



## МОДЕЛИ ГЕОДИНАМИЧЕСКИХ ШУМОВ В ЗАДАЧАХ РЕГИОНАЛЬНОЙ ОЦЕНКИ НЕФТЕНОСНОСТИ

Г. В. Ведерников\*, Г. И. Тищенко\*\*, Т. И. Чернышова\*\*\*

Выполнено опробование технологии прямого прогнозирования залежей углеводородов по характеристикам микросейсм на этапе перехода от региональных к поисковым работам в восточной части Томской области. Использовались материалы каркаса из 10 составных профилей общей протяженностью 2585 пог. км. Выявлен ряд интенсивных и протяженных (до 30–40 км) аномалий, позволяющих прогнозировать открытие крупных и средних высокопродуктивных месторождений. Большинство аномалий (71 %) приурочено к участкам неантиклинальных и комбинированных ловушек. Даны рекомендации по направлениям дальнейших ГРП.

**Ключевые слова:** прогнозирование залежей углеводородов, микросейсм, геодинамические шумы, профили, аномалии, неантиклинальные ловушки.

## GEODYNAMICAL NOISE MODELS IN TASKS OF REGIONAL OIL-CONTENT ESTIMATION

G. V. Vedernikov, G. I. Tishchenko, T. I. Chernyshova

Direct hydrocarbon accumulation forecasting by microseism characteristics at the stage of transition from regional to prospecting work in the eastern Tomsk Region has been tested. Materials of a frame of ten composite profiles 2 585 line km in total extent were used. A number of intense and extended (up to 30–40 km) anomalies have been revealed. They allow discoveries of giant and medium-size highly productive fields to be forecasted. Most of the anomalies (71 %) are confined to non-anticline and combination traps. Trends of further geological exploration are advised.

**Key words:** hydrocarbon accumulation forecasting, microseisms, geodynamical noise, profiles, anomalies, non-anticline traps.

Развитие методик и технологий прямого прогнозирования залежей углеводородов (УВ), на наш взгляд, является главным направлением научно-технического прогресса в сейсморазведке. Пути решения этой проблемы многообразны. Здесь есть и несомненные успехи, и еще много нерешенных задач [4].

Одно из направлений этих исследований – изучение характеристик микросейсм по сейсмограммам сейсморазведки МОГТ, в том числе по архивным материалам [2, 6]. Наибольшая эффективность от использования этой технологии достигается на начальной и конечной стадиях работ: при региональных работах в условиях недостатка априорных данных – получение новой независимой дополнительной информации, что особо ценно для более полного понимания результатов [3]; при дополнительной экспертизе рекомендаций на бурение поисковых и разведочных скважин – существенное повышение достоверности рекомендаций и значительная экономия при отмене бурения на недостаточно надежных точках [5].

Опишем возможности данной технологии для региональной оценки нефтеносности на промежуточном этапе – при переходе от региональных работ к поисковым.

Объект исследования – территория восточной части Томской области (правобережье р. Обь,

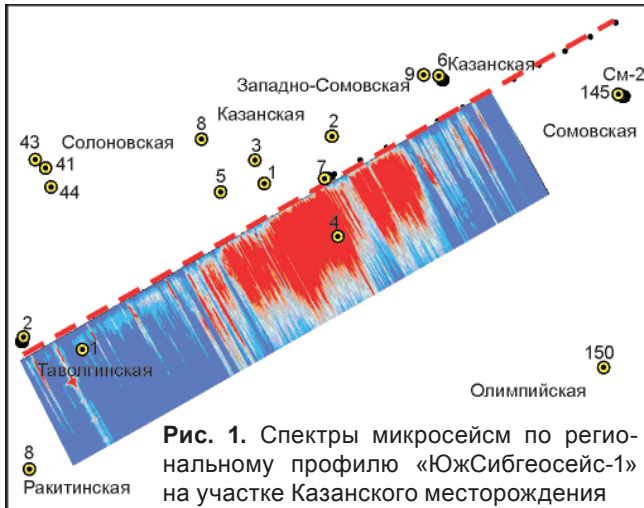
включая междуречья ее притоков Кеть, Тым, Вах). Здесь выполнены аэромагнитная и гравиметрическая съемки, сейсморазведка МОВ, позволившие определить основные структурные элементы разреза и послужившие основой для постановки параметрического и поискового бурения, а также маршрутные исследования КМПВ и работы по методике ЗПВ, давшие возможность охарактеризовать глубинное строение земной коры и выявить ее слоисто-блоковое строение. С 1996 г. ведутся региональные работы МОГТ.

С 1974 г. и по настоящее время здесь на различных площадях проводилась сейсморазведка МОГТ со средней плотностью 0,3–0,5 км/км<sup>2</sup>. При обобщении полученной геолого-геофизической информации В. А. Конторович и др. сформировали составные профили – хороший региональный каркас, который использовался в наших исследованиях (см. рис. 5).

На 36 площадях пробурено 58 скважин, в том числе 5 опорных, 13 параметрических. Во многих выявлены признаки нефтегазоносности в виде непосредственно притоков, пленок нефти в пластовых водах, почти повсеместном наличии в ядрах битумов и окисленной нефти и т. д. [7]. Однако промышленных притоков пока не получено.

В нашей статье [1], посвященной данному региону, показано, что его геологическое строение существенно иное, чем других районов Западно-Сибирской плиты. Главная его отличительная черта – повышенная тектоническая активность

\* ООО «НМТ-сейс» (Новосибирск); \*\* ТО ФГУП «СНИИГГиМС» (Томск); \*\*\* ОАО «Сибнефтегеофизика» (Новосибирск)



**Рис. 1.** Спектры микросейсм по региональному профилю «ЮжСибгеосейс-1» на участке Казанского месторождения

на всем протяжении геологической истории и, как следствие, развитие дизъюнктивной тектоники вплоть до новейших времен.

В этих условиях формирование и сохранность залежей УВ возможно в ловушках преимущественно неантиклинального типа, расположенных вблизи зон долгоживущих глубинных разломов. Поэтому изучение геологического строения здесь требует применения нетрадиционных подходов с упором на методы прямого прогнозирования нефтегазовых залежей.

Одним из таких подходов является предложенная и широко опробованная [2, 3, 5, 6] технология получения характеристик геодинамических шумов по первичным сейсмограммам сейсморазведочных работ. По участкам сейсмограмм, свободным от записи волн, генерируемых источником возбуждения (до их первых вступлений), определяются амплитудные спектры наблюдаемых микросейсм (рис. 1) и графики их интенсивности в различных частотных диапазонах. Полученные данные сопоставляются с временными разрезами для сейсмостратиграфической интерпретации выявляемых аномалий (рис. 2, 3).

Как уже было упомянуто, для работ использовались материалы каркаса из 10 составных (субрегиональных) профилей (рис. 4), сформированных из сети поисковых профилей, отработанных на данной площади. Общая протяженность этого каркаса составляет 2585 пог. км (в том числе по профилям: Восток-10 (В-10) – 225, В-11 – 191, В-12 – 312, В-13 – 288, В-14 – 347, В-15 – 347, В-17 – 228, В-19 – 194, В-20 – 278, В-22 – 175 пог. км).

Следует отметить, что большинство профилей, использованных в составных псевдорегиональных профилях, отработано в 2000-х гг. и отличается достаточно хорошим технологическим качеством. Поэтому подавляющее большинство выявляемых аномалий отображает характеристики глубинных геодинамических шумов.

Для увязки этого каркаса с площадями выявленных месторождений Пудинского НГР использовались материалы по участку опорного регионального профиля ЮжСибгеосейс-1 (ЮГС-1) про-

тяженностью 480 км. Результаты по нему сводятся к следующему (см. рис. 2).

1. Четкими аномалиями интенсивности шумов отмечаются известные месторождения УВ, что подтверждает работоспособность метода. Аномалия на площади Казанского газоконденсатнонефтяного месторождения показана на рис. 1. В самом начале приведенного на рис. 2 участка профиля отмечается интенсивная аномалия 1, соответствующая северному склону Сомовского поднятия, что позволяет предполагать улучшение коллекторских свойств в этом направлении и наличие высокопродуктивной залежи. Рядом располагается аномалия 2, соответствующая Верхнекомбарскому месторождению. Из сопоставления ее с временным разрезом видно, что залежь связана с ловушкой четко выраженного неантиклинального характера.

2. Обращает на себя внимание наличие четкой и достаточно интенсивной аномалии 4, приуроченной к Колпашевскому поднятию. Практически во всех пробуренных здесь скважинах наблюдались явные признаки нефтеносности, но промышленных притоков не получено. Можно предполагать, что это – следствие недостаточных технологий испытаний в 1960–1970-е гг., наличия залежи в более глубоких горизонтах (ниже забоев пробуренных скважин) и даже формирования залежи после бурения скважин. Полученные данные позволяют рекомендовать вновь провести здесь разведочные работы.

3. Наличие аномалии 3 на участке Северо-Парбигского прогиба говорит о перспективности бортов Бакчарской впадины.

4. В целом рассматриваемый участок профиля по полученным характеристикам геодинамических шумов разделяется на две примерно равные части, граница между которыми проходит по восточному склону Колпашевского мегавала. Западная часть профиля характеризуется повышенным уровнем шумов с наличием интенсивных аномалий, восточная – пониженным уровнем шумов с отсутствием интенсивных и четко выраженных аномалий. Это можно объяснить разным геодинамическим режимом территорий. Западная часть отличается более спокойным тектоническим строением, выдержанностью границ чехла, что видно на приведенном временном разрезе (см. рис. 2). Можно говорить о нормальных условиях для формирования и сохранности залежей УВ. Восточной части свойственны большие перепады глубин отражающих границ, меньшая их выдержанность, т. е. большая раскрытость разреза и менее благоприятные условия для сохранности залежей. Наблюдаемые здесь аномалии отличаются меньшей интенсивностью, преимущественной приуроченностью к неантиклинальным ловушкам. По характеру наблюдаемых спектров можно говорить о наличии здесь низко продуктивных преимущественно газовых и газоконденсатных залежей.

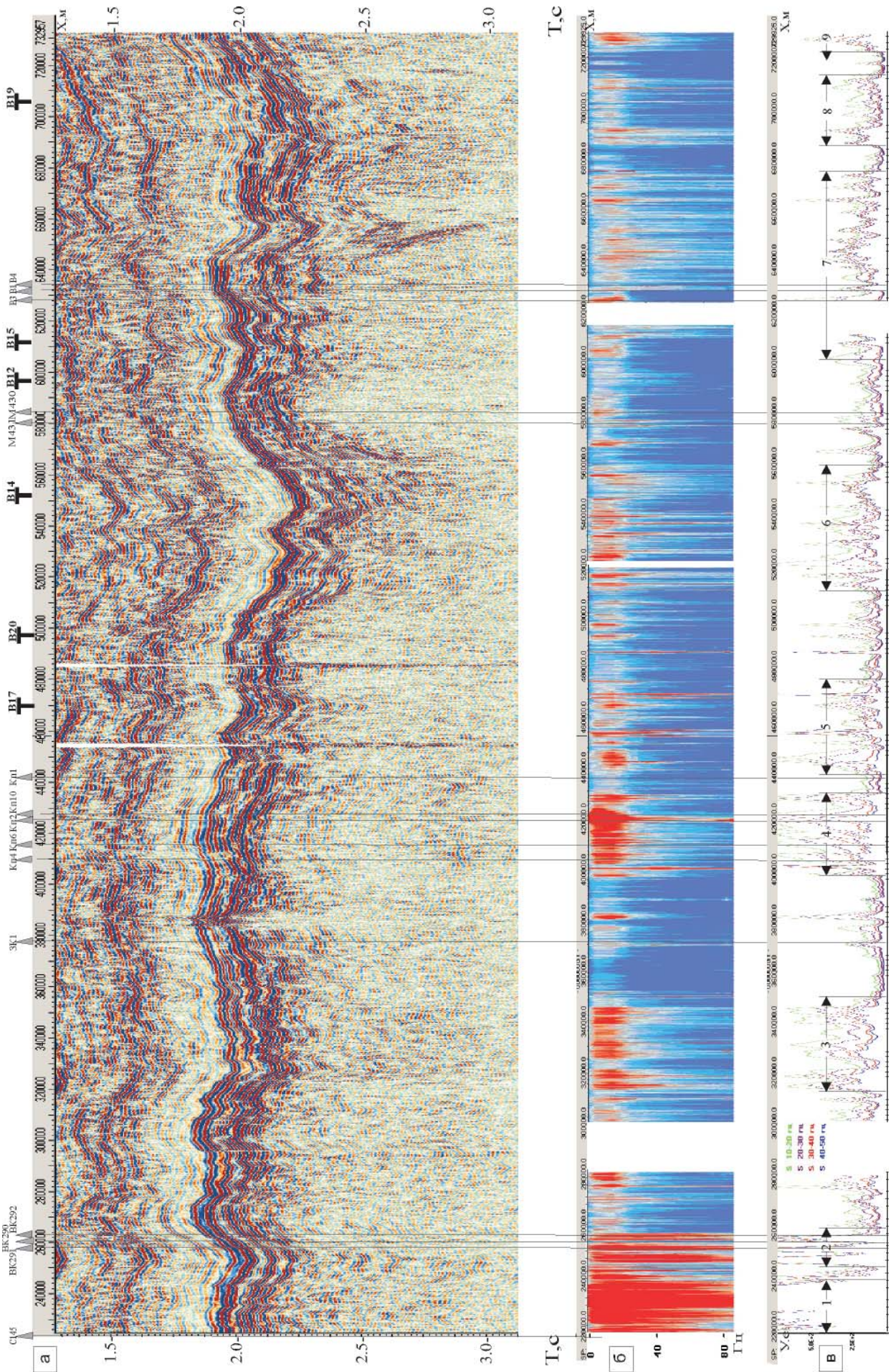


Рис. 2. Составление временного разреза по профилю «ЮжСибгеосейс-1» (а) и характеристик микросейсм: б – спектры; в – графики интенсивности с выделенными аномалиями

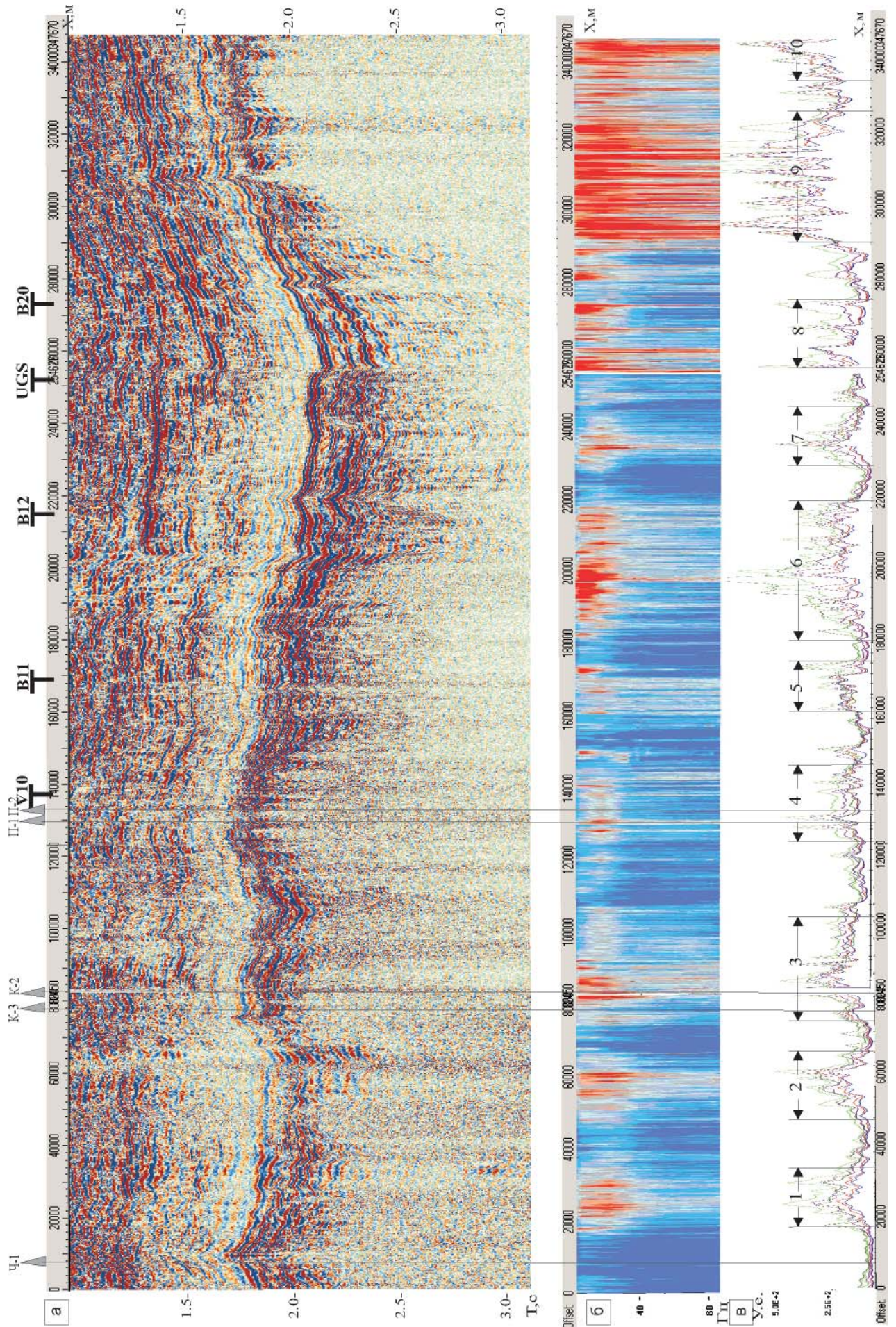


Рис. 3. Сопоставление временного разреза по профилю В-14 (а) и характеристик микросейсм: б – спектры; в – графики интенсивности с выделенными аномалиями

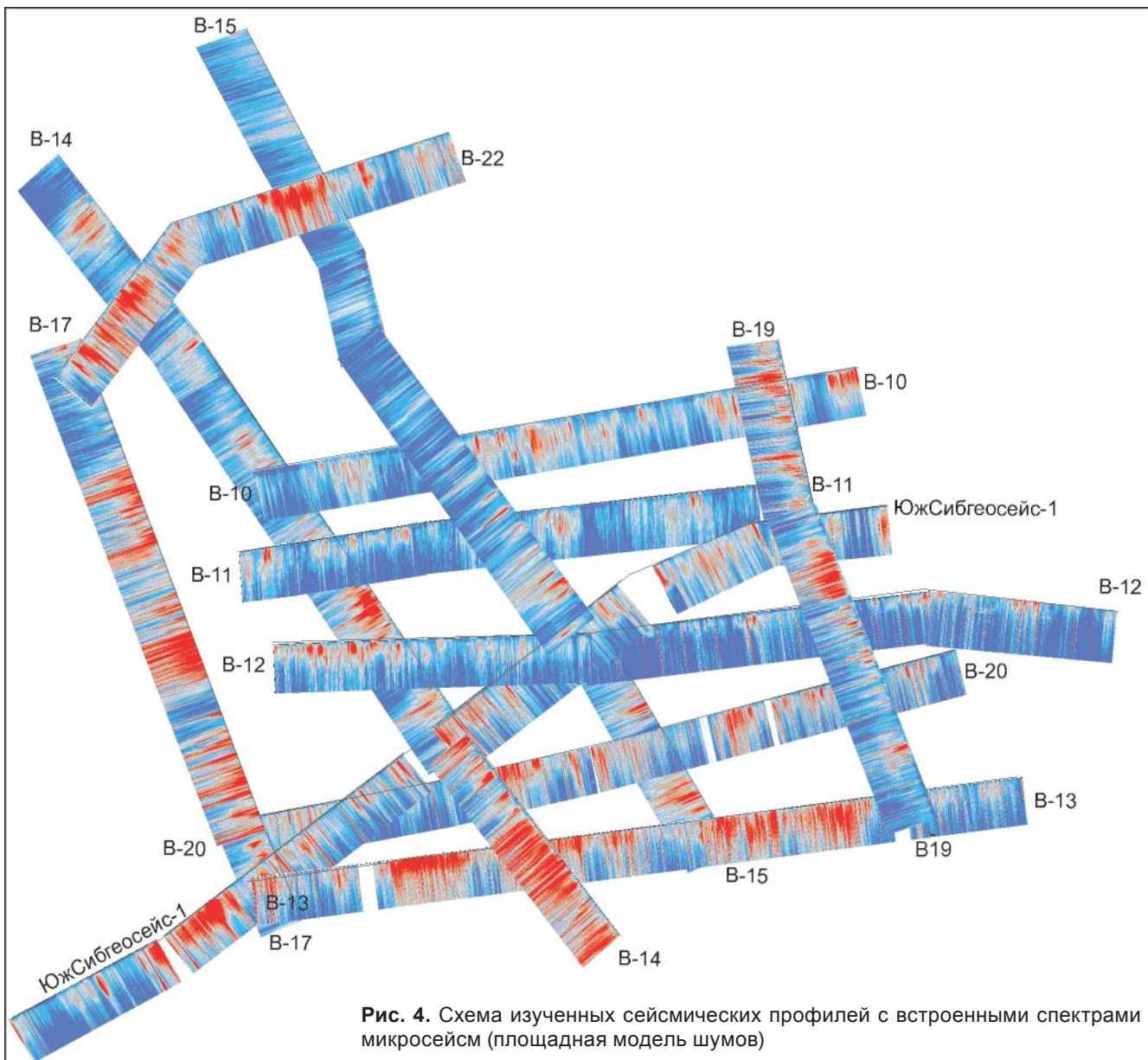


Рис. 4. Схема изученных сейсмических профилей с встроенными спектрами микросейсм (площадная модель шумов)

Характер материалов, полученных непосредственно на площади исследований, иллюстрируется рис. 3, где показаны спектры наблюдаемых шумов по субмеридиональному профилю В-14, и на рис. 4, где показаны спектры шумов по всему каркасу использованных профилей.

По этим данным перспективы нефтегазоносности данной территории можно оценить более оптимистично, чем по рассмотренному профилю ЮГС-1. Здесь выделяется ряд интенсивных и протяженных (до 30–40 км) аномалий, позволяющих прогнозировать открытие крупных и средних высокопродуктивных месторождений.

Всего на площади мы выделили 65 аномалий, которые по интенсивности шумов были разделены на 5 категорий: 1-я – высокоперспективные для прогноза залежей УВ; 2-я – бесспорно перспективные; 3-я – перспективные; 4-я и 5-я – со средними перспективами (резерв на последующих этапах ГРП).

Протяженность участков с аномальным уровнем шумов по всем профилям составля-

ет 1364 км (37 % от общей их протяженности); 1–3-й категорий – 964 км (71 % от общего их числа).

Проведена классификация аномалий по приуроченности к возможным ловушкам: антиклинальным, неантиклинальным и комбинированным (последние – преимущественно на склоне антиклинального перегиба, но с захватом свода). Большинство аномалий (71 %) приурочено к участкам неантиклинальных и комбинированных ловушек.

Эта классификация приведена на рис. 5 в сопоставлении со схемой районирования территории по юрскому ярусу осадочного чехла.

Наиболее интенсивные аномалии выделяются на западе площади на профиле В-17, на юге – на окончаниях профилей В-14, В-15 и на профиле В-20, на севере – на профиле В-22 и в начале профиля В-14, на востоке – на профиле В-10. Эти участки рекомендуются в качестве первоочередных для постановки поисковых работ. Разумеется, что в дополнение к использованному каркасу необходимо обработать материалы по всем имеющимся



профилям в окрестностях выделенных аномалий. Это позволит подготовить ряд площадей к лицензированию на существующем уровне изученности.

Центральная часть площади (Владимировский мегавыступ, Восточно-Пайдугинская мега-впадина, Варгатский мезопрогиб) представляется менее перспективной. Тем не менее и здесь есть ряд аномалий (на профилях В-10, В-14 и В-20), заслуживающих серьезного внимания.

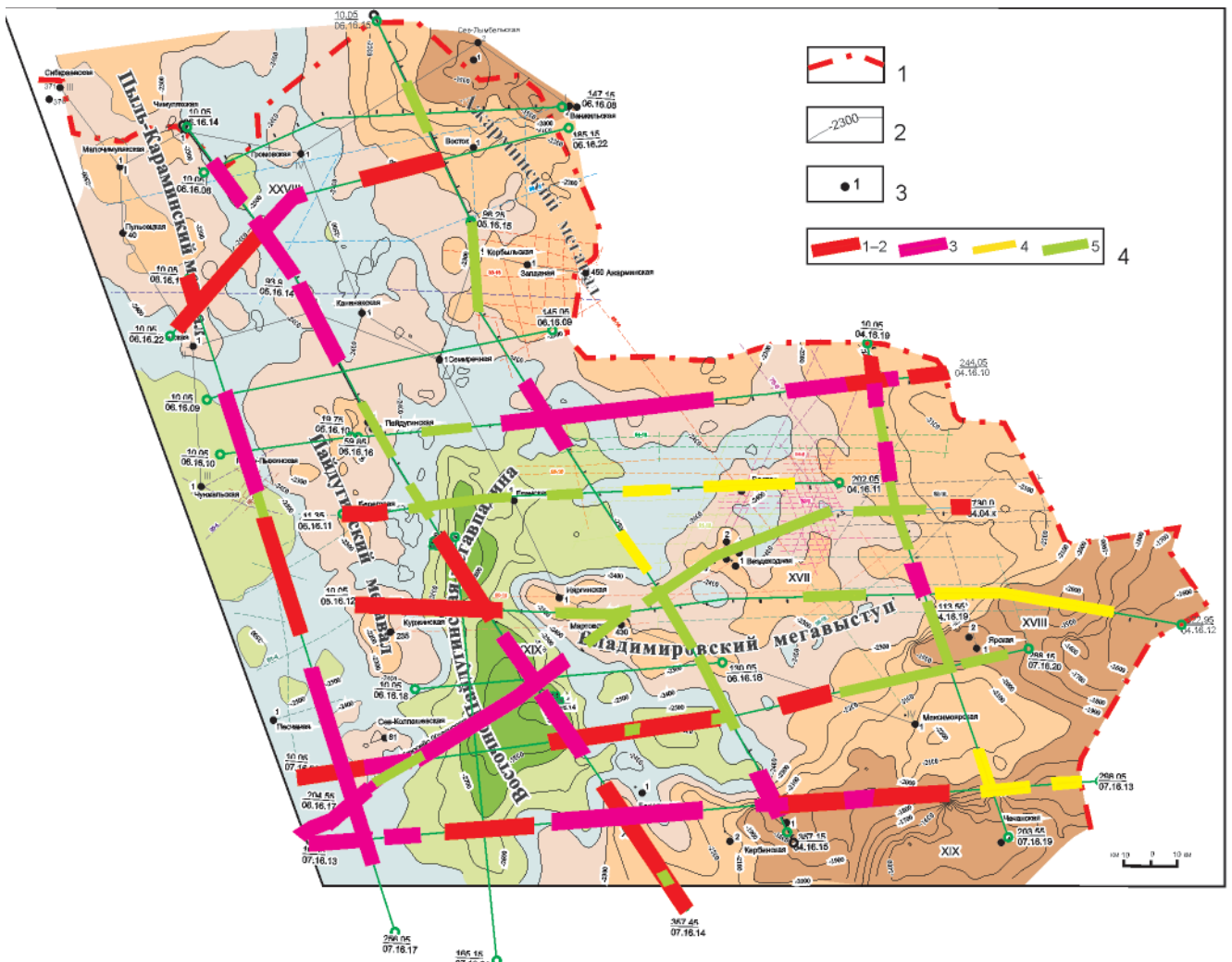
Полученные материалы позволяют более целенаправленно подойти к выбору точки заложения планируемой здесь параметрической скважины, выбирая из двух вариантов:

1. Если мы хотим доказать промышленную нефтеносность данного региона и существенно расширить территорию бесспорно перспективных земель Томской области, а также убедиться в высоких перспективах неантиклинальных ловушек, то необходимо бурить скважину в пределах самой интенсивной из всех выделенных аномалий. Она располагается в конце профиля В-14 (см. рис. 3) и имеет протяженность более 50 км. Лучшим

местоположением для нее является южный борт Южно-Варгатской впадины (пикет 305000). По характеру наблюдаемых спектров здесь можно прогнозировать наличие высокопродуктивной газоконденсатнонефтяной залежи.

2. Если мы хотим изучить характеристики разреза в наиболее погруженной его части, то необходимо бурить скважину в пределах Северо-Варгатской впадины. Наши материалы позволяют оптимизировать ее положение, чтобы проверить также и прогноз нефтеносности. Для этого необходимо расположить скважину на северо-восточном борту Северо-Варгатской впадины. Здесь на профиле В-14 выделяется интенсивная и протяженная (50 пог. км) аномалия 14-6 (см. ПК 180000–230000 на рис. 3–5). По характеру наблюдаемых спектров здесь можно прогнозировать наличие преимущественно нефтяной залежи, высокопродуктивная часть которой находится к северу от наиболее погруженной части впадины.

На наш взгляд, это наиболее обоснованное местоположение для первоочередной параметри-



**Рис. 5.** Схематическое изображение модели геодинамических шумов на карте геолого-геофизической изученности 1 – граница Томской области; 2 – сейсмоизогипы отражающего горизонта 2a (по В. А. Конторовичу); 3 – скважина и ее номер; структуры II порядка: XVII – Белоноговское поднятие, XVIII – Ярский мезовыступ, XIX – Степановское мезоподнятие; 4 – аномалии и их категории

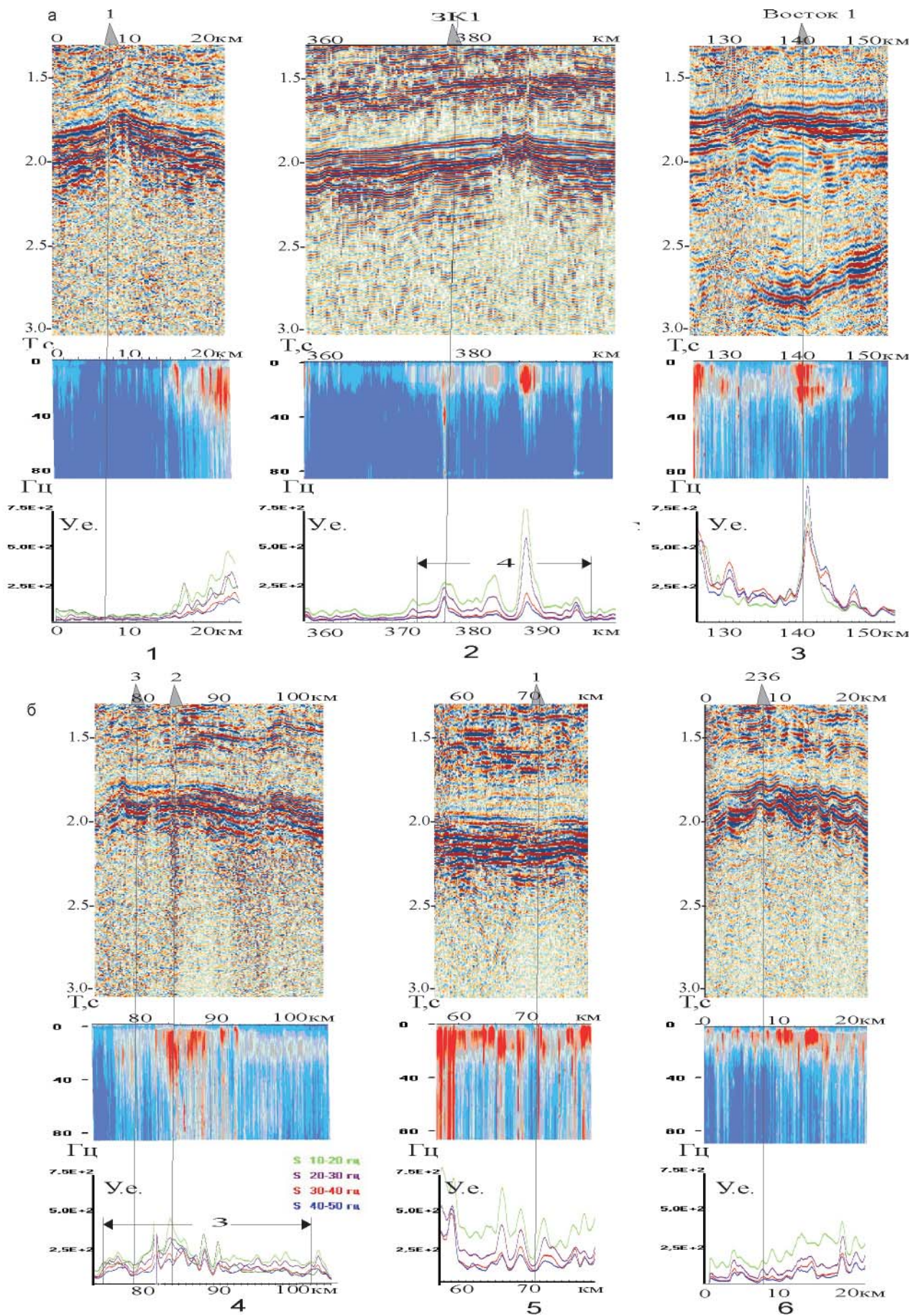


Рис. 6. Характер геодинамических шумов на участках бесперспективных (а) и «спорных» (б) скважинах на площадях: 1 – Чимулякской (В-14), 2 – Западно-Колпашевской (ЮГС-1), 3 – Ажарминской (В-22), 4 – Кананакской (В-14), 5 – Южно-Пыжинской (В-17), 6 – Куржинской (12)



ческой скважины в этом регионе. Ее бурение позволит оценить достоверность и информативность выявляемых аномалий геодинамических шумов и расширить территорию нефтеносных площадей.

Площадная модель геодинамических шумов (см. рис. 4, 5), пусть схематическая, помимо определения направлений дальнейших ГРП, позволяет рекомендовать пересмотр материалов, полученных при испытаниях скважин на ряде площадей, где отрицательные результаты противоречат характеру наблюдаемых геодинамических шумов. Помимо скважин Колпашевской площади (см. рис. 2), это скважины Кананакские 2, 3 (см. рис. 3, 5), Белоярская 1 (см. рис. 5), Южно-Пыжинская 1, Куржинская 236, Береговая 1 и др. (см. рис. 5, 6).

Отрицательные результаты при испытании этих скважин, вероятно, получены вследствие следующих причин:

– пропуски при испытаниях низкоомных продуктивных пластов, условия для формирования которых за счет пиритизации в зонах повышенной тектонической активности могли быть очень благоприятными;

– отсутствие при испытаниях методов и технологий воздействия на пласт с целью повышения его продуктивности (например, гидроразрыв пласта), которые могли бы обеспечить промышленные притоки там, где при стандартных испытаниях могли быть обнаружены лишь нефтепроявления (например, Южно-Пыжинская скв. 1 могла попасть на участок локального ухудшения коллекторских свойств и не дать нормального притока, хотя на профилях В-10 и В-17 (см. рис. 5) отмечаются зоны повышенных шумов);

– «недобур» и нарушение технологий вскрытия пластов в доюрском комплексе, особенно связанных с зонами трещиноватости.

На рис. 6а приведены фрагменты шумов в сопоставлении с временными разрезами, где на участках расположения скважин фиксируется фоновое значение шумов, подтверждая непродуктивность скважин. На рис. 6б (2 и 3) выделяются очень непротяженные интенсивные аномалии шумов, которые, на наш взгляд, нельзя соотносить с залежами УВ. Первая из них четко увязывается с очень узкой гребневидной складкой, сформированной в зоне сквозного тектонического нарушения. Не исключено, что повышенный уровень шумов вызван интенсивной миграцией глубинных газов по этому тектоническому нарушению. Вторая четко приурочена к скв. Восток-1. Значит, возможным источником повышенного уровня шумов могут быть техногенные помехи: от буровой вышки, раскачиваемой ветром, или от интенсивных гидроперетоков при неудовлетворительной гидроизоляции горизонтов при ликвидации, если вышки нет. Точно такими же очень локализован-

ными (факельными) вспышками интенсивности отмечается большинство техногенных помех, что позволяет достаточно надежно их распознавать и отбраковывать на качественном уровне, не имея строгих аналитических методов селекции.

На рис. 6б приведены примеры результатов испытаний, которые, по нашим данным, могут быть подвергнуты сомнению. Рекомендуем критически их проанализировать.

В целом, приведенные материалы, на наш взгляд, свидетельствуют о высокой эффективности предложенной инновационной технологии и позволяют рекомендовать ее применение на всех этапах ГРП, дополняя данные стандартной сейсморазведки.

Работа выполнена совместно с Томским филиалом ФГУП «СНИИГГиМС» по госзаказу ФГУ «Томскнедра».

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

4. **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.** Изучение микросейсм при сейсморазведочных работах МОГТ для прогнозирования залежей углеводородов [Текст] / Г. В. Ведерников // Методы прямого прогнозирования залежей углеводородов. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2009 – С. 48–54.

4. **Ведерников, Г. В.** Изучение микросейсм при региональных сейсморазведочных работах МОГТ [Текст] / Г. В. Ведерников, Т. И. Чернышова, Л. Н. Пономарева // Горные ведомости. – 2008. – № 9–10. – С. 150–158.

5. **Ведерников, Г. В.** Экспертиза рекомендаций на заложение поисково-разведочных скважин [Текст] / Г. В. Ведерников, Т. И. Чернышова // Геофизика. – 2010. – № 1. – С. 38–44.

1. **Ведерников, Г. В.** Главные особенности геологического строения востока Томской области, способные повлиять на формирование и размещение скоплений углеводородов [Текст] / Г. В. Ведерников, Г. И. Тищенко, Т. И. Чернышова // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2010. – № 3 – С. 44–50.

6. **Патент № 2263932** Российская Федерация. С1 G 01 V/00, приоритет от 30.07.2004. Способ сейсмической разведки [Текст] / Г. В. Ведерников. – М., 2005

7. **Ростовцев, В. Н.** Юрский комплекс Чулым-Тымского междуречья – перспективный объект для поисков нефти и газа в правобережье Оби Томской области [Текст] / В. Н. Ростовцев, С. Н. Резник. – Томск: ТГУ, 2004. – 164 с.