



УДК 550.834(571.4)

АНАЛИЗ И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ПОИСКОВОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ В ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

А. С. Ефимов¹, Е. В. Мосягин²¹Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт, Новосибирск, Россия; ²Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья, Новосибирск, Россия

К проблеме повышения эффективности сейсморазведки (геологических построений и прогноза) на поисковом этапе в условиях Сибирской платформы на всем протяжении нефтепоисковых работ в Восточной Сибири обращались неоднократно. К сожалению, следует признать, что кардинального продвижения в решении данной проблемы до сих пор нет. Причины невысокой информативности геофизических материалов в имеющихся публикациях обоснованы и изложены весьма подробно: резко расчлененный рельеф; мелкоблоковые модели верхней части разреза; рассеивание энергии в грубообломочных пирокластических породах триаса; фон реверберации приповерхностных волн, формируемый тонкими пластами траппов в верхней части разреза, и локальные скоростные аномалии в средней; фон и интерференция частично кратно отраженных волн; сложная соляная тектоника; блоковость и мозаика вторичных изменений пород рифея, формирующая мозаику сейсмоакустических свойств. Все это понижает достоверность прогноза геологического разреза по материалам сейсморазведки. Часть этих негативных факторов снимается привлечением комплекса геофизических данных, но опора на сейсмические горизонты лежит и в основе комплексирования. Поэтому повышение информативности сейсморазведки в части фиксации отражающих границ на основе подбора и обоснования, полевых систем наблюдений и технологий является важнейшим вопросом.

Ключевые слова: сейсморазведка, методика, Восточная Сибирь, Сибирская платформа, верхняя часть разреза, геологическая эффективность.

ANALYSIS AND IMPROVEMENT OF SEISMIC EXPLORATION METHODS IN EASTERN SIBERIA

A. S. Yefimov¹, E. V. Mosyagin²¹All-Russian Research Geological Oil Institute, Novosibirsk, Russia; ²Scientific Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources, Novosibirsk, Russia

Many enterprises and authors have often addressed the problem of increasing the efficiency of seismic exploration (geological constructions and forecasting) at the prospecting stage in the Siberian Platform (SP) throughout the entire period of oil prospecting in Eastern Siberia. This is confirmed by numerous publications and production reports. Unfortunately, it should be admitted that there is still no cardinal progress in solving this problem. The reasons for the low information content of geophysical materials for the SP conditions in these publications are substantiated and set out in great detail. This is both a sharply dissected relief, and small-block models of the near-surface section, and an energy dissipation in rudaceous pyroclastic rocks of the Triassic, background of reverberation, near-surface waves formed by thin layers of traps in near-surface section, local velocity anomalies in the middle part of the section, background and interference of partially multiple reflections, complex salt tectonics, blocking and tessellation of secondary changes in Riphean rocks, forming tessellation of seismoacoustic properties. These are the main, in authors' opinion, reasons reducing reliability of the geological section forecast based on seismic data. Some of them are removed using a complex of geophysical data. But tie, backbone on seismic horizons lies also at the heart of integration. Therefore, increasing the information content of seismic survey in regard to fixing the reflecting boundaries based on selection and substantiation, field observation systems and technologies is the most important issue in the problem under discussion.

Keywords: seismic exploration, methodology, Eastern Siberia, Siberian Platform, near-surface section, geological efficiency.

DOI 10.20403/2078-0575-2021-1-56-73

Сейсморазведочные работы МОВ нефтепоискового направления на Сибирской платформе, региона с чрезвычайно сложными сейсмогеологическими условиями, проводятся с 1960-х – начала 1970-х гг. Начав с простой системы наблюдений 1–3-кратного профилирования МОВ с аналоговой аппаратурой, геофизики за 15–20 лет осуществили переход на цифровую аппаратуру и более плотные системы наблюдений – 6–12-кратного с самым постепенным наращиванием вплоть до

48–96-кратного. Первые исследования возможностей поисковой сейсморазведки МОВ, методических и технологических приемов ее проведения и анализа регистрируемого волнового поля в пределах Тунгусской синеклизы были выполнены геофизиками Таймырской геофизической экспедиции треста «Красноярскнефтегазразведка» [5, 11 и др.].

После создания Богучанской геофизической экспедиции (1968 г.) начался значительный разворот сейсмических работ МОВ в пределах всей юго-



западной части платформы. Впервые были даны детальные характеристики волнового поля; выделены опорные отражающие горизонты в нефтеперспективных толщах венда – кембрия и рифея; построены сейсмогеологические разрезы; выполнены первые региональные маршруты в междуречье Ангары, Подкаменной и Нижней Тунгусок; предложены подходы к сейсмогеологическому районированию территорий. В этих работах принимали активное участие В. Г. Сибгатулин, А. А. Дека, В. А. Богдан, С. В. Бормотовым, Е. П. Кощук и другие специалисты [9 и др.].

Планомерные сейсморазведочные исследования по изучению геологического строения центральных и южных частей Курейской синеклизы были начаты после 1975 г. силами Борской геофизической экспедиции, треста «Красноярскнефтегазразведка», а с 1979 г. и ПГО «Енисейгеофизика». В последующем эти регионы были отнесены к областям с самыми сложными сейсмогеологическими условиями. Помимо региональных сейсморазведочных профилей были выполнены значительные объемы опытно-методических производственных исследований волнового поля верхней части разреза (ВЧР) в зонах развития интрузивных и эффузивных траппов; проанализированы причины резких, мозаичных колебаний интервальных и средних скоростей отраженных волн; исследованы региональные закономерности изменения волновых картин отражающих горизонтов нефтеперспективных уровней. Было доказано, что недостаточная эффективность МОВ в регионе обусловлена неоднородным строением ВЧР до глубины 1500 м и невозможностью компенсировать ее статическими поправками без существенных погрешностей. Результаты и выводы этих исследований отражены в работах В. И. Черских, В. А. Деткова, А. С. Ефимова и др. [1, 2, 5].

Следует остановиться на эволюции методик и технологий проведения так называемой речной сейсморазведки – сейсморазведки МОВ вдоль рек в местах, где они являются транспортными магистралями для проложения сейсморазведочных профилей. В условиях сложнейшей орографической западной части Сибирской платформы (перепады высот до 600–800 м) и практически полного отсутствия транспортной инфраструктуры геофизические

маршруты вдоль рек позволили в короткие сроки изучить основные региональные особенности строения перспективных горизонтов венда и нижнего кембрия. Разрез по 1500 км профилю высокократного МОГТ вдоль р. Нижняя Тунгуска, протекающей на всем своем протяжении в зоне с интенсивным трапповым магматизмом, приведен на рис. 1.

В таблице приведены оценки перспективных структур, выявленных сейсморазведкой в пределах Сибирской платформы к 1980 г. Активизация поискового бурения в последующее десятилетие показала, что выявленные структуры в 1970–1980-е гг. в Непско-Ботуобинской и Байкитской антеклизе, на Ангаро-Ленской ступени подтверждались в 40–60 % случаев, а в Тунгусской синеклизе и прилегающих к ней районах – всего лишь в 10 %.

При этом выяснилось, что большинство локальных структур, выявленных сейсморазведкой МОВ-МОГТ на Тунгусской синеклизе, были латеральными аномалиями скоростей отраженных волн, которые формировались трапповыми интрузиями в средней и верхней частях разреза осадочного чехла на глубинах 100–2000 м. В середине 1990-х гг. сейсмические партии получили телеметрическую регистрирующую аппаратуру и были оснащены обрабатывающими центрами с новейшими программами обработки и интерпретации полевого материала, что обеспечило новый качественный скачок сейсмических исследований. На отдельных участках профилей стали достаточно надежно проследиваться опорные отражающие горизонты в отложениях как вендско-кембрийского возраста, так и рифейского. Но в целом информативность сейсморазведочных разрезов МОГТ оставалась невысокой. Опорные отражающие горизонты нижнего кембрия и венда проследивались и опознавались на временных разрезах на уровне 40±30 % профиля.

Дальнейшая эволюция полевой сейсморазведки в этом регионе довела кратность профилирования МОГТ до 80–100 и выше. Это уже позволяло посредством углубленной цифровой обработки доводить уверенную прослеживаемость (позиционную корреляцию) на сейсмических разрезах до 80±10 %. По-прежнему высоки были ошибки в оценке средних скоростей отраженных волн: по внутренним возможностям МОВ она не превышала точности 10–

Сведения о качестве материалов при подготовке структур в Лено-Тунгусской НГП [3]

Кол-во рассмотренных структур за 1975–1979 гг.	Методы подготовки, %		Прослеживание горизонтов (%) и плотность сети профилей	Точность структур / плотность профилей, км/км ²	Средняя амплитуда структур, м	Средняя площадь структур, км ²
	МОВ	МОВ+МОГТ с кратностью >6				
<i>Тунгусская синеклиза и прилегающие к ней районы</i>						
6	70	30	40	±100/0,25	100–500	350
<i>Непско-Ботуобинская и Байкитская антеклизы, Ангаро-Ленская ступень</i>						
22	70	30	70	±40/0,35	50–260	200
<i>В среднем по СССР</i>						
	30	70	80	±30/1,0	50	70

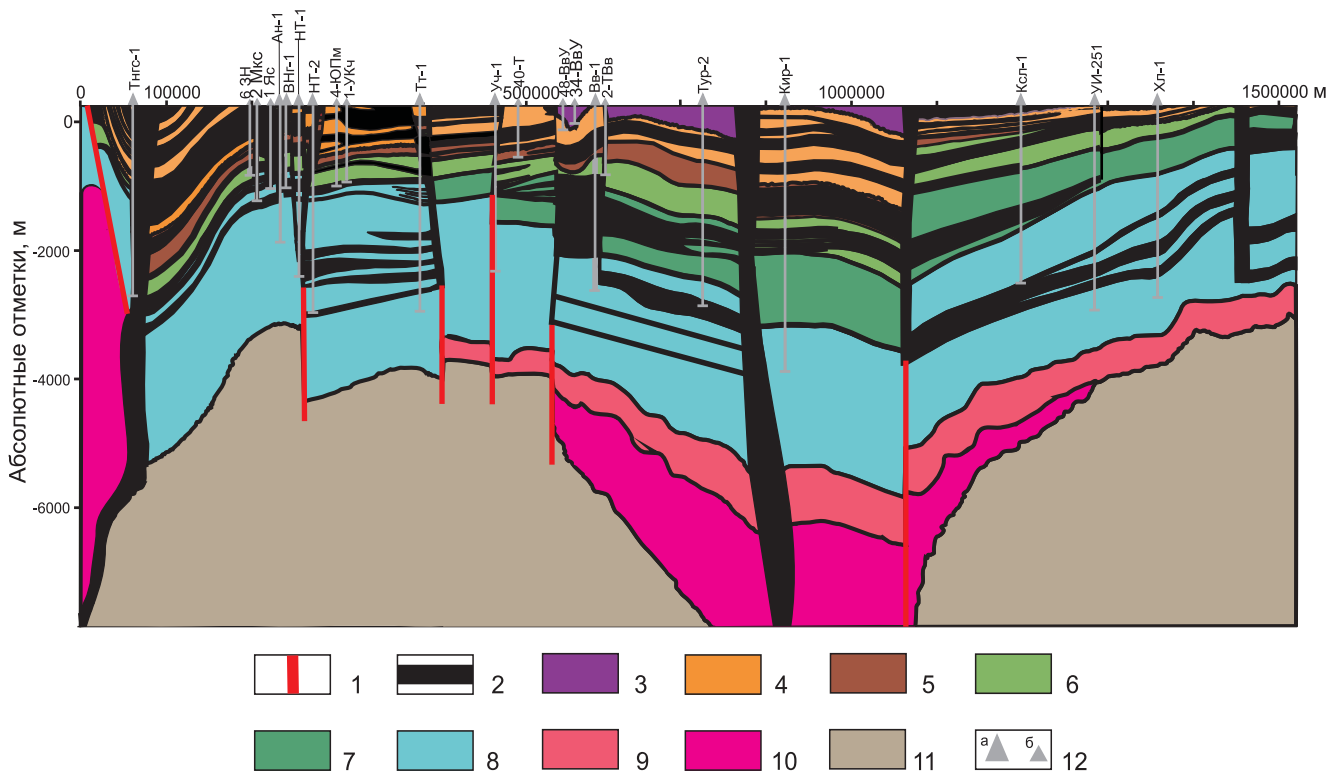
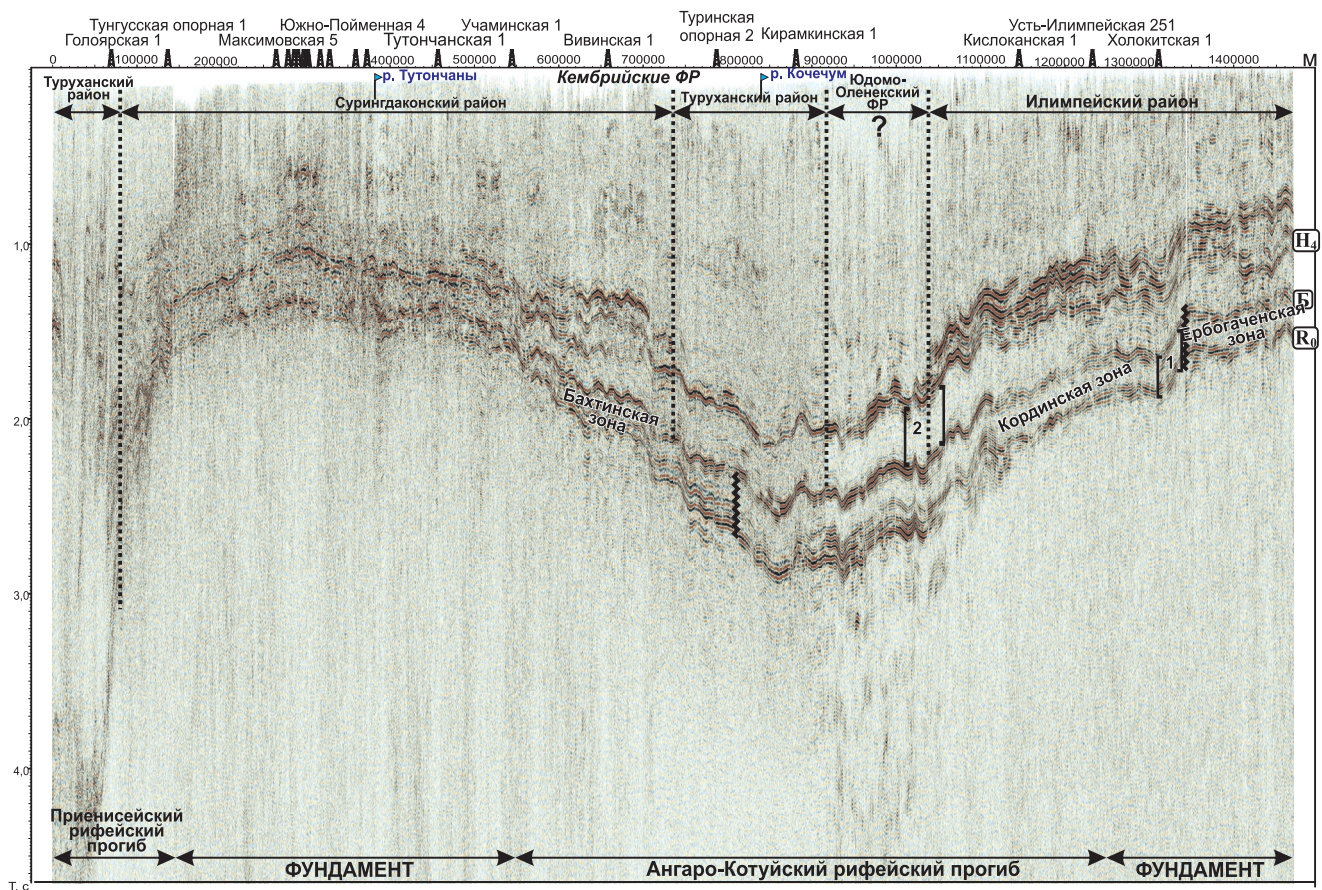


Рис. 1. Сейсмический и геологический разрезы по профилю р. Нижняя Тунгуска протяженностью 1500 км [13] (работы 2012–2014 гг. на землях III категории сложности для проведения сейсморазведки); нижний разрез – прогноз распределения интрузивных траппов в осадочном чехле вдоль профиля
 1 – разрывные нарушения; 2 – интрузивные образования; осадочные образования: 3 – нижнего триаса, 4 – верхнего палеозоя, 5 – девона, 6 – силура, 7 – ордовика, 8 – венд-кембрия, 9 – венда, 10 – рифея; 11 – образования фундамента; 12 – скважины: а – глубокие, б – колонковые



15 %, что при средней скорости 5400 м/с для времени регистрации опорных отражений венда 1,4 с (глубина около 4000 м) давало погрешность определения глубины 300 м и более. Это происходило в том числе и вследствие использования эффективных скоростей суммирования для структурных построений в условиях компенсации погруженных неоднородностей ВЧР, что существенно искажает кинематические параметры отраженных волн. Бурение параметрических скважин в 2008–2012 гг. на локальных структурах, выявленных работами МОГТ в конце 1980-х – начале 1990-х гг. (Среднекочемской на севере Иркутской области, Нижнеимбакской в Туруханском районе Красноярского края, Кугасской на северо-восточном склоне Непско-Ботуобинской антеклизы в Якутии), показало, что ошибки в оценке глубины перспективных уровней нижнего кембрия – венда достигали 450 м. Указанные районы Сибирской платформы в начале 1990-х гг. по сейсмогеологическим характеристикам были отнесены к землям III и II–III категорий сложности [6], т. е. территориям с невысокой надежностью структурных построений при использовании только материалов МОВ.

Нефтегазопроисковые работы методом ОГТ охватывают различные районы Сибирской платформы (от Присаяно-Енисейской синеклизы на юге до центральной части Курейской синеклизы на севере и Вилюйской синеклизы на востоке). Осадочный чехол здесь отличается широким набором формационных и фациальных обстановок и, соответственно, отличий в сейсмоакустических, геоэлектрических характеристиках нефтегазоносных толщ и горизонтов. Регионы существенно различаются по сложности сейсмогеологических, орографических и климатических условий проведения полевых работ.

Если в южной части Сибирской платформы на дневной поверхности обнажаются кембрийские и ордовикские осадочные комплексы, благоприятные для возбуждения упругих колебаний (УК) традиционными взрывными и невзрывными способами, то в северной (особенно в Курейской синеклизе и северо-западной части Непско-Ботуобинской антеклизы) это обширные и мощные поля туфогенно-лавовых образований, которые в разной степени поглощают и рассеивают энергию сейсмического сигнала. Различные условия возбуждения и приема упругих колебаний влияют на информативность полевых сейсмограмм и окончательных временных разрезов, используемых для геологической интерпретации.

Эти проблемы сейсморазведки применительно к условиям Сибирской платформы были определены еще на начальном этапе ее изучения. Особенно остро они проявились на перспективных территориях севера (Бахтинский мегавыступ, Курейская синеклиза, северо-запад Непского свода), где ВЧР осадочного чехла мощностью до 1,5–2 км не только сложена туфогенными образованиями нижнего три-

аса, но и насыщена пластовыми и секущими телами долеритов, суммарная мощность которых может превышать 1000 м (до 50 % разреза). В связи с этим ВЧР приобретает исключительно сложное строение и вносит искажающее влияние в результаты любого геофизического метода, изучающего строение залегающих ниже перспективных горизонтов.

С целью поиска эффективной методики полевых сейсморазведочных работ в зонах широкого развития туфогенных и интрузивных образований триаса в 1980-х гг. был выполнен комплекс опытно-методических исследований на Онекском и Холминском полигонах (бассейн правобережья нижнего течения р. Нижняя Тунгуска). Эти территории относятся к Северо-Тунгусской нефтегазоносной области, в недрах которой по прогнозным оценкам заключено не менее четверти ресурсов углеводородов Сибирской платформы.

Этот район признан наиболее сложным по сейсмогеологическим условиям изучения нефтегазоперспективных уровней нижнего кембрия и венда. Результаты бурения параметрических скважин показали, что горизонты нижнего кембрия, венда и базальные уровни осадочного чехла на глубинах около 3500–4200 м залегают практически горизонтально с плавным региональным погружением к центральным областям Курейской синеклизы, с углами падения, традиционными для осадочного чехла платформенных областей (менее 1°). В верхней части разреза (до глубин 2–2,5 км) толща верхнего – среднего палеозоя интенсивно интродирована долеритами (траппами) и перекрыта грубообломочными туфами и покровами эффузивов триаса, суммарная мощность которых колеблется от 100–200 до 1000 м в зависимости от рельефа.

Научное руководство работами на полигонах осуществлялось сотрудниками ВНИИГеофизика, ведущего института СССР в области подобных исследований, под руководством д. г.-м. н. О. К. Кондратьева. Применялась сверхплотная система наблюдений с шагом между пунктами приема 2,5–10 м, возбуждением сейсмического сигнала взрывами из скважин глубиной 15 м и невзрывными импульсными источниками. Шаг между пунктами возбуждения (ПВ) – от 20 м. Регистрация сигнала осуществлялась отечественными 16-разрядными сейсмостанциями «Прогресс». Кратность перекрытий по ОГТ – до 72. Дополнительно проведены работы методом обращенного годографа в структурно-колонковой скважине глубиной 1200 м. Информация обрабатывалась советскими и французскими специалистами.

По результатам выполненных работ был сделан вывод, что отсутствие регулярных отраженных волн на сейсмограммах и временных разрезах связано с резко неоднородной неслоистой средой ВЧР, сложенной в основном грубообломочными туфами и эффузивами. Зоны с подобным строением отнесены к III категории сложности и признаны неблагоприятными для проведения сейсморазведки.

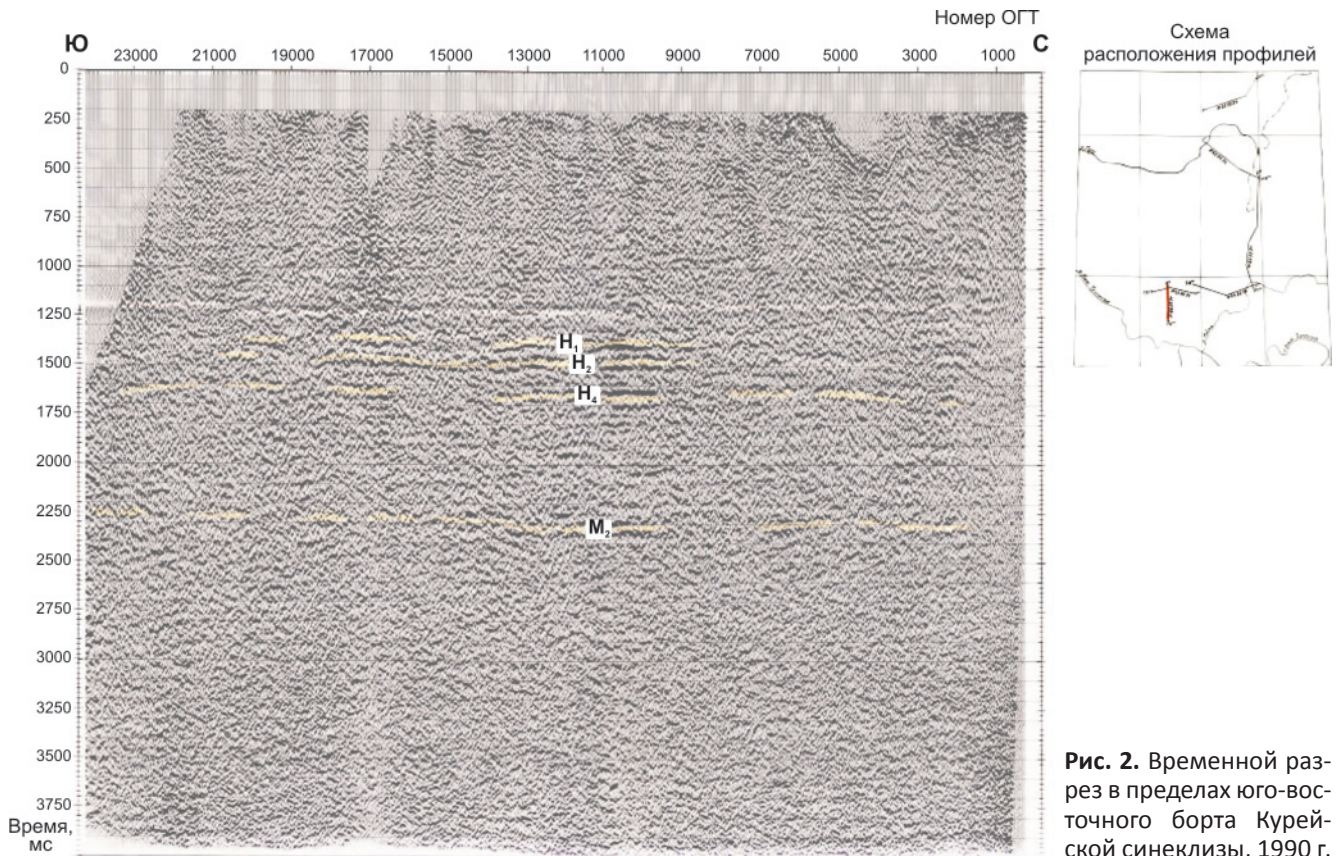


Рис. 2. Временной разрез в пределах юго-восточного борта Курейской синеклизы, 1990 г.

Этот вывод подтвержден также на других площадях Красноярского края и в некоторых районах северо-западной части Иркутской области, где на поверхности залежали грубообломочные туфогенные образования. По результатам обработки на временных разрезах выделялись только фрагменты отражающих горизонтов с прослеживаемостью не более 25 % по профилю (рис. 2).

По предложенным О. К. Кондратьевым градациям (категориям оценки) качества прослеживания опорных сейсмических границ на разрезах ОГТ-МОВ [6] было выполнено районирование территории по сложности сейсмогеологических условий. На рис. 3 приведена подобная схема для территории Красноярского края.

Районирование по аналогичным критериям восточных территорий Сибирской платформы позволило отнести большую часть Иркутской области и якутскую часть платформы к землям I категории. Здесь почти повсеместно отсутствуют отложения грубообломочных пирокластических и эффузивных пород триаса. В значительно меньшей степени, чем в западной части, разрез палеозоя насыщен трапповыми интрузиями (не более 10 % разреза осадочного чехла). Лишь северо-западные площади Иркутской области, где развиты толщи туфов триаса, рассматривались как земли II–III категорий; кроме того, эффективность сейсморазведки весьма низка на площадях Предпатомского прогиба. Но причины низкой прослеживаемости опорных горизонтов на временных разрезах здесь связаны со сложными структурно-тектоническими обстановками, развити-

ем горстов, разломов, зонами интенсивных межпластовых перетоков кембрийских солей и зональным мозаичным выщелачиванием пластов каменной соли в нижнем – среднем кембрии. Перечислены особенности геологического строения приводят к резким нарушениям акустической слоистости в средней и верхней частях разреза.

Как видно из анализа карт суммарной мощности траппов [14] мезозойского и верхнепалеозойского комплексов осадочного чехла Сибирской платформы, границы зон III и II категорий практически полностью соответствуют закономерностям изменения суммарных мощностей интрузивных траппов и эффузивных образований этих комплексов (рис. 4).

Следует заметить, что характеризующие результаты получены в 1970–1990-е гг. с применением хотя и цифровых (16-разрядных), но не телеметрических (24-разрядных) сейсмостанций, а кратность преимущественно составляла 12–24, редко 48. Материалы обрабатывались с использованием программных продуктов, которые, безусловно, уступали современным. Переход на телеметрические системы, обладающие большим динамическим диапазоном, резкое увеличение средней кратности систем наблюдения по ОГТ, применение современных обрабатывающих программных комплексов, конечно же, улучшили прослеживаемость отражений на современных сейсмических разрезах. Но проблемы геологической эффективности сейсморазведки на площадях Сибирской платформы при нефтегазопоскоковых работах, особенно в зонах III категории, со-

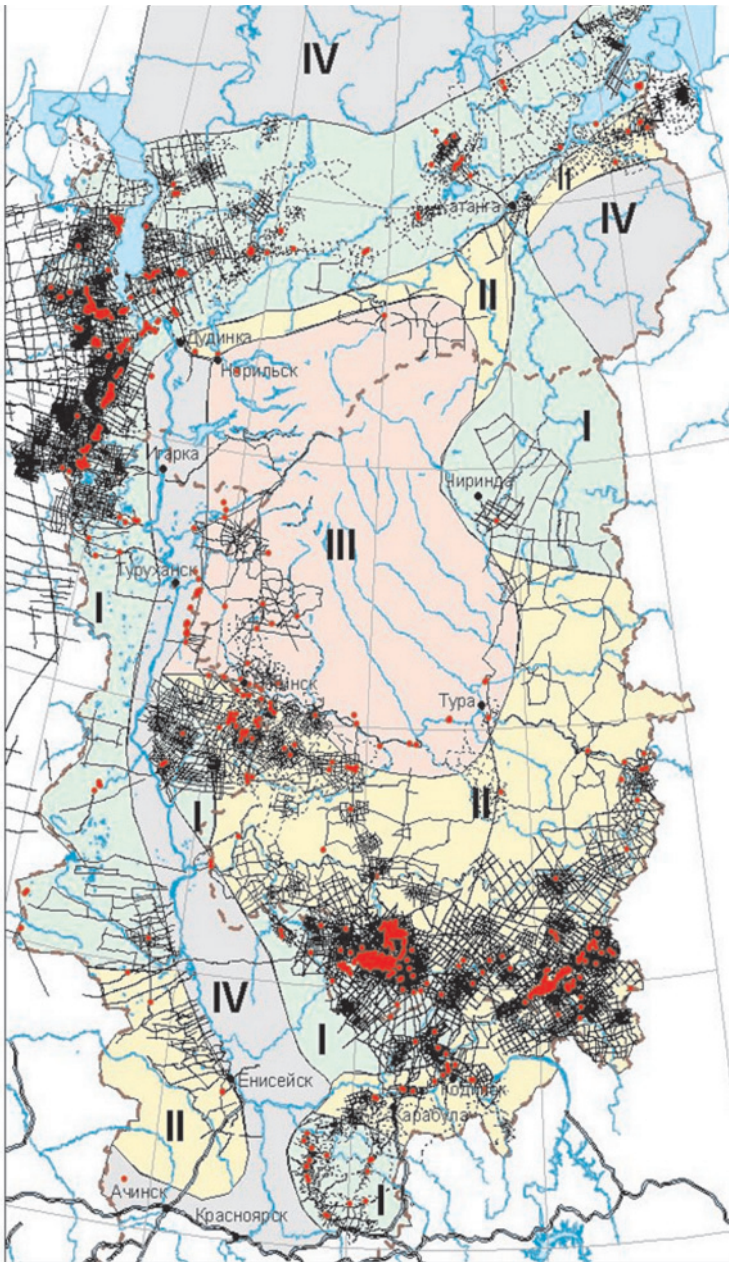


Рис. 3. Схема категории сложности сейсмогеологических условий Красноярского края (по О. К. Кондратьеву) для изучения целевых горизонтов нижнего палеозоя – венда и мезозоя

I – благоприятные условия (выдержанная сейсмоакустическая характеристика ВЧР, редкие интрузии траппов, относительно выдержанная, плавно меняющаяся по латерали интервальная скорость ВЧР); II – неблагоприятные (появление участков развития эффузивных отложений в ВЧР, мелкоблоковое строение интрузий траппов в ВЧР, весьма резкие изменения по латерали интервальных скоростей ВЧР до глубин 800 м либо наличие интенсивной дизъюнктивной тектоники); III – сложные (поля развития мощных толщ эффузивов, интенсивная интродуцированность осадочного чехла траппами до глубин 1800–2000 м, до 30–40 % интрузий в разрезе, интенсивные изменения по латерали интервальных скоростей ВЧР до глубины 2000 м); IV – недоступные (выходы пород фундамента, складчатых сооружений)

хранились. Основных проблем две: 1) информативность по степени прослеживаемости сейсмических разрезов, 2) точность структурных построений по сейсмическим горизонтам.

Точность структурных построений определяется надежностью корреляции отражающих горизонтов и наличием опорной информации по изменению и колебаниям скоростных характеристик по разрезу осадочного чехла и вдоль сейсмического профиля [2, 16]. При этом скоростные неоднородности формируются колебаниями интродуцированности траппами разреза осадочного чехла (от 10 до 60 % траппов до глубины 1500 м). Проиллюстрируем последствия таких колебаний в поле отраженных волн на примере Моктаконского участка (рис. 5), расположенного в Южно-Тунгусской НГО, в междуречье Бахты и Нижней Тунгуски. Интервальные скорости трапповых тел колеблются около значений в 6500 м/с, а скорости в породах девона и пермо-

карбона, вмещающих основную массу интрузий в пределах участка, – 4000–5000 м/с. Соответственно искажаются времена прослеживания опорных сейсмических границ в поле отраженных волн.

Для повышения информативности (прослеживаемости отражений на разрезах) необходимо определить причины ее снижения и отсутствия, а также смоделировать системы наблюдений ОГТ для борьбы с ними.

Анализ значительного объема материалов вертикального сейсмического профилирования (ВСП) глубоких и колонковых скважин бассейна нижнего и среднего течения р. Нижняя Тунгуска (земли II и III категорий сложности) свидетельствует, что практически на всех монтажах (разрезах) ВСП существуют восходящие оси синфазности отраженных волн от исследуемых глубоких границ. Однако часто в скважинах, особенно в полях развития триасовых образований, эти оси из глубины доходят до подошвен-

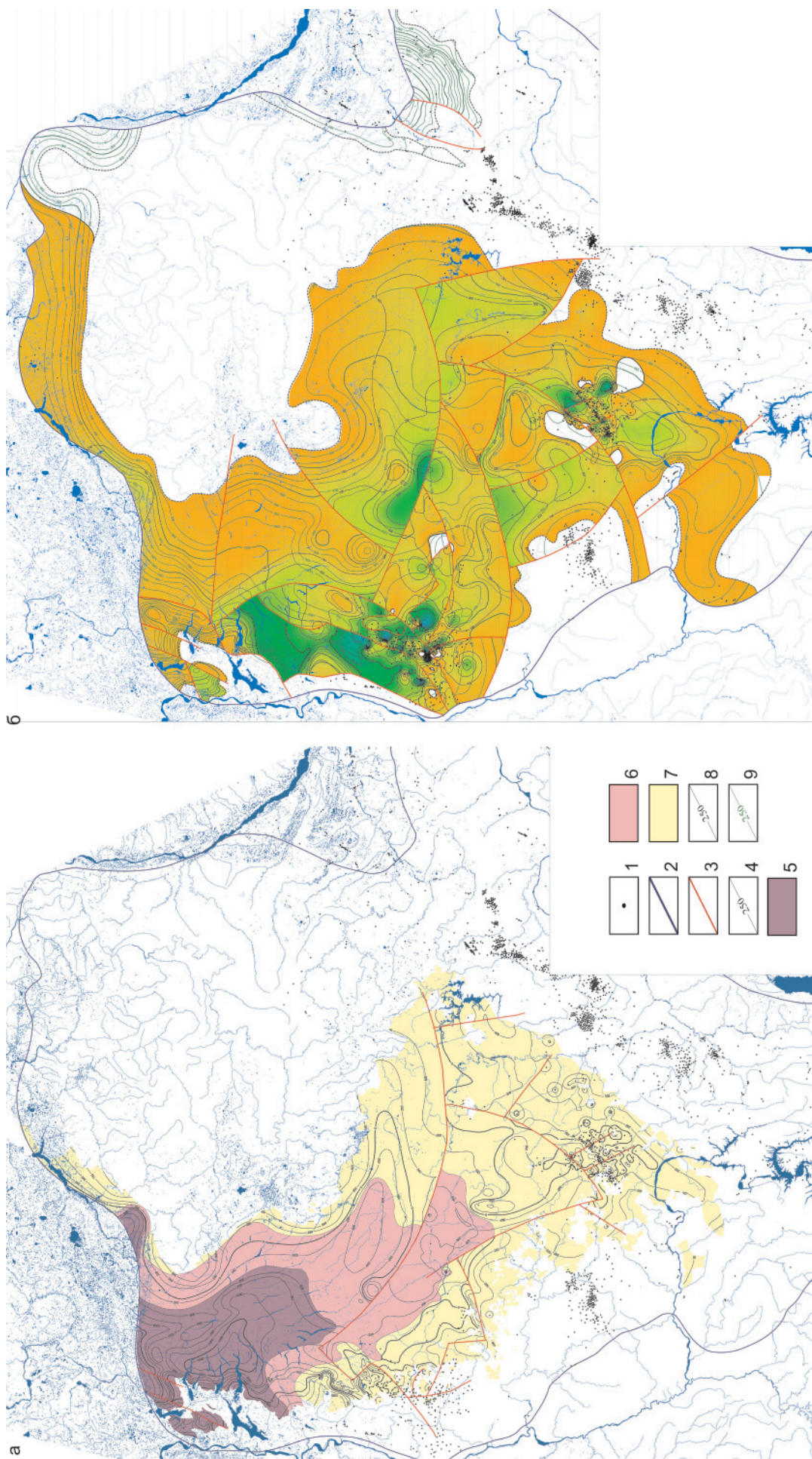
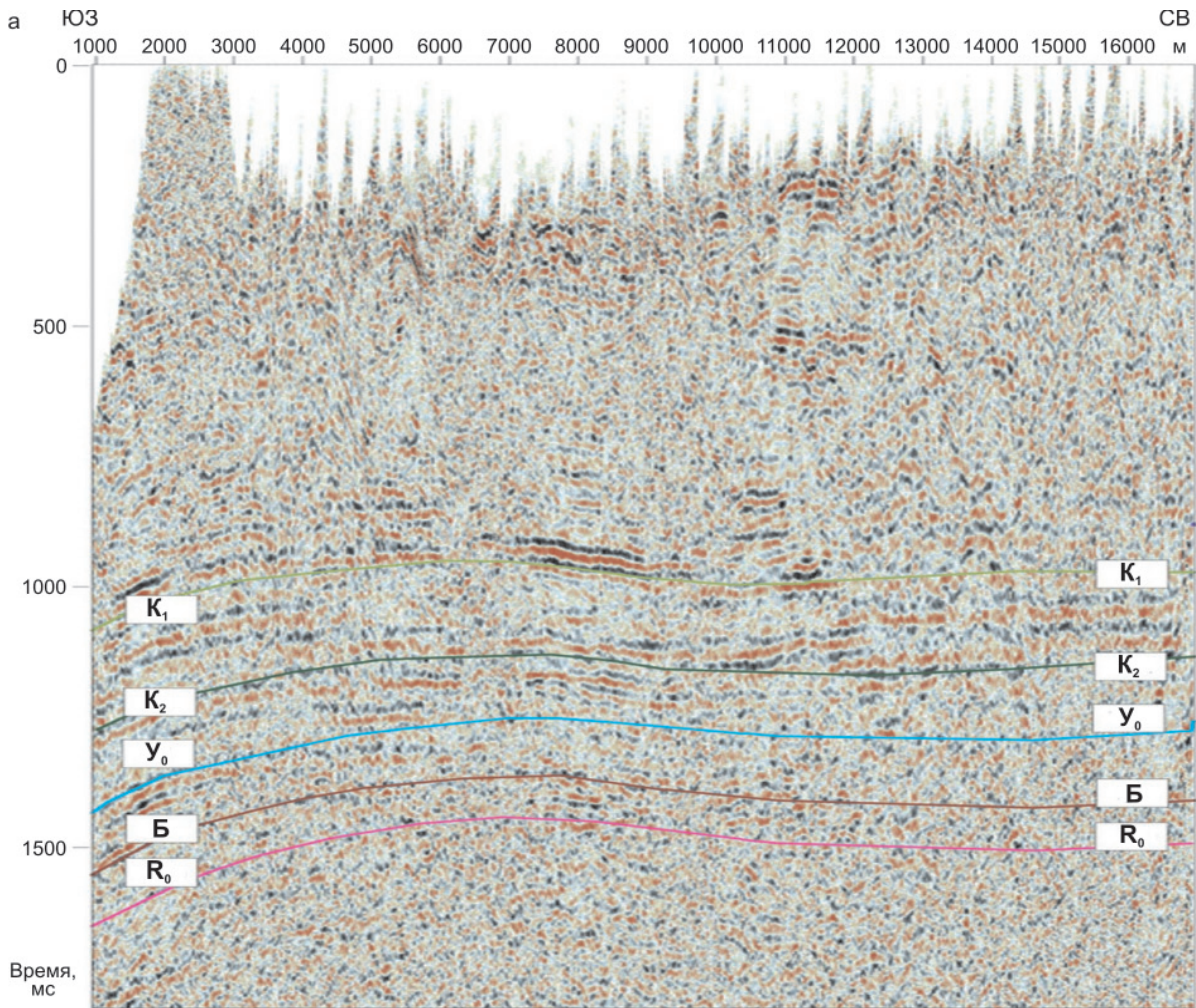


Рис. 4. Карта толщин траппов мезозойского (а) и верхнепалеозойского (б) комплексов Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции, 2018 г. (ред. В. С. Старосельцев, Г. Ф. Попелуха)

1 – глубокие и колонковые скважины; 2 – граница Лено-Тунгусской НПП; 3 – разрывные нарушения, установленные по данным геологической съемки, сейсморазведки или бурения (магмоактивные); 4 – стратоизогипсы подошвы нижнего триаса; области распространения: 5 – преимущественно лавовых покровов, 6 – туфоловых образований, 7 – туфогенно-осадочных образований; суммарная мощность траппов: 7 – минимальная (до 100–200 м), 8 – максимальная (от 200 до 500–600 м)



Разрез по профилю 01510491

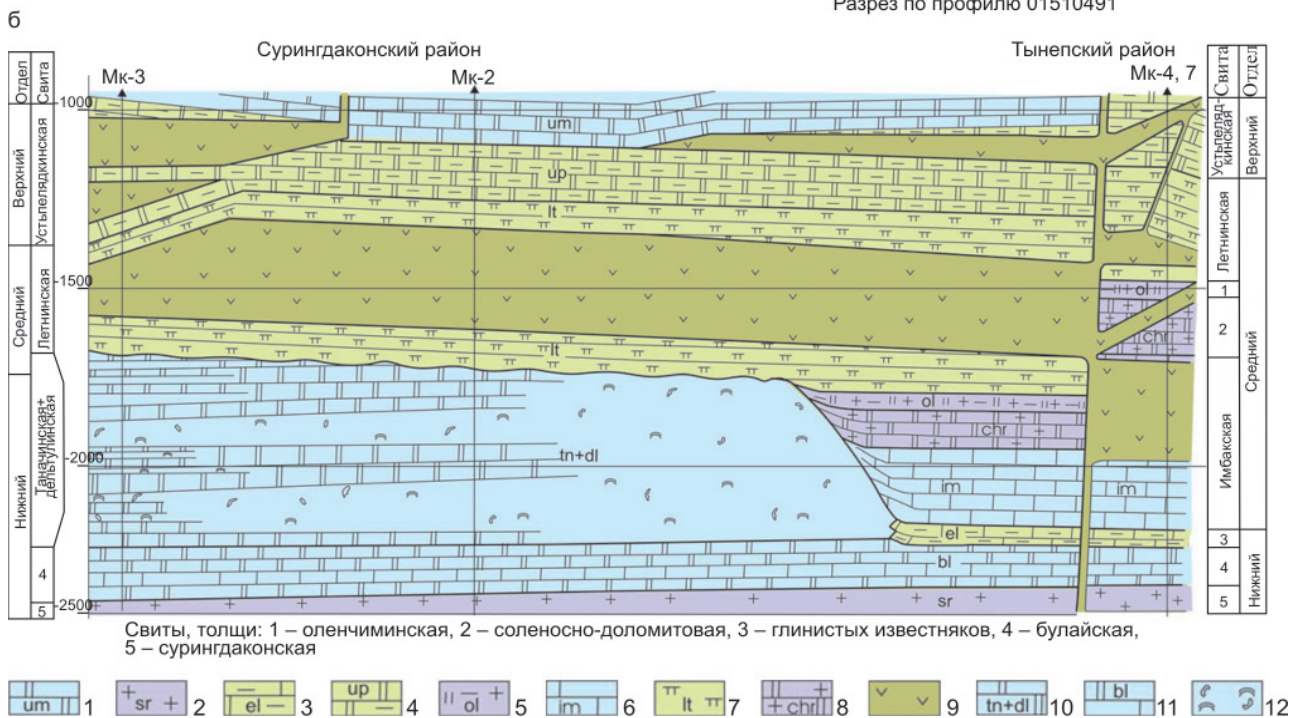


Рис. 5. Пример временного разреза зоны III категории. Моктаконская площадь (разрезы: а – сейсмический, б – геологический)

Свиты: 1 – усть-мундуйская, 2 – сурингдаконская, 4 – устьпелядкинская, 5 – оленчиминская, 7 – летнинская, 10 – таначинская+дельтулинская, булайская; толщи: 3 – глинисто-известняковая еланского горизонта, 6 – известняковая (имбакская) амгинского яруса, 8 – соленоно-доломитовая (хурингдинская); 9 – интрузии долеритов; органогенные доломиты: 11 – кавернозные, 12 – пористые

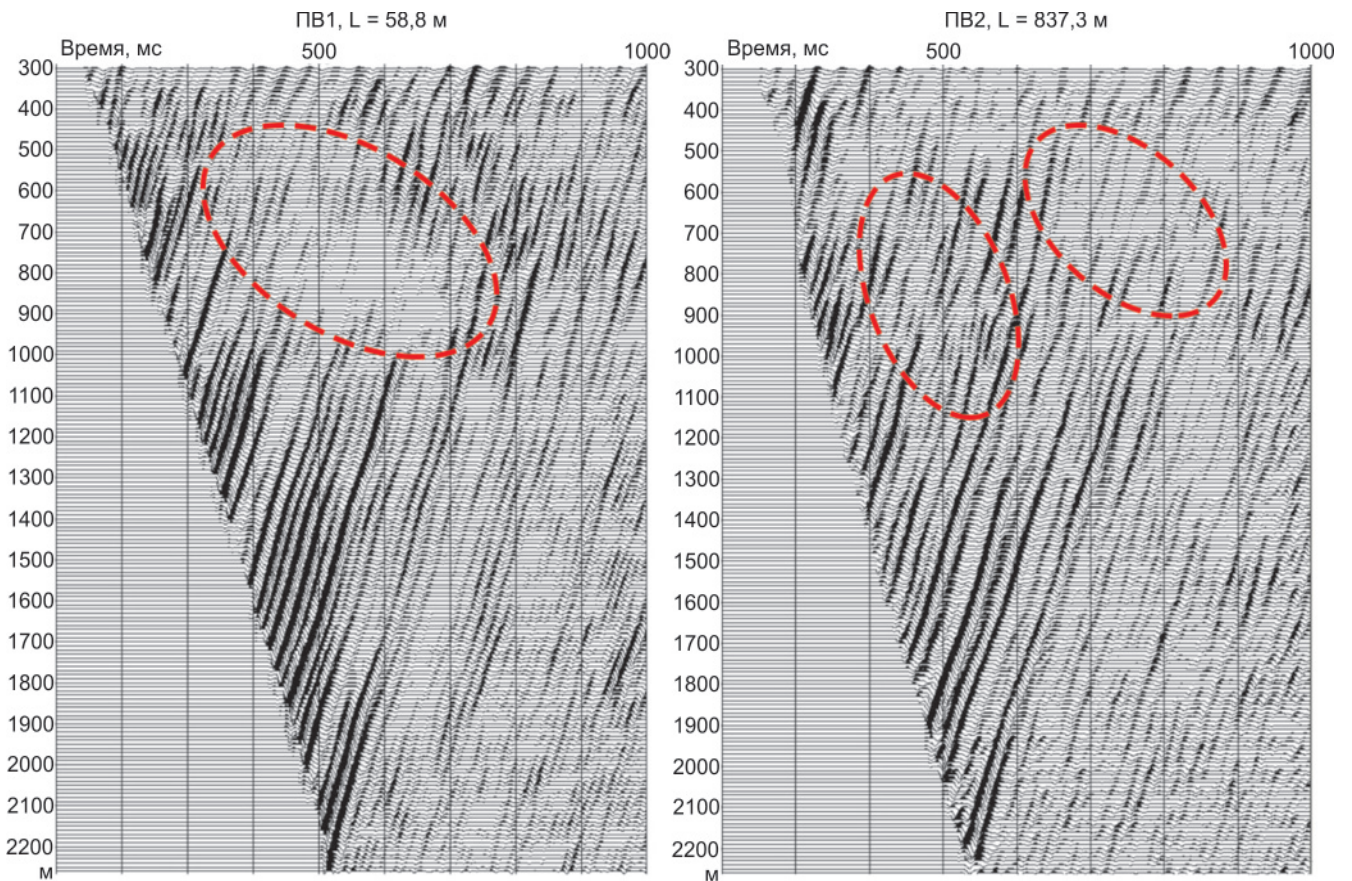
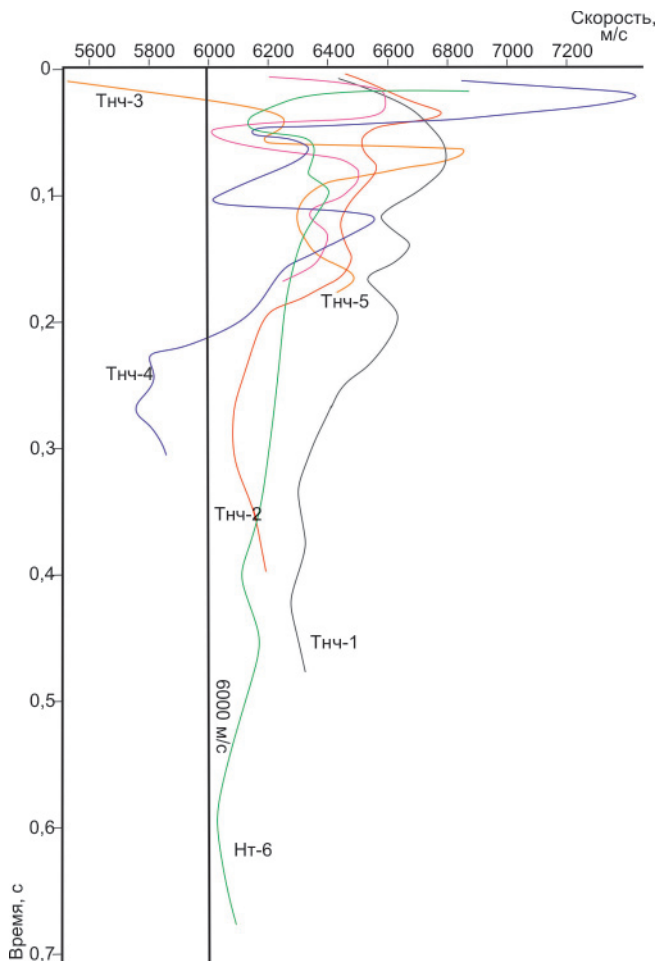


Рис. 6. Волновые поля восходящих продольных волн с ПВ1 и ПВ2 (Нижнечонская скв. 252)



ных частей верхних сложно построенных трапповых интрузий и подошвы туфов триаса, а дальше к поверхности не прослеживаются либо прослеживаются по очень сложным траекториям (рис. 6). При этом монтажи ВСП одной скважины из разных пунктов возбуждения (ПВ с расстояниями между ними даже первые сотни метров) на поверхности очень сильно разнятся по этому критерию (рис. 7). Пункты возбуждения, располагаясь либо вокруг скважины, либо по лучам на разных удалениях от нее, по приповерхностным геологическим условиям внешне очень схожи, но существенно различаются по ходу отраженных лучей в силу появления вертикальной или сложной формы трапповых интрузий, особенно в верхней части (от 0 до 500–800 м) осадочного чехла или в толще грубообломочных туфов триаса вблизи поверхности (0–100 м).

Неоднократно предпринимались попытки изучения влияния поверхностных условий на формирование полного волнового поля с использованием аппарата математического моделирования. Так, например, показано, что в зависимости от неоднородности ВЧР на поверхности могут формироваться участки «тени», куда отражения от глубоких горизонтов не доходят из-за эффектов преломления [10]. Это определяется многократными преломлениями

Рис. 7. Сопоставление графиков средних скоростей, пересчитанных на уровень –800 м глубоких скважин Таначинской и Нижнетунгусской площадей и Бахтинского выступа



на промежуточных криволинейных границах (кроме интрузивных тел и грубообломочных туфов), а также отражениями от вертикальных и околовертикальных границ, формируемых интрузиями.

Такие участки не бывают крупными по площади, обычно первые десятки метров вдоль расчетного профиля. Именно такова природа упомянутых особенностей разрезов ВСП для изучаемого региона. И этой же причиной можно отчасти объяснить «мерцание» (появление и исчезновение) отражений на сейсморазведочных разрезах.

Другая модель имитировала геолого-геофизические условия разреза осадочного чехла по профилю 03 Ванаварского полигона, типичному для региона и характеризующемуся весьма сложным строением с резкими изменениями толщин отдельных слоев и скоростей в них [5, 16] (рис. 8, а, б). Смоделирована наземная съемка 2D с шагом между ПВ 50 м и ПП 5 м, с выносами 2500 м от источника; выполнена обработка полученных модельных сейсмограмм, рассчитан синтетический разрез (см. рис. 8, в).

Данный эксперимент показал, что в результате обработки не удалось адекватно восстановить геологическую картину, особенно в левой части профиля (до ПК 125). Здесь волновое поле разреза имеет сложную интерференционную картину, связанную с многочисленными реверберациями, возникающими в межтрапповом пространстве. В правой части профиля (после ПК 125) изображение глубоких горизонтов на сейсмическом разрезе также далеко от реального. Самые яркие отражения связаны с трапповым телом, а ниже по разрезу фиксируются преимущественно кратные и частично кратные волны, близкие по кинематическим параметрам к скоростям целевых отраженных волн и часто превосходящие их по амплитуде.

Основным приемом повышения информативности сейсморазведочных материалов МОГТ в подобных сейсмогеологических условиях является увеличение плотности систем наблюдения МОГТ [1]. Подбор условий возбуждения, в частности с использованием взрывов в скважинах на разных глубинах, не дал существенного прироста информативности без резкого увеличения плотности системы наблюдений МОВ-ОГТ.

На протяжении всего периода сейсморазведочных нефтепоисковых работ в условиях земель II и III категорий земель на Сибирской платформе к проведению таких опытных работ МОГТ по подбору оптимальных условий возбуждения упругих колебаний возвращались многократно. Основной причиной этих неудач является невозможность добиться достаточной идентичности возбуждения от пункта к пункту в условиях крупнообломочных туфов и резко изменчивой интродуцированности приповерхностной части ВЧР. Относительно удачными оказались опытно-методические работы в пределах южного борта Курейской синеклизы, проведенные

в 2013 г. Отрабатывался 50-километровый профиль со следующими параметрами системы наблюдений: шаг пунктов приема (ПП) 12,5 м, пунктов взрыва (ПВ) 25 м, длина расстановки 16 км, кратность 320. Профиль имел перекрытие с ранее отработанным региональным профилем, соединяющим скважины Лебяжинская и Чуньская 120 (шаг ПВ/ПП 50 м, длина расстановки 8 км, кратность 80). На рис. 9 показано сопоставление перекрывающихся участков этих разрезов; их обработка выполнялась в одной организации [12].

Сопоставление позволяет сделать следующие выводы:

- плотный шаг по пунктам приема способствовал лучшей дискретизации регулярных волн и дал возможность избежать алейсинга поверхностных волн-помех, что благоприятно сказалось на их подавлении алгоритмами фильтрации;

- система наблюдений с более плотным шагом позволила повысить вертикальную и латеральную разрешенность разреза и привела к лучшему отображению пакетов отражений на малых временах;

- разрез по опытно-методическому профилю в целом получился чище и динамичнее благодаря увеличению соотношения сигнал/помеха в процессе обработки.

Именно на этом этапе изучения Сибирской платформы появилось понимание необходимости применения комплекса геолого-геофизических методов, оптимальность и эффективность которого для различных зон дискутируются до настоящего времени. Полученные на различных площадях результаты сопутствующих сейсморазведке геофизических методов регионально-поисковой стадии показали геологическую эффективность электроразведки ЗСБ и профильной высокоточной гравиразведки. Выделение по геоэлектрическим разрезам проводящих зон в интервалах развития потенциально продуктивных горизонтов позволяет выполнить районирование объектов по степени перспективности и наметить приоритетность их ввода в поисковое бурение или лицензирование участков недр. На ряде площадей получена хорошая сходимость сейсморазведочных и электроразведочных данных по картированию зон выклинивания терригенных отложений нижнего венда на глубине около 4 км.

На участках сложного строения ВЧР высокоточные гравиметрические наблюдения позволяют уточнить статические поправки [7, 8] и более эффективно выполнить синфазное суммирование отраженных волн (рис. 10, а, б). Применение современных телеметрических станций и повышенная в 3–4 раза (до 100–200) кратность наблюдений позволили получить в этих же районах сейсмический материал со значительно более высоким разрешением. Основным приемом при этом было увеличение плотности наблюдений, т. е. сгущение пунктов возбуждения и приема в 2–4 раза. Показано, что в условиях резко неоднородного строения ВЧР применение невзрыв-

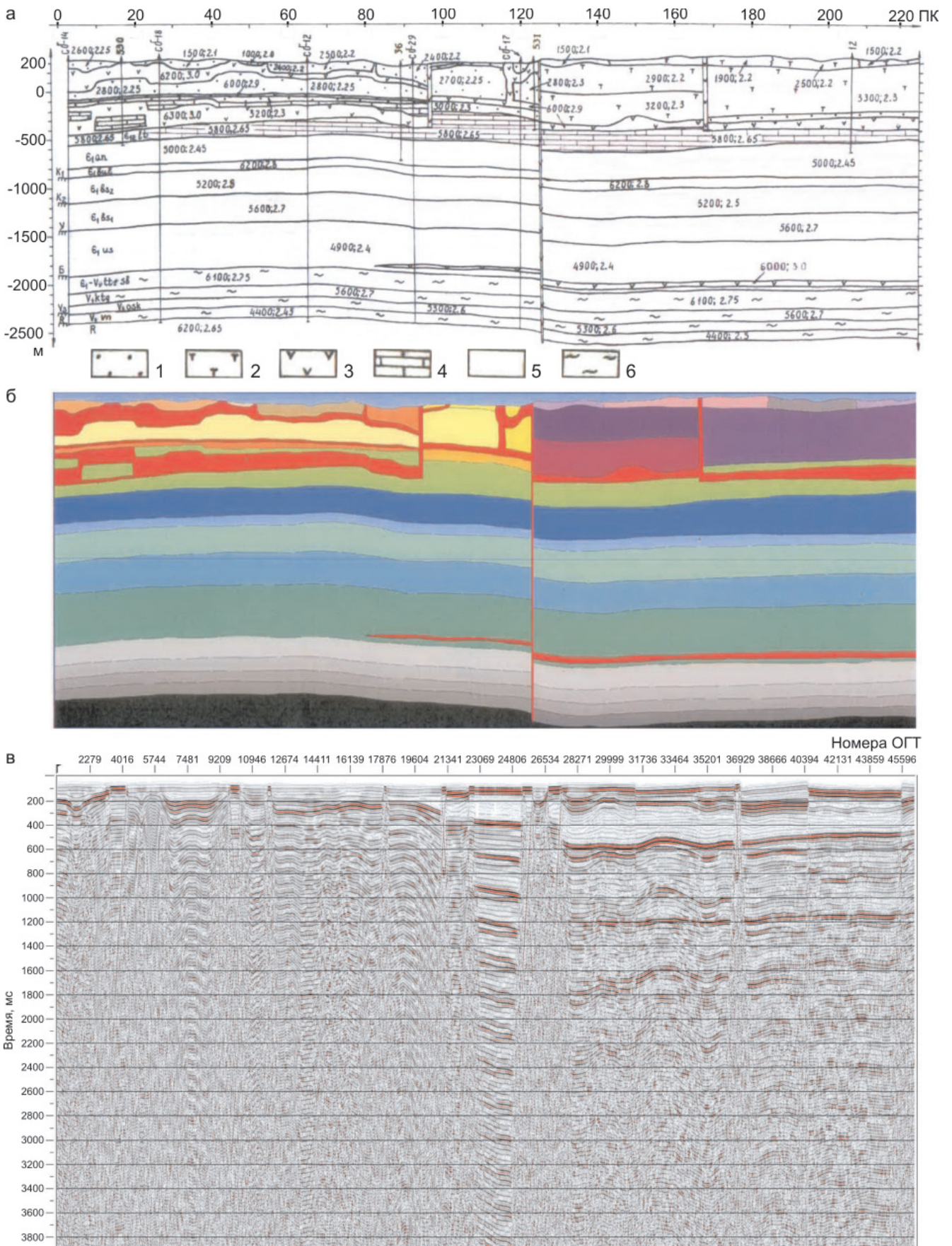


Рис. 8. Геологическая модель среды (а), скоростная модель (б) и синтетический временной разрез (в). Сост. А. В. Исаев
 Отложения: 1 – терригенные пермокарбона, 2 – туфогенные триаса; 3 – траппы, 4 – карбонатные литвинцевской свиты среднего – нижнего кембрия, 5 – галогенно-карбонатные нижнего кембрия, 6 – терригенно-карбонатные венда

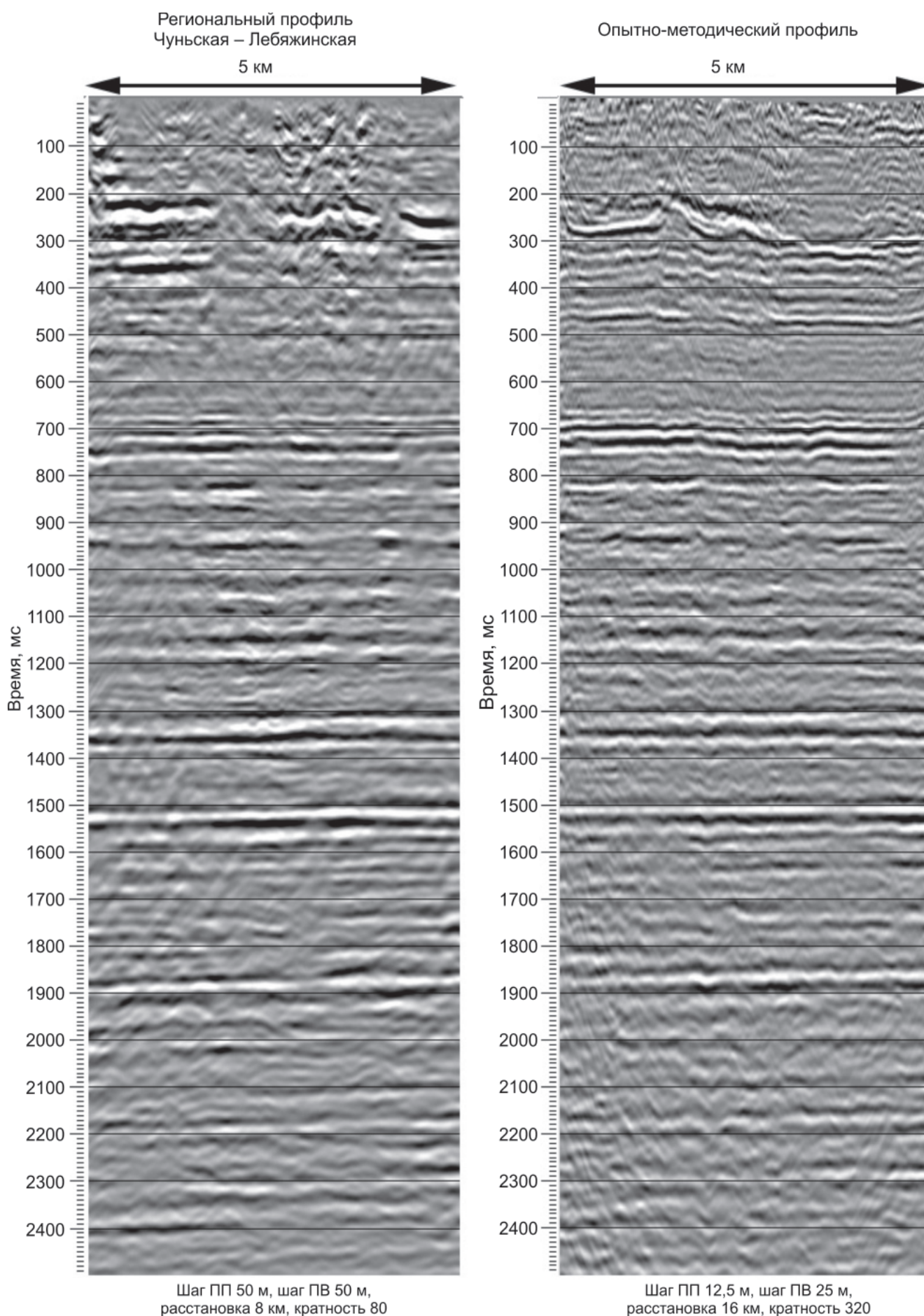


Рис. 9. Сопоставление участков профилей Чуньская-Лебяжинская (а) и опытнo-методического профиля (б)

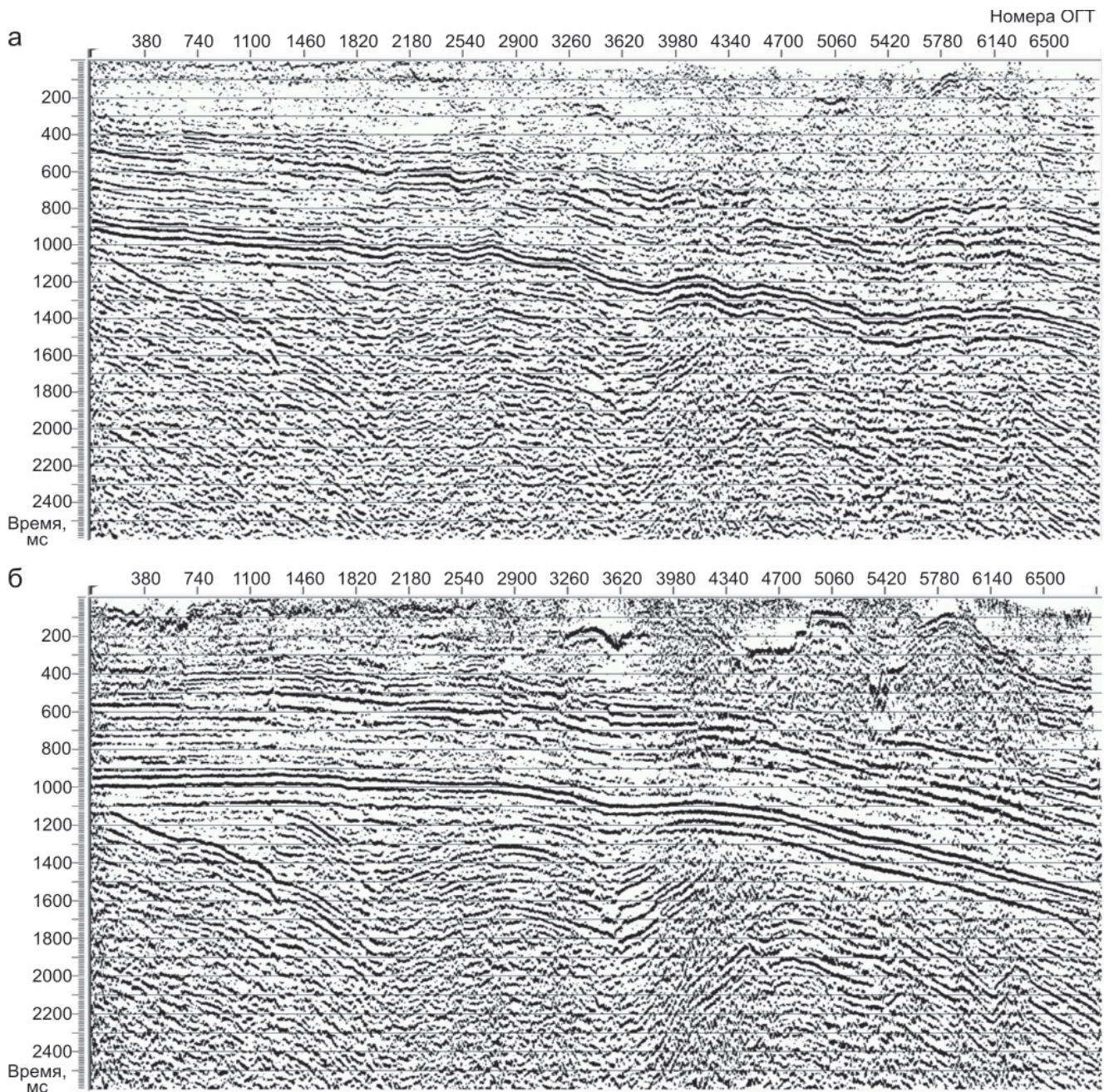


Рис. 10. Разрез со статикой: а – стандартного варианта обработки (за рельеф и по волнам в первых вступлениях), б – рассчитанной с использованием детальных гравиметрических наблюдений вдоль профиля МОГТ «Алтай – Северная Земля»

ной технологии со сгущением пунктов возбуждения позволяет получать информативный сейсмический материал, сопоставимый с таковым, полученным взрывным способом возбуждения упругих колебаний, и часто превосходящий его по динамическим характеристикам записи и коэффициенту прослеживаемости отражающих горизонтов.

Тем не менее для всех основных перспективных зон Сибирской платформы сохраняется актуальность совершенствования методических подходов с целью повышения геологической эффективности сейсморазведки при нефтегазопроисловых работах. Это в первую очередь касается повышения информативности временных разрезов, позволяющих при сложной ВЧР максимально достоверно картировать

структурный план по целевым горизонтам осадочного чехла и выполнять сейсмофациальный анализ с районированием перспективных комплексов по литологическим особенностям и седиментационно-емкостным свойствам.

Относительно условий возбуждения упругих колебаний при работах МОГТ в условиях земель II категории можно утверждать следующее. Сложность геологического строения приповерхностных отложений, резкая их изменчивость и невыдержанность сейсмоакустических свойств не позволяют без чрезвычайных затрат добиться близко идентичных условий возбуждения упругих колебаний при работах МОГТ. Для возбуждения взрывами в этих условиях необходимо погружать заряд на значимые глу-

бины. Опыты 1980-х гг. показали, что относительно идентичными спектральными характеристиками обладают взрывы в скважинах глубиной не менее 15–20 м, а часто более 25 м. Но добиться массового бурения глубоких взрывных скважин в условиях долеритового поля нереально ни экономически, ни технологически. Категории буримости долеритов достигают 11–12, что определяет чрезвычайную затратность таких работ (ресурсную, экономическую, очень низкую производительность станка и т. п.). Кроме того, здесь, как и для пунктов приема, требуется сгущение и пунктов взрыва, для того чтобы набрать необходимую статистику по ОГТ в условиях мозаики участков «тени», куда отражения от глубоких горизонтов могут не доходить.

Помимо крайне неоднородного строения и состава ВЧР в зонах III и II категорий преобладают сложнейшие орографические условия: расчлененный рельеф, крутые склоны, уступы, гребни, формируемые трапповыми дайками. Это резко, вплоть до невозможности, ограничивает применение вибрационных источников для возбуждения упругих колебаний. Поэтому рекомендуется использование отечественных невзрывных импульсных источников. Как показал опыт работ в данном

регионе, применение группы из 2–4 импульсных электромагнитных источников позволяет добиться относительно близкой по спектральным и энергетическим характеристикам идентичности возбуждений.

В последнее время на нескольких площадях в Сибири в опытно-методическом режиме выполнены работы МОГТ при движущемся и работающем в движении импульсном электромагнитном источнике [1]. При скорости трактора, который тянет пару источников СЭМ (санный электромагнитный источник), 2,5 км/ч источники возбуждают сигнал с частотой 5–6 с, что определяет шаг ПВ по профилю 5–7 м. Конечно, такая технология требует высочайшей точности геодезической привязки в реальном времени, т. е. параллельно с движением источника. Этот вопрос решен. В результате технология «в движении» показала высокую эффективность и результативность, а также высокую производительность. Получены разрезы МОГТ, достигнутая кратность которых несколько сотен и тысяч. Их информативность по категориям прослеживаемости и разрешенности/детальности выше стандартных работ МОГТ (рис. 11).

Разрез по маршруту вдоль р. Нижняя Тунгуска (см. рис. 1) протяженностью 1500 км от

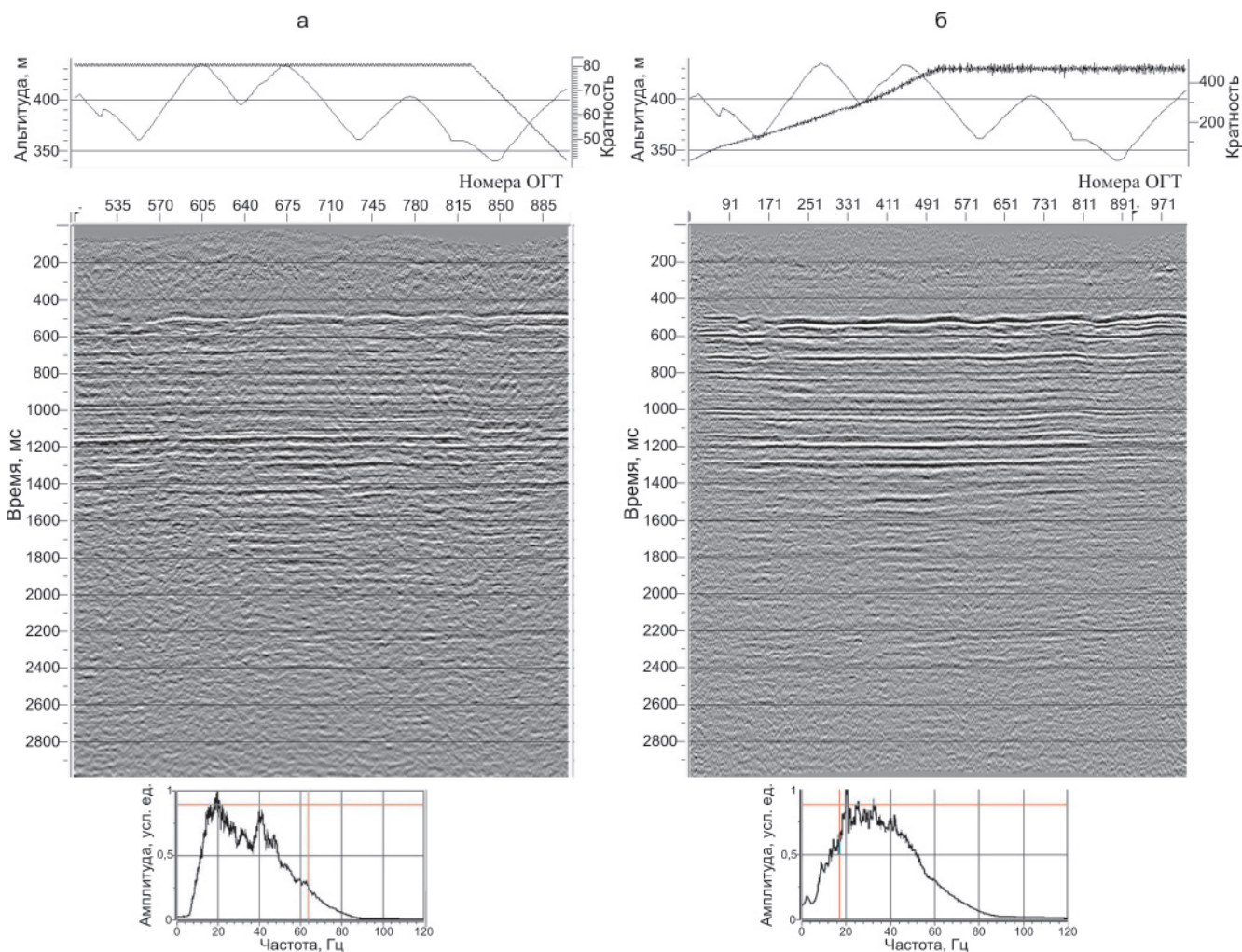


Рис. 11. Сопоставление сейсмических разрезов, полученных по технологиям: а – стандартной МОГТ (шаг ПП/ПВ 50 м, кратность 80), б – «динамической» (ПВ – импульсный источник в движении, шаг ПВ 8 м, кратность 480)

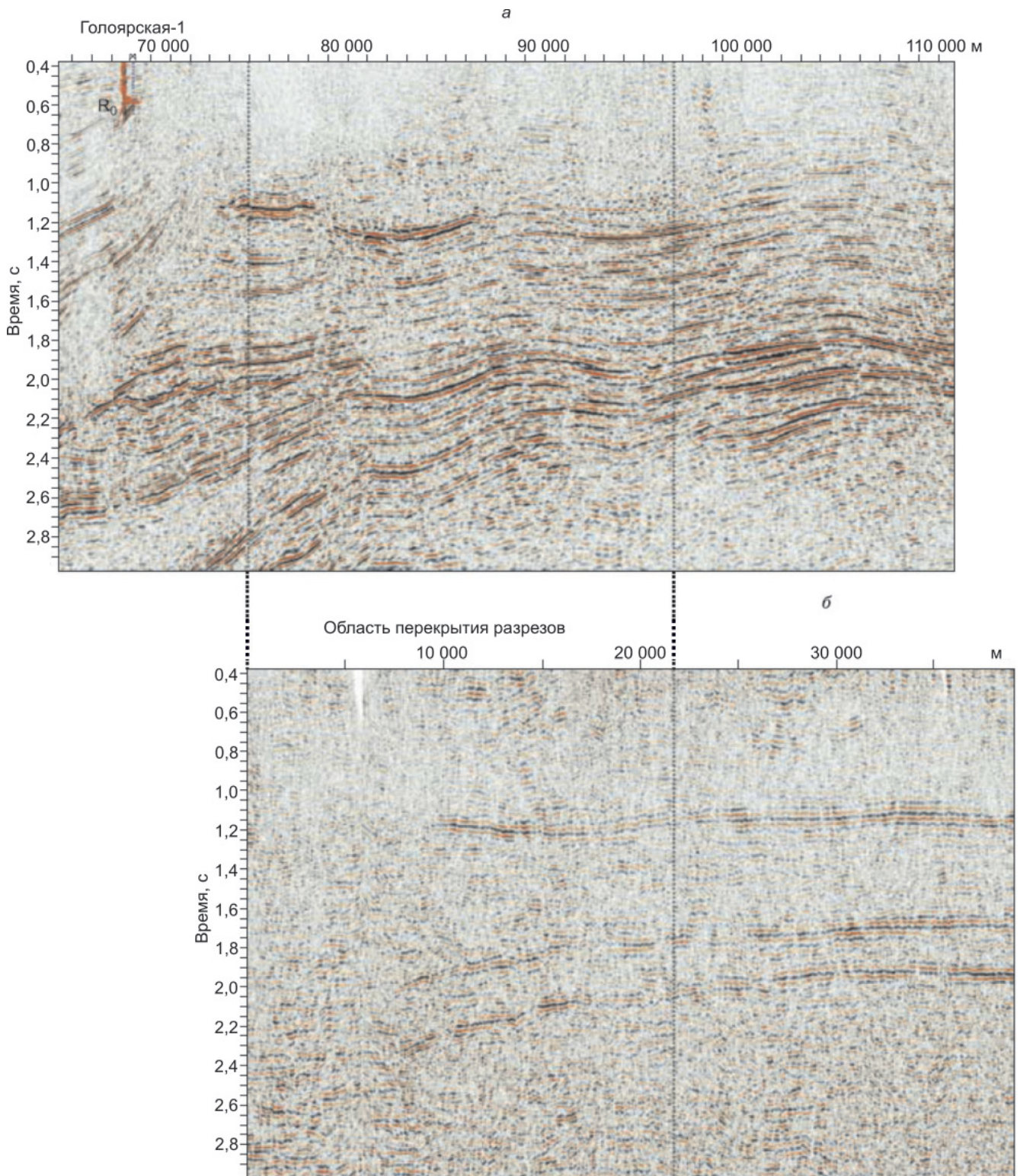


Рис. 12. Сопоставление участка профиля по р. Нижняя Тунгуска (а) и наземного профиля 034691 (б)

работан по технологии ПВ в движении, средний шаг ПВ был около 6 м, а достигнутая кратность колебалась в пределах 300–2000 (в зависимости от методов и параметров бинирования) при шаге общей площадки отражения вдоль маршрута 25 м. Во-первых, рис. 1 иллюстрирует возможности высокой кратности МОГТ в условиях сложнейшей сейсмогеологии ВЧР в трапповой зоне, во-вторых, подтверждает необходимость сгущения шага ПП и ПВ в подобных областях и, в-третьих, показывает

возможность и эффективность работы с источником в движении.

Кроме того, высокая геологическая эффективность этого маршрута [13] (рис. 12, 13) в совокупности с почти двукратным снижением стоимости 1 пог. км сеймопрофиля относительно обычных наземных работ МОГТ позволяет рекомендовать широкое проведение таких работ на реках северной части Тунгусской синеклизы, в области с очень низкой изученностью нефтегазоперспективных уров-

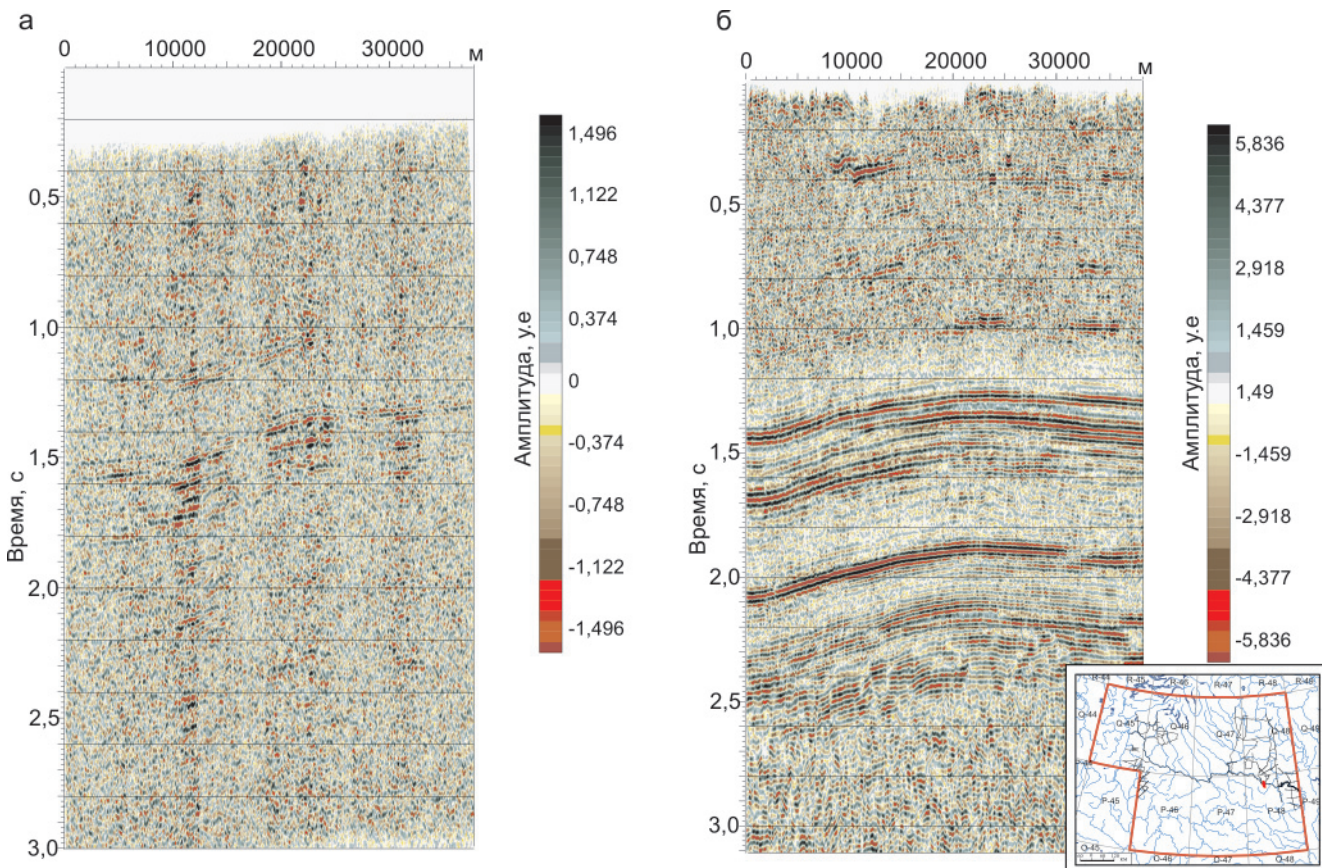


Рис. 13. Сопоставление сейсмических разрезов по профилю 10711288 (а) с разрезом по реке Нижняя Тунгуска (б)

ней, где на балансе числится четверть всех ресурсов углеводородов Сибирской платформы.

Плотные системы наблюдений с шагом от 5–10 до 15 м между каналами и пунктами возбуждения при обработке материала позволят выполнить группирование трасс (синтетическое группирование ПП с учетом статических и кинематических поправок) в любой комбинации, по суммарным разрезам определить наиболее эффективные технологические приемы для будущего уплотнения полевых работ для каждой конкретной площади, а также подобрать методические приемы обработки для решения задач изучения седиментационно-емкостных свойств перспективных горизонтов. В частности, в Восточной Сибири для горизонтов рифея и венда необходима дообработка финальных временных разрезов прошлых лет с использованием разнообразных современных подходов к анализу динамических атрибутов регистрируемого волнового поля.

В заключение можно сделать следующие выводы.

Чрезвычайно важный фактор при определении качества и пространственного разрешения сейсмического изображения – выбор источника упругих волн и плотность размещения пунктов возбуждения в измерительной сети. Для получения данных высокого разрешения в современных системах наблюдений используются в основном методы и способы вибрационного возбуждения. Технологии поочередного возбуждения сигналов (flip-flop), перекрываю-

щихся сигналов (slip-sweep), независимого возбуждения сигналов (ISS) и их комбинации существенно сокращают время возбуждения упругих волн и увеличивают скорость сбора сейсмических данных.

Поиск и разведка сложно построенных мало-размерных месторождений нефти и газа требуют от сейсморазведочных исследований технологических приемов, повышающих разрешающую способность метода. Развитие и совершенствование метода представляется в следующем: отказ от традиционного группирования источников и приемников с одновременным уменьшением интервалов между ними; использования точечного возбуждения без накопления акустических сигналов и со сгущением линий приема и возбуждения. Специалисты в данной области понимают, что повышение горизонтальной и вертикальной плотности системы наблюдений в измерительной сети позволяет получить более четкое и разрешенное сейсмическое изображение подземных структур. В итоге это приводит к лучшей информационной обеспеченности принимаемых решений по поисковому бурению, что, соответственно, снижает инвестиционные риски нефтяных компаний.

Система сбора сейсмических данных в конкретной измерительной сети на объекте рассчитана на заданную проектом точность, детальность и глубинность исследований. Она может быть ограничена (и обычно так и есть) особенностями сейсмогеологического разреза среды, условиями про-



изводства работ, экологическими ограничениями и экономическими факторами. Технологические, методические приемы, снижающие стоимость исследований при заданной точности и детальности, повышают привлекательность такого подрядчика – исполнителя сейсморазведочных работ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Детков В. А., Зарипов С. М.** Повышение экономической эффективности сейсморазведочных работ на нефть и газ // *Нефть. Газ. Новации.* – 2017. – № 1. – Точка доступа: <http://neft-gaz-novacii.ru/ru/archive/96-2017/1673-01-2017>.

2. **Ефимов А. С., Музыченко Б. И., Тузовский А. А.** Применение метода динамического аналога вертикального годографа для учета неоднородностей многолетнемерзлых пород // *Технологии сейсморазведки.* – 2004. – № 2. – С. 30–34.

3. **Золотов А. Н., Тальвирский Д. Б., Гуров В. Н.** О кондициях структур при их подготовке к глубокому бурению сейсморазведкой в Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции // *Геология нефти и газа.* – 1981. – № 5. – С. 55–59.

4. **Исаев А. В., Умперович Н. В.** Геолого-геофизическая модель верхней части разреза на территории Катангской седловины Сибирской платформы // *Геология и геофизика.* – 1985. – № 2. – С. 111–121.

5. **Казаис В. И., Черских В. И.** Анализ точности поисковой сейсморазведки в Тунгусской синеклизе // *Геология нефти и газа.* – 1978. – № 7. – С. 50–57.

6. **Кондратьев О. К.** Автоматизированные системы оценки качества сейсмограмм и волновых разрезов ОГТ // *Геофизика.* – 2002. – Спецвыпуск. – С. 3–12.

7. **Кочнев В. А., Гоз И. В.** Возможности гравиметрии и магнитометрии при интерпретации сейсмических данных // *Геофизика.* – 2008. – № 4. – С. 28–33.

8. **Кочнев В. А., Гоз И. В., Поляков В. С.** Технология расчета плотностной и скоростной модели и статических поправок по гравиметрическим данным // *Геофизика.* – 2014. – № 1. – С. 2–7.

9. **Кощук Е. П., Кощук Н. П., Конторович А. А.** Корреляция рифейских отложений междуречья Ангары и Подкаменной Тунгуски по материалам сейсморазведки, бурения и ГИС // *Геология и полезные ископаемые Красноярского края.* – Красноярск: КНИИГиМС, 1998. – С. 106.

10. **Михайленко Б. Г.** Сейсмические поля в сложно построенных средах. – Новосибирск, 1988. – 312 с.

11. **Музыченко Б. И., Козырев В. С.** Способ учета скоростных неоднородностей в методе отраженных волн // *Разведочная геофизика.* – 1970. – Вып. 42. – С. 12–17.

12. **Некоторые** методические особенности применения геофизического комплекса при изучении геологического строения Восточно-Сибирского региона / М. Ю. Смирнов, Г. Д. Ухлоva, Е. В. Мосягин,

В. Н. Беспечный // *Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири.* – 2018. – № 2. – С. 65–76.

13. **Новые** данные о строении Туруханской зоны дислокаций на основе комплексной интерпретации речных сейсморазведочных работ и геологических маршрутов / А. С. Ефимов, М. Ю. Смирнов, Г. Д. Ухлоva и др. // *Геология и геофизика.* – 2017. – Т. 58, № 3–4. – С. 553–564.

14. **Основы** районирования Тунгусской синеклизы по суммарной толщине трапповых интрузий в нефтегазоперспективных отложениях В. С. Старосельцев, Т. А. Дивина, И. И. Муратов, Г. Ф. Попелуха // *Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири.* – 2017. – № 4. – С. 34–39.

15. **Особенности** морфологии интрузивных траппов на территории Катангской седловины Сибирской платформы / А. В. Исаев, Ю. Я. Лыков, Н. В. Умперович, А. В. Хоменко // *Геология и геофизика.* – 1988. – № 1. – С. 42–48.

16. **Пути** повышения эффективности сейсморазведочных работ в южных районах Сибирской платформы / М. М. Мандельбаум, А. И. Шамаль, Г. А. Бернштейн и др. // *Геология нефти и газа.* – 1977. – № 6. – С. 13–18.

REFERENCES

1. Detkov V.A., Zaripov S.M. [Increasing the economic efficiency of seismic exploration for oil and gas]. *Neft. Gaz. Novatsii*, 2017, no. 1, pp. 14–19. Available at: <http://neft-gaz-novacii.ru/ru/archive/96-2017/1673-01-2017>. (In Russ.).

2. Efimov A.S., Muzychenko B.I., Tuzovskiy A.A. [Consideration of velocity heterogeneities using method of dynamic analogue of time-depth curve]. *Tekhnologii seismorazvedki – Seismic Survey Technologies*, 2004, no. 2, pp. 30–34. (In Russ.).

3. Zolotov A.N., Talvirskiy D.B., Gurov V.N. [On the resource estimation parameters of structures in their preparation for deep drilling by seismic survey in the Lena–Tunguska petroleum province]. *Geologiya nefti i gaza – Russian Oil and Gas Geology*, 1981, no. 5. (In Russ.).

4. Isaev A.V., Umperovich N.V. [Geological and geophysical model of the near-surface section on the territory of the Katanga saddle of the Siberian Platform]. *Geologiya i geofizika*, 1985, no. 2, pp. 111–121. (In Russ.).

5. Kazais V.I., Cherskikh V.I. [Accuracy analysis of prospecting seismic survey in the Tunguska syncline]. *Geologiya nefti i gaza*, 1978, no. 7, pp. 50–57. (In Russ.).

6. Kondratyev O.K. [Automated systems for assessing the quality of seismograms and CDP wave sections]. *Geofizika – Russian Geophysics*, 2002, Sp. issue, pp. 3–12. (In Russ.).

7. Kochnev V.A., Goz I.V. [Using gravity and magnetic surveys information while seismic data interpretation]. *Geofizika – Russian Geophysics*, 2008, no. 4, pp. 28–33. (In Russ.).



8. Kochnev V.A., Goz I.V., Polyakov V.S. [A method of calculation of the density and velocity models and static corrections from gravimetric data]. *Geofizika – Russian Geophysics*, 2014, no. 1, pp. 2–7. (In Russ.).
9. Koshchuk E.P., Koshchuk N.P., Kontorovich A.A. [Correlation of Riphean deposits between the Angara and Podkamennaya Tunguska rivers based on seismic survey, drilling and well logging data]. *Geologiya i poleznye iskopaemye Krasnoyarskogo kraja* [Geology and Mineral Resources of Krasnoyarsk Territory]. Krasnoyarsk, KNIIGGiMS Publ., 1998, p. 106. (In Russ.).
10. Mikhailenko B.G. *Seismicheskie polya v slozhno postroennykh sredakh* [Seismic fields in complex media]. Novosibirsk, 1988, 312 p. (In Russ.).
11. Muzychenko B.I., Kozyrev V.S. [Correction method of the velocity inhomogeneities in reflection survey]. *Razvedochnaya geofizika*, 1970, p. 42. (In Russ.).
12. Smirnov M.Yu., Ukhlova G.D., Mosyagin E.V., Bespechnyy V.N. [Some methodological peculiarities of application of the geophysical complex in the study of the geological structure of the East Siberian region]. *Geologiya i mineralno-syryevyye resursy Sibiri – Geology and mineral resources of Siberia*, 2018, no. 2, pp. 65–76. (In Russ.).
13. Efimov A.S., Smirnov M.Yu., Ukhlova G.D., et al. New data on the structure of the Turukhan zone of deformation from the results of seismic survey and geological traverses. *Russian Geology and Geophysics*, 2017, vol. 58, no. 3–4, pp. 451–460.
14. Staroseltsev V.S., Divina T.A., Popelukha G.F., et al. [Dividing the Tunguska syncline into regions based on the total thickness of trap intrusions in oil-and-gas-promising strata]. *Geologiya i mineralno-syryevyye resursy Sibiri – Geology and mineral resources of Siberia*, 2017, no. 4, pp. 34–39. (In Russ.).
15. Isaev A.V., Lykov Yu.Ya., Umperovich N.V., Khomenko A.V. [Peculiar features of the intrusive traps morphology within the Katanga saddle territory of the Siberian Platform]. *Geologiya i geofizika*, 1988, no. 1, pp. 42–48. (In Russ.).
16. Mandelbaum M.M., Shamal A.I., Bernshstein G.A., et al. [Ways to improve the efficiency of seismic operations in the southern regions of the Siberian Platform]. *Geologiya nefti i gasa – Oil and gas geology*, 1977, no. 6, pp. 13–18. (In Russ.).

© А. С. Ефимов, Е. В. Мосягин, 2021