 км линии. На отрезке линии от 0 до 6 км находится кабель при первом пункте возбуждения. Удаления отсчитываются от источника-пневмопушки на судне до точки приема так, что первый приемник линии имеет максимальное удаление, равное длине кабеля (6 км), последний – минимальное. Таким образом, при выборке удалений 2–4 км не обрабатываются первые 2 км и последние 2 км линии, но для удобства сравнения с другими результатами обработки эти отрезки обозначены синим (см. рис. 5, а). Соответственно, при выборке удалений 0–2 км не обрабатываются первые 4 км линии (см. рис. 5, б). Разрастание спектра в начале обрабатываемого участка линии мы не принимаем во внимание из-за малой кратности наблюдений и, как следствие, низкой достоверности.

Далее перед нами встают два вопроса. Во-первых, коррелируют ли обнаруженные источники сейсмической эмиссии с какими-либо залежами углеводородов. Во-вторых, какие параметры окна анализа способствуют выделению спектральных аномалий эмиссионных микросейсм, которые установлены нами на предыдущем этапе исследования.

Мы провели ряд численных экспериментов, окончательные результаты которых представлены на рис. 6. Здесь начало окна анализа смещается на каждом примере на +0,5 с начиная от 6 с. Ширина окна во всех случаях 256 отсчетов, или 0,512 с. На рис. 6 прямоугольниками выделены зоны на приемной линии, соответствующие залежам газоконденсата 2/7-22 и нефти 2/7-29, 2/7-19 (Ebba) [13]. Как можно видеть, аномалии в спектре микросейсм присутствуют и коррелируют с двумя известными

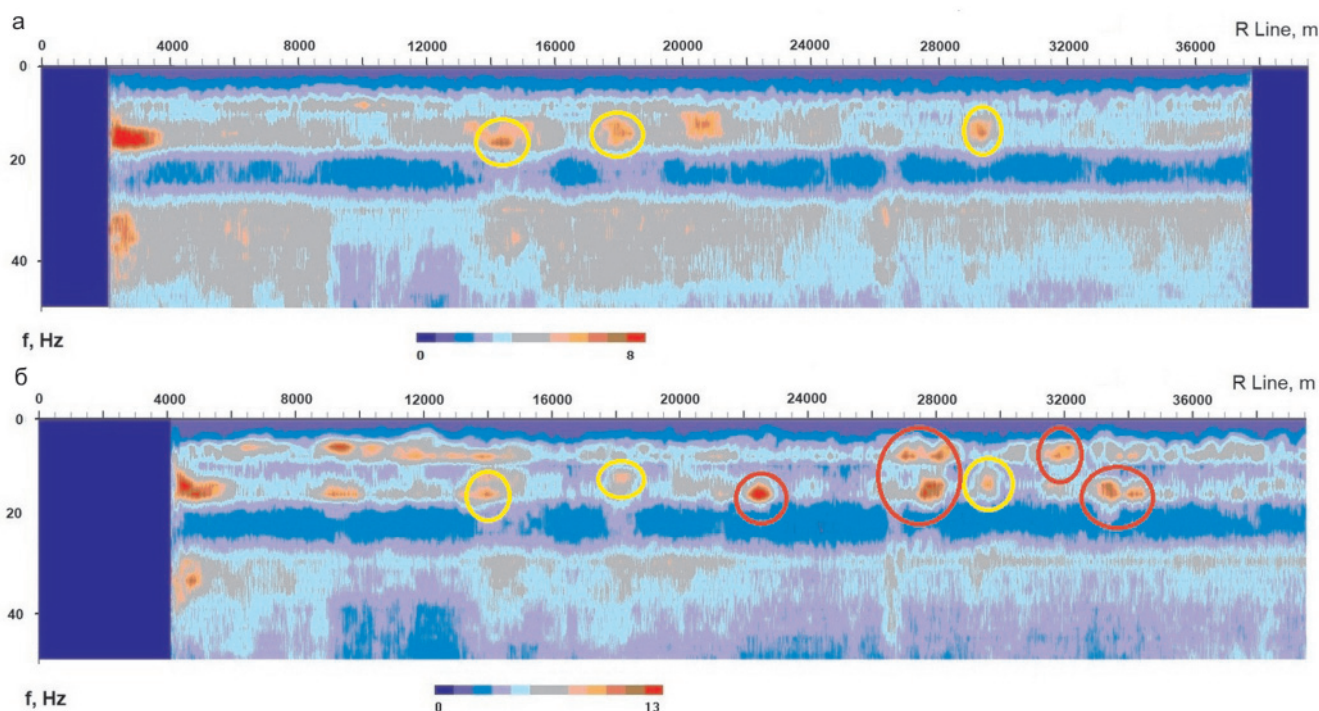


Рис. 5. Спектры микросейсм по профилю АВ: до прихода первых волн, начало окна анализа 0 с (а); после прохождения волн от импульса, начало окна анализа 6,5 с (б)

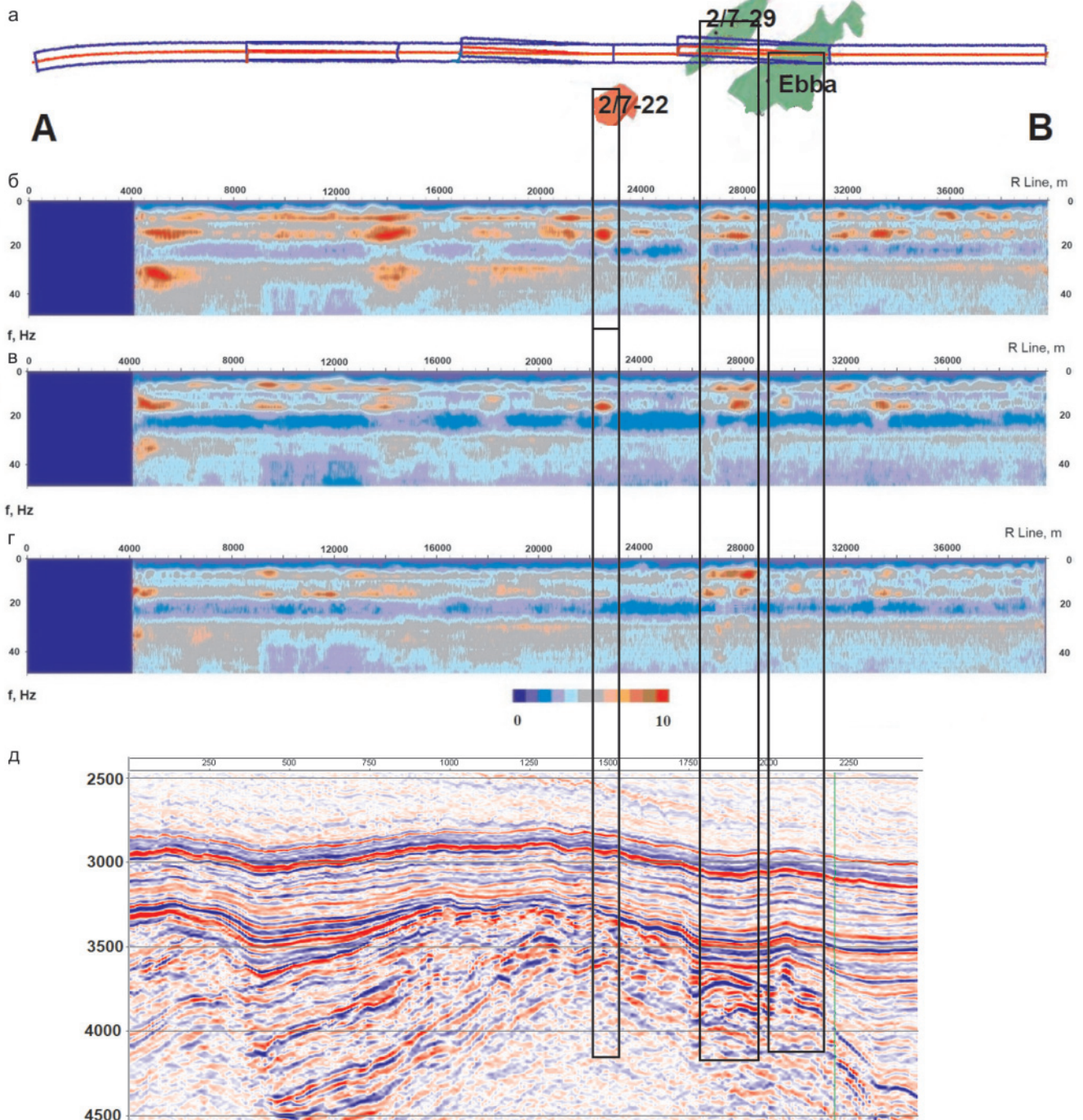


Рис. 6. Схема профиля с нанесенными залежами (а); осредненные спектры микросейсм по профилю (направление ЮВ–СЗ) с различным окном начала анализа: 6 с (б), 6,5 с (в), 7 с (г); фрагмент временного разреза по линии АВ (д)

залежами на разных окнах анализа, т. е. при независимых выборках исходных данных.

Отметим основные характерные черты спектра микросейсм. Практически вся энергия сосредоточена в диапазоне до 35 Гц с полосами повышения энергии в диапазонах 4–8, 10–20, 30–35 Гц. При сдвиге начала окна ( $T_0$ ) общая энергия уменьшается, наиболее существенно при переходе  $T_0$  от 6,0 к 6,5 с.

При времени начала окна анализа 6 с мы наблюдаем множество разрастаний спектра, большинство из которых быстро исчезают при сдвиге окна анализа на 0,5 с, т. е. до 6,5 с. Наиболее стабильные аномалии спектра наблюдаются на ПК 14000, 22250, 28000,

33500. Для первой из отмеченных аномалий нет соответствия среди известных залежей. Однако на временном разрезе на времени 3,3 с наблюдается угловое несогласие отражающих горизонтов, т. е. структура, перспективная для стратиграфической залежи. Вторая аномалия определенно связана с газоконденсатной залежью 2/7-22, а следующая ассоциируется с нефтяной залежью 2/7-29. Последняя находится за пределами обозначенной зоны месторождения Эбба и, возможно, связана с глубинным разломом, который прослеживается на временном разрезе.

Отметим, что в случае залежи 2/7-29 линия пересекает перспективный участок, а газоконден-

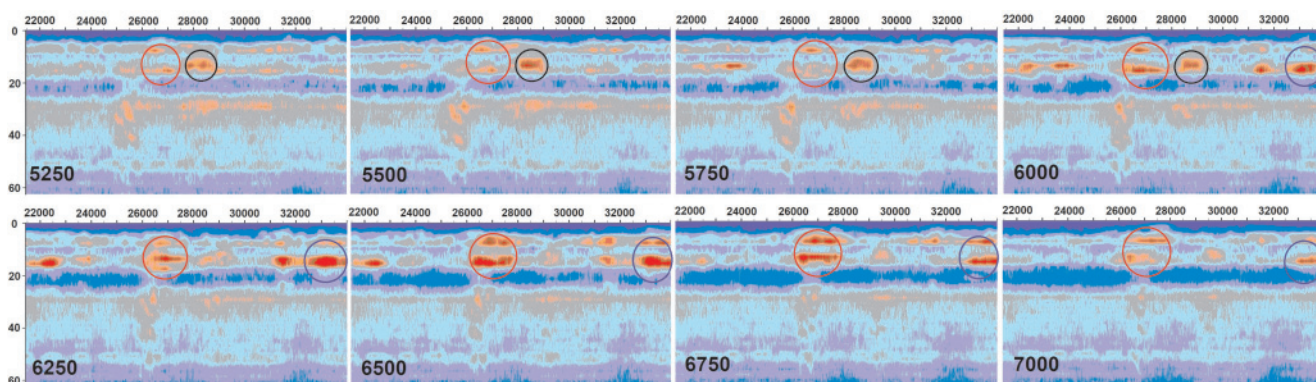
сатная залежь 2/7-22 расположена на некотором удалении, примерно в 2 км от линии.

На более поздних временах аномалия, связанная с нефтяной залежью 2/7-29 (открыта в 1994 г.), имеет тенденцию к преобладанию над всеми другими аномалиями на профиле. По данным бурения залежь расположена на значительной глубине (4500 м) в пласте мощностью 20–30 м. Спектральная аномалия микросейсм здесь содержит два изолированных по частоте экстремума (4–8 и 10–15 Гц). Это может быть проинтерпретировано как присутствие двух связанных между собой источников сейсмической эмиссии с различными физическими свойствами.

вверх с соответствующим проявлением в спектрах микросейсм.

### О динамике сейсмоэмиссионного отклика

Рассмотрим более детально участок профиля, на котором проявляется сейсмоэмиссионный отклик (от ПК 22000 до ПК 34000). Окно анализа смещаем от 5250 до 7000 мс с шагом 250 мс. Результаты расчетов представлены на рис. 7. Начало окна анализа (в мс) приведено в левом нижнем углу каждого фрагмента. Здесь мы выделяем три области проявления сейсмической эмиссии, отметив каждую кружками разных цветов.



**Рис. 7.** Развитие процесса сейсмоэмиссии во времени, после прохождения волн от источника. Горизонтальная ось – координаты профиля, м, вертикальная – частота, Гц

По нашему мнению, таким источником может быть нефтяная залежь с газоконденсатной шапкой. Нефтяная залежь 2/7-19 месторождения Эбба, открытого в 1981 г., состоит из нескольких тонких (5–15 м) нефтяных пластов, расположенных на глубине около 4800 м. Неизвестно, существует ли эта залежь в настоящее время. Здесь отсутствуют аномалии спектра микросейсм в пределах известных границ залежи.

Обратившись к временному разрезу на рис. 6, д, мы приходим к выводу, что в одном случае залежь 2/7-29, проявляющаяся в спектре микросейсм, явно коррелирует с локальным антиклинальным поднятием на времени 3,8 с. Аномалия, которую мы соотносим с отдаленным от профиля газоконденсатным резервуаром 2/7-22, не имеет явных структурных подтверждений на временном разрезе. Геологическое строение здесь характеризуется сильной раздробленностью. На времени 3,4–3,7 с присутствует структура, которую можно описать как осложненную разломами антиклиналь. Что касается области ПК 30000, относимой к залежи Эбба, то здесь на временном разрезе обнаруживается горстовая структура на времени 3,6–3,8 с, однако в спектре микросейсм аномалий не наблюдается. Спектральная аномалия на ПК 33500 находится над крупным разломом, наблюдаемым на времени 4,2–4,4 с, на участке крутого падения отражающих горизонтов в направлении конца профиля. При таком строении среды можно предположить, что здесь имеет место миграция флюидов по разлому

Красным цветом отмечена спектральная аномалия на ПК 27000. Первые следы аномалии появляются на времени задержки окна  $T_0 = 5750$  с. Затем происходит нарастание аномалии на следующих двух кадрах с достижением максимального значения на времени 6500–6750 с и резкого ослабления при 7000 с. Значит, процесс развития сейсмоэмиссии занимает 0,75 с, максимальная интенсивность продолжается 0,5 с.

Следующая аномалия отмечена кружком черного цвета на ПК 28500. Начало развития аномалии находится за пределами наших кадров, но максимум четко фиксируется при  $T_0 = 5500$  и  $5750$  с, ослабевает при  $T_0 = 6000$  с и практически исчезает при  $T_0 = 6250$  с.

Аномалия на ПК 33000 обозначена синим цветом. Она проявляется сразу интенсивно на  $T_0 = 6000$  с, максимальная амплитуда держится при  $T_0 = 6250$  и  $6500$  с и уменьшается на следующих кадрах.

Подведем итоги нашего краткого исследования динамики сейсмоэмиссии после прохождения волн от пневмопушки. Начало процесса эмиссии приходится на время  $T_0$  от 5 до 6 с, максимальные значения – от 5,5 до 6,75 с, быстрое затухание ко времени 7 с. Каждый отдельный очаг эмиссии излучает с максимальной интенсивностью от 0,5 до 0,75 с.

### Устойчивость результатов

Рассмотрим наследование аномалии спектра микросейсм в районе залежи 2/7-29 на параллель-

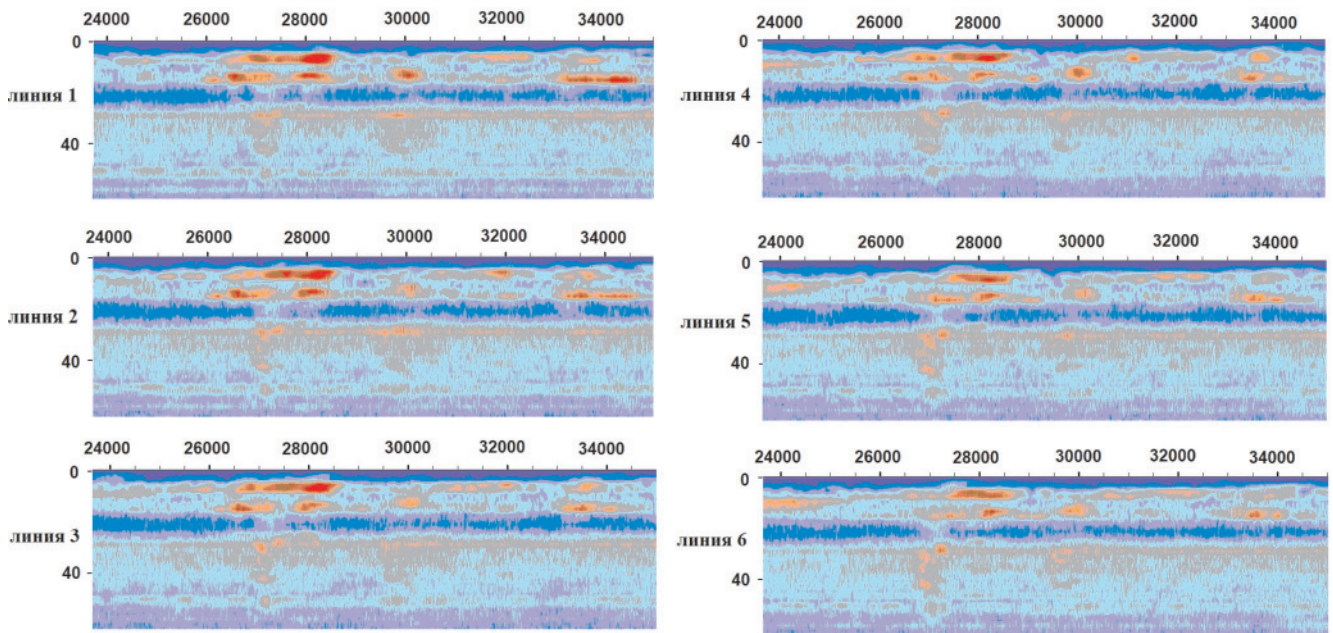


Рис. 8. Спектр микросейсм в районе залежи 2/7-29 на линиях 1–6

ных линиях съемки. Всего было записано шесть линий с расстоянием между соседними 100 м. Нумерация линий ведется относительно буксирующего судна слева направо (см. рис. 4), в нашем случае линия 1 находится на северо-востоке, линия 6 – на юго-западе. На рис. 8 приводятся результаты расчета спектров микросейсм ( $T_0 = 7$  с), из которых видно, что на охватываемом широком (500 м) профиле на ПК 26250–28250 присутствует регулярная двойная аномалия спектра на частотах 6–8 и 10–12 Гц протяженностью около 2 км. При этом амплитуда аномалии выше на линиях 1–4, ниже на линиях 5 и 6.

Эти результаты дают основание предполагать, что источник микросейсмической эмиссии, по нашему мнению нефтяная залежь 2/7-29, находится на линиях 1–4 и, возможно, продолжается далее на северо-восток.

Итак, мы выявили объективно существующие устойчивые аномалии спектра эмиссионных микросейсм, самая заметная из которых коррелируется с неразрабатываемой глубоко залегающей нефтяной залежью 2/7-29. Аномалия наблюдается на двух частотных интервалах (4–8 и 10–15 Гц), подтверждается обработкой различных по времени наборов данных, а также на соседних линиях приема с сохранением особенностей формы аномалии. Условиями выделения аномалии являются следующие параметры окна анализа: удаление  $L < 2$  км, начало окна анализа более 6,5 с.

### Выводы

В результате проведенных исследований установлено, что развиваемая нами в течение последних десяти лет технология с успехом может быть использована при обработке данных морской сейсмологии. Для имеющихся данных была модерни-

зирована программно-алгоритмическая часть, относящаяся к построению линии пунктов приема. Выработан методический подход к обработке данных морской сейсмологии (3d-boat-swath), определены оптимальные параметры окна анализа микросейсм. Перечислим особенности обработки данных морской сейсмологии. Мы используем трассы с удалениями менее 2 км (в наземной сейсмологии, наоборот, удаления более 2 км); время начала окна анализа более 5,5 с и до 7 с (в наземной – от 3,5 до 5 с). Необходимо создавать модель линии приема, чтобы не обрабатывать сотни тысяч уникальных координат точек приема.

При обработке сейсмограмм по методике «до первых вступлений» не обнаруживаются значимых аномалий спектров микросейсм по профилю. Напротив, при сдвиге окна анализа на начальное время 5,5 с и более проявляются контрастные локальные аномалии спектра. Мы предполагаем, что появление этих аномалий связано с эффектами сейсмической эмиссии, возникающей после прохождения волн от источника. Выявлены аномалии спектра микросейсм в диапазонах 4–8 и 10–15 Гц, расположенные близ известных залежей углеводородов.

Рассмотрен процесс развития сейсмической эмиссии во времени. Установлено, что для каждой локальной зоны эмиссии может быть свое время начала развития процесса (от 5 до 6 с). Продолжительность фазы максимального уровня эмиссии от 0,5 до 0,75 с. К 7 с происходит заметное ослабление всех сейсмозмиссионных процессов.

Таким образом, применение технологии SanMcs в модернизированном варианте к данным морской сейсмологии позволило выявить аномалии микросейсмического поля, коррелирующие с известными залежами углеводородов. Такой результат





свидетельствует о том, что технология может применяться в комплексной интерпретации данных морской сейсмоки и прямых поисках залежей углеводородов.

Мы предполагаем, что технология SanMcs в морском варианте может быть использована при сейсморазведке российского шельфа Арктики.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Беляков А. С., Лавров В. С., Николаев А. В.** Акустический резонанс нефтяной залежи // Докл. РАН. – 2004. – Т. 397, № 1. – С. 101–102.
2. **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 технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых: сб. матер. III Междунар. науч. конгр. – Новосибирск, 2007. – С. 179–183.
3. **Использование** спектральных характеристик сейсмической записи для прогноза зон улучшенных коллекторов / Л. Д. Гик, В. А. Конторович, М. С. Канакон и др. // Технологии сейсморазведки. – 2013. – № 3. – С. 16–20
4. **Комплексирование** 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. **Кузнецов О. Л., Чиркин И. А., Арутюнов С. Л.** Томография сейсмической эмиссии. – Точка доступа: <http://federalbook.ru/files/FS/Soderjanie/FS-24/XVII/Tomografiya.pdf>.
6. **Максимов Л. А., Ведерников Г. В., Яшков Г. Н.** Геодинамический шум залежей углеводородов и пассивно-активная сейсморазведка МОГТ // Экспозиция Нефть Газ. – 2015. – № 6 (45). – С. 55–57. – Точка доступа: [https://www.runeft.ru/articles/geodinamicheskij\\_shum\\_zalezhey\\_uglevodorodov\\_i\\_passivno\\_aktivnaya\\_seysmorazvedka\\_mogt](https://www.runeft.ru/articles/geodinamicheskij_shum_zalezhey_uglevodorodov_i_passivno_aktivnaya_seysmorazvedka_mogt).
7. **Метлина Т. Л.** Зоны нефтегазоаккумуляции шельфа северной Атлантики и западной Арктики // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2007. – № 3. – С. 55–61.
8. **Хогоев Е. А.** Программа для ЭВМ «SanMcs»: свидетельство о программе № 2008613961, опубл. 19.08.08. – М.: Роспатент, 2008.
9. **Хогоев Е. А., Хогоева Е. Е.** Программа для ЭВМ «SanMcs2»: свидетельство о программе № 2019619078, опубл. 10.07.19. – М.: Роспатент, 2019.
10. **Хогоев Е. А., Хогоева Е. Е., Шемякин М. Л.** О микросейсмическом отклике среды и возможности его использования при разведке месторождений углеводородов // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2019. – № 3 (39). – С. 80–84.
11. **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.

12. **Applying** microtremor analysis to identify hydrocarbon reservoirs / R. Holzner, P. Eschle, H. Zürcher et al. // First Break. – 2005. – No. 23(5). – P. 41–46.

13. **NPD** FactPages contain information regarding the petroleum activities on the Norwegian continental shelf. The information is synchronised with the NPD's databases on a daily basis. – Available at: <https://factpages.npd.no/factpages/default.aspx?culture=en&nav1=discovery&nav2=PageView|All&nav3=44120>.

## REFERENCES

1. Belyakov A.S., Lavrov V.S., Nikolaev A.V. [Acoustic resonance of an oil pool]. *Doklady RAN – Doklady Earth Sciences*, 2004, vol. 397, no. 5, pp. 710–711. (In Russ.)
2. Vedernikov G.V., Khogoev E.A. [Prediction of hydrocarbon accumulations based on the characteristics of microseisms during seismic CDP operations]. *GEO-Sibir-2007. T. 5. Nedropolzovaniye. Novye napravleniya i tekhnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdeniy poleznykh iskopaemykh. Materialy III Mezhdunarodnogo nauchnogo kongressa* [GEO-Sibir-2007. Vol. 5. Subsoil use. Recent trends and technologies of prospecting, exploration and development of mineral deposits. Materials of the 3<sup>rd</sup> International Scientific Congress]. Novosibirsk, 2007, pp. 179–183. (In Russ.)
3. Gik L.D., Kontorovich V.A., Kanakov M.S., et al. [Spectral analysis of seismic data implication for detecting highly porous reservoirs]. *Tekhnologii seysmorazvedki – Seismic Technologies*, 2013, no. 3, pp. 16–20. (In Russ.)
4. Kuznetsov O.L., Radvan A.A., Chirkin I.A., et al. [Combining seismic waves of different classes in exploration of hydrocarbon fields (new seismic exploration methodology)]. *Tekhnologii seysmorazvedki – Seismic Technologies*, 2016, no. 3, pp. 38–47. (In Russ.)
5. Kuznetov O.L., Chirkin I.A., Arutyunov S.L., et al. *Tomografiya seysmichskoy emissii* [Seismic emission tomography]. Available at: <http://federalbook.ru/files/FS/Soderjanie/FS-24/XVII/Tomografiya.pdf>. (In Russ.)
6. Maksimov L.A., Vedernikov G.V., Yashkov G.N. [Geodynamic noise of hydrocarbon pools and passive and active seismic CDPM]. *Ekspozitsiya Neft Gaz – Exposition Oil & Gas*, 2015, no. 6 (45), pp. 55–57. Available at: [https://www.runeft.ru/articles/geodinamicheskij\\_shum\\_zalezhey\\_uglevodorodov\\_i\\_passivno\\_aktivnaya\\_seysmorazvedka\\_mogt](https://www.runeft.ru/articles/geodinamicheskij_shum_zalezhey_uglevodorodov_i_passivno_aktivnaya_seysmorazvedka_mogt). (In Russ.)
7. Metlina T.L. [Oil and gas accumulation zones of the shelf in North Atlantic and Western Arctic]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy – Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2007, no. 3, pp. 55–61. (In Russ.)
8. Khogoev E.A. *Programma dlya EVM "SanMcs: Svidetelstvo o programme № 2008613961, opubl. 19.08.08.* [Application software SanMcs: Certificate of State registration no. 2008613961, opubl. 19.08.08]. Moscow, Rospatent, 2008. (In Russ.)



9. Khogoev E.A., Khogoeva E.E. *Programma dlya EVM "SanMcs2": Svidetelstvo o programme № 2019619078, opubl. 10.07.19.* [Application software SanMcs: Certificate of State registration no. 2019619078, opubl. 10.07.19]. Moscow, Rospatent, 2019. (In Russ.).

10. Khogoev E.A., Khogoeva E.E., Shemyakin M.L. [On the microseismic medium response and possibility of its use in the exploration of hydrocarbon fields]. *Geologiya i mineralno-syryevye resursy Sibiri – Geology and Mineral Resources of Siberia*, 2019, no. 3 (39), pp. 80–84. (In Russ.).

11. Khogoev E.A., Khogoeva E. E., Shemyakin M.L. [Results of numerical microseism analysis on CDP

seismograms in the area of Paiyakhskoe oil field]. *Geologiya i mineralno-syryevye resursy Sibiri – Geology and Mineral Resources of Siberia*, 2018, no. 2(34), pp. 93–99. (In Russ.).

12. Holzner R., Eschle P., Zürcher H., et al. Applying microtremor analysis to identify hydrocarbon reservoirs. *First Break*, 2005, no. 23(5), pp. 41–46.

13. NPD FactPages contain information regarding the petroleum activities on the Norwegian continental shelf. The information is synchronised with the NPD's databases on a daily basis. Available at: <https://factpages.npd.no/factpages/default.aspx?culture=en&nav1=discovery&nav2=PageView|All&nav3=44120>.

© Е. Е. Хогоева, Е. А. Хогоев, М. Л. Шемякин,  
Й. Кьерстад, Б. Росланд, 2020