



УДК 550.834.05:(552.578.2.061.43:551.762)

ПОИСК ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПОРОВО-ТРЕЩИННЫХ КОЛЛЕКТОРАХ С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ ПРОНИ

С. Н. Смолин¹, Г. М. Митрофанов^{1,2,3}

¹ Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, Новосибирск, Россия; ² Новосибирский государственный университет, Новосибирск, Россия; ³ Новосибирский государственный технический университет, Новосибирск, Россия

Поиск неструктурных залежей углеводородов является сложнейшей задачей. Для ее решения требуется использование особых инструментов, таких как, например, технология Прони-фильтрации, которая позволяет осуществлять прямой качественный прогноз нефтегазоносных объектов на основе частотно-зависимого анализа интегрального волнового поля временных разрезов МОГТ. Кратко описана технология, показаны ее возможности и конкретные примеры применения. Исследования выполнены в пределах средне-верхнеюрского интервала терригенно-осадочных отложений (средний байос – берриас) на Западно-Сибирской плите с использованием сейсмического материала МОГТ 2D (3045 пог. км) и данных глубокого бурения 33 скважин. Приведены формы проявления в волновых полях Прони залежей нефти, пластовой воды, газа. Показаны случаи бесперспективности интервала исследования. Сформулированы поисковые признаки различного типа флюидов.

Ключевые слова: технология Прони-фильтрации, волновое поле, образы временных разрезов, нефтяная залежь, залежь пластовой воды, локальная динамическая аномалия, юрские пласты Ю₂₋₄.

SEARCH FOR HYDROCARBON ACCUMULATIONS IN POROUS FRACTURED RESERVOIRS USING THE PRONY TECHNOLOGY

S. N. Smolin¹, G. M. Mitrofanov²

¹A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk, Russia; ²Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia, ³Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russia

The search for nonstructural hydrocarbon accumulations is a Herculean task that requires the use of delicate tools. Such tools include the Prony filtration technology. It allows for direct qualitative forecasting of hydrocarbon bearing features based on frequency-dependent analysis of the observed wave field of CDP reflection-time sections and includes four steps. The article shows capabilities of technology and specific examples of its application by correlation of frequency-dependent Prony images of wave fields with deep drilling data. The performed studies were carried out using CDP 2D seismic data and deep drilling data of 32 wells obtained in the territory of the West Siberian Plate, mainly for the Middle Jurassic (Late Bajocian-Bathonian, Malyshev horizon) interval of terrigenous-sedimentary deposits. At times, the underlying and overlying Middle and Upper Jurassic deposits were captured. The manifestation forms of various oil and stratum water accumulations and their possible prospecting indicators, as well as signs of the absence of reservoirs are given. As an example, the manifestation and possible prospecting indicators of gas accumulation from a neighboring region within the West Siberian Plate are shown.

Keywords: Prony filtration technology, wave field, images of reflection-time sections, oil accumulation, stratum water accumulation, local dynamic anomaly, Yu₂₋₄ Jurassic reservoirs.

DOI 10.20403/2078-0575-2021-1-74-87

Данная статья является продолжением публикации «Проблема обнаружения неструктурных нефтегазоносных объектов по данным сейсморазведки» [6]. Основная задача – показать на практических примерах возможности использования предлагаемой технологии прямого качественного прогноза залежей углеводородов по сейсморазведочным данным МОГТ. Упор при подобном прогнозе делается на частотно-зависимом динамическом анализе волнового поля временных разрезов МОГТ-2D посредством использования особенностей Прони-фильтрации.

Статья основана на сопоставлении частотно-зависимых образов волновых полей Прони и данных глубокого бурения по 33 скважинам. Интервал исследований включал в основном верхне-среднеюрские продуктивные терригенно-осадочные отложения среднебайос-берриасского возраста Западно-

Сибирской плиты. Для исследования использовался материал сейсморазведочных работ МОГТ-2D м-ба 1:50 000 объемом 3045 пог. км, полученный производственными сейсморазведочными партиями ОАО «Хантымансийскгеофизика» и ОАО ЦГЭ (Новосибирск) в пределах Пограничного, Северо-Комариного, Верхнелумкойского, Нижнелумкойского, Лумкойского и Таньягского участков недр. В административном отношении территория исследования расположена в Уватском районе Тюменской области вблизи границы с Ханты-Мансийским автономным округом.

Краткое геологическое строение и перспективы нефтегазоносности

Согласно «Тектонической карте центральной части Западно-Сибирской плиты» (под ред. В. И. Шпильмана, Н. И. Змановского, Л. Л. Подсосо-

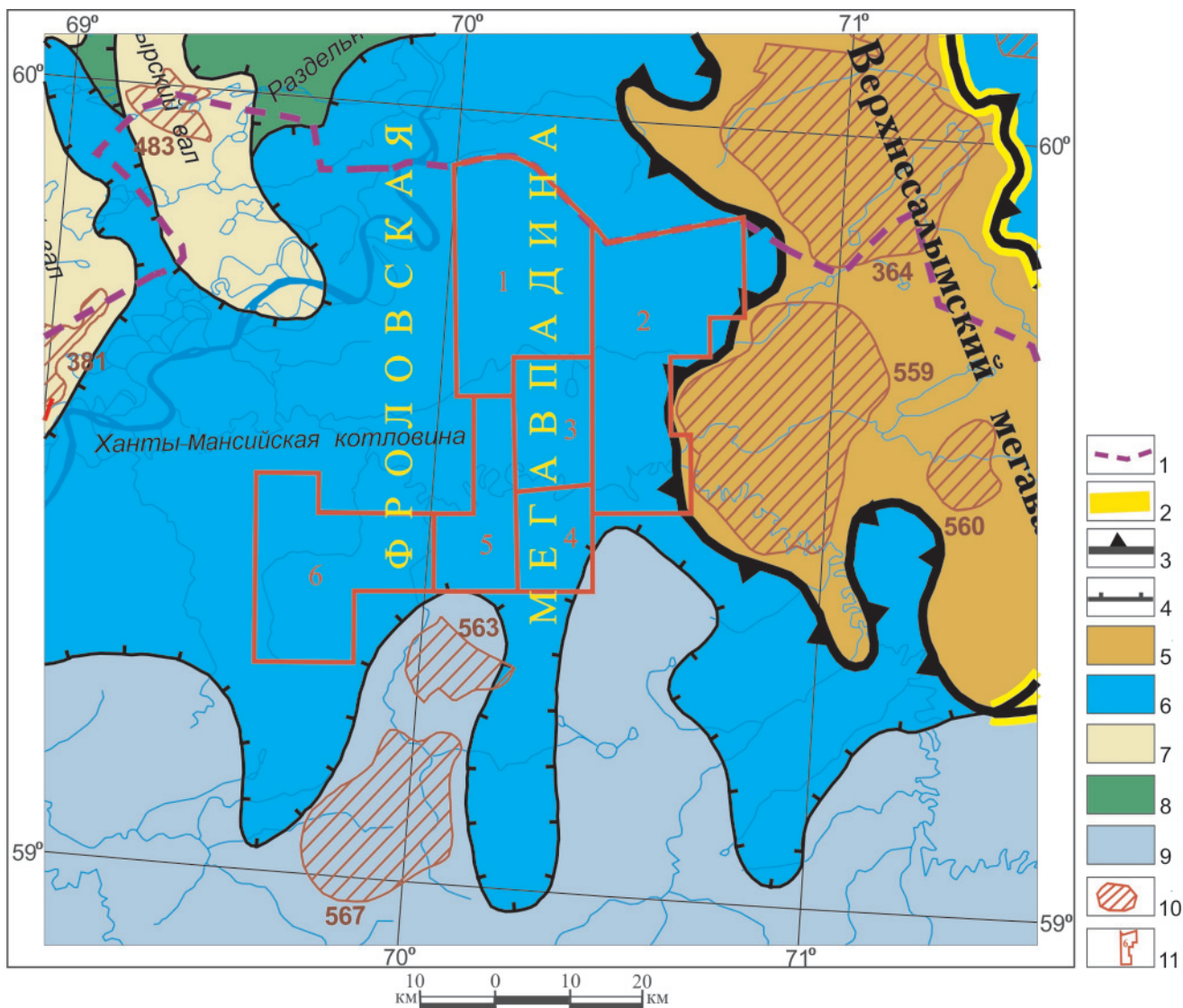


Рис. 1. Фрагмент «Тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты» (под ред. В. И. Шпильмана, Н. И. Змановского, Л. Л. Подсосовой, 1998 г.)

1 – административная граница Ханты-Мансийского автономного округа; 2 – границы геоблоков; тектоническое строение мезозойско-кайнозойского чехла: 3 – границы тектонических элементов I порядка; 4 – границы внутреннего районирования тектонических элементов I порядка; *надпорядковые и I порядка структуры нерайонированные*: 5 – своды и мегавалы, 6 – мегапрогибы, мегавпадины; *внутреннее районирование надпорядковых и I порядка структур*: 7 – валы, 8 – седловины, 9 – моноклинали, 10 – открытые месторождения нефти, газа и конденсата (313 – Ямское, 364 – Верхнесалымское, 381 – Зимнее, 483 – Ендырское, 540 – Кондинское, 559 – Северо-Демьянское, 560 – Нижнекумское, 563 – Северо-Кальчинское, 567 – Кальчинское); 11 – участки недр (1 – Пограничный, 2 – Северо-Комаринный, 3 – Верхнелумкойский, 4 – Нижнелумкойский, 5 – Лумкойский, 6 – Тяньгский)

вой, 1998 г.) изучаемая площадь находится в южной части Ханты-Мансийской котловины, осложняющей на юге Фроловскую мегавпадину. На востоке и северо-востоке котловина граничит со структурой I порядка – Верхнесалымским мегавалом, с юга к ней примыкает северное окончание Южной Бортовой моноклинали (рис. 1).

Исследуемый интервал разреза охватывает отложения тюменской, абалакской и баженовской свит.

Отложения нижней подсвиты тюменской свиты, включающие пласты Ю₇₋₉, представлены тонким и грубым переслаиванием глинистых и песчано-алевритовых пород, которые формировались

в континентальных пойменно-озерно-аллювиальных условиях с широким развитием фации торфяных болот.

Породы средней подсвиты тюменской свиты, включающие пласты Ю₅₋₆, накапливались в условиях переходных фаций (от континентальных пойменно-озерно-аллювиальных к бассейновым). Характерно неравномерное чередование глин с алевритами. Отмечены прослои углей. Во время формирования этих отложений появились водные артерии (реки) среднего и крупного ранга (типа Палеоиртыша и Палеодемьянки).

Образование верхней подсвиты тюменской свиты, включающей пласты Ю₂₋₄, связано с обшир-



ной трансгрессией моря с севера в позднебайосбатское время. На территории исследования существовала преимущественно мелководно- и прибрежно-морская обстановка осадконакопления [4]. Отложения формировались в условиях растущих структур, что существенно повлияло на изменение мощности и литологии по латерали. Они полифациальны, не выдержаны по вертикали и латерали, имеют сложное литологическое строение, осложненное резкими колебаниями эффективной мощности в пределах 5–20 м при мощности каждого отдельно взятого пласта до 30–35 м. Отмечается линзовидное строение за счет разделяющих их глинистых флюидоупоров.

Коллекторские свойства пластов Ю₂₋₄ относительно низкие. Пористость обычно не превышает 16 %, проницаемость варьирует от 0,05 до 20 мД. В керне часто наблюдаются разнонаправленные открытые полые трещины.

Отложения абалакской свиты представлены морскими аргиллитами, которые являются региональной покрывкой для залежей нефти в пластах Ю₂₋₄. Мощность в пределах территории исследования 50–57 м. В керне отмечаются разнонаправленные трещины, залеченные кальцитом. Коллекторские свойства определены по ГИС в скв. СК110 (пласты ЮС₁₋₁): открытая пористость 14,0–17,1 %; проницаемость 0,59–8,13 мД.

Образования баженовской свиты представлены черными аргиллитами с буроватым оттенком, битуминозными, плотными, крепкими, тонко- и грубоплитчатыми, участками трещиноватыми. Аргиллиты нижней части баженовской свиты в основном разуплотнены и трещиноваты. Встречаются прослои алевролитов, разбитых на обломки. Коллекторские свойства изучены на запарафинированных кернах: открытая пористость 9,5 %, проницаемость 3,2 мД, плотность 2,15 г/см³.

В исследуемом районе регионально нефтегазонасыщены алеврито-песчаные пласты Ю₂₋₄. В ряде производственных отчетов ЦГЭ (Новосибирск), а также в статье Е. С. Таффарель и др. [7] рассматривался вопрос их нефтегазонасыщенности на основе комплексного анализа литолого-петрографических, геохимических данных глубокого бурения и структурных литолого-фациальных построений по отражающим горизонтам юрского разреза. Предполагается, что наибольшая мощность пластов и наиболее песчаная фракция накапливалась на склонах подводных локальных поднятий (Вареягского, Комариного и др.) в связи с тем, что своды подводных поднятий размывались и разрушались морскими волнениями и течениями из-за режима осадконакопления при растущих структурах. Алеврито-песчаный материал переотлагался и накапливался на склонах поднятий, а более крупный материал переотлагался в нижней части склонов, что благоприятствовало формированию ловушек неструктурных типов на склонах подводных поднятий [8]. В результате ловушки

в пластах Ю₂₋₄ обычно представляют собой сложно построенные резервуары, сравнительно плохо проницаемые как в вертикальном, так и в латеральном направлениях. Исследования показали, что по степени перспективности формирования скоплений УВ выделяются зоны двух типов.

Зоны первого типа можно рассматривать как наиболее перспективные. Расположены они в пределах депрессий между Комариным, Вареягским, Нижнелумкойским локальными поднятиями, где развиты преимущественно структурно-литологические и литологические ловушки, которые обладают наиболее благоприятными условиями для формирования нефтяных залежей. Открытые в этом районе залежи нефти составляют 80 % от общей суммы извлекаемых запасов УВ в изучаемом районе [7].

Зоны второго типа менее перспективные. В их пределах развиты ловушки структурного типа, характерные для малоамплитудных локальных поднятий (Южно-Нюрымское) и структурных носов. Запасы УВ в залежах, открытых на структурных носках, составляют 14 % от общей суммы извлекаемых запасов на территории исследования, на локальных поднятиях – 6 % [7].

Важную роль в создании залежей УВ на исследуемой территории играют зоны локальной трещиноватости. Они формируют емкие и достаточно хорошо проницаемые коллекторы порово-трещинного или трещинно-порового типа. Определение подобных локальных зон – трудная задача, так как сложно выявить признаки их наличия. Необходим соответствующий инструмент. Одним из путей решения проблемы поиска нефтегазонасыщенных объектов, связанных с порово-трещинными и трещинно-поровыми коллекторами, может быть частотно-зависимый анализ интегрального волнового сейсмического поля МОГТ с уходом на высокие частоты рабочего диапазона сейсморазведки, которые значительно более чувствительны к целевым неоднородностям в изучаемой среде, чем низкие и средние частоты.

Технология Прони-фильтрации

Эффективным направлением интерпретации интегрального волнового поля и прогнозирования геологического разреза с целью поисков нефтегазонасыщенных объектов может быть частотно-зависимый анализ волнового поля по технологии Прони-фильтрации. Технология основана на разложении Прони – возможности представления какого-либо колебания рядом экспоненциально затухающих гармоник [2]. Для сейсмических данных существуют несколько версий реализации разложения и фильтрации Прони, которые появились в конце 1990-х гг. [1, 3]. Нами использовалась версия Г. М. Митрофанова и др., основные положения которой изложены в статьях [3, 5]. В работе [3] приведена полная библиография публикаций на эту тему до 2011 г.

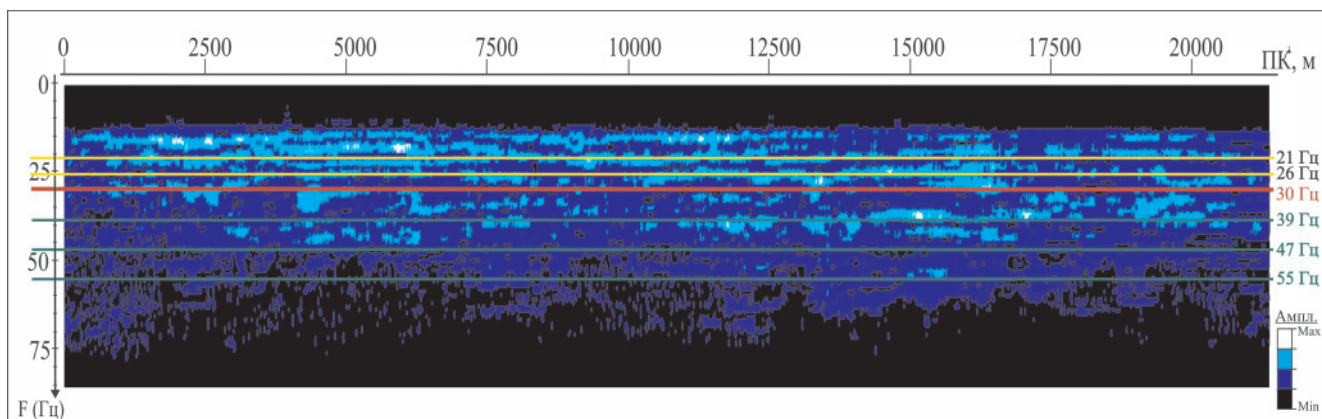


Рис. 2. Пример амплитудно-частотного спектра по профилю МОГТ, полученного с помощью разложения Фурье

Процедура фильтрации Прони способна выделять из интегрального волнового поля достаточно узкие диапазоны частот (4–16 Гц) без искажения, что достаточно для выявления резервуаров и эффектов от скоплений в них различного рода флюидов. Для данной технологии характерна не критичность к качеству сейсморазведочного материала и наличию данных глубокого бурения. Временные разрезы Прони, получаемые в рамках технологии, способны отображать форму ловушки, качество покрышки, тип флюида. Процедура Прони-фильтрации к настоящему времени разработана для метода МОГТ в модификации 2D. При анализе данных в модификации 3D используются соответствующие выборки по инлайнам и кросс-лайнам.

Технология Прони-фильтрации достаточно проста и включает четыре шага.

Первый шаг – предварительный спектральный анализ. Задачей этого этапа является оценка амплитудно-частотного спектра волнового поля и выделение наиболее характерных по своей стабильности или изменчивости гармонических компонент в пределах анализируемого профиля. Работа проводится по амплитудно-частотным спектрам, полученным с помощью разложения Фурье по выбранной серии тестовых профилей. По горизонтали каждого профиля идут трассы ОГТ, по вертикали – значения частот с увеличением вниз, цвет показывает значение амплитуды: чем он ярче, тем выше амплитуда. Один из примеров реальных данных показан на рис. 2. Весь спектр условно можно разделить на две части. Первая часть соответствует интервалу частот от 12 до 30 Гц и характеризуется повышенными и устойчивыми амплитудами. По этому интервалу можно судить о влиянии поверхностных условий на динамику волнового поля. Здесь выбираются 1–2 наиболее устойчивые частоты. Вторая часть спектра соответствует интервалу от 30 Гц и выше, ей свойственны главным образом неустойчивые амплитуды и пониженные энергии. Этот интервал содержит основную полезную информацию о неоднородности разреза и наличии нефтегазоносных объектов. В нем выбирается от двух до восьми значений наиболее устойчивых частот.

Второй шаг – подбор параметров процедуры Прони-фильтрации. Работа продолжается по тестовым профилям с помощью специальной тестовой программы. Общая стратегия подбора заключается в выборе параметров Прони-фильтрации: Δt – длина временного интервала оценки параметров Прони, $\Delta \alpha$ – интервал параметра затухания, f – ширина полосы частот. Они должны обеспечивать наибольшую устойчивость зон максимальной и минимальной интенсивности волнового поля на получаемых временных разрезах Прони, а также при необходимости – наилучшее разрешение для целевых объектов по каждой из отобранных на первом шаге частот. В процессе этого осуществляется отбраковка выбранных ранее частот с целью оптимального их количества. Как правило, в результате число анализируемых частот сокращается до 1–2 для первого и 2–5 для второго интервалов частот. Процесс подбора параметров фильтрации неформальный и неавтоматический.

Третий шаг – обработка сейсмических данных изучаемого района и картирование для обработки всего объема сейсмического материала изучаемого района с подобранными параметрами процедуры Прони-фильтрации на втором шаге и визуализация полученных временных разрезов. Последнее возможно двумя способами. Первый способ более трудоемкий, но наиболее предпочтительный – получение временного разреза, показывающего изменение амплитуд после процедуры Прони-фильтрации с наложенным в фоновом режиме параметром затухания. Этот тип разреза в дальнейшем будет называться временным разрезом Прони. Он наиболее чувствителен к изменению сейсмических характеристик среды. Второй способ – получение временного разреза мгновенных амплитуд после процедуры Прони-фильтрации. На рис. 3 приведено сравнение способов визуализации по информационной частоте 52 Гц.

При необходимости осуществляется построение карт по динамическим атрибутам (или их комбинации) целевого отражающего горизонта после процедуры Прони-фильтрации для оценки в дальнейшем возможности выявления целевых объектов в площадном варианте. По имеющемуся опыту са-

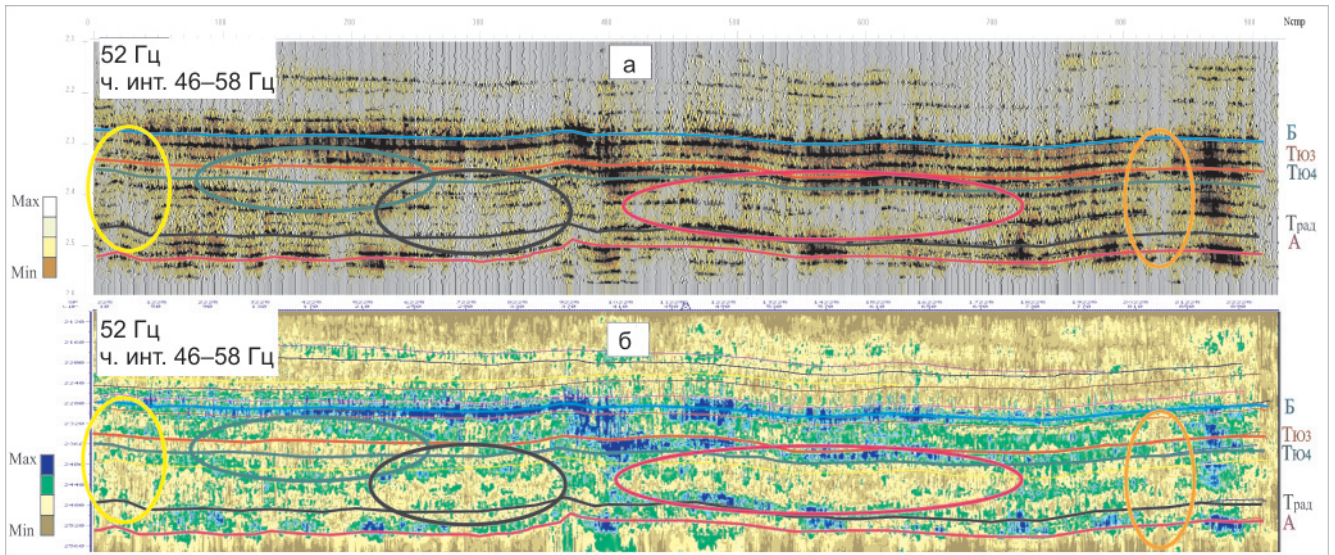


Рис. 3. Примеры вариантов визуализации временных разрезов после процедуры Прони-фильтрации на информационной частоте 52 Гц в частотном интервале 46–58 Гц; а – разрез амплитуд с наложением в фоновом режиме параметра затухания; б – разрез мгновенных амплитуд

мый информативный и устойчивый динамический атрибут волнового поля Прони – интервальная энергия. Но интерес могут представлять и другие атрибуты сейсмической записи, например, экспоненциальное затухание, степень когерентности между соседними трассами и др., а также комплексные параметры. Выбор комбинаций зависит от исходных данных и задач, которые должны быть решены.

Четвертый шаг – анализ и выделение на временных разрезах Прони и картах динамических атрибутов локальных аномальных зон, соответствующих целевым нефтегазоносным объектам, и задание точек заложения рекомендуемых глубоких скважин. Практически всегда важен визуальный анализ волнового поля временных разрезов после процедуры Прони-фильтрации на всех выбранных полосах частот, что обеспечивает большее понимание строения целевых объектов и вмещающей их среды. Так, например, наличие залежи УВ обычно проявляется на высоких частотах в виде локальной аномалии понижения амплитуд и повышения затухания [6]. Короткий по времени и устойчивый по латерали сильный отклик на этих же частотах – типичный признак хорошей покрышки резервуара [10]. Кроме того, более хорошая визуальная разрешенность разрезов Прони на высоких частотах по сравнению с интегральным волновым полем дает возможность изучать детали сложных объектов, например, области выклинивания пластов [9].

Результаты применения технологии Прони-фильтрации

Для обработки сейсмического материала по технологии Прони-фильтрации выбран временной интервал $t_0 = 2,1–2,6$ с, включающий нижнюю часть нижнемеловой толщи, юрскую и верхнюю часть доюрской. Подобранные параметры Прони-разложения приведены в таблице. Различия в значениях

параметров разных территорий связаны с различиями в сейсмогеологических условиях проведения сейсморазведочных работ и в графах обработки полевых сейсмограмм для получения интегрального волнового поля.

Оптимальны для решения поставленных задач в основном частоты 39, 47 и 52 Гц. Дополнительно для принятия решения в неоднозначных ситуациях использовались частоты 61 и 63 Гц. Частота 25 Гц служила для оценки влияния поверхностных условий возбуждения и приема упругих колебаний. Для анализа волнового поля использовались два типа визуализации временных разрезов после процедуры Прони-фильтрации по наиболее информативным профилям: разрезы Прони и мгновенных амплитуд.

Параметры фильтрации Прони подбирались для временных разрезов МОГТ по профилям, номера которых начинались с цифр 85, 86, 120. Граф обработки изучаемого сейсмического материала однотипный. В дальнейшем выбранные параметры фильтрации Прони применялись не только к временным разрезам по указанным профилям, но и к профилям, начинающимися с цифры 126, временные разрезы по которым получены с другим графом обработки. Для последних параметры фильтрации Прони оказались неоптимальными, что приводило иногда к неоднозначности в выделении локальных динамических аномалий. Этот опыт показывает влияние применяемого графа обработки на параметры Прони-фильтрации.

Структурная карта по отражающему горизонту $T_{Ю3}$ (кровля пласта Ю₃, тюменская свита), используемая в рисунках далее, в отличие от структурной карты из статьи [7] построена по результатам переинтерпретации геолого-геофизических материалов на территории Комариного, Лумкойского и Таньягского лицензионных участков, выполненной в ОАО

ЦГЭ (Новосибирск, 2007 г.). Для удобства изложения имеющегося материала территория исследования разделена на участки.

Участок 1 охватывает центральную часть Северо-Комариного участка недр (рис. 4). Здесь пробурен куст из четырех глубоких скважин К94, К941, К943, К944 в северо-западной части Комариного локального поднятия. Последние три скважины являются

наклонными и строились из точки «забуривания» скв. К94. В пределы участка попадают три локальных поднятия, находящиеся на структурном носе: Комариное, Малое Комариное, Среднекомариное.

В скв. К94 открытая пористость песчаников пласта Ю₄ 10,5–15,4 %, проницаемость 0,9–7,35 мД; пласта Ю₃ – 12,1–13,1 % и 0,38–1,0 мД соответственно. Тип коллекторов в пластах Ю₂₋₃ оценивается как

Параметры разложения Прони

Временной интервал, с	Частота, Гц	T, с	f, Гц	Δα	Тип частоты
<i>Пограничный участок недр, ПР 120030010</i>					
2,1–2,6	21	0,12	4	60	Базовая
	47	0,064	12	250	Информационная
	55	0,056	12	300	«
<i>Северо-Комариный, Верхнелумкойский, Нижнелумкойский, Лумкойский, Таньегский участки недр</i>					
2,1–2,6	25	0,12	4	60	Базовая
	39	0,076	4	150	Информационная
	52	0,058	12	250	«
	61	0,048	16	300	«
<i>Тевризский участок недр, ПР 125030030</i>					
1,7–2,1	27	0,112	4	90	Базовая
	40	0,076	6	150	Информационная
	54	0,056	10	250	«
	75	0,04	18	300	«
	84	0,036	20	300	«

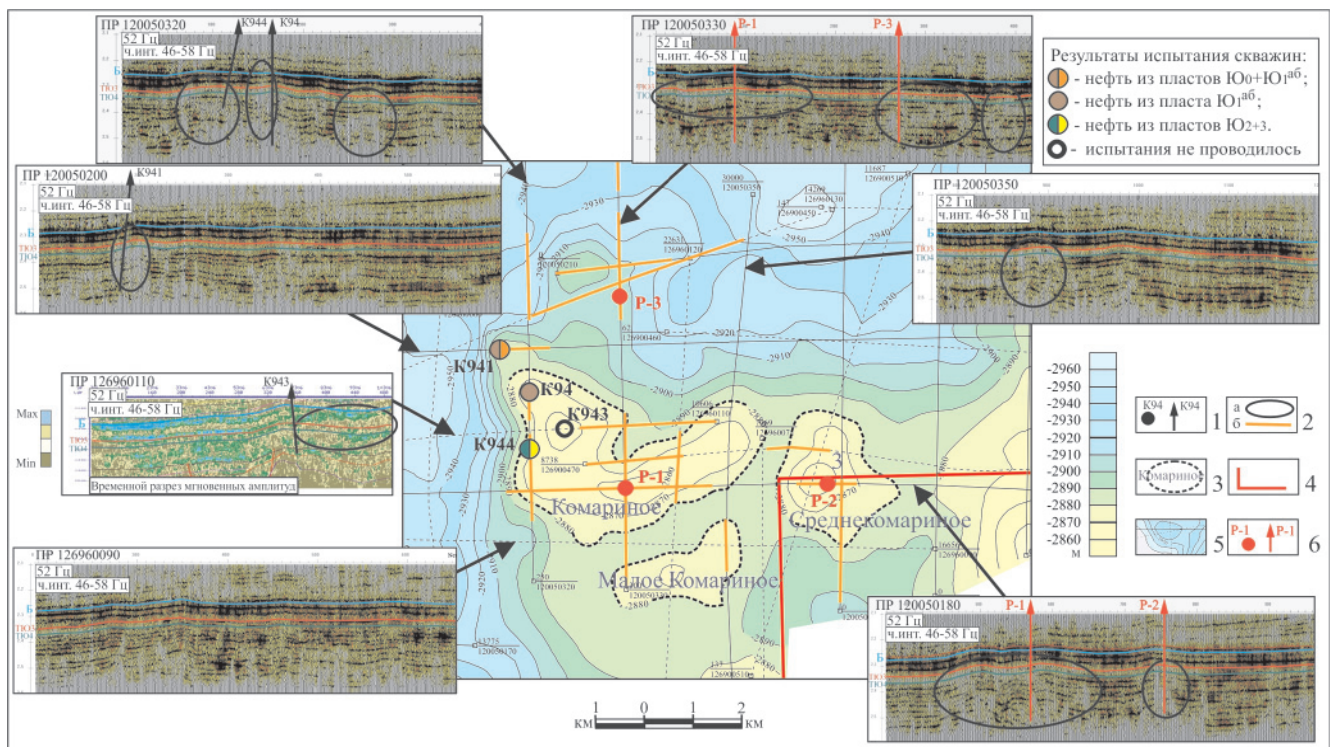


Рис. 4. Динамические особенности волновых полей временных разрезов Прони и мгновенных амплитуд после фильтрации Прони (центральная часть Северо-Комариного участка недр) на участке 1

1 – пробуренная глубокая скважина и ее номер; 2 – зона, перспективная на обнаружение нефтяной залежи (а) и ее проекция на линию профиля (б); 3 – локальное поднятие; 4 – граница участка недр; 5 – структурная карта по отражающему горизонту Т_{Ю3}, стратиграфически привязанному к кровле пласта Ю₃ (верхняя часть тюменской свиты); 6 – рекомендуемая скважина и ее номер

трещинно-поровый и поровый, при испытании которых притока флюидов не получено («сухо»). При испытании отложений абалакской свиты (пласт Ю₁^{а6}) получен приток нефти 6,1 м³/сут при депрессии 6,03 МПа. В скв. К944 при испытании в пластах Ю₂₋₃ получен приток нефти дебитом 3,522 м³/сут при депрессии 23,5 Мпа, в скв. К941 при испытании в пласте Ю₁^{а6} – 3,6 м³/сут при депрессии 13,25 МПа, в пласте Ю₀ – 5,0 м³/сут при депрессии 10,19 МПа.

Район вблизи пробуренных скважин характеризуют фрагменты временных разрезов по профилям 120050200, 120050320, 126960110 (см. рис. 4). На временных разрезах Прони в основном отмечаются непротяженные слабо выраженные локальные аномалии пониженных амплитуд и повышенного затухания. Их выделение и оконтуривание не всегда уверенное, что, вероятно, можно объяснить слабой концентрацией углеводородов. Подобные аномалии отмечаются и на временных разрезах Прони по сопредельным профилям (см. рис. 4), что позволяет судить о расположении этой нефтяной залежи в пространстве.

Судя по форме записи волнового поля Прони, участок 1 еще недостаточно исследован. Наиболее удачной точкой заложения глубокой скважины с уче-

том вскрытия имеющейся залежи нефти в пределах Комариного локального поднятия (что подтверждено испытанием в скв. К944) представляется район пересечения профилей 120050180 и 120050330, где рекомендуется заложение скв. Р-1 (см. рис. 4). Кроме того, перспективно Среднекомариное локальное поднятие, где рекомендуется заложение скв. Р-2. Еще одну скв. Р-3 рекомендуется пробурить на структурном носе к северу от Комариного локального поднятия. Судя по выделенным динамическим аномалиям на временных разрезах после фильтрации Прони, здесь, видимо, находится еще одна нефтяная залежь. Возможность вскрытия залежи нефти в пределах Малого Комариного локального поднятия неясна, так как локальные динамические аномалии на этом участке выделяются неоднозначно из-за того, что параметры процедуры Прони-фильтрации для временных разрезов по двум профилям (ПР 126960090 и 126960120) подобраны не оптимально.

Участок 2 охватывает северную часть Лумкойского, западную часть Северо-Комариного и южную часть Пограничного участков недр (рис. 5). Здесь пробурены четыре глубокие скважины, из которых две оказались продуктивными. В пределах участка 2 находится Лумкойская впадина, на бортах которой

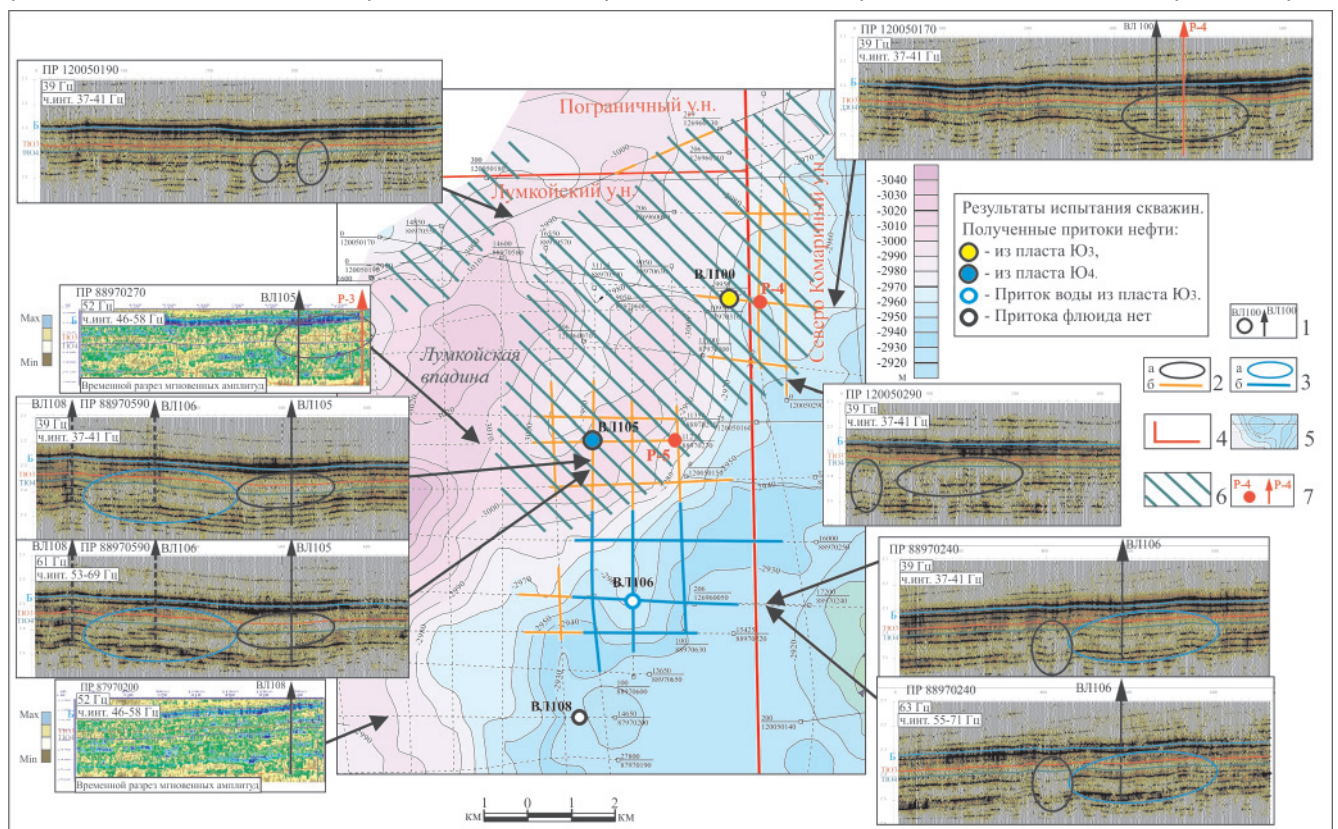


Рис. 5. Динамические особенности волновых полей временных разрезов Прони и мгновенных амплитуд после фильтрации Прони (северная часть Лумкойского, западная часть Северо-Комариного, южная часть Пограничного участков недр) на участке 2

1 – пробуренная глубокая скважина и ее номер; зоны: 2 – перспективная на обнаружение нефтяной залежи (а) и ее проекция на линию профиля (б), 3 – с признаками пластовой воды в пласте Ю₃ (а) и ее проекция на линию профиля (б); 4 – граница участка недр; 5 – структурная карта по отражающему горизонту Т_{Ю3}, который стратиграфически привязан к кровле пласта Ю₃ (верхняя часть тюменской свиты); 6 – перспективная зона на обнаружение залежей углеводородов в пластах Ю₂₋₄, определенная на основе комплексного анализа сейсмических, литолого-петрографических и геохимических данных глубокого бурения [7]; 7 – рекомендуемая скважина и ее номер

расположены зоны накопления баровых отложений, перспективных на обнаружение залежей углеводородов в пластах Ю₂₋₄ [7]. Для более уверенной интерпретации выделенных динамических аномалий в волновых полях по возможности для одного и того же профиля приведены временные разрезы по двум разным информационным частотам.

Район скв. ВЛ100. Для пласта Ю₂ открытая пористость, определенная по ГИС, колеблется от 9,9 до 13,9 %, проницаемость – от 0,04 до 1,14 мД. В пласте Ю₂ вскрыта нефтяная залежь структурно-литологического типа. В результате испытания получен приток нефти дебитом 3 м³/сут при депрессии 15,65 МПа. Предполагается преобладание порово-трещинных коллекторов, но с низкими ФЕС (5–6 классов проницаемости по А. А. Ханину).

Район скважины характеризуется фрагментом временного разреза Прони по профилю 120050170. Скважина пробурена в пределах локальной аномалии пониженных значений амплитуд и повышенного затухания, верхняя граница которой имеет выгнутую вверх форму, проявляющуюся по субширотному профилю 120050170 и субмеридиональному профилю 120050290 (см. рис. 5). Подобная форма динамической аномалии встречалась на временном разрезе Прони по профилю 120030010 в районе скважин ВЮ4 и ВЮ13 [6]. Краевые части аномалии понижаются, захватывая и пересекая часть юрских отложений. Сверху и снизу выделенной динамической аномалии отмечаются отражающие горизонты высокой интенсивности, позволяющие предполагать здесь наличие плотных отложений, практически не имеющих коллекторов. Судя по аномалии, можно судить о площади распространения нефтяной залежи, вскрытой скв. ВЛ100. Оптимальной точкой бурения скважины может служить пересечение профилей 120050170 и 126950020, где рекомендуется заложение скв. Р-4.

Район скважин ВЛ105 и ВЛ106. В скв. ВЛ105 при испытании в колонне инт. 3095,5–3104 (пласт Ю₄) получен приток нефти дебитом 4,28 м³/сут при депрессии 17,39 МПа, пласта Ю₃ – приток пластовой воды дебитом 0,7 м³/сут при депрессии 15,42 МПа. В скв. ВЛ106 при испытании пласта Ю₃ получена пластовая вода с ФБР дебитом 9,64 м³/сут при депрессии 14,33 МПа, пласта Ю₄ – «сухо».

Район скв. ВЛ105 характеризуется фрагментом временного разреза мгновенных амплитуд по профилю 88970270 и временного разреза Прони по профилю 88970590. Район скв. ВЛ106 характеризуется фрагментами временных разрезов по профилю 88970240. Судя по временным разрезам Прони в частотном интервале 37–41 Гц (см. рис. 5), скважины находятся в пределах обширной динамической аномалии, которую можно разделить на две части.

Северная часть аномалии при увеличении частот продолжает хорошо выделяться и незначительно расширяется. Этот эффект волнового поля характерен для нефтяной залежи. Судя по испытаниям скв. ВЛ105, эта залежь нефти находится в пласте Ю₄.

Наиболее удачной точкой ее вскрытия предполагается пересечение профилей 88970270 и 88970630, где, судя по структурной карте по отражающему горизонту Т_{Ю3}, кровля залежи гипсометрически находится на более высоком уровне, чем в скв. ВЛ105 (примерно на 20 м). В этой точке рекомендуется заложение скв. Р-5 (см. рис. 5). Следует отметить, что в районе скв. ВЛ105 динамическая аномалия захватывает интервал разреза выше пласта Ю₃, что позволяет предполагать возможность наличия залежи флюидов и в пласте Ю₂. Но испытания в данном интервале разреза не проводилось.

Для южной части аномалии характерна реакция волнового поля Прони на различных частотах на залежь пластовой воды, судя по испытаниям скв. ВЛ106 (пласт Ю₃). Особенно хорошо видна эта реакция на временных разрезах Прони по субширотному профилю 88970240, который проходит через указанную скважину (см. рис. 5). В частотном диапазоне 37–41 Гц однозначно выделяется динамическая аномалия, характеризующаяся понижением интенсивности и повышением затухания амплитуд; на более высоких частотах ее проявление ухудшается или полностью теряется в отличие от реакции на нефтяную залежь.

К западу от скв. ВЛ106 в пределах обширной целевой аномалии волнового поля в частотном интервале 37–41 Гц выделяется еще один небольшой участок, в пределах которого поведение волнового поля сходно с реакцией на залежь нефти в пластах Ю₂₋₄. Но рекомендовать бурение скважины в пределах этого участка, по мнению авторов, рано. Необходимы дополнительные сейсморазведочные работы.

Район скв. ВЛ108. Здесь при испытании интервала разреза, включающего пласты Ю₁ и Ю₂₋₃, получены либо незначительные притоки воды, либо «сухо».

Этот район характеризует фрагмент временного разреза мгновенных амплитуд по профилю 87970200, на котором нет признаков наличия аномалий понижения мгновенных амплитуд, в том числе и в районе указанной скважины.

Участок 3 охватывает юго-восточную часть Лумкойского и южную часть Нижнелумкойского участков недр (рис. 6). Участок недостаточно изучен глубоким бурением: пробурены лишь две глубокие скважины НЛ99 и ЗЛ96. Для более уверенной интерпретации выделенных динамических аномалий в волновых полях, по возможности для одного и того же профиля, приведены временные разрезы по двум разным информационным частотам.

Район скв. НЛ99. По интерпретации данных ГИС наибольший интерес представляют отложения пласта Ю₅. При общей его мощности 13 м эффективная мощность достигает 11 м, а доля песчаников и крупнозернистых алевролитов – 5 м. Открытая пористость 9,2–12,4 %; проницаемость 0,08–0,25 мД. В результате испытания из этого интервала разреза получен приток нефти дебитом 4,09 м³/сут при депрессии 13,3 МПа.

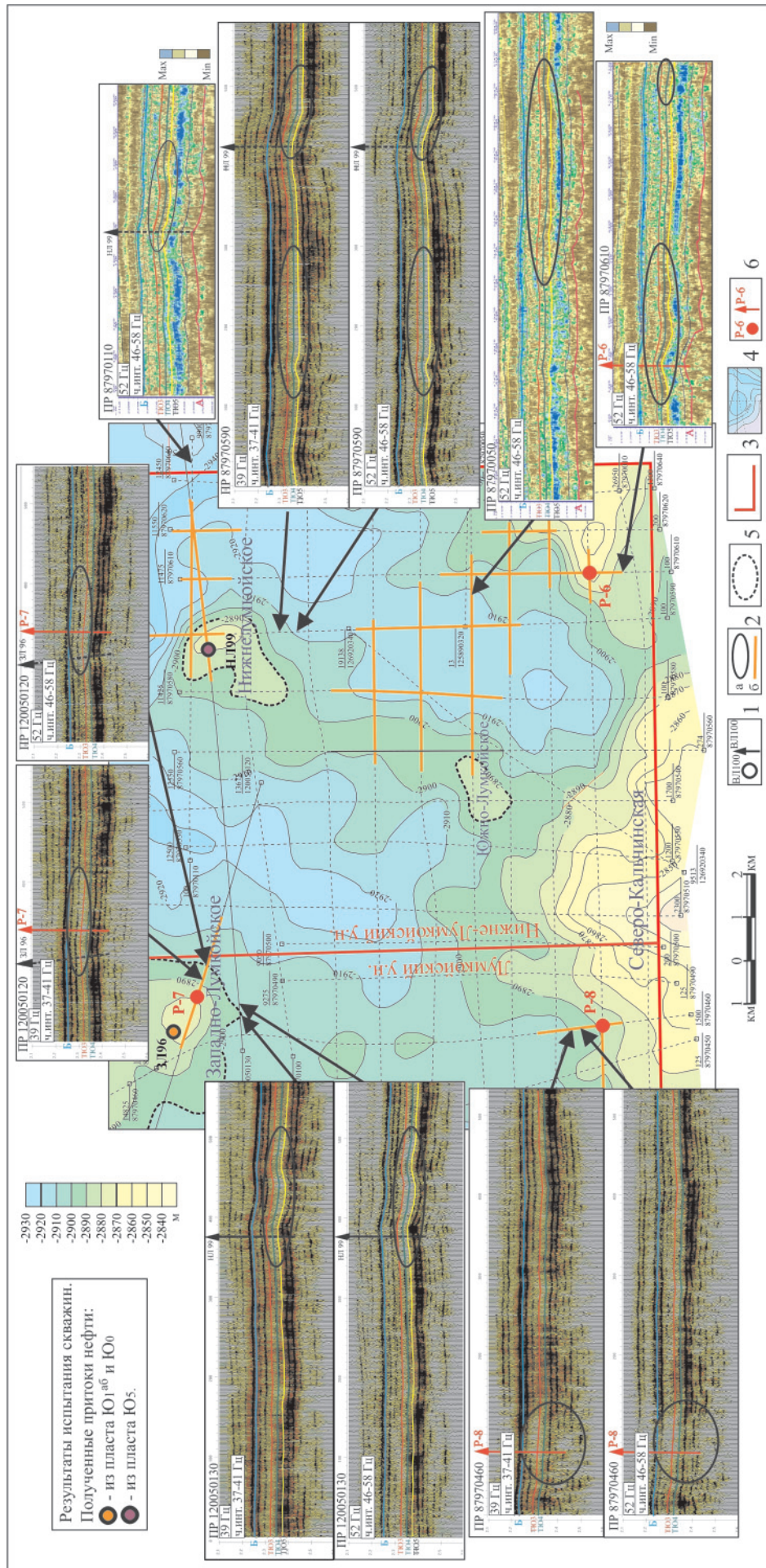


Рис. 6. Динамические особенности волновых полей временных разрезов Прони и мгновенных амплитуд после фильтрации Прони на участке 3 (юго-восточная часть Лумковской и южная часть Нижнелумковской участков недр)

Усл. обозн. см. на рис. 4

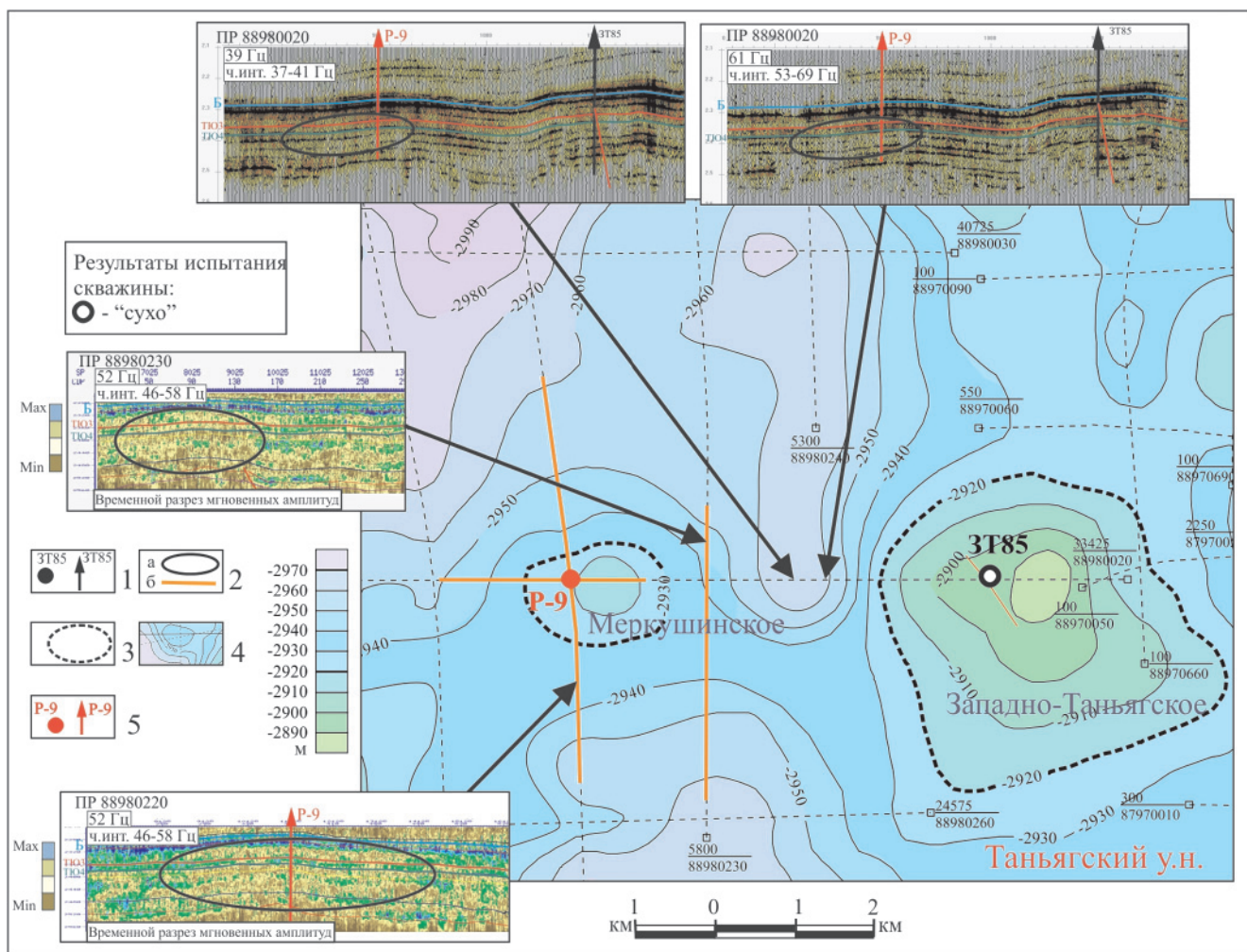


Рис. 7. Динамические особенности волновых полей временных разрезов Прони и мгновенных амплитуд после фильтрации Прони на участке 4 (восточная часть Тяньягского участка недр)

Усл. обозн. см. на рис. 4

Согласно представленной структурной карте и временным разрезам (см. рис. 6), скв. НЛ99 пробурена в пределах Нижнелумкойского поднятия в западной части локальной целевой динамической аномалии пониженных значений амплитуд и повышенного затухания, охватывая отражения от пластов Ю₂₋₄ и Ю₅. Ниже отмечаются отражения высокой интенсивности, позволяющие предполагать здесь плотные отложения, практически не имеющие коллекторов. Судя по положению динамической аномалии на временных разрезах, нефтеперспективным может оказаться и интервал пластов Ю₂₋₄, где испытание в данной скважине не проводилось. По этой аномалии можно судить о площади распространения нефтяной залежи, вскрытой скв. НЛ99.

Южнее скв. НЛ99 на временных разрезах после процедуры Прони-фильтрации выделяется аналогичная локальная динамическая аномалия, охватывающая отражения от пластов Ю₂₋₄ и Ю₅, где высока вероятность вскрытия нефтяной залежи. На наиболее гипсометрически приподнятом участке в пределах этой аномалии рекомендуется бурение глубокой скв. Р-6.

Район скв. 3Л96. При испытании интервала отложений абалакской и баженовской свиты получе-

ны незначительные притоки нефти. Район характеризуется фрагментами временных разрезов Прони на информационных частотах 39 и 52 Гц по профилям 120050120 и 87970460. Сама скважина наклонная. Точка пересечения ствола скважины с кровлей пласта Ю₃ незначительно смещена по отношению к профилю 120050120. На временных разрезах Прони по этому профилю выделяется незначительно выраженная динамическая аномалия, характерная для реакции на нефтяную залежь, которая включает отражения от отложений верхов тюменской (пласты Ю₂₋₃), абалакской свит и низов баженовской. В начале профиля 120050130 выделяются следы подобной аномалии в волновом поле на информационной частоте 39 Гц, но они очень слабые, а потому не отмечены. Ниже выделенной аномалии представлены отражения высокой интенсивности, позволяющие предполагать здесь наличие плотных отложений, практически не имеющих коллекторов. Возможно, скважину следовало бурить на 1000 м юго-восточнее по профилю, где выраженность динамической аномалии на временном разрезе Прони с информационной частотой 39 Гц наиболее хорошо проявлена. Здесь рекомендуется бурение глубокой скв. Р-7.

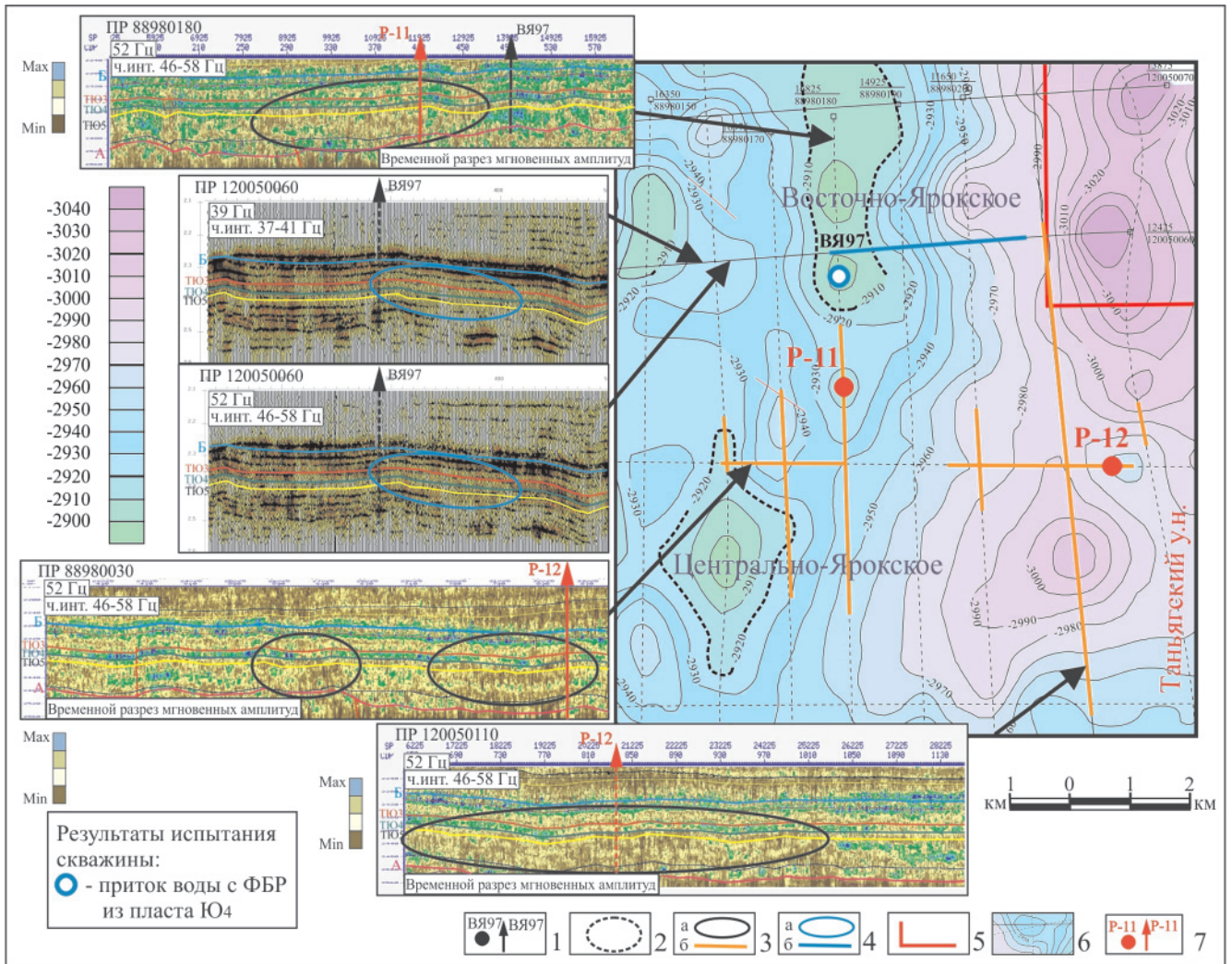


Рис. 8. Динамические особенности волновых полей временных разрезов Прони и мгновенных амплитуд после фильтрации Прони на участке 5 (северная часть Тяньягского участка недр)

Усл. обозн. см. на рис. 4

На юго-западе рассматриваемого участка (см. рис. 6) на временных разрезах Прони в начале профиля 87970460 уверенно выделяется, особенно на информационной частоте 39 Гц, локальная динамическая аномалия, интерпретируемая как характерная реакция волнового поля Прони на нефтяную залежь. Здесь рекомендуется бурение глубокой скв. Р-8.

Участок 4 охватывает восточную часть Тяньягского участка недр (рис. 7). Здесь пробурена скв. ЗТ85. Результат интерпретации ГИС целевого интервала (пласты Ю₂₋₄) – «сухо». Испытание интервала разреза, включающего отложения абалакской и баженовской свит, дали незначительные притоки воды. Район скважины характеризуется фрагментами временных разрезов Прони на информационных частотах 39 и 61 Гц по профилю 88980020. Ствол скважины прошел по интенсивным отражениям волнового поля разрезов Прони по соседству с западной границей малого пятна, представляющего собой незначительную динамическую аномалию. Западнее скважины в волновом поле мгновенных амплитуд субмеридиональных

профилей 88980220 и 88980230, секущих субширотный профиль 88980020, отмечаются хорошо выраженные аномалии пониженных значений мгновенных амплитуд, указывающие на возможность существования нефтяной залежи. На профиле 88980020 (см. рис. 7) в волновом поле с информационной частотой 39 Гц на пересечении с профилем 88980220 отмечается незначительная целевая динамическая аномалия, которая на информационной частоте 61 Гц расширяется и выражена лучше. Слабый эффект проявления аномалии на субширотном профиле по сравнению с субмеридиональными можно объяснить анизотропией среды, связанной, например, с трещиноватостью с преимущественно субширотной ориентацией плоскостей трещин. Рекомендуется бурение глубокой скв. Р-9 на пересечении профилей 88980020 и 88980220.

Участок 5 охватывает северную часть Тяньягского участка недр (рис. 8). Здесь пробурена скв. ВЯ97. Испытания интервала разреза, включающего отложения баженовской и абалакской свит, показали «сухо», а интервала, включающего отло-

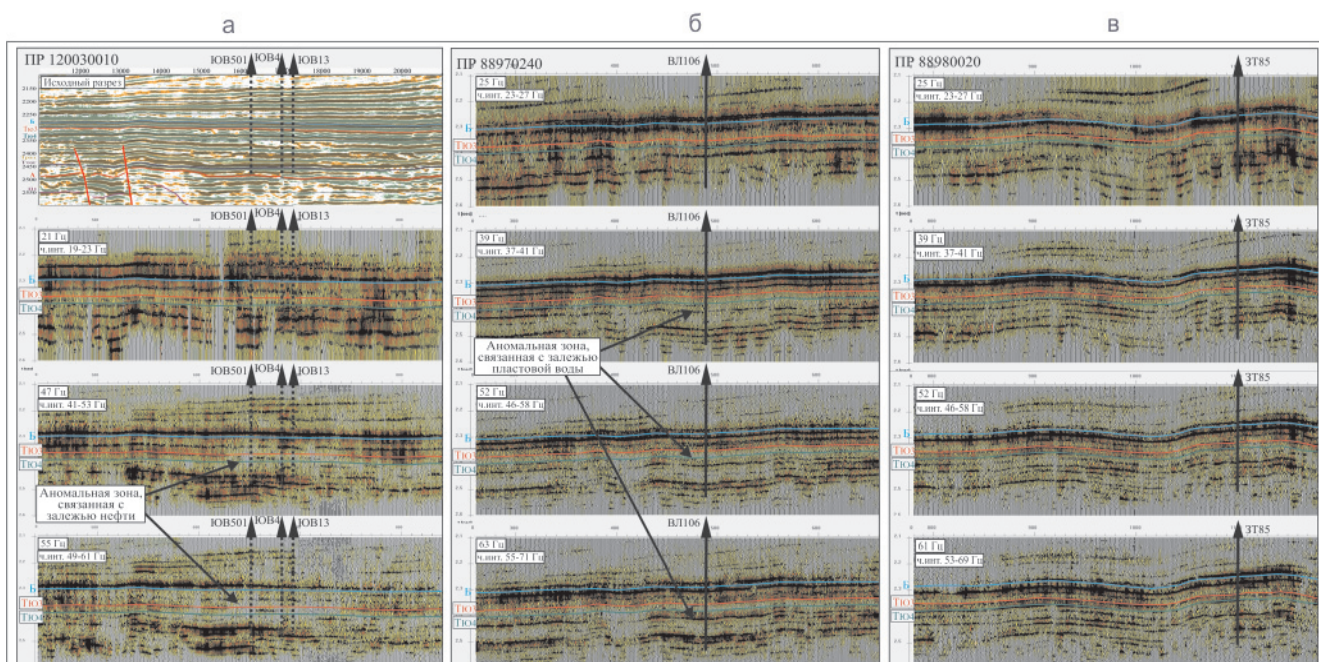


Рис. 9. Частотно-зависимая реакция волновых полей временных разрезов Прони на наличие залежей флюидов: а – нефтяная залежь; б – залежь пластовой воды; в – залежи флюидов нет

жения пластов Ю₂₋₄, – привели к получению притока воды с фильтрацией бурового раствора (дебит 6,6–7,4 м³/сут). Район скважины характеризуется фрагментами временных разрезов Прони по профилю 120050060 на информационных частотах 39 и 52 Гц и мгновенных амплитуд после Прони-фильтрации на информационной частоте 52 Гц по профилю 88980180.

Относительно профиля 120050060 скв. ВЯ97 незначительно смещена на юг. На фрагментах временных разрезов Прони этого профиля на обеих информационных частотах слабо проявляется целевая динамическая аномалия, охватывающая отражения от отложений Ю₃₋₄ и Ю₅, причем при повышении частотного состава волнового поля она проявляется хуже. Эта ситуация похожа на ту, что наблюдается в районе скв. ВЛ106, рассмотренном при описании участка 2. Предполагается залежь пластовой воды.

Фрагмент временного разреза мгновенных амплитуд по профилю 88980180 показывает, что в районе скв. ВЯ97 на информационной частоте 52 Гц нет аномалии мгновенных амплитуд. Это можно объяснить тем, что при подобном способе визуализации результатов фильтрации Прони не учитывается параметр затухания, а ослабление амплитуд при данном частотном интервале невелико. Но данный фрагмент также показывает, что южнее отмечается аномалия пониженных значений мгновенных амплитуд, которая охватывает область между Центрально-Ярокским и Восточно-Ярокским локальными поднятиями. Эта область может быть связана с нефтяной залежью в отложениях пластов Ю₅₋₆. Кроме того, еще одна подобная область отмечается и на юго-востоке от скв. ВЯ97 в гипсометрически пониженной части рассматриваемого участка.

В этих областях рекомендуется бурение глубоких скважин Р-11 и Р-12 соответственно. В районе рекомендуемой скв. Р-12, судя по волновому полю, высока вероятность нефтяной залежи не только в пластах Ю₅₋₆, но и Ю₂₋₄.

Выводы

Волновое поле временных разрезов Прони с корректно подобранными параметрами в основном хорошо реагирует на нефтеносные объекты, что позволяет осуществлять их прогноз. Технология Прони-фильтрация предусматривает подбор параметров и визуальный анализ волновых полей на различных наиболее стабильных частотах, предварительно выбранных по тестовой программе. Разные сейсмогеологические условия проведения сейсморазведочных работ и графы обработки полевых сейсмограмм для получения интегрального волнового поля приводят к различиям в параметрах Прони-разложения. Для визуального анализа волнового поля после Прони-фильтрации на данном уровне развития технологии наиболее предпочтительно использовать вариант с наложением на амплитудные характеристики значений затухания в фоновом режиме, так как часто выделить динамическую аномалию, связанную с залежью углеводородов, только по изменению амплитуд не представляется возможным.

Проведенные исследования показали следующее.

1. Поисковым признаком нефтяных залежей в волновом поле временных разрезов Прони являются динамические аномалии пониженных амплитуд и повышенного затухания в целевом интервале разреза и ниже, которые наиболее хорошо локализируются в частотных интервалах 37–41 и 41–

53 Гц. При повышении частот подобные динамические аномалии сохраняются, иногда расширяясь (рис. 9, а);

2. Возможный поисковый признак залежи пластовой воды – локализация динамической аномалии пониженных значений амплитуд и повышенного затухания в целевом интервале разреза и ниже в частотном интервале 37–41 Гц. На более высоких частотах динамическая аномалия уменьшается и постепенно исчезает (см. рис. 9, б);

3. Отсутствие в целевом интервале временного разреза Прони динамических аномалий пониженных значений амплитуд и повышенного затухания во всех анализируемых частотных интервалах является явным признаком отсутствия залежей флюидов (см. рис. 9, в);

Для демонстрации частотно-зависимой реакции волновых полей временных разрезов Прони на наличие газовой залежи может служить профиль на Тевризской площади (Омская область, Западная Сибирь) (рис. 10). Первые заметные признаки газовой залежи в виде целевой динамической аномалии – понижения значений амплитуд и повышения коэффициента затухания – появились на более высоких частотах, чем при нефтяной залежи – в частотном интервале 49–59 Гц (информационная частота 54 Гц). При повышении частот динамическая анома-

лия расширяется и становится все более выраженной (см. рис. 10).

Исследованная территория имеет существенный потенциал для выявления новых нефтяных залежей. По результатам проведенной работы рекомендовано 15 точек для заложения глубоких скважин. Поисково-оценочные работы не закончены. Следует их продолжать, в том числе и с использованием технологии Прони-фильтрации.

В заключение следует сделать одно замечание, которое представляется нам важным. В дискуссиях на конференциях и рецензиях на статьи авторов часто указывается на сложность восприятия получаемых результатов по описанному прогнозу нефтегазоносных объектов. Но авторы постоянно убеждаются в их верности, что показывают данные глубокого бурения скважин. Это подчеркивает необходимость развития технологии в плане лучшей представимости ее результатов и разработки более строгих критериев выделения объектов нефтегазоносности на основе частотно-зависимой реакции наблюдаемого волнового поля.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гриценко С. А., Фомель С. Б., Черняк В. С. Фильтрация по методу Прони // Геофизика. – 2001. – Спец. выпуск. – С. 25–26.

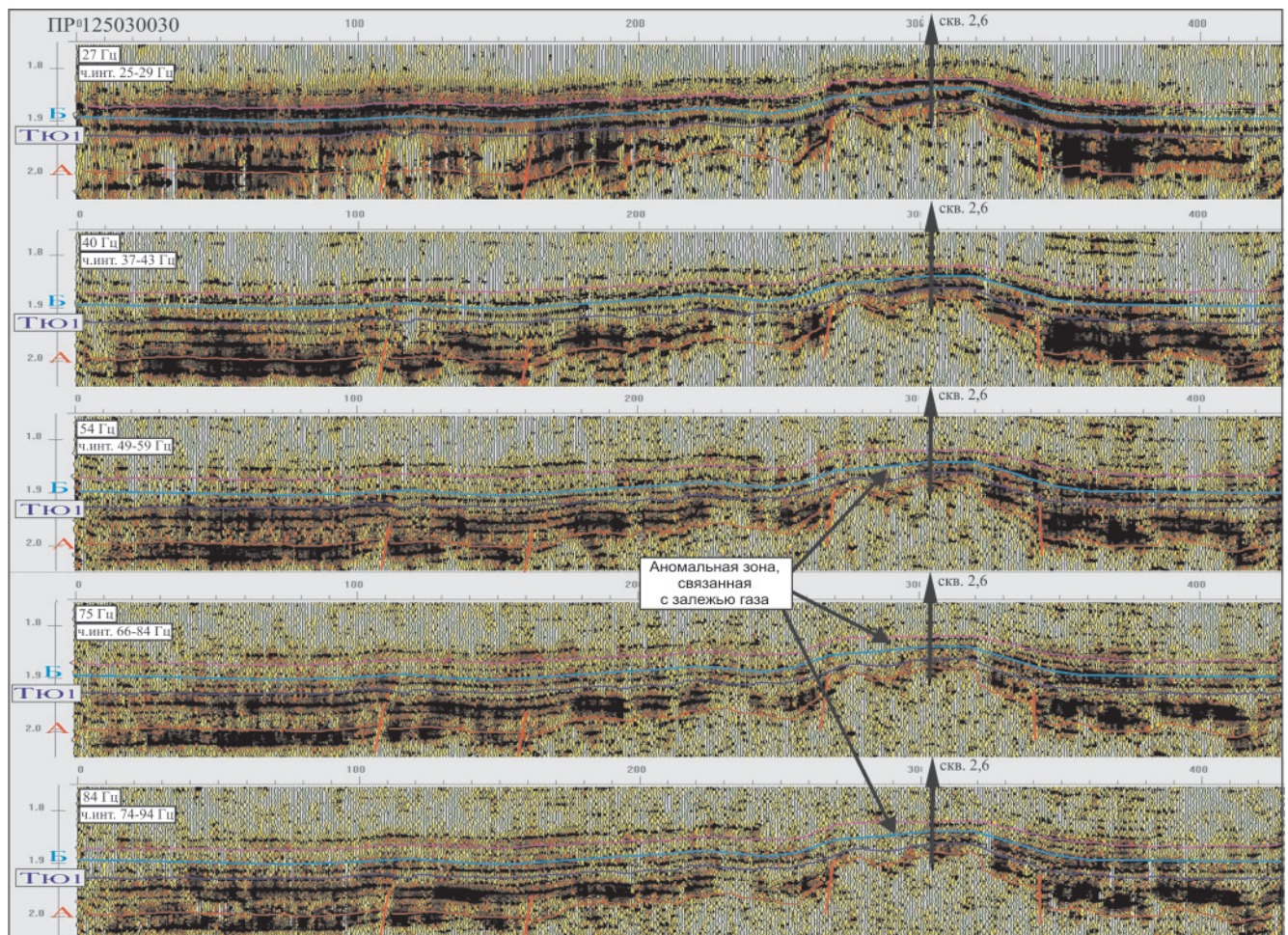


Рис. 10. Частотно-зависимая реакция волновых полей временных разрезов Прони на наличие газовой залежи



2. **Марпл С. Л.** Цифровой спектральный анализ и его приложения. – М.: Мир, 1990. – 584 с.

3. **Митрофанов Г. М., Прийменко В. И.** Основы и приложения метода Прони-фильтрации // *Технология сейсморазведки*. – 2011. – № 3. – С. 93–108.

4. **Палеогеография** Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде / А. Э. Конторович, В. А. Конторович, С. В. Рыжкова и др. // *Геология и геофизика*. – 2013. – Т. 54, № 8. – С. 972–1012.

5. **Разложение** и фильтрация Прони / Г. М. Митрофанов, С. Н. Смолин, Ю. А. Орлов, В. Н. Беспечный // *Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири*. – 2020. – № 2. – С. 55–67.

6. **Смолин С. Н., Митрофанов Г. М.** Проблема обнаружения неструктурных нефтегазоносных объектов по данным сейсморазведки // *Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири*. – 2020. – № 4. – С. 63–72.

7. **Таффарель Е. С., Предтеченская Е. А., Сердюк З. Я.** Прогноз нефтегазоносности алеврито-песчаных пластов Ю₂₋₄ Иртыш-Демьянского междуречья на основе комплексного анализа геолого-геофизических и литолого-петрофизических данных // *Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири*. – 2019. – № 4. – С. 37–58

8. **Тектоно-седиментационная** модель формирования структурно-литологических и структурно-стратиграфических ловушек и залежей углеводородов в юрском формационном комплексе / З. Я. Сердюк, Л. Д. Слепокурова, Л. И. Зубарева и др. // *Горные ведомости*. – 2005. – № 5 (12). – С. 24–39.

9. **Mitrofanov G. M., Nefedkina T. V., Girshgorn L. S.** Aspects of Proni-transformation applying in seismic data processing // *Annales Geophysicae: XXIII General Assembly EGS*. – 1998. – Vol. 16, part I. – P. 156.

10. **Prediction** of production features on Proni-filtration results / A. M. Brekhuntcov, J. M. Ilein, A. V. Jedkov, G. M. Mitrofanov // *EAGE 63rd Conference & Exhibition*. – Amsterdam, Netherlands. – June 2001. – Vol. 2. – P. 625.

REFERENCES

1. Gritsenko S.A., Fomel S.B., Chernyak V.S. [The Prony's filtration technology]. *Geofizika*, 2001, pp. 25–26. (In Russ.).

2. Marple S.L. *Tsifrovoy spektralnyy analiz i ego prilozheniya* [Digital spectral analysis: with applications]. Moscow, Mir Publ., 1990. 584 p. (In Russ.).

3. Mitrofanov G.M., Priyenko V.I. [Basics and applications of the Prony filtration method]. *Tekhnologiya seismorazvedki – Seismic technologies*, 2011, no. 3, pp. 93–108. (In Russ.).

4. Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Ryzhkova V.S., et al. [Jurassic paleogeography of the West Siberian sedimentary basin]. *Russian Geology and Geophysics*, 2013, vol. 54, no. 8, pp. 747–779.

5. Mitrofanov G.M., Smolin S.N., Orlov Yu.A., Bepsechnyy V.N. [Prony decomposition and filtering]. *Geologiya i mineralno-syryevye resursy Sibiri – Geology and mineral resources of Siberia*, 2020, no. 2, pp. 55–67. (In Russ.).

6. Smolin S.N., Mitrofanov G.M. [Problem of detecting non-structural oil-and-gas bearing features according to seismic data]. *Geologiya i mineralno-syryevye resursy Sibiri – Geology and mineral resources of Siberia*, 2020, no. 4, pp. 63–72. (In Russ.).

7. Taffarel Ye.S., Predtechenskaya Ye.A., Serdyuk Z.Ya. [Forecast of oil and gas content of Yu₂₋₄ silty-sandy beds of the Irtysh-Demyanka interfluves based on the complex analysis of geological-geophysical and litho-petrophysical data]. *Geologiya i mineralno-syryevye resursy Sibiri – Geology and mineral resources of Siberia*, 2019, no. 4, pp. 37–58. (In Russ.).

8. Serdyuk Z.Ya., Slepokurova L.D., Zubareva L.I., et al. [Tectono-sedimentary model of formation of structural-lithological and structural-stratigraphic traps and hydrocarbon accumulation in the Jurassic formational complex]. *Gornye vedomosti*, 2005, no. 5 (12), pp. 24–39. (In Russ.).

9. Mitrofanov G.M., Nefedkina T.V., Girshgorn L.S. Aspects of Proni-transformation applying in seismic data processing. *Annales Geophysicae: XXIII General Assembly EGS*, 1998, vol. 16, part I, p. 156.

10. Brekhuntcov A.M., Ilein J.M., Jedkov A.V., Mitrofanov G.M. Prediction of production features on Proni-filtration results. *EAGE 63rd Conference & Exhibition*, Amsterdam, Netherlands, June 2001, vol. 2, p. 625.

© С. Н. Смолин, Г. М. Митрофанов, 2021