



ПРОБЛЕМА ОБНАРУЖЕНИЯ НЕСТРУКТУРНЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОБЪЕКТОВ ПО ДАННЫМ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ

С. Н. Смолин¹, Г. М. Митрофанов^{1,2,3}¹Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, Новосибирск, Россия; ²Новосибирский государственный университет, Новосибирск, Россия; ³Новосибирский государственный технический университет, Новосибирск, Россия

В осадочных породах часто зоны повышенной трещиноватости накладываются на поровые и каверновые типы коллекторов, создавая и усложняя ловушки углеводородов неструктурного типа. Подобные ловушки сложны для поиска и обычно не обнаруживаются стандартными методами сейсморазведки МОГТ. Необходимы нестандартные подходы в реализации успешного их прогноза, в частности использование свойств как рассеянных, так и зеркально отраженных волн. На основе этого в настоящее время создан ряд уникальных методик, например, метод Прони-фильтрации, который позволяет проводить частотно-зависимый анализ волнового поля и затем успешно прогнозировать нефтегазоносные объекты любой сложности.

Ключевые слова: частотно-зависимый анализ волнового поля, разложение Прони, неантиклинальная ловушка углеводородов, затухание.

PROBLEM OF DETECTING NON-STRUCTURAL OIL-AND-GAS BEARING FEATURES ACCORDING TO SEISMIC DATA

S. N. Smolin¹, G. M. Mitrofanov^{1,2,3}¹A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk, Russia; ²Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia; ³Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russia

In sedimentary rocks, zones of excessive fissuring are often superimposed on porous and cavernous reservoir types, creating and complicating traps of non-structural hydrocarbons. Traps of this kind are hard to find and usually not detectable with standard CDP seismic survey methods. Non-standard approaches are needed in the implementation of their successful forecast. For this it is possible to use the properties of both scattered and specular reflected waves, on the basis of which a number of unique techniques have been created. In particular, these include the Prony filtration method, that allows for the frequency-dependent analysis of the wavefield, on the basis of which it is possible to successfully predict oil-and-gas bearing features of any complexity. The article provides an example of application of the Prony filtration method from the practical experience of the authors.

Keywords: frequency-dependent analysis of wavefield, Prony decomposition, nonanticlinal hydrocarbon trap, losses.

DOI 10.20403/2078-0575-2020-4-63-72

В настоящее время отмечено истощение запасов эксплуатируемых крупных и уникальных месторождений углеводородов, расположенных в пределах антиклинальных структур. Выработанность их достигает 60–90 %. С другой стороны, разведанность недр России на нефть оценивалась в 35,5 % на начало 2000-х гг. Еще есть что исследовать, но вероятность открытия новых крупных залежей углеводородов невелика. Среди открываемых растет доля месторождений, связанных с небольшими, сложными по строению неантиклинальными или малоамплитудными структурными ловушками [2]. Это говорит о том, что возрастает потребность в их эффективном поиске и дальнейшей разведке.

Как отмечают отечественные (А. А. Трофимук, Е. М. Смехов, Ф. И. Котяхов, М. С. Багов, К. И. Багринцева, М. В. Рац, С. Н. Чернышев и др.) и зарубежные (Р. Агульера, Х. К. ван Пуллен, Ж. К. Бейкер, О. Р. Дельгадо, Д. В. Чилингар, Е. И. Даниэл и др.) исследователи, важнейшее значение в образовании залежей имеет трещиноватость горных пород, которая может вступать во взаимодействие с поровы-

ми, каверновыми пустотами и создавать различного типа смешанные коллекторы [4, 6]. Установлено, что значительная часть мировых запасов нефти и газа находится в залежах, которые формировались с участием трещиноватых коллекторов [6]. Существенную роль в появлении трещиноватости играют дизъюнктивные разломы. Но само существование разлома не является поисковым признаком зон трещиноватости и возможного скопления углеводородов, он может как способствовать формированию залежи углеводородов, так и разрушать ее [6]. Практика показывает, что поиск подобных залежей – довольно трудная задача, поскольку сложно найти признаки их присутствия. Требуется специализированные геолого-геофизические технологии исследования.

Самым распространенным методом изучения внутреннего строения осадочного разреза на настоящее время является сейсморазведочный метод ОГТ. В полученном с его помощью сейсмическом волновом поле отображается изменение акустических характеристик среды. Важное свойство волновых полей – их реагирование (в виде динамических



аномалий) на локальные неоднородности различного типа, в том числе объекты нефтегазоносности. Последнее объясняется тем, что объект нефтегазоносности представляет собой резервуар в виде различного типа коллекторов (открытые трещины, поры, каверны), заполненный флюидами. Флюиды резко отличаются от вмещающей матрицы по скоростным и плотностным характеристикам, создавая тем самым повышенное поглощение и интенсивный фон рассеянных волн со сложной интерференционной картиной. И чем значительнее отличие (выше объем пространства резервуара, заполненного флюидами, и больше неоднородность его фазового состава), тем ярче должно быть проявление аномалии в волновом поле. Но, как показывает практика, обычно искомые нефтегазоносные объекты в интегральном волновом поле выражены слабо, практически незаметно. Особо это касается малых залежей УВ. Для выявления подобных нефтегазоносных объектов с помощью анализа волнового поля МОГТ можно идти по пути исследования изменений как динамики зеркальных отражений, так и кинематики и динамики рассеянных и дифрагированных волн.

Приведем основные особенности указанных типов волн и возможности их использования для прогноза залежей углеводородов. Следует отметить, что это далеко не полный обзор всех методов, имеющих в настоящее время, а только основные направления и иллюстрирующие их примеры.

Рассеянная волна обычно образуется на неоднородностях среды с размерами, соизмеримыми или меньшими длины падающей волны. Она отличается от зеркально-отраженной волны по кинематическим и динамическим параметрам. Кинематика рассеянных волн соответствует точечному излучателю, а динамика определяется амплитудами на один-два порядка меньшими, чем амплитуды зеркально-отраженных волн. Незначительная величина амплитуд рассеянных волн по отношению к отраженным является основной проблемой их выделения. Тем не менее разработаны и применяются на практике методы локализации источников рассеянных волн при помощи специальных методик полевых работ (например, метод сейсмической локации бокового обзора [13]) или особых приемов обработки сейсмических записей, получаемых при стандартных сейсморазведочных наблюдениях МОГТ (например, метод миграционного изображения рассеивающих объектов [8]). Общий элемент указанных подходов – выполнение анализа сейсмического волнового поля на основе физических принципов распространения дифрагированных волн.

Следует отметить существенный недостаток специальных методик полевых работ. Применяемая система наблюдений, необходимая для лучшего выделения рассеиваемых и дифрагированных волн, существенно отличается от стандартных сейсморазведочных работ МОГТ, что ведет к созданию специальных схем размещения источников и при-

емников. Это обстоятельство технически усложняет использование подобных методик и требует дополнительных экономических затрат.

Значительно чаще для поисков нефтегазоносных объектов используются способы, основанные на анализе динамики зеркальных отражений. Существуют три направления, в каждом из которых используется своя особенность реагирования упругих колебаний на нефтегазоносный объект.

Первое направление в анализе динамики зеркальных отражений для поисков нефтегазоносных объектов использует эффект повышенного поглощения энергии упругих волн во флюидах и рассеивания их на неоднородностях резервуара. Представления о физике влияния нефтегазонасыщения на уменьшение энергии колебаний пока имеют гипотетический характер. В ряде работ показано, что нефте- и газонасыщение приводит к незначительному увеличению поглощения продольных волн [5]. Как пишет А. Г. Авербух, «более существенное влияние на ослабление колебаний может оказывать двухфазность флюида. При распространении колебаний через неоднородные по своему внутреннему строению залежи углеводородов, представляющие смесь газовых и жидкостных включений, должно происходить существенное ослабление волн. Аналогичный эффект может быть обусловлен ореолами рассеяния – непромышленными концентрациями пузырьков газа, по-видимому, возникающими вокруг некоторых месторождений за счет миграции углеводородов во вмещающую среду» [1]. Он также приводит данные по некоторым месторождениям, где коэффициент поглощения может увеличиваться по сравнению с законтурной частью для песчаников и глин от 40 до 100 %, для известняков от 500 до 1000 %. Таким образом, способы, основанные на этой особенности упругих продольных волн, в первых, наиболее успешны в применении для карбонатных сред, во-вторых, позволяют прогнозировать более обширную зону, чем реальные размеры нефтегазоносного объекта, в-третьих, способны выявлять залежи углеводородов с любыми типами коллекторов.

На основе свойств поглощения энергии продольных упругих волн во флюидах по результатам экспериментов физического моделирования разработана методика анализа приращения декрементов затухания сейсмических волн [3], в которой используются стандартные сейсморазведочные данные, полученные по методике ОГТ. Кроме того, методика может быть использована для измерения коэффициента пористости при каротажном изучении скважин. Использование только продольных волн позволяет осуществлять качественный прогноз, а продольных и поперечных – судить о вещественном составе флюида, заполняющего резервуар.

К этой же группе можно отнести активно развивающийся в настоящее время метод Q-фильтрации. Он основан на том, что затухание волны можно опи-

сывать безразмерным коэффициентом Q , который определяется отношением средней накопленной энергии к потерям энергии за время, эквивалентное одному периоду частотной составляющей, формирующей распространяющуюся волну. Метод направлен на компенсацию затухания путем обратной Q -фильтрации [17].

Ко второму направлению в анализе динамики зеркальных отражений для поисков нефтегазоносных объектов можно отнести азимутальный анализ. Он использует такое свойство среды, как анизотропия. К анизотропии малой степени выраженности могут приводить множество различных геологических факторов, например, тонкослоистость разреза, напряженное состояние породы, глинистость разреза и др. В практике интерпретации сейсморазведочных данных подобные типы анизотропии обычно игнорируют из-за их незначительного влияния. Наиболее ярко выраженной причиной анизотропии упругих свойств осадочных пород обычно является наличие одной или нескольких систем ориентированной открытой трещиноватости за счет того, что скорость продольной волны вдоль ориентации системы трещин выше, чем скорость вдоль оси симметрии. Зависимость поглощения обратная. Поперечные волны при прохождении через границу подобной анизотропной зоны изменяют поляризацию и расщепляются на две волны, имеющие разную поляризацию и распространяющиеся с разными скоростями. Степень анизотропии существенно зависит от наличия преимущественной ориентировки и плотности трещин, характера их насыщения. Азимутальный анализ может проводиться как при работах ВСП, так и при сейсморазведке МОГТ с использованием 3D съемки. Недостатком этого направления работы можно считать ориентацию на обнаружение коллекторов только трещинного типа.

Наиболее качественную информацию для изучения анизотропии среды может дать AVO анализ данных многокомпонентной сейсморазведки МОГТ 3D-4C. При этом можно не только определять плотность трещин в среде, но и различать сухие или заполненные системы трещин, причем различать заполнение трещин газом или жидкостями. Однако из-за высокой стоимости проведение таких исследований в производственных масштабах весьма редко. В то же время стандартные сейсморазведочные работы МОГТ 3D на продольных волнах применяются очень широко. При подобных исследованиях картирование зон трещиноватости возможно при использовании и сопоставлении характеристик AVO по различным азимутам [16].

Третье направление относится к частотно-зависимому анализу эффектов волнового поля и, по нашему мнению, наиболее перспективно. Особенности изменения волнового поля в зависимости от частоты используются в прямом прогнозе геологического разреза и непосредственно залежей углеводородов.

Прямой прогноз геологического разреза позволяет применять такие методы, как спектрально-временной анализ и спектральная декомпозиция.

Метод спектрально-временного анализа [11] опирается на построение и анализ СВАН-колонок, представляющих собой непрерывную развертку выбранной сейсмической трассы или группы трасс по частоте (перебор полосовых фильтров с использованием разложения Фурье) и по времени с помощью спектрально-временного анализа данных сейсморазведки МОГТ 2D или 3D съемки. В основе метода лежит предположение, что каждый интервал осадочного разреза по своей структуре устроен иерархически. Для выделения иерархических структур в волновом поле временного разреза предлагается применять полосовую фильтрацию в разных частотных интервалах.

Технология спектральной декомпозиции [7] основана на использовании свойств вейвлет-преобразования, т. е. на представлении сигнала в виде суммы коротких «всплесков» разной степени сжатости и растянутости, разнесенных по времени. Подобный подход позволяет разделять амплитудные изменения по частоте, что особенно актуально в условиях развития сложных геологических структур, состоящих из тонких пластов, линз и палеорусел.

Для прямого прогноза залежей углеводородов в качестве диагностического признака наличия резервуара, заполненного флюидом, используется аномальное уменьшение энергии зеркальных отражений на высоких частотах рабочего интервала сейсморазведки за счет повышенного поглощения и рассеивания, что должно проявляться в аномальном снижении амплитуд отраженных волн, повышении значения параметра затухания и наличии анизотропии. Здесь наряду с тем, что уже было сказано о поглощении в горных породах, необходимо отметить следующее.

1. Согласно результатам полевых и лабораторных измерений коэффициент поглощения продольных волн связан с частотой прямой линейной зависимостью. Влияние локальных неоднородностей осадочных толщ как рассеивающих элементов на затухание сейсмических волн пока не изучено, но, по имеющимся оценкам, коэффициент рассеивания также связан с частотой прямой линейной зависимостью. Суммарные потери энергии за счет поглощения и рассеивания пропорциональны произведению величин, отвечающих каждому источнику потерь в отдельности [1]. Другими словами, возможность выделения аномалий волнового поля, связанных с суммарным влиянием поглощения и рассеивания, с переходом на более высокие частоты повышается.

2. Частотный анализ сейсмической записи при проведении физического моделирования и реальных стандартных сейсморазведочных работ МОГТ показывает, что, например, на территории Западно-Сибирской плиты сейсморазведка обычно работает с частотами до 100 Гц. После удаления волн-помех

наиболее устойчивые по амплитуде отражения приходятся на интервал примерно от 4 до 35 Гц, а наиболее интенсивные – от 15 до 35 Гц. При смещении на более высокие частоты устойчивость амплитуд, как и сами амплитуды, уменьшается, т. е. их доля в общем спектре мала. И чем выше частоты, тем меньший вклад в общую интенсивность волновой записи они вносят. Это хорошо видно по амплитудно-частотным спектрам на основе разложения Фурье. В результате в регистрируемом интегральном волновом поле искомые высокочастотные динамические аномалии «затушевываются» на фоне более интенсивных амплитуд средних частот.

Следует предполагать, что переход к анализу частотно-зависимых эффектов динамики волнового поля может предоставить исследователям гораздо большие возможности для выделения характерных динамических аномалий, связанных с неоднородностями в строении разреза, чем при работе с интегральным волновым полем в целом. Но для успешного изучения частотно-зависимых эффектов динамики волнового поля требуется соответствующий «тонкий» инструмент. Использовать для этих целей широко применяемое в сейсморазведке преобразование Фурье в виде полосовой фильтрации не удастся, так как в требуемых для исследования узких полосах частот происходит значительное искажение волнового поля за счет краевых эффектов. Искажения тем сильнее, чем уже выбранный интервал частот. Как альтернатива методу Фурье предлагается другой инструмент – метод Прони, основа которого состоит в описании наблюдаемых данных посредством представления их в виде экспоненциально-затухающих гармоник [9].

Разложение Прони является давно известной процедурой, которая используется в различных сферах науки. Применительно к сейсмическим данным рассматривается версия Г. М. Митрофанова (Институт геофизики СО РАН) [10, 12], первые данные о которой опубликованы в конце 1990-х гг. [15]. В дальнейшем использование возможностей разложения и фильтрации Прони в практике производственных работ дало возможность сформировать технологию Прони-фильтрации, позволяющую проводить прогноз залежей углеводородов. В статье Г. М. Митрофанова и В. И. Прийменко [10] приведена полная библиография работ на эту тему до 2011 г.

Пример использования технологии Прони-фильтрации

Приведем пример удачного прогноза залежей УВ в сложных неантиклинальных ловушках с помощью технологии Прони-фильтрации и открытия в результате ряда нефтяных месторождений. В частности, пример показывает, что на изученных сейсморазведкой площадях могут быть пропущенные нефтегазоносные объекты, особенно неструктурного типа, так как подобные образования имеют мало геолого-геофизических диагностических признаков

и достаточно сложно выявляются, в том числе и через волновое поле.

В 1999–2000 гг. ОАО «Центральная геофизическая экспедиция» выполнила поисковые сейсморазведочные работы МОГТ 2D на Пограничном лицензионном участке в северной части Уватского района Тюменской области (Западная Сибирь). Ранее бурение здесь не проводилось. По результатам работ были построены структурные карты и по структурному, динамическому и сейсмостратиграфическому анализу выделены нефтегазоперспективные объекты, одним из которых была Южно-Варегская структурная ловушка (рис. 1, а). Пробуренные затем скважины ЮВ4 и ЮВ13 в пределах этой локальной структуры вскрыли нефтяную залежь в пластах ЮС₂₋₃ (верхняя часть тюменской свиты, малышевский горизонт). Дебит составил 15,28 и 7,5 м³/сут соответственно. Проведенные в 2002–2003 гг. сейсморазведочные работы позволили сгустить сеть ранее отработанных профилей. Интерпретация новых, переинтерпретация старых сейсморазведочных данных и увязка их с данными глубокого бурения показали, что Южно-Варегская структурная ловушка, оконтуренная ранее практически по одному профилю, появилась на карте из-за недоучета влияния

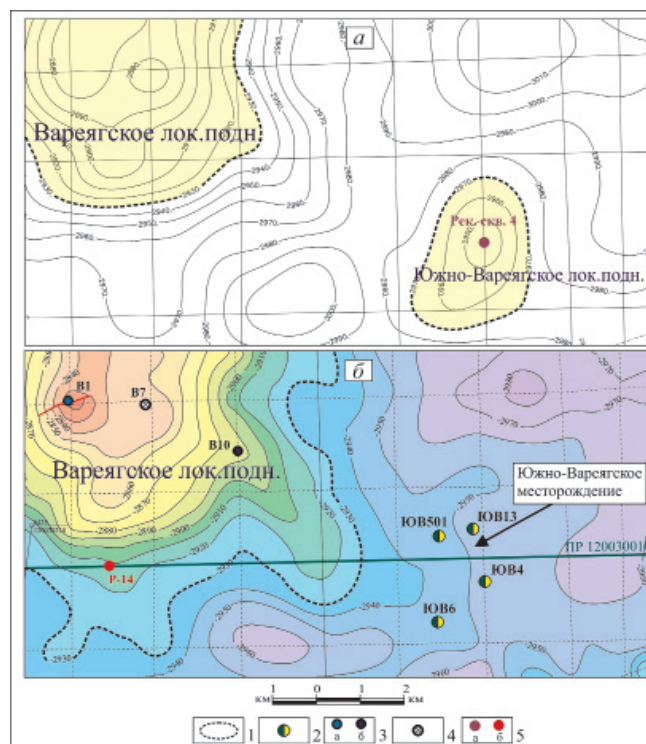


Рис. 1. Структурные карты по отражающему горизонту T_{102} , построенные по результатам сейсморазведочных работ, проведенных ОАО «ЦГЭ» в полевой сезон 1999–2000 гг. (а) и 2002–2003 гг. (б)

1 – контур локального поднятия; пробуренные глубокие скважины, при испытании которых получен приток: 2 – нефти из пластов Ю₂₋₃, 3 – воды из пласта Ю₂ + отложений абалакской свиты (а) или пластов Ю₂₋₃ (б); 4 – испытания не проводились; 5 – рекомендуемая скважина на основании структурных построений (а) и результатов использования технологии Прони-фильтрации (б)

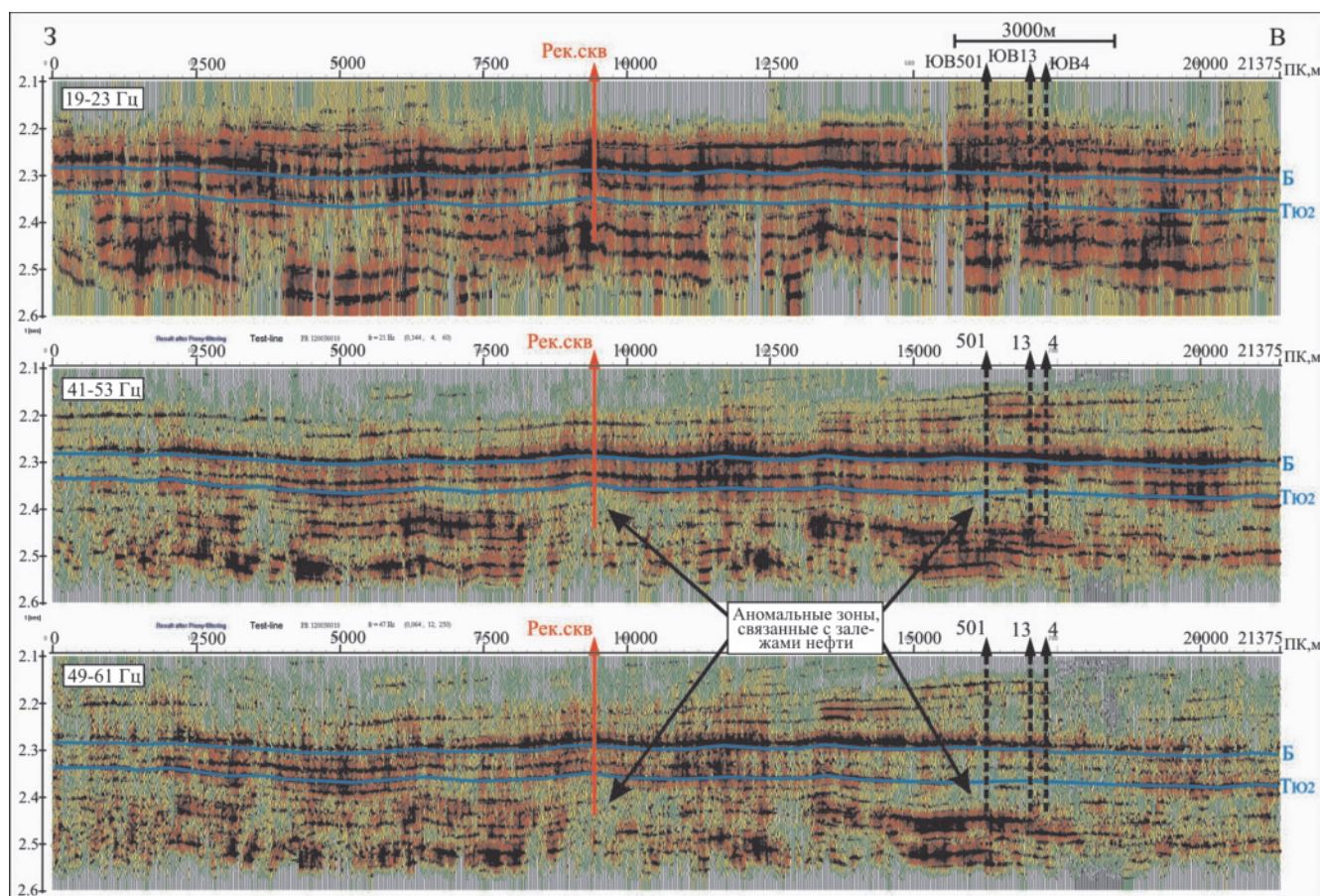


Рис. 2. Временные разрезы в модификации Прони по ПР 120030010 в указанных частотных диапазонах

ВЧР. Притоки нефти получены из ловушки углеводородов неструктурного типа (см. рис. 1, б).

Перед специалистами ЦГЭ встала задача найти методику выявления подобных залежей углеводородов по данным сейсморазведки и использовать ее в дальнейшем для изучения прилегающих территорий, поскольку сейсморазведочные работы на них продолжались. Но любые попытки выделения каких-либо признаков обнаруженной нефтяной залежи в интегральном волновом поле, оказывались неудачными. И только при привлечении специалистов Института геофизики СО РАН и проведении частотно-зависимого анализа интегрального волнового поля по разработанной ими технологии Прони-фильтрации удалось определить однозначную реакцию динамики волнового поля на нефтяную залежь.

На рис. 2 в различных частотных диапазонах показан временной разрез МОГТ в модификации Прони-фильтрации по широтному профилю 120030010, секущему Южно-Вареягское месторождение (см. рис. 1, б). Видно, что в диапазоне частот 41–53 Гц неантиклинальная залежь углеводородов в районе глубоких скважин проявляется в волновом поле в виде локальной динамической аномалии на уровне отражающего горизонта $T_{Ю2}$. Следует отметить, что временной разрез в модификации Прони-фильтрации представляет собой наложение параметра затухания гармоник, определенного в процессе проведения разложения Прони, на временной раз-

рез амплитуд после этой процедуры. В подобном отображении волнового поля на временном разрезе выделенная динамическая аномалия представляет собой светлую зону в форме антиклинальной складки и характеризуется пониженными значениями амплитуд и повышенными значениями их затухания. В диапазоне частот 19–23 Гц каких-либо признаков наличия динамической аномалии нет. На более высоких частотах (49–61 Гц) локализация динамической аномалии теряется, хотя зона пониженных значений амплитуд и повышенных значений затухания остается. Этот признак, в частности, можно считать диагностическим в прогнозе нефтяной залежи по временным разрезам модификации Прони. Местоположение наиболее приподнятых участков аномалии позволяет предполагать, что скважины следовало бы пробурить на 700 м правее или левее.

Проведенные исследования керна из этих скважин показали, что продуктивные пласты ЮС₂₋₃ представлены полимиктовыми алеврито-песчаными породами достаточно плохой выраженности. Значения открытой пористости пород варьируют от 7,9 до 14 %, проницаемости – от 0,14 до 10,66 мД (данные Л. М. Дорогиницкой и З. Я. Сердюк). Повышенные значения проницаемости в основном приурочены к породам с пониженной пористостью. Визуально и микроскопически породы этих пластов осложнены многочисленными трещинами разных размеров и генераций. Тип коллектора определен как порово-тре-

щинный (трещинно-поровый). В дальнейшем проведенные работы по гидроразрыву в одной из скважин увеличили дебит притока нефти до 64 м³/сут.

Таким образом, можно констатировать, что Южно-Вареягское месторождение было открыто случайно, и если бы не сложившиеся обстоятельства, то залежь была бы пропущена, так как не было бы никаких оснований бурить скважины ЮВ4 и ЮВ13. Лабораторные исследования керн позволили предположить, что нефтяная залежь связана с локальной зоной развития трещиноватости.

Полученный опыт в частотно-зависимом анализе интегрального волнового поля, осуществляемый с помощью технологии Прони-фильтрации, дал возможность дополнительно целенаправленно обработать и интерпретировать полученный сейсморазведочный материал по исследуемой и сопредельным территориям. Это позволило выявить в волновом поле подобные частотно-зависимые динамические аномалии и прогнозировать местоположение новых залежей углеводородов в неантиклинальных ловушках. Подобных перспективных зон оказалось достаточно много, но не все они были разбурены. Так, в 8 км западнее пробуренных скважин ЮВ3 и ЮВ14 на временных разрезах в модификации Прони в частотных диапазонах 41–53 и 49–61 Гц (см. рис. 2) отмечается еще одна интересная с точки зрения прогноза нефтяной залежи зона, которая представляет собой динамическую аномалию, характеризующуюся пониженными значениями амплитуд и повышенными – затухания. В отличие от рассмотренной ранее, она имеет столбчатую субвертикальную форму. По-видимому, эта зона связана с трещинным коллектором, сформировавшимся в результате воздействия субвертикальных дизъюнктивных нарушений. Для вскрытия предполагаемого объекта нефтегазонасности, связанного с этой аномалией, рекомендуется пробурить скважину. Подобные перспективные зоны были разбурены восточнее на сопредельном Комарином лицензионном участке, северная часть которого показана на рис. 3 (скважины СК98, СК110, СК115).

В пределах приведенного на рис. 3 участка находится Комариная впадина, расположенная между Комариным и Вареягским локальными поднятиями, которые являются местными источниками сноса. Так, мощности пластов Ю_{2–4} максимальны во впадинах (до 120 м), на сводах локальных поднятий они сокращаются (до 80–90 м). Кроме того, во впадине отмечается повышенная мощность потенциальной нефтематеринской толщи – тогурской пачки (до 20 м). На основе комплексного анализа сейсмических, литолого-петрографических и геохимических данных глубокого бурения предполагается, что депрессионные зоны, примыкающие к склонам локальных поднятий представляют наибольший нефтепоисковый интерес [14].

Район скв. СК98. Вскрыта нефтяная залежь структурно-литологического типа в пласте Ю₂. Для

пластов Ю_{2–3} (верхи тюменской свиты, малышевский горизонт) в скв. СК98 значения открытой пористости, определенные по ГИС, изменяются от 11,4 до 20,1 %; проницаемости – от 0,3 до 9,48 мД, в отдельных прослоях – до 26,14 мД. При испытании получен приток нефти дебитом 3,2 м³/сут при депрессии 6,92 МПа.

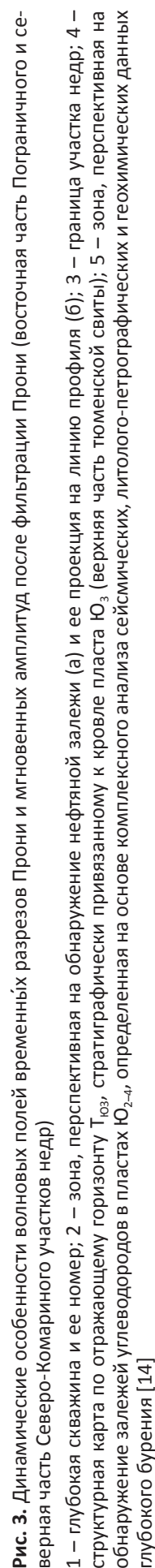
Этот район характеризуют фрагменты временных разрезов в модификации Прони по субширотному профилю 120050260 и субмеридиональному 120050320 (рис. 3). В районе скважины отмечается локальная динамическая аномалия пониженных значений амплитуд и повышенных – затухания. Относительно субмеридионального профиля 120050320 скважина незначительно смещена на запад и расположена с самого края наиболее приподнятой части обширной аномалии, охватывающей практически все отложения тюменской свиты. Возможно, здесь на динамику волнового поля оказал частичное влияние неполный учет воздействия верхней части разреза. Но присутствие локальной аномалии не вызывает сомнения. На субширотном профиле 120050260 аномалия менее выразительна и значительно меньше по размерам. Возможно, это проявление анизотропии исследуемого интервала разреза из-за наличия субширотно ориентированной трещиноватости. Кроме локальной динамической аномалии в районе скв. СК98 на этом профиле проявляются еще несколько аналогичных незначительных по размеру динамических аномалий, которые также могут быть связаны с нефтяными залежами в пределах пластов Ю_{2–4}.

Район скважин СК110, СК200, СК201. Для пласта Ю₄ значение открытой пористости, определенное по ГИС в скв. СК110, составляет 8,9–11,1 %, проницаемости – 0,1–0,5 мД. В скв. СК110 вскрыта нефтяная залежь структурно-литологического типа в пласте Ю_{3–4}. Коллектор порово-трещинный. При испытании интервала этого пласта получен приток нефти дебитом 3,2 м³/сут, после проведения ГРП получен фонтан нефти дебитом 61,6 м³/сут на шайбе 10 мм.

В скважинах СК200 и СК201 нефтяная залежь литологического типа вскрыта в пластах Ю₃ и Ю₄ при испытании получены притоки нефти около 3,3 м³/сут.

Этот район характеризуется фрагментом временного разреза в модификации Прони по профилю 120050290 (см. рис. 3). В районе скв. СК110 отмечается динамическая аномалия пониженных значений амплитуд и повышенных – затухания столбчатого типа. Скважины СК200 и СК201 смещены относительно профиля на восток, но проецируются на эту же аномалию. Севернее проявляется еще одна хорошо выраженная аномалия, которая, возможно, связана с нефтеносным объектом, вскрытым скважинами ЮВ4 и ЮВ13.

Район скв. СК115. Нефтяная залежь структурно-литологического типа вскрыта в пласте ЮС₂. Коллектор порово-трещинный, представлен шламово-



брекчиевой породой. При испытании интервала пласта при депрессии 17,68 МПа получен приток нефти 41,6 м³/сут.

Этот район характеризует фрагмент временного разреза мгновенных амплитуд после Прони-фильтрации по профилю 120050230 (см. рис. 3). В районе скважины отмечается незначительное понижение мгновенных амплитуд ниже отражающего горизонта $T_{Ю4}$, стратиграфически привязанного к кровле пласта Ю₄. Согласно литолого-фациальному анализу, эта залежь барового типа в нижней части склона подводной возвышенности (водораздела) [14]. Следует отметить, что проявление нефтяной залежи в виде динамической аномалии на временном разрезе мгновенных амплитуд слабое. Подобную визуализацию результатов Прони-разложения следует признать неудачной. Для уверенного выделения целевых динамических аномалий следует учитывать еще и степень затухания сейсмического сигнала. Западнее по этому профилю

выделяются две более хорошо выраженные аномалии с пониженными значениями мгновенных амплитуд. Они расположены на разных уровнях относительно целевых горизонтов и, скорее всего, не связаны между собой.

Район скв. 116. При испытании целевого интервала разреза притока флюидов не получено. Район скважины характеризуется фрагментом временного разреза Прони по профилю 120050240 в интервале частот 46–58 Гц. Ствол скважины прошел через интенсивные отражения, что говорит о наличии здесь плотных отложений без наличия признаков каких-либо коллекторов.

Интересным представляется сравнение временных разрезов в модификации Прони и после полосовой фильтрации в диапазоне частот 41–53 Гц, что показано на рис. 4 на примере субширотного профиля 120030010, секущего Южно-Варягское месторождение. Целевая динамическая аномалия, проявляющаяся на временном разрезе

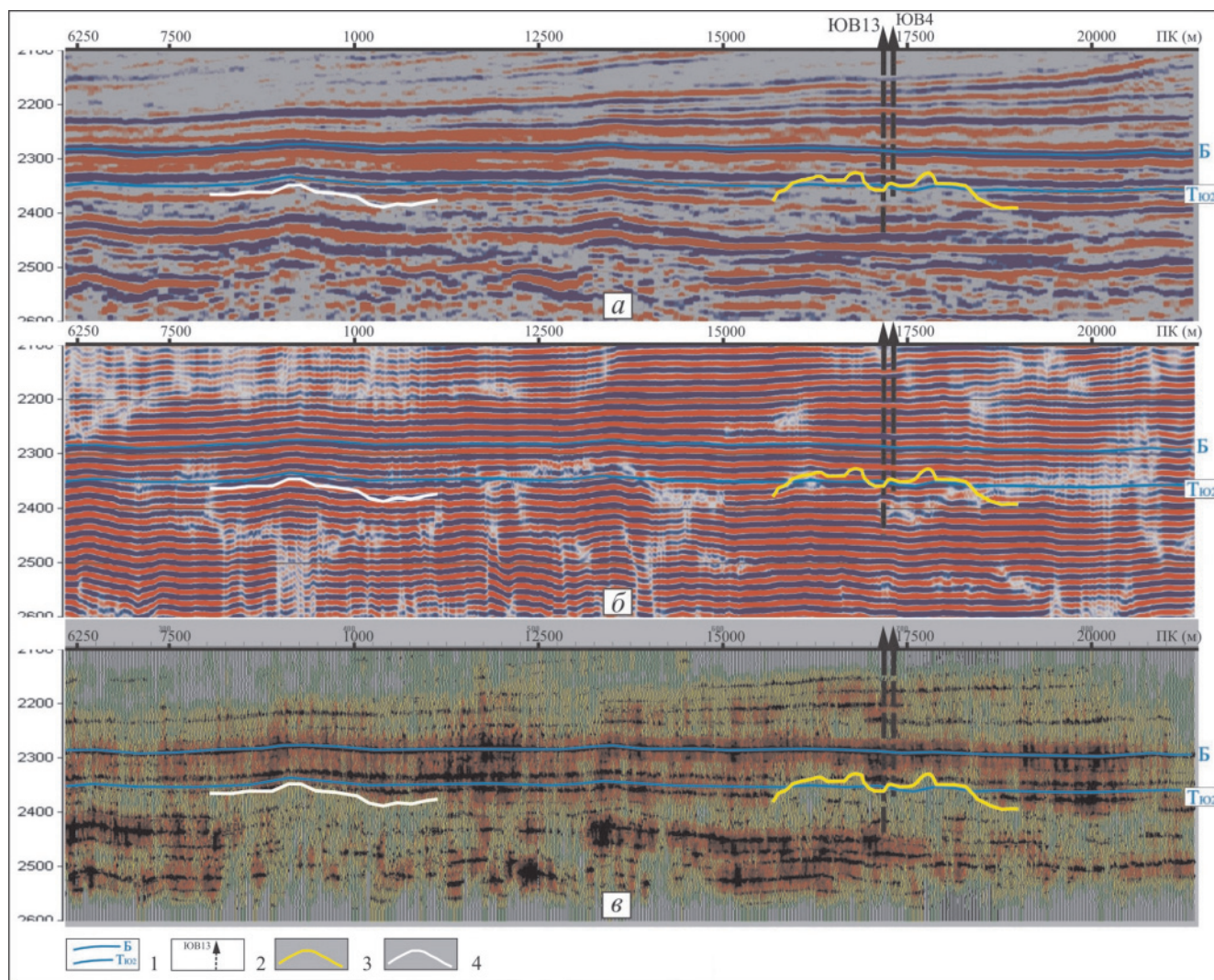


Рис. 4. Сравнение фрагмента временного разреза по ПР 120030010: исходного (а), после полосовой фильтрации в диапазоне частот 41–53 Гц (б), в модификации Прони в диапазоне частот 41–53 Гц (в)

1 – отражающие горизонты, стратиграфически привязанные к кровле баженовской свиты (Б) и кровле песчаного пласта Ю₂ ($T_{Ю2}$); 2 – глубокая скважина; 3–4 – предполагаемые верхние границы нефтеносных объектов, определенные по временному разрезе в модификации Прони

зе в модификации Прони в районе скважин ЮВ4 и ЮВ13, ограничена сверху желтой линией, которую можно рассматривать как верхнюю границу объекта нефтеносности. Размер его по профилю около 3000 м. Вторая динамическая аномалия расположена левее по профилю и ограничена сверху белой линией. Положение линий контуров вынесены и на другие два типа временных разрезов для сравнения.

На разрезе с полосовой фильтрацией (см. рис. 4, б) в районе скважин также отмечается зона незначительного понижения амплитуды. Но эта зона значительно меньшего размера, и ее верхняя граница не совпадает с желтой линией и находится ниже. Делать прогноз по временному разрезу после полосовой фильтрации нецелесообразно.

Выводы

Ловушки углеводородов неструктурного типа давно выделяются и изучаются геологами всего мира. Они играют все более существенную роль в общем объеме запасов углеводородов. Но их обнаружение крайне затруднено, поэтому в практических исследованиях разрабатываются новые способы выявления таких объектов. Подобное происходит и в сейсморазведке при анализе особенностей волнового поля. Одним из возможных методов является Прони-фильтрация, основанная на разложении Прони. Она позволяет выделять локальные частотно-зависимые аномалии пониженных значений амплитуд и повышенных значений затухания в преобразованном наблюдаемом волновом поле и на основе этого прогнозировать нефтегазоносные объекты вне зависимости от типа их сложности, определять наиболее перспективные точки заложения глубоких скважин. Как будет показано на реальных данных в следующей работе, посвященной технологии Прони-фильтрации, существуют устойчивые корреляционные связи между результатами поверхностной сейсморазведки и объектами, вскрытыми скважинами глубокого бурения, которые представляют собой резервуары с различными типами флюидов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Авербух А. Г.** Изучение состава и свойств горных пород при сейсморазведке. – М.: Недра, 1982. – 232 с.
2. **Бурцев М. И.** Поиски и разведка месторождений нефти и газа. – М.: Российский университет дружбы народов, 2006. – 263 с.
3. **Гик Л. Д.** Способ прогнозирования типа флюидонасыщения геологического разреза: патент на изобретение РФ № RU2101732C1. Заявл. 07.18.1995. Оpubл. 27.08.1997. – Точка доступа: https://patents.s3.yandex.net/RU2101732C1_19980110.pdf.
4. **Голф-Рахт Т. Д.** Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов. – М.: Недра, 1986. – 608 с.

5. **Горбатова В. П.** О поглощающих свойствах неконсолидированных и слабосцементированных двухфазных сред // Прикладная геофизика. – 1969. – Вып. 56. – С. 99–111.

6. **Дорофеева Т. В.** Тектоническая трещиноватость горных пород и условия формирования трещинных коллекторов нефти и газа. – Л.: Недра, 1986. – 224 с.

7. **Кашеев Д. Е., Кирнос Д. Г.** Использование имитационного аннилинга для инверсии данных сейсморазведки // Геофизика. – 2002. – Спецвыпуск. – С. 75–79.

8. **Козлов Е. А.** Модели среды в разведочной сейсмологии. – Тверь: ГЕРС, 2006. – 480 с.

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

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

11. **Мушин И. А., Белоусов Г. А., Городков А. Б.** СВАН-сейсморазведка (Спектрально-временной анализ в технологиях сейсморазведки) // Геофизика. – 2005. – № 5. – С. 3–9.

12. **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.

13. **Способ сейсмической разведки горных пород / Б. П. Дьяконов, О. Л. Кузнецов, Ю. Г. Раевский и др.:** патент на изобретение РФ № RU2008697C1. – Заявл. 22.04.1991. Оpubл. 28.02.1994. – Точка доступа: https://patents.s3.yandex.net/RU2008697C1_19940228.pdf.

14. **Таффарель Е. С., Предтеченская Е. А., Сердюк З. Я.** Прогноз нефтегазоносности алевроито-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.

15. **Mitrofanov G.M., Zhan Z., Cai J.** Using of the Proni transform in processing of Chinese seismic data. *Proceedings, 68th SEG Meeting*, New Orleans, USA, 1998, pp. 1157–1159.

16. **Rüger A.** Reflection coefficients and azimuthal AVO analysis in anisotropic media. – Tulsa: Society of Exploration Geophysics (Geophysical monograph series), 2002. – 185 p.

17. **Wang Y. A.** Stable and efficient approach of inverse Q filtering // *Geophysics*. – 2002. – Vol. 67, no. 2. – P. 557–663.

REFERENCES

1. **Averbukh A.G.** *Izucheniye sostava i svoystv gornykh porod pri seysmorazvedke* [Study of the composition and properties of rocks using seismic exploration]. Moscow. Nedra Publ., 1982. 232 p. (In Russ.).
2. **Burtsev M.I.** *Poiski i razvedka mestorozhdeniy nefti i gaza* [Search and exploration of oil and gas

fields]. Moscow, RUDN University Publ., 2006. 263 p. (In Russ.).

3. Gik L.D. *Sposob prognozirovaniya tipa flyuidonasyshcheniya geologicheskogo razreza*. Patent na izobretenie RF № 2101732 [Method for predicting the type of fluid saturation of geological section. Patent of invention of RF no. 2101732]. Available at: https://patents.s3.yandex.net/RU2101732C1_19980110.pdf. (In Russ.)

4. Golf-Rakht T.D. *Osnovy neftepromyslovoy geologii i razrabotki treshchinovykh kollektorov* [Fundamentals of oilfield geology and development of fractured reservoirs]. Moscow, Nedra Publ., 1986. 608 p. (In Russ.).

5. Gorbatoва V.P. [On adsorbing properties of incoherent and semi-consolidated biphasic mediums]. *Prikladnaya geofizika*, 1969, vol. 56, pp. 99–111. (In Russ.).

6. Dorofeeva T.V. *Tektonicheskaya treshchinovatost gornyx porod i usloviya formirovaniya treshchinnykh kollektorov nefti i gaza* [Tectonic fracturing of rocks and formation conditions of fractured oil and gas reservoirs]. Leningrad, Nedra Publ., 1986. 224 p. (In Russ.).

7. Kashcheev D.E., Kirnos D.G. [Using simulated annealing for inversion of seismic survey data]. *Geofizika*, 2002, no. 5, pp. 75–79. (In Russ.).

8. Kozlov E.A. *Modeli sredy v razvedochnoy seismologii* [Medium models in exploration seismology]. Tver, GERS Publ., 2006. 480 p. (In Russ.).

9. Marple S.L. *Tsifrovoy spektralnyy analizi ego prilozheniya* [Digital spectrum analysis and its applications]. Moscow, Mir Publ., 1990. 584 p. (In Russ.).

10. Mitrofanov G.M., Priymenko V.I. Basic and applications of the Prony filtration method. *Technologiya seysmorazvedki*, 2011, no. 3, pp. 93–108. (In Russ.).

11. Mushin G.M., Belousov G.A., Gorodkov A.B. TFSA seismic survey (Spectral time analysis in seismic survey technologies). *Geofizika – Russian geophysics journal*, 2005, no. 5, pp. 3–9. (In Russ.).

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

13. Dyakonov B.P., Kuznetsov O.L., Raevskiy Yu.G., et al. *Sposob seysmicheskoy razvedki gornyx porod*. Patent na izobretenie RF № 2008697 [Method of seismic exploration of rocks. Patent of invention, RF, no. 2008697]. Available at: https://patents.s3.yandex.net/RU2008697C1_19940228.pdf. (In Russ.).

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

15. Mitrofanov G.M., Zhan Z., Cai J. Using of the Proni transform in processing of Chinese seismic data. *Proceedings, 68th SEG Meeting*, New Orleans, USA, 1998, pp. 1157–1159.

16. Rüger A. Reflection coefficients and azimuthal AVO analysis in anisotropic media. Tulsa, Society of Exploration Geophysics (Geophysical monograph series), 2002. 185 p.

17. Wang Y.A. Stable and efficient approach of inverse Q filtering. *Geophysics*, 2002, vol. 67, no. 2, pp. 557–663.

© С. Н. Смолин, Г. С. Митрофанов, 2020