



УДК 550.834(571.51)

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ. О ЧЕМ ГОВОРIT ОПЫТ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА ШУШУКСКОЙ ПЛОЩАДИ

Г. В. Ведерников, Л. А. Максимов, Т. И. Чернышова, М. В. Чусов

Приведены результаты опробования инновационной технологии спектрального анализа микросейсм (SAM) по материалам сейсморазведочных работ МОГТ 2D на Шушукской площади (Красноярский край). Технология SAM базируется на анализе пространственно-временных интервалов сейсмограмм МОГТ до первых вступлений наведенных волн, что обеспечивает получение дополнительных характеристик эмиссионных волн. Рассмотрены особенности геологического строения Шушукского лицензионного участка, которые по сложности и условиям проведения работ можно считать типичными для Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции, где эффективность сейсморазведочных работ трудно признать удовлетворительной. В результате многолетних сейсморазведочных работ и бурения оценочной скважины открыто новое нефтяное месторождение с непромышленными притоками нефти. По технологии SAM обработаны материалы по 41 профилю общей протяженностью 2477 пог. км. В результате выявлено пять аномалий интенсивности эмиссионных волн, которые можно считать перспективными объектами для дальнейших ГРП. Первоочередной объект – аномалия Шушукская-2, расположенная на северо-западе площади, которая отмечается на 10 профилях и имеет площадь около 200 км². Общие ресурсы условных УВ составляют около 375 млн м³, т. е. здесь можно ожидать открытия крупного и высокопродуктивного нефтегазового месторождения. Определено местоположение следующей разведочной скважины. Даны рекомендации по уточнению парадигмы ГРП в аномально сложных сейсмогеологических условиях Восточной Сибири с использованием инновационных технологий прямого прогнозирования залежей УВ. Рекомендована переработка материалов по технологии SAM по региональным профилям, а также материалов сейсморазведочных работ, проведенных на участках месторождений с непромышленными притоками.

Ключевые слова: инновационная технология SAM, Шушукская площадь, модель геодинамических шумов, перспективные объекты, парадигма ГРП.

INNOVATION TECHNOLOGIES. ON SEISMIC SURVEY EXPERIENCE IN THE SHUSHUKSKAYA AREA

G. V. Vedernikov, L. A. Maksimov, T. I. Chernyshova, M. V. Chusov

The paper presents innovation technology test results of spectral analysis of microseisms (SAM) on 2D CDP seismic survey carried out in the Shushukskaya area (Krasnoyarsk Territory). The SAM technology is based on the analysis of space-time CDP seismogram intervals to the first arrivals of induced waves, which allows for receiving additional characteristics of emission waves. We discuss the geological features of the Shushukskaya license site which in complexity and conditions of work can be considered typical of the Lena-Tunguska petroleum province where the efficiency of seismic survey is difficult to be recognized satisfactory. Longstanding seismic exploration operations and appraisal drilling have resulted in the discovery of a new oil field with non-commercial flows of oil. The SAM technology has made it possible to process data of 41 profiles 2 477 linear km in total length, to reveal five anomalies of emission wave intensity which can be assumed promising for further geological exploration (GE). A high priority target is the Shushukskaya-2 anomaly located in the northwest of the area which is observed on ten profiles and is about 200 sq. km in area. Total resources of conventional HC make up about 375 million m³, i. e. a large and highly productive oil and gas field would be expected to be discovered here. The next exploratory well is localized. It is recommended that GE paradigm be improved in anomalously complex seismic conditions of East Siberia using innovation technologies of direct forecasting of HC pools. It is advisable to reprocessed SAM data on regional profiles as well as materials of seismic survey performed on fields with non-commercial flows of oil.

Keywords: SAM innovation technology, Shushukskaya area, geodynamic noise model, promising targets, GE paradigm.

Более 10 лет мы развиваем метод спектрального анализа микросейсм (SAM) по сейсмограммам стандартных сейсморазведочных работ МОГТ [3] как одну из разновидностей пассивной сейсморазведки, которая позволяет выявлять аномалии геодинамических шумов в качестве дополнительного критерия прямого прогноза залежей углеводородов (УВ) [2].

Работы на Шушукской площади начались по стандартной схеме с бесплатной (маркетинговой) обработки двух профилей, пересекающихся в интересующей заказчика точке. Никакой другой информации мы не имели. (В подобном тестировании нашей технологии на материалах недропользователя мы никому не отказываем.)



Полученные результаты (рис. 1) оказались весьма впечатляющими. Мы увидели, что в интересующей заказчика точке отмечается близкий к фоновому уровень шумов, но на удалении от нее на 10–20 км к северо-западу установлена очень интенсивная и достаточно протяженная аномалия шумов, заслуживающая самого серьезного внимания. Об этом мы сообщили заказчику в пояснительной записке, рекомендовав обработать все имеющиеся материалы по площади с целью оконтуривания и подготовки к бурению выявленной аномалии.

Оказалось, что в заданной точке уже пробурена скважина – первооткрывательница нового Шушукского месторождения нефти. Однако полученные при испытаниях притоки продукта оказались непромышленными, и встал вопрос, что делать с площадью дальше.

Данный пример приводит нас к первому выводу.

Получение независимой информации по характеристикам эмиссионных волн для дополнительной экспертизы рекомендаций на бурение скважин – наиболее эффективное направление использования технологии SAM, так как может предотвратить бурение непродуктивных и малопродуктивных скважин [2].

К чести недропользователя (ООО «Харьяга»), он согласился с рекомендацией по обработке всех материалов по Шушукскому лицензионному участку, что позволило системно исследовать и оценить эффективность технологии SAM на разведочном этапе в сложных сейсмогеологических условиях Восточной Сибири.

История изученности Шушукской площади длительная. Здесь выполнены: геологическая съемка м-ба 1:200 000 (1970, 1973 гг.), аэромагнитная съемка м-бов 1:50 000 и 1:25 000 (1958–1972 гг.), гравиметрическая съемка м-ба 1:200 000 (1966 г.), электроразведочные работы в модификации МТЗ, КМТП по рекам, сейморазведочные работы МОВ (1978 г.). С середины 1980-х гг. проводятся планомерные работы МОГТ.

По итогам этих работ основные особенности строения территории сводятся к следующему. Подтверждено пологое моноклинальное погружение отражающих горизонтов нижнего кембрия в северном направлении. Выделено и уточнено строение ряда крупных структурно-тектонических элементов. Выявлен ряд локальных поднятий, в том числе Шушукское, считающееся подготовленным к поисковому бурению (данные В. А. Богдана, «Енисейгеофизика», 2002 г.).

Когда встал вопрос о бурении поисково-оценочной скважины и лицензировании участка, выяснилось, что достигнутую изученность нельзя считать удовлетворительной и необходимы дополнительные сейморазведочные работы МОГТ. При подготовке проекта этих работ были проведены повторная обработка и интерпретация имеющихся

материалов («СОВГЕОИНФО», 2005 г.), при этом выяснилось, что глубины до основных отражающих горизонтов Б и R₀ отличаются от ранее определенных на 400 м, что, на наш взгляд, реально отражает достигаемую точность структурных построений на неизученных территориях Сибирской платформы.

Дополнительные детализационные работы МОГТ были выполнены в 2004 и 2007 гг. («Енисейгеофизика»). С учетом этих работ и переобработки всех ранее полученных данных был подготовлен обобщающий отчет ЗАО «Красноярскгеофизика» (Н. В. Фроликова, 2008 г.), а работы продолжены еще и в 2010 г. По их результатам были даны рекомендации на бурение четырех скважин, первой из которых стала скв. Шш-1.

В структурно-тектоническом плане Шушукская площадь относится к юго-западной части Сибирской платформы, располагается в пределах северо-восточного склона Байкитской антеклизы, осложненной Камовским сводом, который, простираясь параллельно структурам Енисейского кряжа в северо-западном направлении, имеет размеры по изогипсе –2,0 км более 50000 км² и амплитуду 600 м. Склон характеризуется террасообразным рельефом с осложняющими его элементами, один из которых – Шушукское локальное поднятие.

Геологический разрез площади имеет двучленное строение – складчатое основание (кристаллический фундамент) и вулканогенно-осадочный чехол. В разрезе чехла выделяются два основных структурно-тектонических этажа: рифейский (промежуточный) и вендско-палеозойский.

Верхняя часть разреза (от вендско-нижнекембрийского до триасового) осложнена магматическими образованиями трапповой формации, внедрившимися на территории юго-западной части Сибирской платформы в период раннетриасовой активизации магматической деятельности.

Близость рассматриваемой площади к Камовскому нефтегазоносному району, в пределах которого открыт целый ряд месторождений УВ, в том числе крупнейшее на юго-западе Сибирской платформы Юрубчено-Тохомское, позволяет высоко оценивать перспективы ее нефтегазоносности, связывая их в основном с вторичными коллекторами в карбонатных отложениях рифея и поровыми коллекторами в терригенных свитах венда. На соседних площадях доказана продуктивность ряда других интервалов разреза.

Непосредственно в скв. Шш-1 продуктивный пласт представлен преимущественно доломитами базального уровня оскобинской свиты, которая залегает на нижележащих отложениях с несогласием. Коллектор пласта представлен кавернозными доломитами серого, желто-серого цвета толщиной 15,7 м. Из перфорированной в инт. 2771–2778 м верхней части пласта получен приток нефти плотностью 0,858 г/см³ и дебитом 1,5 м³/сут при СДУ 878 м. Тип коллектора трещинно-кавернозный,



каверны от 2 мм до 2 см составляют до 20 % от объема породы. В трещинах и кавернах отмечено присутствие маслянистой жидкости (нефти), реже они заполнены метаморфизованным битумом, частично ангидритом. Основная емкость коллектора связана с кавернами и полостями выщелачивания, развитыми как вдоль поверхности трещин, так и внутри блоков породы. В единую гидродинамическую систему эти полости и каверны увязаны развитой системой микротрещин.

Проницаемость, замеренная как по матрицам, так и по трещинам и кавернам, свидетельствует о том, что поровой проницаемости порода не сохранила: проницаема она только по трещинам и кавернам.

Пористость, определенная разными методами, составляет от 2 до 14 %. Остаточная водонасыщенность – от 6 до 9,1 %, что характерно для трещинных коллекторов. Локальной покрывкой для продуктивного пласта является пачка аргиллитов от темно-серого до черного цвета с линзами глинистых песчаников толщиной 3 м.

Водонефтяной контакт (ВНК) для залежи, установленный по данным исследования керна с использованием литолого-геохимических методов и люминесцентного анализа, находится на абсолютной отметке 2355 м. В зоне ВНК отмечается люминесценция, характерная для окисленных углеводородов нефтяного ряда. Ниже ВНК углеродистого вещества, битума и УВ нефтяного ряда в кавернах не обнаружено.

Приведенные характеристики залежи показывают, что она, как и все месторождения Сибирской платформы, представляется уникальным явлением, обусловленным сочетанием особых условий формирования ловушки за счет постседиментационных процессов, миграции УВ в нее и сохранности залежи в процессе последующего тектонического развития площади.

Территорию Шушукского лицензионного участка по сложности геологического строения и условиям проведения работ можно считать типичной для Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. Для сейсморазведки эти условия определяются высокоскоростным разрезом; сложно построенными, как правило неантиклинальными, блоковыми залежами УВ; трапповыми интрузиями переменной толщины; резко пересеченным рельефом местности; большой изменчивостью верхней части разреза (ВЧР) и т. д. Поэтому эффективность сейсморазведочных работ здесь трудно признать удовлетворительной [4], необходим поиск параметров и критериев дополнительно к общепринятым в настоящее время моноволновым технологиям. Такие возможности следует искать на пути максимального развития и использования методов прямого прогнозирования залежей УВ [1], одним из которых является развиваемая нами технология SAM [2, 3].

Для анализа микросейсм использовались первичные сейсмограммы ОПВ по профилям всех сейсморазведочных работ МОГТ. Это были материалы специальных региональных работ СГ-ОГТ (по фрагментам профилей «Алтай – Северная Земля» и «Батолит») и материалы рекогносцировочно-поисковых работ МОГТ, выполненных в данном районе в 1987, 1988, 1990, 1993, 1995, 2002, 2004, 2007 и 2010 гг.

Анализ материалов показал, что качество сейсмограмм разных лет отработки значительно различается. Все материалы 2002–2010 гг. характеризуются высокой кратностью перекрытия (80–100), хорошим и удовлетворительным качеством соблюдения технологической дисциплины при их получении. Практически не отмечено ни одного случая явного технологического брака. На более ранних сейсмограммах, где кратность наблюдений не превышает 24, отмечается множество технологических помех, которые затрудняют анализ геодинамических шумов или даже делают его невозможным. Поэтому из всех обработанных материалов (2477 пог. км) для картопостроения непосредственно по площади лицензионного участка использованы материалы только 2002–2010 гг. (1230 пог. км).

Как известно, технология SAM [2, 3] обеспечивает получение спектров микросейсм и графиков их интенсивности в различных частотных диапазонах и последующее их сопоставление с временными разрезами МОГТ. При этом необходимо выдерживать единый динамический уровень всего массива обрабатываемых данных: усиление, нормировка, уровень отбраковки трасс. При обработке материалов по площадным системам возникают проблемы их увязки по профилям для однородных массивов данных каждой сейсмической партии, их увязки для разных партий и разных лет отработки. На стадии обработки эти проблемы решались за счет формирования массивов сейсмограмм с укороченным временем записи, не превышающим времени первых вступлений, чтобы обработку относительно однородных материалов одной партии выполнять по возможности в единой системе файлов. В итоге мы получаем, как правило, достаточно сопоставимые по всем профилям материалы. На рис. 1 показан тестовый профиль, на рис. 2 – профиль, с ним пересекающийся. Здесь также выделяется интенсивная аномалия шумов в конце профиля, хорошо увязывающаяся по интенсивности на пересечении профилей.

На стадии интерпретации строились карты интенсивности шумов в различных частотных диапазонах для разных лет отработки, которые увязывались между собой путем определения уравнивающих коэффициентов, единых для каждой партии (года). Как правило, особых проблем при этом не возникало. На рис. 3, 4 показано сопоставление карт интенсивности шумов в разных частотных интервалах, полученных по материалам 2007 (две партии) и 2010 гг. Основные участки аномальных

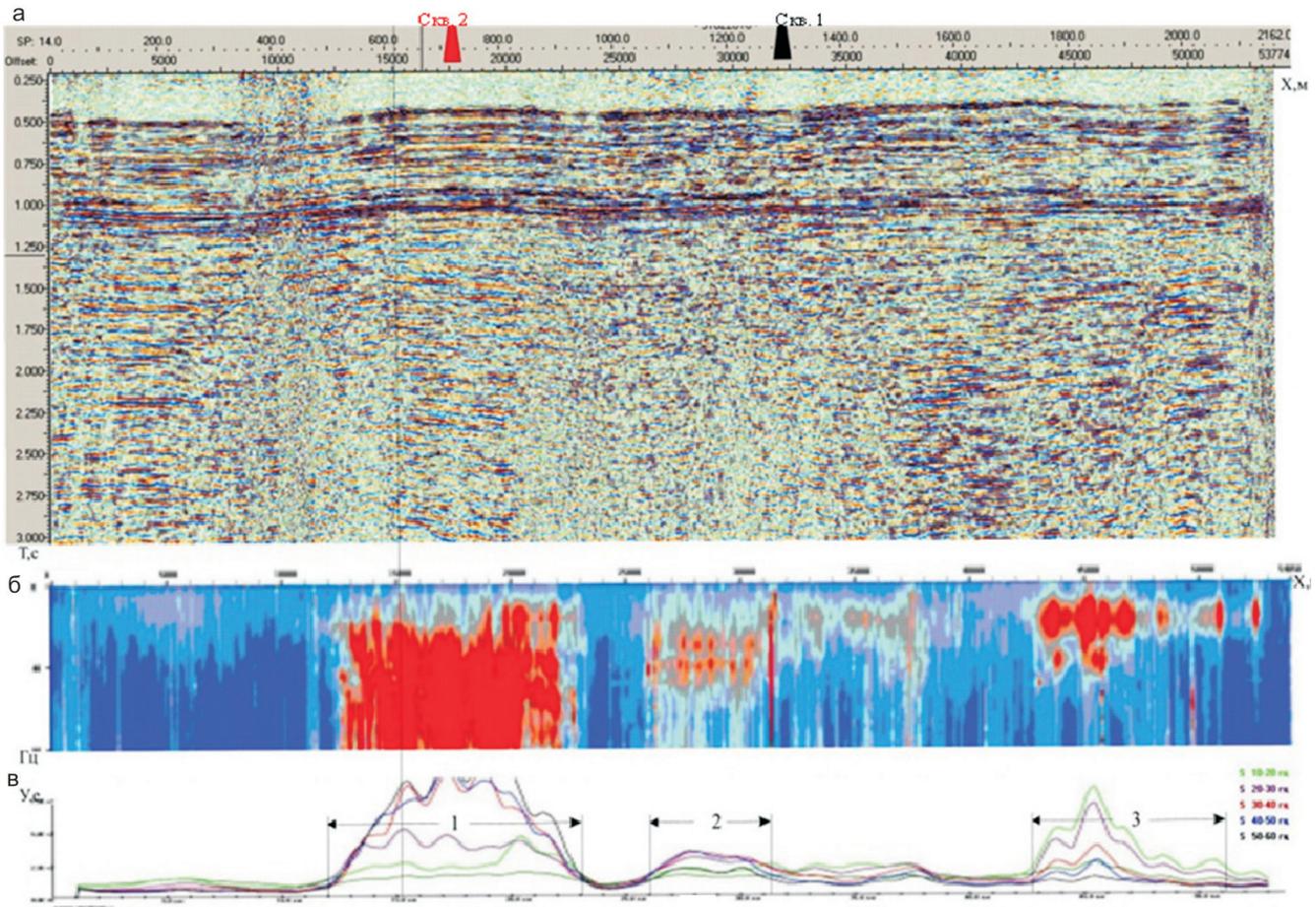


Рис. 1. Сопоставление временного разреза по профилю 31022010 (а) со спектральными характеристиками шумов; б – спектры шумов; в – графики интенсивности шумов (1–3 аномалии геодинамических шумов). Вертикальной линией показано пересечение с профилем 24022010; скв. 1 – пробуренная скв. Шш-1; скв. 2 – оптимальное положение рекомендуемой скважины

значений шумов выделяются на обеих картах. Хорошая увязка данных на пересекающихся профилях, в том числе для разных лет отработки, позволяет сделать следующий важный вывод.

Характеристики эмиссионных волн представляются объективными и достаточно стабильными физическими параметрами среды, которые заслуживают серьезного внимания и изучения с целью лучшего понимания термодинамических особенностей геологического разреза, в том числе прямого прогноза залежей УВ.

Сопоставление полученных результатов в профильном варианте (по 41 обработанному профилю) дало возможность выявить и рассмотреть особенности наблюдаемых волновых картин эмиссионных волн, отличающихся разнообразием:

- Имеются профили, которые отмечаются только фоновыми значениями шумов при полном отсутствии аномальных участков.
- На ряде профилей отмечаются небольшие по размерам и интенсивности аномалии, не заслуживающие внимания при современном уровне разведанности площади.
- Есть профили, на которых выделяются интенсивные четко локализованные и протяженные

по размерам аномалии, заслуживающие пристального внимания в качестве перспективных поисковых объектов (см. рис. 1, 2).

• Достаточно часто встречаются очень локализованные участки повышенной интенсивности шумов во всем использованном нами диапазоне частот, который иногда «уходит» за 250 Гц. Мы называем их «факельными» вспышками интенсивности (см. рис. 1, ПК 32000, рис. 2, ПК 19500 и 24000). Это может быть следствием технологических помех, но не исключена и возможность появления таких аномалий вследствие особенностей строения и развития геологического разреза. Так, в работе [5] отмечено наличие подобных локальных высокоинтенсивных широкополосных по частоте аномалий в тектонически активных зонах за счет афтершоковых процессов (в том числе и вблизи дневной поверхности). Считая эти участки повышенной тектонической активности перспективными на поиски углеводородов, авторы предлагают использовать данные признаки в качестве поисковых критериев. Похожие подходы выявления зон повышенной тектонической активности как перспективных объектов лежат в основе ряда методик исследований космоснимков [6].

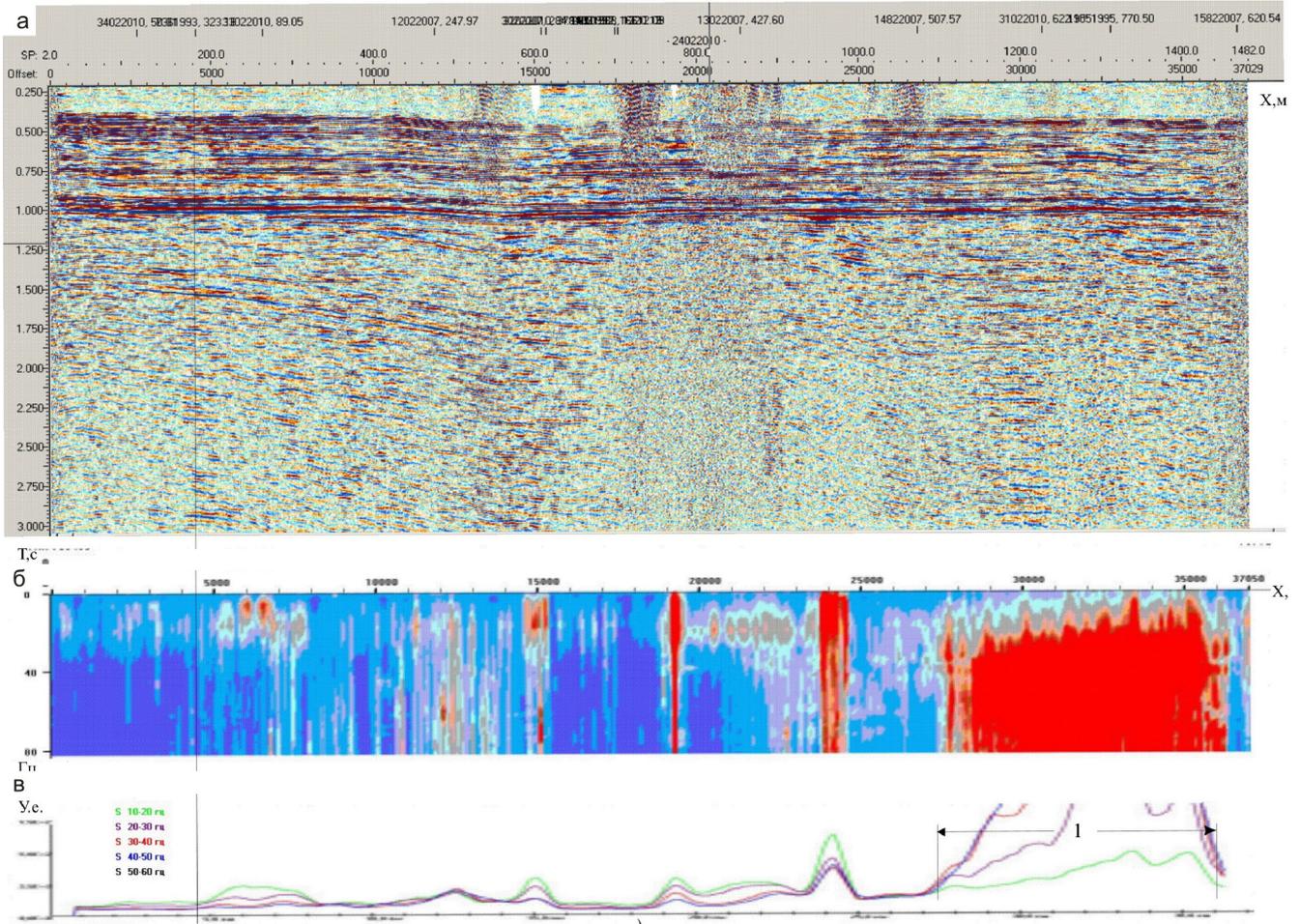


Рис. 2. Сопоставление временного разреза по профилю 24022010 (а) со спектральными характеристиками шумов; б – спектры шумов; в – графики интенсивности шумов (1–3 аномалии геодинамических шумов). Вертикальной линией показано пересечение с профилем 31022010

Следующим этапом наших исследований эмиссионных волн является вынесение увязанных спектров шумов на схему изученных профилей, что мы называем моделью геодинамических шумов (рис. 5). На ней видно положение и размеры аномальных участков, соотношение аномалий по интенсивности, но, самое главное, по ней можно строить привычные нам карты интенсивности шумов в изолиниях для любых частотных диапазонов. Такая карта интенсивности шумов в частотном диапазоне 10–40 Гц представлена на рис. 5.

Всего на площади ЛУ выделяется пять аномалий, из которых три можно считать оконтуренными, а две – намеченными. Аномалия **Шушукская-1**, выявленная на участке скв. Шш-1, хорошо объясняет полученные на ней (явно не блестящие) результаты. Как видно на рис. 1, скв. Шш-1 располагается в пределах протяженной (ПК 26000–38000), но малоинтенсивной аномалии, что и объясняет полученный непромышленный приток нефти. Скважина располагается на границе, разделяющей аномалию на малоинтенсивную восточную и более интенсивную западную части. Как видно по карте (см. рис. 5), западная часть имеет площадь около 50 км². Интенсивность шумов в ее пределах выше, чем на участ-

ке скв. Шш-1, в 2–3 раза, что позволяет прогнозировать получение здесь промышленных притоков (до 15–20 м³/сут). Тем не менее и по размерам, и по наблюдаемой интенсивности шумов данный объект, несмотря на установленную его нефтеносность, нельзя рассматривать в качестве первоочередного для дальнейших ГРП на Шушукском ЛУ.

Бесспорно, на ЛУ по интенсивности и размерам доминирует аномалия **Шушукская-2**, расположенная на северо-западе площади. Она отмечается на 10 профилях и имеет площадь около 200 км². Ее северное окончание выходит за пределы ЛУ, что открывает возможности дополнительного прироста здесь ресурсов УВ. Максимальная интенсивность спектра шумов заключена в интервале 20–70 Гц, что свидетельствует о том, что здесь можно прогнозировать высокопродуктивную массивную газоконденсатнонефтяную залежь типа Юрубченской. Этот участок с полным основанием можно рекомендовать в качестве первоочередного объекта для продолжения ГРП на участке.

По графику зависимости, связывающей дебиты скважин с интенсивностью наблюдаемых шумов, полученному на Юрубченской площади [2], здесь можно ожидать притоки УВ не менее 250–

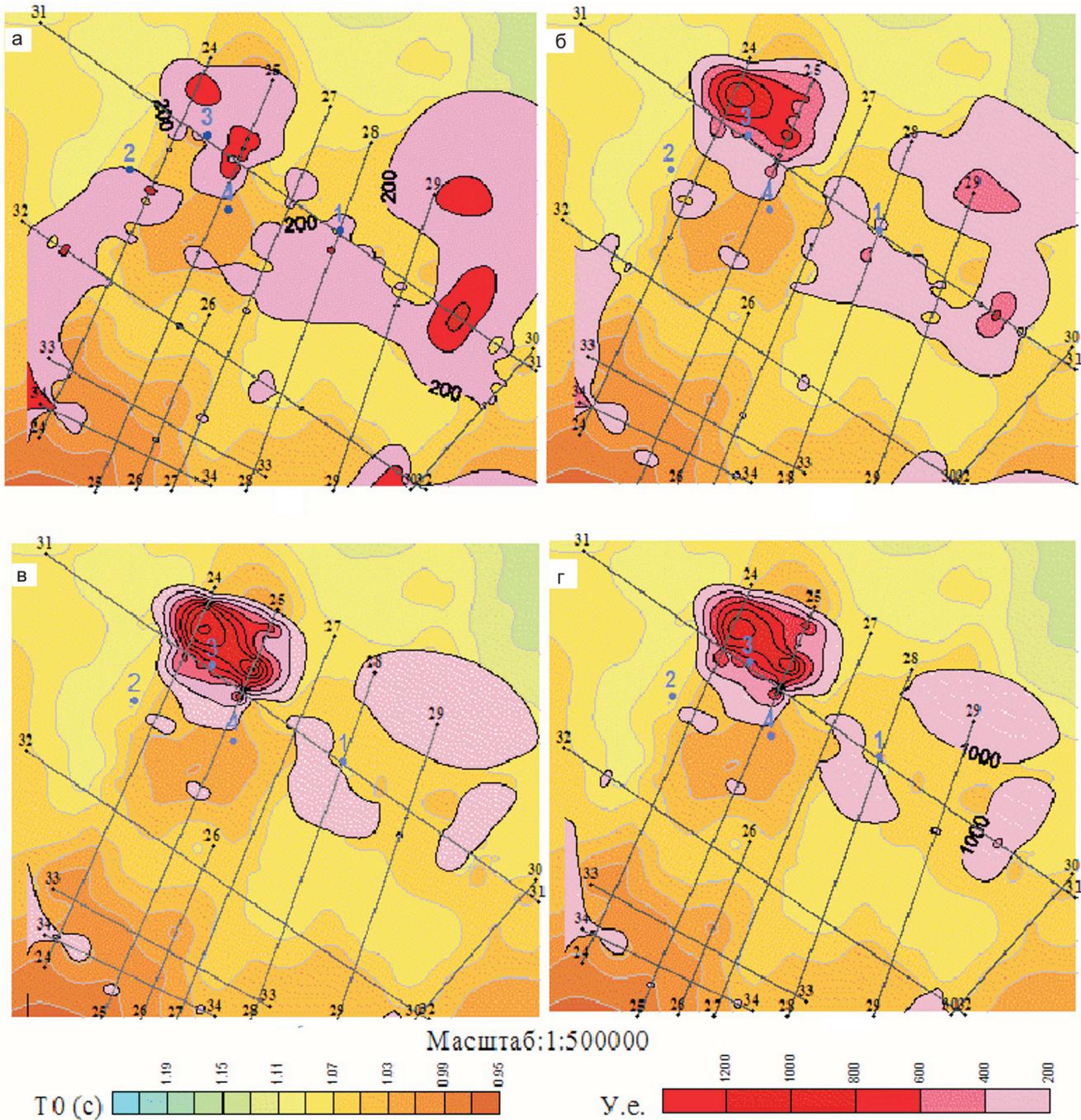


Рис. 3. Схема распределения амплитуд спектров геодинамических шумов в частотных диапазонах: а – 10–20 Гц; б – 20–30 Гц; в – 30–40 Гц; г – 10–50 Гц по профилям 2010 г.

300 т/сут. По сравнению с Юрубченской площадью данная аномалия представляется более однородной и интенсивной.

С использованием обоснованной в отчете «Красноярскгеофизики» и принятой на НТС заказчика плотности балансовых запасов (ресурсов), можно заключить, что общие ресурсы условных УВ составляют около 375 млн м³, т. е. **здесь можно ожидать открытия крупного и высокопродуктивного нефтегазового месторождения.**

В качестве вариантов положения следующей скважины на ЛУ в упомянутом отчете даны три варианта (см. рис. 5, точки 2, 3, 4). При рассмотре-

нии на НТС заказчика в качестве приоритетной принята точка 2. По нашим данным, в точках 2 и 4 бурить нельзя, оптимально положение скважины в центре выявленной аномалии – в точке, расположенной в 2–3 км к северу от рекомендованной точки 3.

Аномалия **Шушукская-3** находится на юго-востоке ЛУ, отмечается на восьми профилях и имеет площадь около 100 км² (см. рис. 4). Спектр шумов аномалии более низкочастотный по сравнению с другими (см. рис. 1) и имеет все признаки, характерные для преимущественно нефтяных залежей. Если ограничиться только ресурсами нефти,

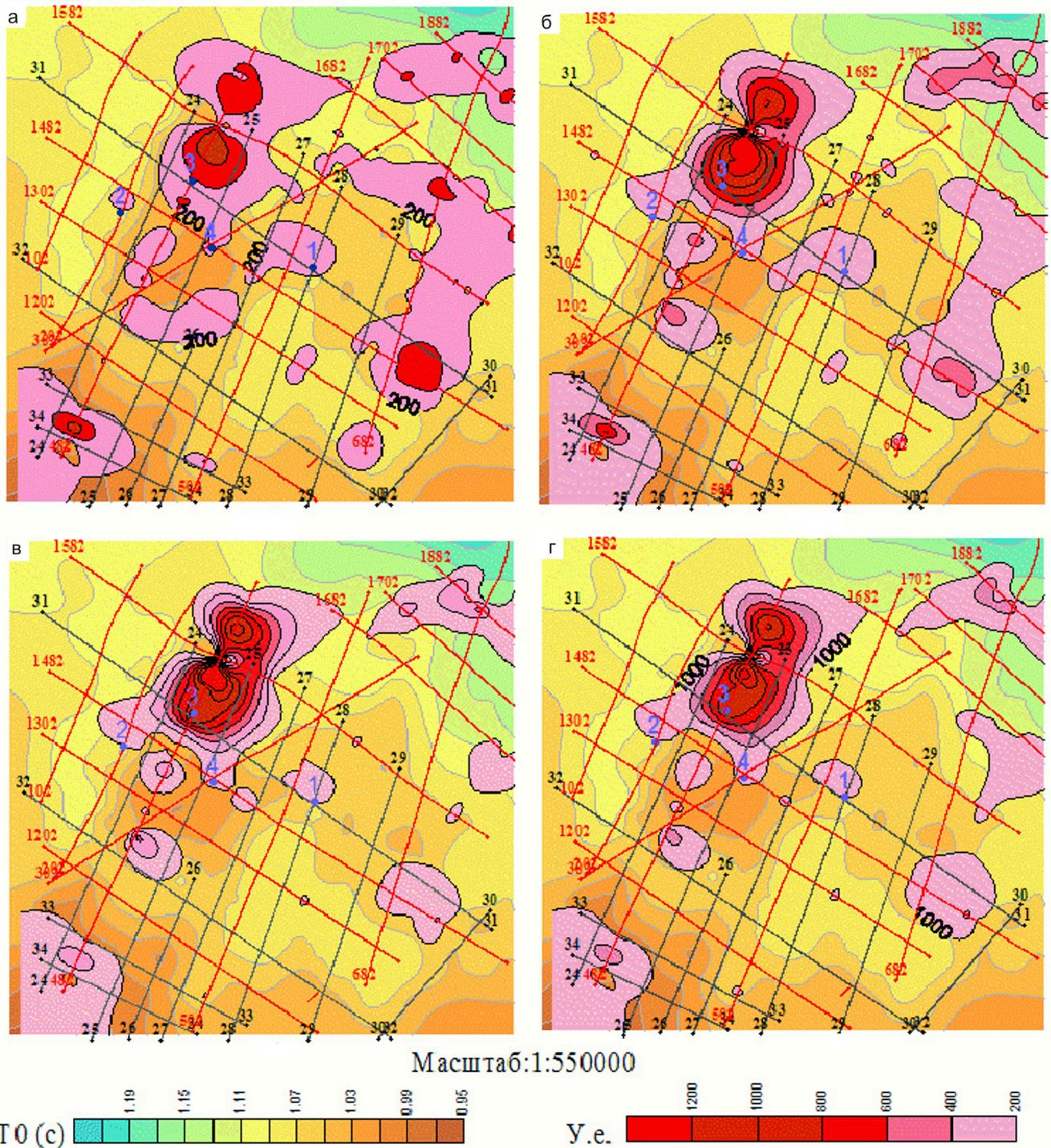


Рис. 4. Схема распределения амплитуд спектров геодинамических шумов в частотных диапазонах: а – 10–20 Гц; б – 20–30 Гц; в – 30–40 Гц; г – 10–50 Гц по профилям 2007 г. (красные линии)

приняв ту же ее плотность, что и на предыдущем участке, то прогнозные ресурсы нефти категории Д₁ составят здесь около 32 млн м³. Дебиты скважин в наиболее интенсивной части аномалии могут достигать 100–150 м³/сут. Восточная часть аномалии изучена недостаточно, но в случае подтверждения прогноза на участке аномалии Шушукской-2 можно планировать и здесь бурение поисковой скважины без дополнительных сейсморазведочных работ, проведя их уже после бурения для уточнения модели залежи. Оптимальным положением сква-

жины представляется ПК 45000 профиля 31022010 (см. рис. 1).

Аномалии **Шушукская-4** и **Шушукская-5** находятся соответственно в северо-восточном и юго-западном углах ЛУ и не оконтурены, поэтому их можно рассматривать в качестве резерва для последующих ГРП.

Выводы

Дополнительные данные по характеристикам эмиссионных волн в аномально сложных сейсмо-

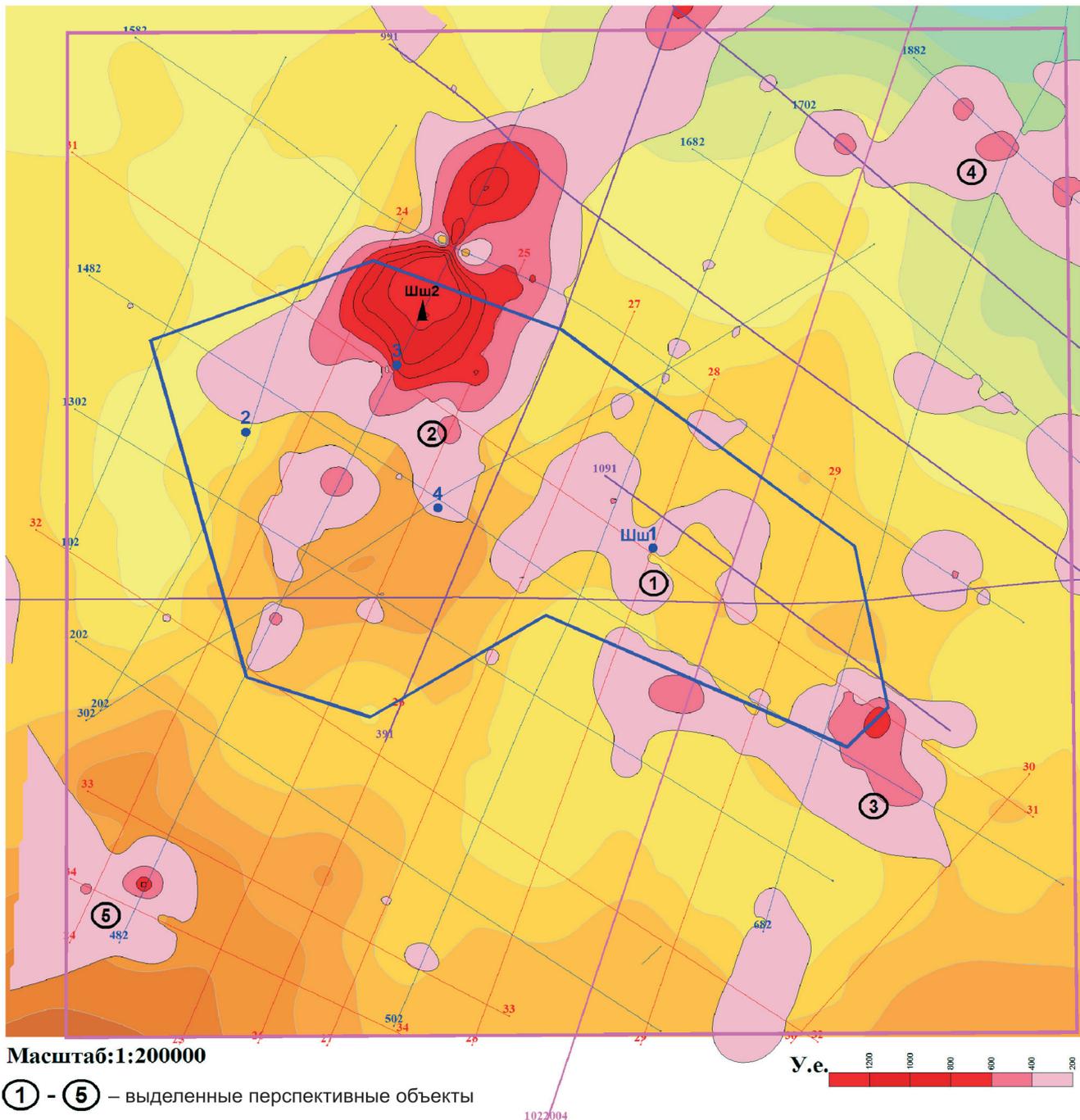


Рис. 5. Карта интенсивности геодинамических шумов в интервале частот 10–40 Гц

Скважины: 1 – пробуренная Шш-1; 2–4 – рекомендованные в отчете «Красноярскгеофизики»; Шш-2 – положение рекомендуемой скважины; 1–5 – выделенные перспективные объекты

геологических условиях Сибирской платформы являются отнюдь не «дополнительными», а совершенно необходимыми атрибутами сейсморазведки, позволяющими избежать бурения непродуктивных скважин и четко определять стратегию и тактику ГРП.

Необходимо начать системные исследования по разработке и смене парадигмы ГРП в сложных сейсмогеологических условиях Восточной Сибири, ориентируясь на инновационные технологии прямого прогнозирования залежей УВ с максимальным комплексированием всех разведочных методов [1].

Можно рекомендовать следующие практические шаги:

- переобработка всех материалов региональных работ МОГТ с получением характеристик эмиссионных и рассеянных волн с целью выявления крупных объектов для лицензирования и первоочередного сосредоточения на них оценочно-поисковых работ;

- переобработка материалов площадных работ МОГТ последних лет, полученных с высокой кратностью, по технологии SAM для обнаружения высокопродуктивных участков на уже открытых месторождениях с забалансовыми запасами для



возобновления ГРП на выведенных из разведки площадях;

– дополнительная экспертиза рекомендаций по всем вводимым в бурение скважинам с получением характеристик эмиссионных волн с целью исключения из бурения точек, в которых отсутствует аномальный уровень шумов;

– разработка специальной упрощенной технологии получения карт геодинамических шумов и использование ее в качестве начальной стадии разведочного этапа для исключения уплотняющих детальных сейсморазведочных работ 2D на бесперспективных частях лицензионных участков и постановки на перспективных детальных работ 3D.

Авторы выражают благодарность руководству ООО «Харьяга» за разрешение на публикацию данных материалов и надеются разделить с ним радость скорого открытия нового высокопродуктивного месторождения УВ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Ведерников, Г. В.** О задаче прямого прогнозирования залежей углеводородов: достижения и тенденции развития [Текст] / Г. В. Ведерников, А. С. Ефимов // Методы прямого прогнозирования залежей углеводородов. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 2009. – С. 3–11.

2. **Ведерников, Г. В.** Прогноз залежей углеводородов по характеристикам микросейсм : избр. ст. [Текст] / Г. В. Ведерников. – Новосибирск : Изд-во «Свинья и сыновья», 2012. – 202 с.

3. **Ведерников, Г. В.** Технология и опыт прогнозирования залежей УВ по характеристикам микросейсм [Текст] / Г. В. Ведерников, Л. А. Максимов // Приборы и системы разведочной геофизики. – 2013. – № 2. – С. 37–45.

4. **Обобщение** результатов анализа геологических и сейсмических данных в пределах Сибирской платформы по территории, обеспечивающей прирост запасов углеводородного сырья для нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан» [Текст] / А. С. Ефимов, М. Ю. Смирнов, Г. А. Берилко [и др.] // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2010. – № 1. – С. 12–32.

5. **Результаты** исследования трещиноватой зоны Чуйского землетрясения и их приложение

к решению задач нефтегазовой геологии Сибирской платформы [Текст] / В. А. Куликов, Е. А. Хогоев, А. С. Сальников [и др.] // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2011. – № 3. – С. 23–30.

6. **Старосельцев, В. С.** Визуальный анализ космоснимков при решении прогнозно-геологических задач [Текст] / В. С. Старосельцев, М. И. Муратов // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2011. – № 2. – С. 13–18.

REFERENCES

1. Vedernikov G.V., Efimov A.S. [On the problem of direct forecasting of hydrocarbon pools: achievements and tendencies of development]. *Metody prjamogo prognozirovaniya zalezhej uglevodorodov* [Methods of direct hydrocarbon forecasting: achievements and tendencies of development]. Novosibirsk, SNIIGGIMS Publ., 2009, pp. 3–11. (In Russ.).

2. Vedernikov G.V. *Prognoz zalezhej uglevodorodov po karakteristikam mikrosejzm: izbrannye stat'i* [Forecast of hydrocarbon pools by characteristics of microseisms: selected articles]. Novosibirsk, "Svinyin i synovya" Publ., 2012. 202 p. (In Russ.).

3. Vedernikov G.V., Maksimov L.A. [Technology and experience of HC forecasting by microseism characteristics]. *Pribory i sistemy razvedochnoj geofiziki – Tools and Systems of Exploration Geophysics*, Saratov, 2013, no. 2, pp. 37–45. (In Russ.).

4. Efimov A.S., Smirnov M.Yu., Berilko G.A., et al. [Generalization of analytical geological and seismic results within the Siberian Platform over the territory providing additions to the hydrocarbon reserves for the East Siberia – Pacific Ocean oil pipeline]. *Geologija i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri – Geology and Mineral Resources of Siberia*, 2010, no. 1, pp. 12–32. (In Russ.).

5. Kulikov V.A., Hogojev E.A., Salnikov A.S., et al. [Studies of the Chuya earthquake fractured zone and their application to petroleum geology problem solving on the Siberian Platform]. *Geologija i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri – Geology and Mineral Resources of Siberia*, 2011, no. 3, pp. 23–30. (In Russ.).

6. Staroseltsev V.S., Muratov M.I. [Visual analysis of satellite images in solving forecast-geological problems]. *Geologija i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri – Geology and Mineral Resources of Siberia*, 2011, no. 2, pp. 13–18. (In Russ.).

© Г. В. Ведерников, Л. А. Максимов,
Т. И. Чернышова, М. И. Чусов, 2015

ВЕДЕРНИКОВ Геннадий Васильевич, ООО «НМТ-Сейс», Новосибирск, директор по научной работе, д. г.-м. н. E-mail: vedernikov@sibngf.ru

МАКСИМОВ Леонид Анатольевич, Новосибирский государственный университет (НГУ), ст. преподаватель, к. г.-м. н. E-mail: leonid-maks0@rambler.ru

ЧЕРНЫШОВА Татьяна Ивановна, ООО «НМТ-Сейс», Новосибирск, вед. геофизик. E-mail: tch@sibngf.ru

ЧУСОВ Михаил Иванович, ООО «Харьяга», Красноярск, гл. геолог. E-mail: chucov@hrkr.ru

VEDERNIKOV Gennadiy, DSc, ООО «NMT-Seis», Novosibirsk, Russia. E-mail: vedernikov@sibngf.ru

MAKSIMOV Leonid, PhD, Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia. E-mail: leonid-maks0@rambler.ru

CHERNYSHOVA Tatiata, ООО «NMT-Seis», Novosibirsk, Russia, E-mail: tch@sibngf.ru

CHUSOV Mikhail, ООО «Kharyaga», Krasnoyarsk, Russia. E-mail: chucov@hrkr.ru