

При появлении объектов определенного типа агент координатор запрашивает специализированного агента мониторинга. Если этот агент обнаруживает объект с низким уровнем доверия, или возникает подозрение на выполнение деструктивных воздействий, агент мониторинга выполняет определенные функции безопасности.

При завершении использования объектов определенного типа работа специализированного агента мониторинга завершается.

Специализированные агенты мониторинга находятся в центральном хранилище — ферме агентов. Каждый агент публикует сведения о предоставляемых сервисах безопасности, и агенты координаторы запрашивают выполнение функций безопасности этими специализированными агентами. При запросе агент мониторинга мигрирует с фермы на конечное рабочее место, выполняет работу и возвращается обратно на ферму (рис. 3).

Таким образом, агент мониторинга выступает сервисом, который заказывает агент координатор.

На схеме также представлены блоки [3]:

- контейнер — агентная среда на конечном рабочем месте в автоматизированной информационной системе;
- платформа — группа контейнеров, объединенная одним блоком управления, реализующим агентную парадигму.

Описанный подход позволяет контролировать изменения среды функционирования АИС и появление новых компонентов, повышает эффективность функционирования конечных рабочих мест пользователей за счет использования средств защиты как сервисов, которые вызываются по необходимости. При этом все компоненты имеют некоторый уровень доверия, что позволяет гибко управлять защитой АИС и контролировать ее защищенность.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ткаченко Н.И., Спирин Н.А. Применение сервис-ориентированной архитектуры при интеграции систем управления технологическими процессами // Известия Томского политехнического университета. — 2010. — Т. 317. — № 5. — С. 61–67.
2. Новиков Д.А. Математические модели формирования и функционирования команд. — М.: Изд-во физико-математической литературы, 2008. — 184 с.
3. Bellifemine F., Caire G. Developing Multi-Agent Systems with JADE. — Chichester: John Wiley & Sons Ltd., 2007. — 286 p.

Поступила 21.09.2012 г.

УДК 550.8.053

АНАЛИЗ ИНФОРМАЦИОННЫХ СВОЙСТВ ВЗАИМНЫХ ФАЗОВЫХ СПЕКТРОВ ОТРАЖЕННЫХ СЕЙСМИЧЕСКИХ ВОЛН

В.П. Иванченков, А.И. Кочегуров, М.А. Черкасова*

Томский политехнический университет

*ЗАО «Гринатом», г. Северск

E-mail: kai@cc.tpu.edu.ru

На основе принятой модели слоистых поглощающих сред рассмотрены свойства взаимных фазовых спектров сейсмических волн, отраженных от кровли и подошвы исследуемой толщи, определены основные предпосылки их применения для прогноза геологического разреза.

Ключевые слова:

Линейная система, модель слоистой поглощающей толщи, взаимный фазовый спектр сигналов, коэффициенты отражения и преломления волн.

Key words:

Linear system, model of layered absorbing column, mutual phase spectrum of signals, reflection and wave refraction factors.

При решении задач прогноза геологического разреза (ПГР), в том числе прогноза нефтегазоносности осадочных толщ, по данным сейсмических наблюдений наиболее широко используются в качестве диагностических признаков динамические характеристики отраженных волн, непосредственно связанные с их амплитудой и энергией [1, 2]. Информация о свойствах фазочастотных характеристик (ФЧХ) сейсмических волн до последнего

времени практически не использовалась. Между тем в фазу сейсмических сигналов, а точнее в сложный закон изменения их фазовых спектров, заложена информация, позволяющая в условиях априорной неопределенности надежно обнаруживать и разрешать сигналы на фоне интенсивных помех, производить оценку их кинематических параметров [3, 4]. Как показано в [5, 6], текущие фазовые спектры отраженных сейсмических волн могут

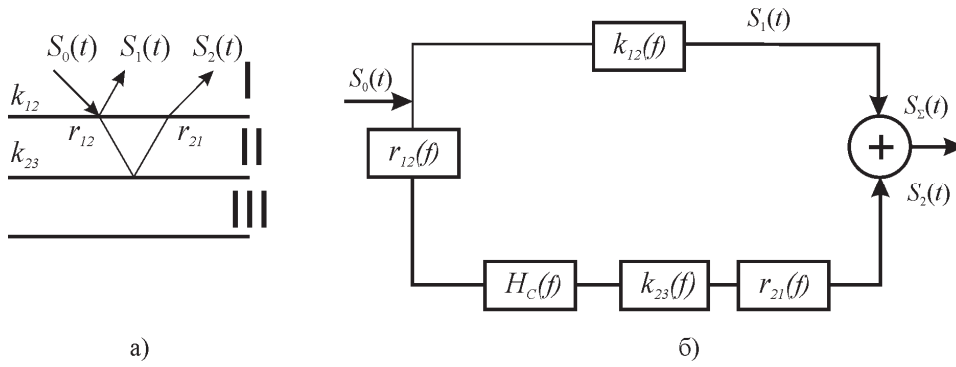


Рис. 1. Модель плоско-параллельной слоистой поглощающей толщи

служить важными характеристиками при прогнозе типов геологического разреза и оценке продуктивности осадочных толщ. В статье проводится анализ свойств взаимных фазовых спектров сейсмических волн, отраженных от кровли и подошвы исследуемых толщ, рассматриваются основные предпосылки их применения в задачах ПГР.

В рамках предложенного ранее системного подхода [6] предварительно остановимся на рассмотрении простой модели слоистой поглощающей толщи с горизонтальными границами раздела выделяемых слоев (рис 1, а). В лучевом приближении при нормальном падении волны $S_0(t)$ процесс формирования отраженных волн от кровли $S_1(t)$ и подошвы $S_2(t)$ линейно-неупругого поглощающего слоя II можно представить в виде эквивалентной системы, показанной на рис. 1, б.

При этом в отсутствии помех взаимный спектр (ВСП) для сигналов $S_1(t)$ и $S_2(t)$ можно определить:

$$Q_{12}(f) = [S_1^*(f) \cdot S_2(f)] = |Q_{12}(f)| e^{j\phi_{12}(f)},$$

где $\phi_{12}(f)$ – взаимный фазовый спектр сигналов $S_1(t)$ и $S_2(t)$. $S_1(t) = F\{S_0(t)\}$, $S_2(t) = F\{S_2(t)\}$ – спектры волн, отраженных от кровли и подошвы II-го слоя, F – оператор прямого преобразования Фурье. В соответствии с рис. 1, б, спектры $S_1(f)$ и $S_2(f)$ запишутся:

$$\begin{aligned} S_1(f) &= S_0(f) k_{12}(f) = |S_1(f)| e^{j\phi_{12}(f)}; \\ S_2(f) &= S_0(f) r_{12}(f) H(f) k_{23}(f) r_{21}(f) = \\ &= |S_2(f)| e^{j\phi_{22}(f)}, \end{aligned}$$

где $S_0(t) = F\{S_0(t)\}$, $k(f)$, $r(f)$ – коэффициенты отражения и преломления для границ раздела соответствующих слоев, $H(f)$ – частотная характеристика системы, определяющая свойства поглощающего слоя II.

Тогда взаимный спектр $Q_{12}(f)$ можно представить:

$$\begin{aligned} Q_{12}(f) &= |S_0(f)|^2 k_{12}^*(f) k_{23}(f) H(f) r_{12}(f) r_{21}(f); \\ |Q_{12}(f)| &= |S_0(f)|^2 \cdot |k_{12}(f)| \cdot |k_{23}(f)| \times \\ &\times |H(f)| \cdot |r_{12}(f)| \cdot |r_{21}(f)|; \\ \phi_{12}(f) &= \\ &= \phi_{k_{23}}(f) - \phi_{k_{12}}(f) + \phi_H(f) + \phi_{r_{12}}(f) + \phi_{r_{21}}(f). \end{aligned} \quad (1)$$

где $\phi_k(f)$, $\phi_r(f)$ – аргументы комплексных коэффициентов отражения и преломления, $\phi_H(f)$ – фазочастотная характеристика частной системы, определяющей распространение волны в поглощающем слое II в двух направлениях.

Как видно из (1), взаимный фазовый спектр (ВФС) волн, отраженных от кровли и подошвы II-го слоя, непосредственно зависит от разности аргументов коэффициентов отражения и суммы аргументов коэффициентов преломления границ раздела слоев. ВФС также определяется набегом фазочастотной характеристикой $\phi_H(f)$, обусловленной прохождением волны в поглощающем слое.

Важно отметить, что ВФС волн, отраженных от кровли и подошвы исследуемой толщи, не зависит от фазового спектра падающей волны $S_0(t)$, что является одним из положительных факторов, который позволяет повысить надежность дальнейшего прогноза свойств изучаемого геологического разреза.

Исходя из рис. 1, можно также представить частотную характеристику рассматриваемой эквивалентной системы в следующем виде:

$$\begin{aligned} H_{\Sigma}(f) &= r_{12}(f) H(f) k_{23}(f) r_{21}(f) + k_{12}(f) = \\ &= |H_{\Sigma}(f)| e^{j\phi_{\Sigma}(f)}. \end{aligned}$$

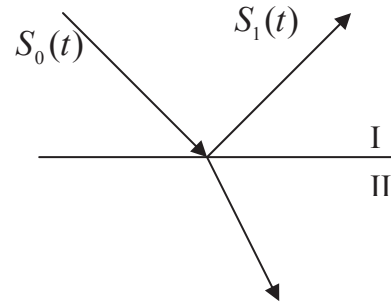


Рис. 2. Два изотропных полупространства, разделенных плоской границей

Согласно [6, 7], для двух изотропных полупространств, разделенных плоской границей, аргументы коэффициентов отражения и преломления запишутся как (рис. 2):

$$\phi_k = \arctg \frac{4\pi\gamma_{12}(f)(\delta_2(f) - \delta_1(f))}{4\pi^2(1 - \gamma_{12}^2(f)) + (\delta_1^2(f) - \delta_2^2(f))\gamma_{12}^2(f)}; \quad (2)$$

$$\phi_r = \arctg \frac{2\pi(\delta_1(f) - \delta_2(f))}{4\pi^2 + \delta_1(f)\delta_2(f) + \gamma_{12}(f)(4\pi^2 + \delta_2^2(f))}, \quad (3)$$

где $\gamma_i(f) = \rho_i V_i(f)$, ($i=1,2$); $\gamma_{12}(f) = \frac{\rho_1 V_1(f)}{\rho_2 V_2(f)}$ – отношение акустических жесткостей контактирующих сред, а $V(f)$ и $\delta(f)$ соответственно определяют скорость распространения продольных волн и декремент поглощения в среде на частоте f . При этом

$$\delta(f) = \frac{\alpha(f)V(f)}{f},$$

где $\alpha(f)$ – коэффициент поглощения.

По результатам различных исследований часто принимается, что коэффициент поглощения $\alpha(f)$ связан с частотой линейной зависимостью [1]:

$$\alpha(f) = \beta f,$$

где β – параметр поглощения.

Исходя из (1), взаимный фазовый спектр отраженных волн зависит от ФЧХ системы, определяющей свойства поглощающего слоя II. Принимая для поглощающего слоя минимально-фазовую модель среды и учитывая ранее сделанное допущение о линейной зависимости коэффициента поглощения от частоты f , выражения для частотной характеристики $H(f)$ можно представить как [6]:

$$H(f) = |H(f)|e^{-j\varphi_H(f)},$$

$$|H(f)| = e^{-2\alpha(f)h},$$

$$\varphi_H(f) = 4\pi fh \left[\frac{1}{V(f_0)} - \frac{\beta}{\pi^2} \ln \frac{f}{f_0} \right], \quad (4)$$

где $V(f_0)$ – фазовая скорость распространения волн на некоторой базовой частоте f_0 , h – мощность слоя.

Из соотношений (1–4) видно, что взаимный фазовый спектр волн, отраженных от кровли и подошвы анализируемой толщи, непосредственно зависит от акустических и поглощающих свойств контактирующих толщ. На рис. 3 в качестве примера приведены графики аргументов коэффициентов отражения и преломления волн, определенных при различных значениях отношений декрементов поглощения $\delta_{12}(f)$ и акустических жесткостей $\gamma_{12}(f)$ контактирующих сред. Исследования показали, что аргумент коэффициента отражения во всех случаях, когда декременты поглощения контактирующих сред не равны между собой, зависит от частоты. Влияние поглощения на аргумент коэффициента отражения тем значимее, чем меньше дифференциация акустических жесткостей контактирующих сред. Так, при $\gamma_{12}(f_0)=0,9$ и $\delta_{12}(f_0)=0,05–1$

изменение фазы по частоте $\frac{f}{f_0} = 2$ составляет 1,5 рад., а в случае $\gamma_{12}(f_0)=0,62$ при тех же самых условиях значение уменьшается до 1 рад.

При этом следует отметить, что в этом случае достаточно большие фазовые сдвиги ($\approx 0,25$ рад.)

наблюдаются даже при очень малом изменении (порядка 0,05) декремента поглощения. Это свидетельствует о высокой чувствительности $\varphi_k(f)$ к небольшим изменениям поглощающих свойств отложений. Фазовые набегии за счет преломления на границах раздела $\varphi_k(f)$ в поглощающих средах существенно меньше, чем за счет отражения. С ростом частоты при любых сочетаниях $\gamma_{12}(f_0)$ и $\delta_{12}(f_0)$ аргумент коэффициента преломления уменьшается и имеет отрицательную величину.

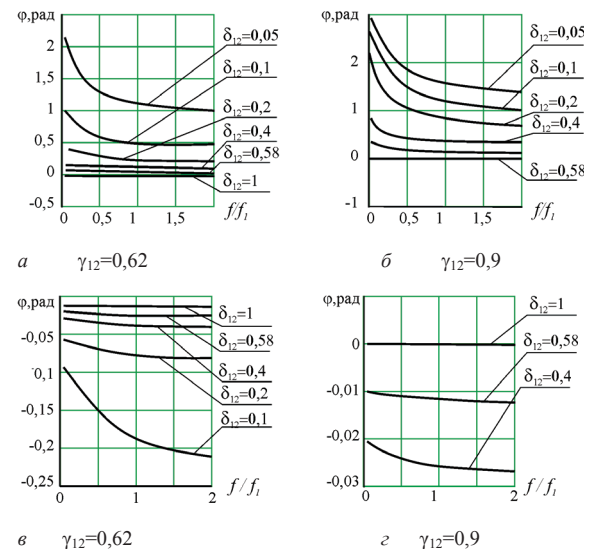


Рис. 3. Зависимость аргументов коэффициентов отражения (а, б) и преломления (в, г) от частоты f/f_0

По аналогии с изложенным выше может быть построена модель поглощающей толщи, состоящей из произвольного числа слоев и определена частотная характеристика $H_\Sigma(f)$ ее эквивалентной системы [6]. На основе определенной $H_\Sigma(f)$ может быть рассчитана синтетическая сейсмограмма для любой точки поверхности наблюдения:

$$S_\Sigma(t) = F^{-1}\{S_0(f)H_\Sigma(f)\},$$

где F^{-1} – оператор обратного преобразования Фурье.

Совокупность рассчитанных сейсмограмм (сейсмограмма) для различных точек наблюдения для принятой модели слоистой поглощающей среды позволяет провести исследования влияния петрофизических параметров анализируемой толщи на ВФС отраженных волн.

Предварительно исследования свойств ВФС проводились для 4-х моделей слоистых поглощающих сред. Общая структура принятых моделей приведена на рис. 4.

Аргиллиты
Продуктивная толща
Аргиллиты

Рис. 4. Структура моделей слоистых поглощающих сред

Каждая модель включает три толщи, где вторая толща – песчаный коллектор (продуктивная тол-

ша), а толщи I и III – слои аргиллитов. В первой модели песчаный слой предполагается насыщенным газом, во второй – нефтью, в третьей – водой. В четвертой модели имитировалось наличие непроницаемого карбонизированного песчаника.

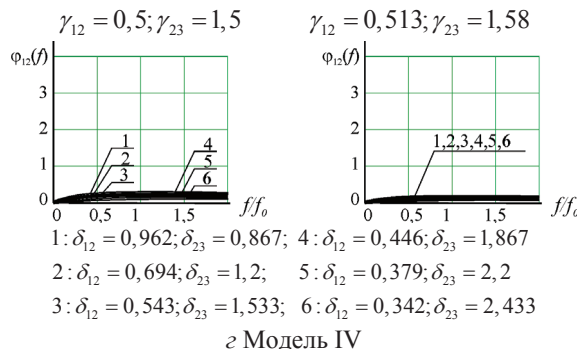
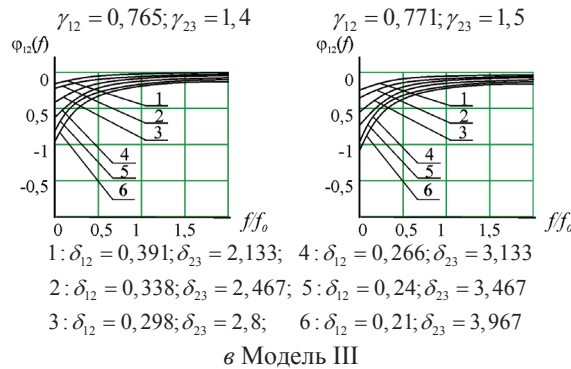
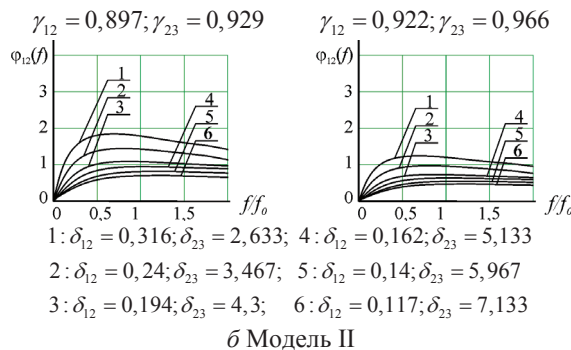
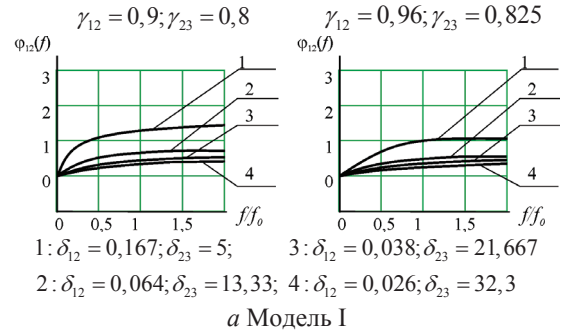


Рис. 5. Взаимные фазовые спектры волн, отраженных от кровли и подошвы II слоя: а) газонасыщенного песчаника, б) нефтенасыщенного песчаника, в) водонасыщенного песчаника, г) карбонизированного песчаника

При исследованиях скорости распространения продольных волн, плотности пород и параметры поглощения во всех слоях выбирались исходя из обобщенных данных, характерных для верхнеюрской продуктивной толщи Крапивинской площади Томского Приобья. Мощность (толщина) второго слоя задавалась 15 м. На рис. 5 показаны графики взаимных фазовых спектров волн, отраженных от кровли и подошвы II-го слоя, рассчитанных для различных отношений декрементов поглощения $\delta_{12}(f)$, $\delta_{23}(f)$ и акустических жесткостей $\gamma_{12}(f)$, $\gamma_{23}(f)$ контактирующих сред.

Анализ графиков показывает, что насыщение породы-коллектора газом или нефтью непосредственно приводит к значимому изменению взаимных фазовых спектров (модель I и II на рис. 5). При этом наибольшие отклонения взаимного фазового спектра при определенных сочетаниях отношений акустических жесткостей и декрементов поглощения контактирующих сред могут достигать 1,8 рад. В случае насыщения песчаного коллектора водой (модель III на рис. 5) в диапазоне изменения отношения частот f/f_0 от 0,5 до 2 ВФС волн слабо зависят от частоты и их значения сосредоточены в области от 0...–1 рад. При отсутствии коллектора (модель IV на рис. 5) взаимные фазовые спектры отраженных волн практически не зависят от частоты и их значения при различных сочетаниях петрофизических параметров контактирующих слоев близки к 0. Из приведенных зависимостей также видно, что графики ВФС в случае насыщения песчаного коллектора газом или нефтью во всем диапазоне анализируемых частот обладают большей кривизной и имеют больший интервал изменения значений, чем в случае отсутствия коллектора или его насыщения водой. Это позволяет при решении задач прогноза нефтегазоносности осадочных толщ ввести в качестве диагностических признаков параметры ВФС, учитывающие отклонение их значений от средних. В частности, для этих целей может быть использован центральный момент 2-го порядка ВФС:

$$\sigma_{\phi}^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (\phi_{12}(f_i) - \bar{\phi}_{12}(f))^2}{n-1}, \quad (5)$$

где $\bar{\phi}_{12}(f) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \phi_{12}(f_i)$ – среднее значение взаимного фазового спектра; n – число гармоник, учитываемых при определении взаимного фазового спектра отраженных волн.

Наряду с взаимным фазовым спектром волн информацию о дисперсионности сред и поглощающих свойствах исследуемых толщ также несут взаимные фазовые и групповые задержки:

$$\tau_{\phi}(f) = \frac{\phi_{12}(f)}{2\pi f}, \quad t_{\text{гp}}(f) = -\frac{d\phi_{12}(f)}{2\pi df}.$$

Степень их отклонения может быть соответственно определена:

Аргиллиты (Баженовская пачка)			Аргиллиты (Баженовская пачка)		
песчаник			песчаник		
Карбонизированный	Газонасыщенный	Карбонизированный	Водонасыщенный	Газонасыщенный	Водонасыщенный
Аргиллиты			Аргиллиты		
а Модель I			б Модель III		

Рис. 6. Структура моделей слоистых поглощающих сред при изменении их свойств по латерали

$$\sigma_{\tau}^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (\tau_{\phi}(f_i) - \bar{\tau}_{\phi})^2}{n-1}. \quad (6)$$

$$\sigma_t^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (t_{\text{тр}}(f_i) - \bar{t}_{\text{тр}})^2}{n-1}. \quad (7)$$

С целью исследования информативности параметров (5–7) дополнительно были рассмотрены 4 модели слоистых сред, состоящие из трех толщ. Покрывающая и подстилающие толщи являются, как и ранее, слоями аргиллитов, а второй слой задавался как продуктивная толща, свойства которой изменялись по латерали (рис 6, а, б).

Рассматривались следующие изменения по латерали структуры II-го слоя:

- 1) Карбонизированный песчаник–газонасыщенный песчаник–карбонизированный песчаник (рис. 6, а);
- 2) Карбонизированный песчаник–нефтенасыщенный песчаник–карбонизированный песчаник;
- 3) Водонасыщенный песчаник–газонасыщенный песчаник–водонасыщенный песчаник (рис. 6, б);
- 4) Водонасыщенный песчаник–нефтенасыщенный песчаник–водонасыщенный песчаник.

Петрофизические параметры слоев (скорости распространения волн, плотности пород, параметры поглощения) были выбраны из тех же условий, что и для рассмотренных ранее моделей сред. Мощность II-го слоя была задана равной 50 м. Во всех случаях при исследовании варьировались петрофизические параметры II-го слоя, при неизменных параметрах покрывающей и подстилающей толщ. Для каждой из принятых моделей по разработанной программе осуществлялся расчет и построение наблюдаемых волновых полей (рис. 7), на которых автоматически прослеживались волны, отраженные от кровли и подошвы II-го слоя.

Для них определялся их взаимный фазовый спектр (рис. 8) и оценивались прогнозные параметры (5–7).

На рис. 9 в качестве примера приведены графики изменений по латерали центральных моментов 2-го порядка фазовой и групповой задержек для моделей сред, показанных на рис. 6.

Из рис. 9 видно, что на участках насыщения песчаного коллектора газом наблюдаются аномальные изменения указанных прогнозных параметров. При этом, как следовало ожидать, при структуре II-го слоя типа «вода–газ–вода» (рис. 6, б) относительное изменение параметров на различных участках профиля оказалось меньшим, чем в слу-

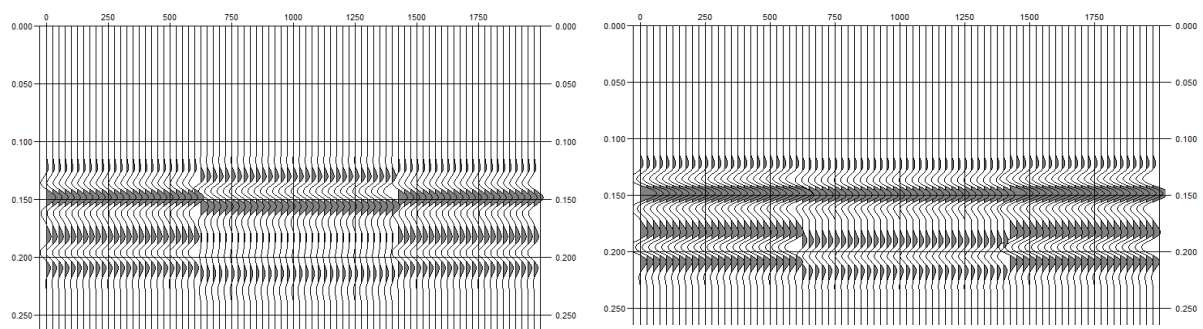


Рис. 7. Фрагменты волновых полей

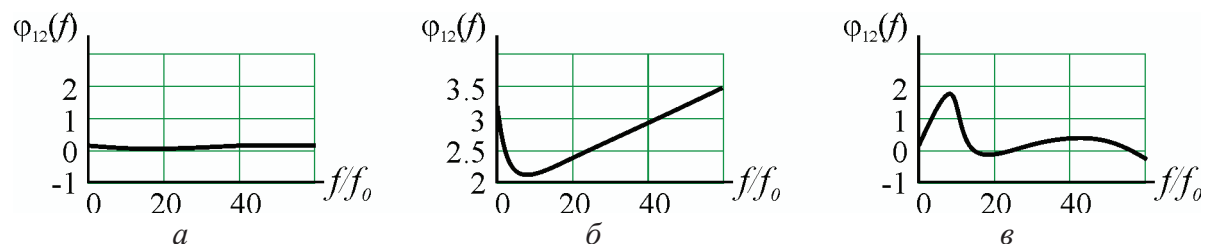


Рис. 8. Взаимные фазовые спектры волн, отраженных от кровли и подошвы II-го слоя: а) карбонизированный; б) газонасыщенный; в) водонасыщенный песчаник

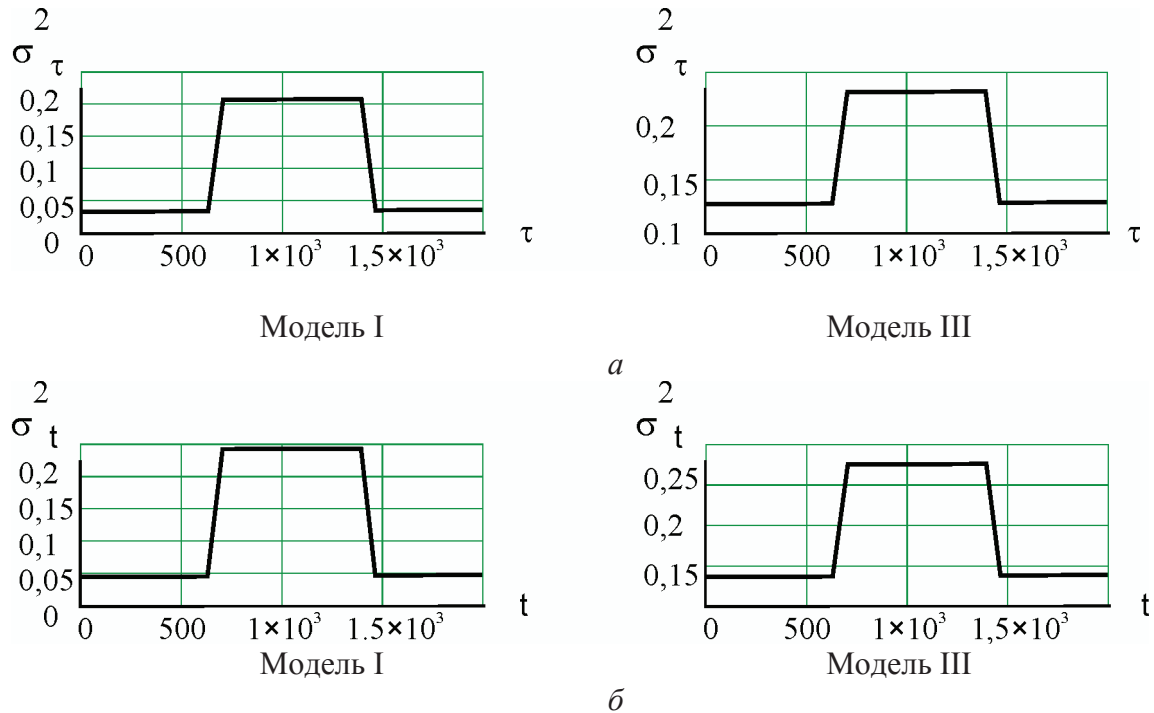


Рис. 9. Центральный момент 2-го порядка: а) взаимной фазовой задержки; б) групповой задержки

чае, когда структура II-го слоя по латерали была задана в виде, приведенном на рис. 6, а. Аналогичные закономерности в изменении указанных прогнозных параметров также наблюдались при насыщении породы коллектора нефтью (модели II и IV). Результаты проведенных исследований показали, что наиболее информативными параметрами являются центральные моменты взаимной фазовой и групповой задержек. Центральный момент взаимного фазового спектра при определенных сочетаниях петрофизических параметров пород продуктивного слоя имеет незначительные аномалии при задании структуры модели II-го слоя по латерали в виде «вода—нефть—вода».

С целью дальнейшего исследования информативности выбранных прогнозных параметров была проведена выборочная обработка сейсмических данных метода общей глубинной точки (ОГТ), полученных на Крапивинском месторождении Томского Приобья.

При этом осуществлялась обработка временных разрезов ОГТ для нескольких сейсмических профилей, на которых расположены разведочные скважины. Основным продуктивным объектом Крапивинского месторождения являются отложения верхней Юры. В этой связи рассматривалась толща, ограниченная подошвой Баженовской свиты (Bg) и пластом Ю₁³⁻⁴. На рис. 10, а, 12,

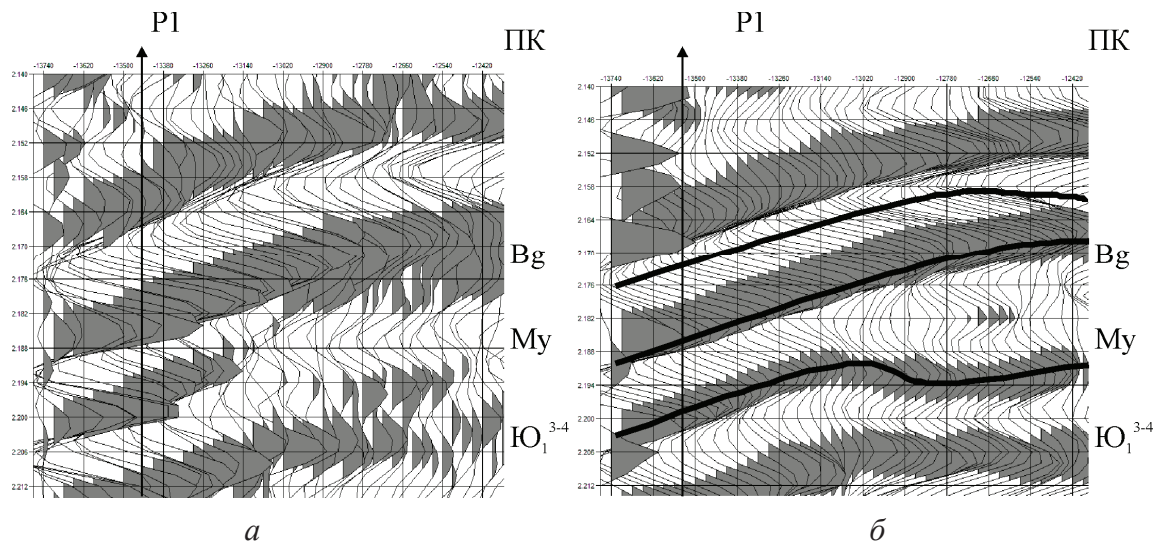


Рис. 10. а) фрагмент разреза ОГТ, профиль ПР 1; б) Фрагмент объектно-ориентированного фазового разреза ПР 1

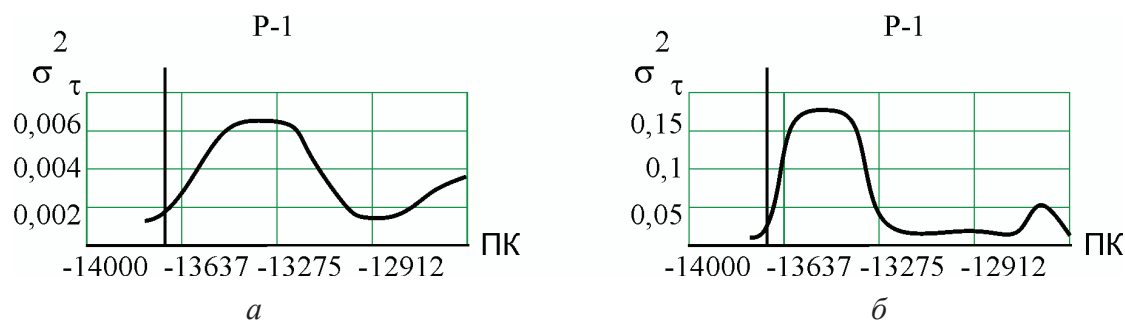


Рис. 11. Изменение прогнозных параметров вдоль профиля наблюдения ПР 1: а) центрального момента 2-го порядка взаимной фазовой задержки; б) центрального момента 2-го порядка взаимной групповой задержки

а приведены фрагменты временных разрезов ОГТ, полученных после стандартной обработки, для двух сейсмических профилей (условное обозначение ПР 1 и ПР 2), на пересечении которых расположена скважина Р-1 (условное обозначение) с дебитом нефти 130 м³/сут. Следует отметить, что на временных разрезах ОГТ не всегда удастся проследить оси синфазности отраженных волн, отождествляемых по стратиграфической привязке с продуктивным пластом Ю₁³⁻⁴ (рис. 10, а), что не позволяет провести вычисление оценок взаимных фазовых спектров целевых волн, привязанных к подошве Вg и пласту Ю₁³⁻⁴. В этой связи на основе ранее предположенных методов фазочастотного прослеживания (ФЧП) [4] была прове-

дена детальная обработка временных разрезов ОГТ и построены объектно-ориентированные разрезы, на которых на всем интервале выделяются целевые волны (рис. 10, б, 12, б). На основе данных разрезов была проведена оценка временного положения целевых волн и определение их взаимных фазовых спектров и указанных выше прогнозных параметров.

На рис. 11, 13 приведены графики принятых прогнозных параметров, определённых для указанных фрагментов разрезов ПР 1 и ПР 2. Из них видно, что на пикетах наблюдения обоих профилей, где расположена скважина Р-1, прогнозны параметры имеют ярко выраженные аномалии, свидетельствующие о наличии нефтяной залежи.

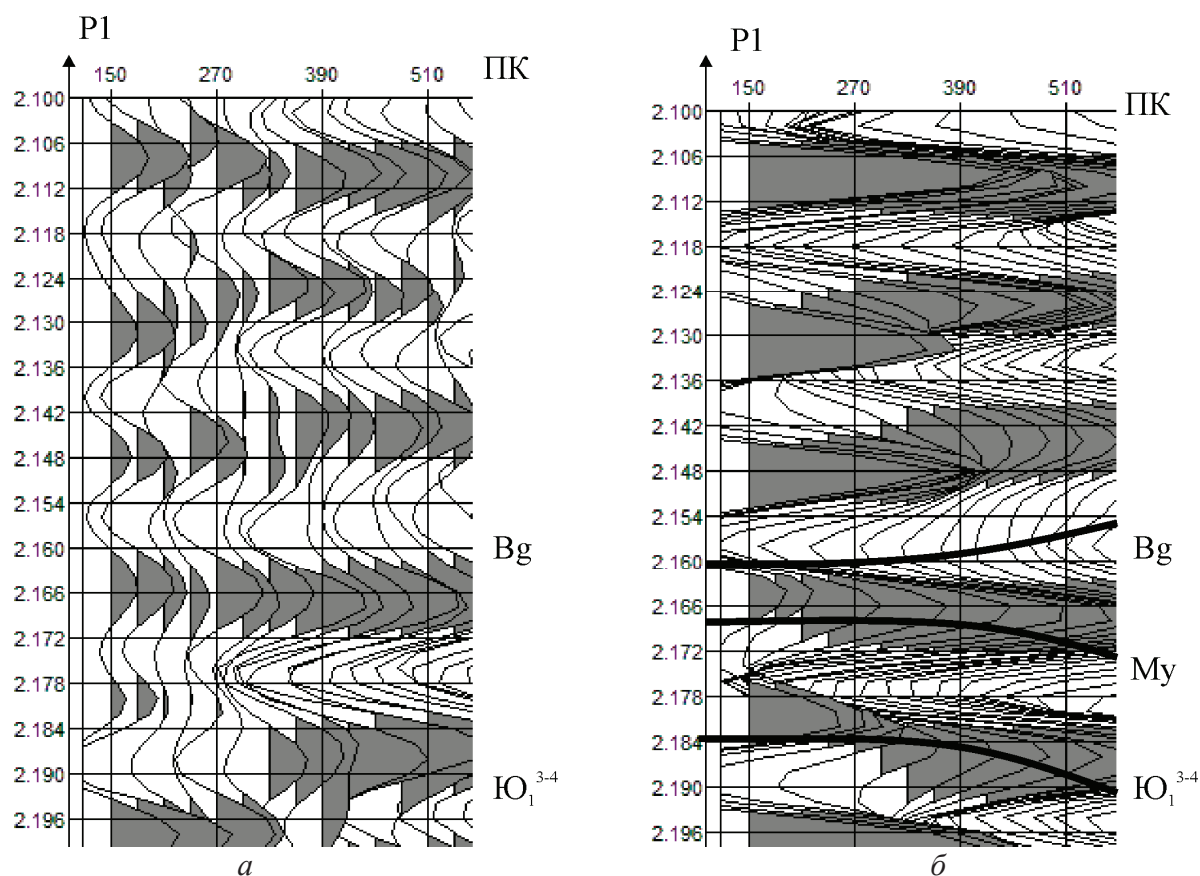


Рис. 12. а) фрагмент разреза ОГТ, профиль ПР 2; б) фрагмент объектно-ориентированного фазового разреза ПР 2

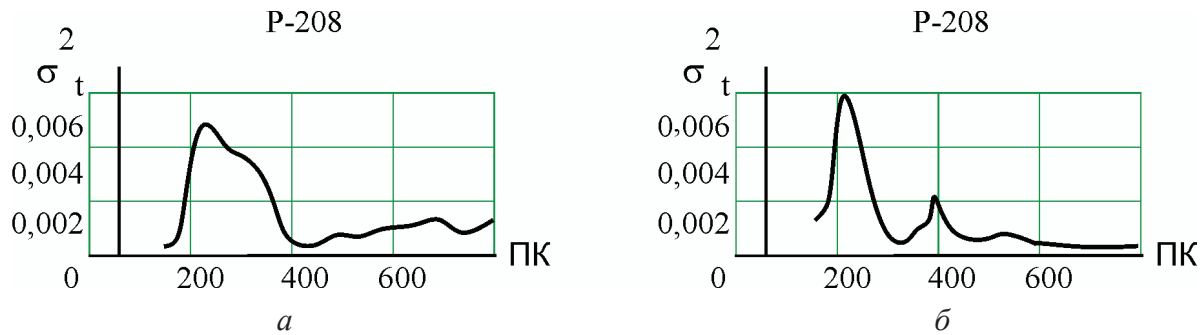


Рис. 13. Изменение прогнозных параметров вдоль профиля наблюдения ПР 2: а) центрального момента 2-го порядка взаимной фазовой задержки; б) центрального момента 2-го порядка взаимной групповой задержки

Выборочная обработка материалов ОГТ для ряда других сейсмических профилей, на которых расположены продуктивные скважины, в целом подтвердила высокую информативность выделенных прогнозных параметров, определяемых на основе взаимных спектров волн, отраженных от кровли и подошвы анализируемых толщ. Таким образом,

проведенные исследования на моделях слоистых поглощающих сред и результаты обработки реальных сейсмических материалов указывают на возможность использования взаимных фазовых спектров сейсмических волн в качестве новых важных диагностических признаков при прогнозе нефтегазоносности осадочных толщ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гурвич И.И., Боганик Г.Н. Сейсморазведка. — Тверь: Изд-во АИС, 2006. — 774 с.
2. Птецов С.Н. Анализ волновых полей для прогнозирования геологического разреза. — М.: Недра, 1989. — 135 с.
3. Иванченков В.П., Кочегуров А.И. Определение временного положения сейсмических сигналов по оценкам их фазочастотных характеристик // Геология и геофизика. — 1988. — № 9. — С. 77–83.
4. Иванченков В.П., Кочегуров А.И., Орлов О.В. Исследование разрешающей способности методов фазочастотного прослеживания сейсмических сигналов // Известия Томского политехнического университета. — 2012. — Т. 320. — № 5. — С. 80–85.
5. Иванченков В.П., Козлов А.А. Классификация типов геологического разреза методами кластерного анализа по данным сейсмических наблюдений // Известия Томского политехнического университета. — 2011. — Т. 318. — № 1. — С. 54–59.
6. Иванченков В.П., Кочегуров А.И., Орлов О.В. Фазочастотные характеристики сейсмических волн и основные предпосылки их применения для решения задач прогноза геологического разреза // Известия Томского политехнического университета. — 2008. — Т. 313. — № 5. — С. 132–138.
7. Авербух А.Г., Трапезникова Н.А. Отражения и преломления плоских волн при нормальном падении на границы // Физика земли. — 1972. — № 9. — С. 74–83.

Поступила 10.04.2013 г.