

Литература

1. Бычков С.Г., Неганов В.М., Мичурин А.В. Нефтегазогеологическое районирование территории Пермского Прикамья // Нефтегазопромысловое дело, 2010. – С. 1 – 28.
2. Кривошеков С.Н., Галкин В.И., Волкова А.С. Разработка вероятностно-статистической методики прогноза нефтегазоносности структур // Нефтепромысловое дело, 2010. – № 7. – С. 28 – 31.
3. Козлова И.А., Шадрин М.А. Геолого-геохимическая оценка возможности нефтегазообразования в верхнепротерозойских отложениях на территории Пермского края // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – Пермь: Изд-во ПНИПУ, 2013. – Вып. 8. – С. 18.
4. Михайлов Д.Г., Макаловский В.В. и др. Обобщение результатов ГРП на территории Пермского края с целью уточнения геологического, тектонического строения, сырьевой базы и нефтегазогеологического районирования. – Пермь: Изд-во ООО «ПермНИПИнефть», 2011. – 310 с.
5. Михайлов Д.Г. Развитие тектонического картирования Пермского края в связи с прогнозом нефтегазоносности // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2012. – №4. – 20 с.
6. Попов В.Г. Геохимия и формирование конденсатогенных вод в Соликамской депрессии // Геологический сборник №6. Информационные материалы. – Новочеркасск: Изд-во ЮРГТУ, 2010. – С. 258 – 261.
7. Попов В.Г., Яковлев Ю.А. Гидрогеохимическая инверсия в зоне рассолов Соликамской впадины // Гидрогеология и карстоведение: Межвуз. сб. научн. тр. – Пермь: Изд-во ПГУ, 2002 – Вып. 14. – С. 64 – 72.
8. Попов В.Г., Яковлев Ю.А. Особенности гидрогеохимической зональности Соликамской депрессии // Геология и полезные ископаемые Западного Урала. Материалы региональной науч.-практич. конфер. – Пермь: Изд-во ПГУ, 2000. – С. 229 – 230.
9. Проворов В.М., Проворов М.В., Неганов В.М. Нефтегазогеологическое районирование центральных районов Пермского края в связи с дальнейшим освоением ресурсов нефти и газа // Вестник Пермского университета. Геология. – Пермь: Изд-во ПГУ, 2008. – Вып. 10(26). – С. 8 – 16.
10. Фрик М.Г., Титова Г.И., Васянина Д.И. Оценка фазового состояния флюидов на северо-востоке Пермского края // Геология нефти и газа, 2008. – №3. – С. 48 – 51.
11. Шаронов Л.В. Формирование нефтяных и газовых месторождений северной части Волго-Уральского бассейна. – Пермь: Перм. книжное изд-во, 1971. – 291 с.

НОВЫЙ СПОСОБ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВЗАИМНОГО ФАЗОВОГО СПЕКТРА СЕЙСМИЧЕСКИХ СИГНАЛОВ ПРИ РЕШЕНИИ ЗАДАЧ ПРОГНОЗА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА

С.Х. Нгуен, С.Н. Сидоренко

Научный руководитель доцент В.П. Иванченков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При решении задач прогноза геологического разреза по данным сейсмических наблюдений наиболее широко используются в качестве информативных параметров динамические характеристики отраженных сейсмических волн, непосредственно связанные с их амплитудой и энергией.

Информация о фазочастотных характеристиках сейсмических волн до последнего времени практически не использовалась. Между тем, как показано в работах [1, 2], мгновенные фазовые спектры и взаимные фазовые спектры отраженных сейсмических волн могут служить важными диагностическими характеристиками при прогнозе свойств геологического разреза и оценке продуктивности осадочных толщ.

При использовании взаимных фазовых спектров волн, отраженных от кровли и подошвы исследуемых толщ, в качестве информативных параметров в задачах прогноза геологического разреза требуется проследить и восстанавливать сейсмические сигналы в различных точках их приема. В случае исследования тонкослоистых сред, к которым часто «приурочены» месторождения нефти и газа, наблюдаемые волновые поля имеют сугубо интерференционный характер и разрешить сейсмические сигналы в этих условиях часто не удастся, что накладывает ограничения на возможность оценки их взаимных спектров известными методами [4].

В данной работе рассматривается новый способ определения взаимных фазовых спектров сейсмических сигналов, основанный на анализе функции качества (критерия оценки временного положения сигналов) предложенных ранее фазочастотных алгоритмов, используемых при прослеживании волн в зонах их интенсивной интерференции [1, 3]. Как показали исследования такого типа алгоритмов, они обладают высокой разрешающей способностью и помехоустойчивостью, и позволяют достаточно надежно проследить волны в условиях неполной априорной информации о свойствах выделяемых сигналов. Кратко отметим основные положения предложенного способа на примере простой модели плоскопараллельной слоистой поглощающей толщи (рис. 1). В лучевом приближении при нормальном падении волны $S_0(t)$ процесс отражения от кровли и подошвы поглощающей толщи II можно представить в виде эквивалентной линейной системы [1]:

На рисунке 1 через $S_1(t)$ и $S_2(t)$ обозначены волны, отраженные от кровли и подошвы второго слоя, а $H_1(f)$ и $H_2(f)$ – характеризуют соответственно частотные характеристики по первому и второму выходу системы, которые определяются через коэффициенты отражения $k_{12}(f)$, $k_{23}(f)$, коэффициенты преломления $\gamma_{12}(f)$, $\gamma_{21}(f)$ и характеристику $L(f)$ поглощающего слоя II [1].

В общем случае функция качества предложенных фазочастотных алгоритмов прослеживания волн

может быть записана в виде [3]:
$$L(t) = \sum_{k=1}^m W(f_k) \cdot \cos \varphi(f_k, t) \quad (1)$$

где $W(f_k)$ – частотная весовая функция; $\varphi(f_k, t)$ – мгновенный фазовый участок сейсмодатассы, вычисляемый в скользящем окне анализа.

Проведенный обобщенный анализ функции качества (1) для отдельного сейсмического импульса $S(t)$ показал, что ее можно также представить в следующей форме: $L(t) = F^{-1}\{W(f) \cdot e^{j\varphi_S(f)}\}$ (2)
где F^{-1} – оператор обратного преобразования Фурье; $\varphi_S(f)$ – фазовый спектр сигнала.

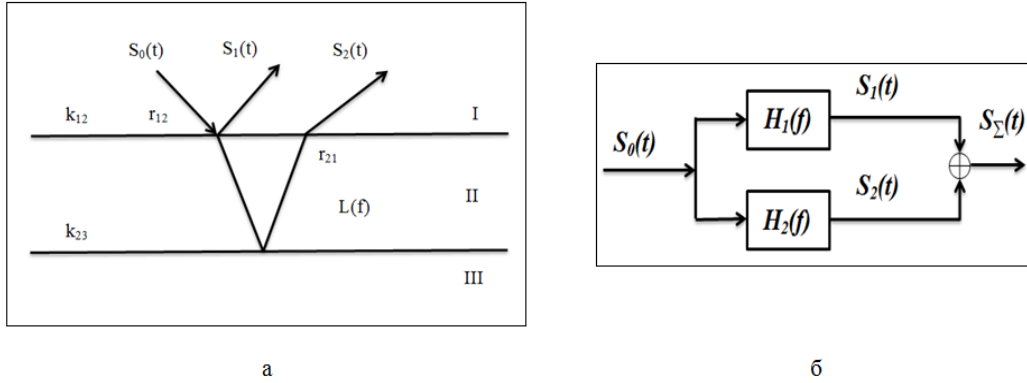


Рис. 1. Модель плоскопараллельной слоистой толщ: а – модель среды; б – представление модели среды в виде эквивалентной системы

Пусть имеется линейная система с частотной характеристикой (рис. 2): $H(f) = |H(f)| \cdot e^{j\varphi_H(f)}$

При этом: $S(t) = S_0(t) \otimes h(f)$,

где $h(t) = F^{-1}\{H(f)\}$ – импульсный отклик системы; $\otimes$ – операция свертки.

Учитывая (2) при прослеживании сигналов на входе и выходе данной системы функции качества предложенных алгоритмов фазочастотного прослеживания можно записать:

$$L_0(t) = F^{-1}\{W(f) \cdot e^{j\varphi_{S_0}(f)}\};$$

$$L(t) = F^{-1}\left\{\left(W(f) \cdot e^{j\varphi_{S_0}(f)}\right) \cdot e^{j\varphi_H(f)}\right\}$$

После несложных преобразований можно показать, что: $L(t) = L_0(t) \otimes h_L(t)$ (3)

где $h_L(t) = F^{-1}\{H_L(f)\}$; $H_L(f) = e^{j\varphi_H(f)}$.

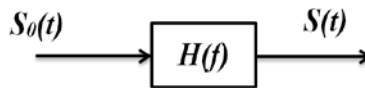


Рис. 2. Линейная система с частотной характеристикой $H(f)$

Тогда в соответствии с (2) и (3) можно заключить, что функцию качества алгоритма фазочастотного прослеживания при прослеживании выходного сигнала можно рассматривать как результат преобразования функции качества при прослеживании входного сигнала линейной системой с частотной характеристикой $H_L(f) = e^{j\varphi_H(f)}$, определяемой только фазочастотной характеристикой системы.

Исходя из этого для рассматриваемой модели слоистой поглощающей толщи (рис. 1) функции качества алгоритмов фазочастотного прослеживания для сигналов $S_1(t)$ и $S_2(t)$ запишутся:

$$L_1(t) = F^{-1}\{W(f) \cdot e^{j\varphi_{S_0}(f)} \cdot e^{j\varphi_{H_1}(f)}\};$$

$$L_2(t) = F^{-1}\{W(f) \cdot e^{j\varphi_{S_0}(f)} \cdot e^{j\varphi_{H_2}(f)}\}$$

При обычном способе определения взаимной спектральной плотности $G_{S_1 S_2}(f)$ сигналов $S_1(t)$ и $S_2(t)$, считая их детерминированными, можно записать: $G_{S_1 S_2}(f) = S_1^*(f) \cdot S_2(f) = |G_{S_1 S_2}(f)| \cdot e^{j\varphi_{S_1 S_2}(f)}$

где: $S_1(f) = |S_0(f)| \cdot |H_1(f)| \cdot e^{j\varphi_{H_1}(f)} \cdot e^{-j\varphi_{S_0}(f)}$; $S_2(f) = |S_0(f)| \cdot |H_2(f)| \cdot e^{j\varphi_{H_2}(f)} \cdot e^{-j\varphi_{S_0}(f)}$.

Тогда взаимный фазовый спектр $\varphi_{S_1 S_2}(f)$ запишется: $\varphi_{S_1 S_2}(f) = \varphi_{H_2}(f) - \varphi_{H_1}(f)$ (4)

Для определения взаимного фазового спектра сигналов через функции качества $L_1(t)$ и $L_2(t)$ введем:

$$L_{12}(f) = L_1^*(f) \cdot L_2(f) \quad (5)$$

$$\text{где } L_1(f) = F\{L_1(t)\} = W(f) \cdot e^{j\varphi_{S_0}(f)} \cdot e^{j\varphi_{H_1}(f)}; L_2(f) = F\{L_2(t)\} = W(f) \cdot e^{j\varphi_{S_0}(f)} \cdot e^{j\varphi_{H_2}(f)} \quad (6)$$

Учитывая, что $W(f)$ – действительная функция, из выражений (5) и (6) имеем:

$$L_{12}(f) = W^2(f) \cdot e^{j(\varphi_{H_2}(f) - \varphi_{H_1}(f))}$$

где разность $\varphi_{S_1 S_2}(f) = \varphi_{H_2}(f) - \varphi_{H_1}(f)$ в соответствии с (4) определяет взаимный фазовый спектр сигналов $S_1(t)$ и $S_2(t)$.

В работе приводятся результаты исследования предложенного способа на примерах обработки волновых полей, сформированных для различных моделей слоистых поглощающих сред. Показывается целесообразность и эффективность использования предлагаемого способа на примерах анализа сейсмических сигналов в зонах их интенсивной интерференции. Приводятся отдельные результаты применения предлагаемого способа при обработке данных сейсмических наблюдений метода общей глубинной точки.

Литература

1. Иванченков В.П., Кочегуров А.И., Орлов О.В. Информационные свойства фазовых спектров сейсмических сигналов // Информационное общество, 2014. – №3. – С. 34 – 45.
2. Иванченков В.П., Кочегуров А.И., Черкасова М.А. Анализ информационных свойств взаимных фазовых спектров отраженных сейсмических волн // Известия Томского политехнического университета, 2013. – Т. 322. – №5. – С. 108 – 115.
3. Иванченков В.П., Кочегуров А.И., Купина Н.А., Орлов О.В. Методы фазочастотного прослеживания отраженных волн и их применения в задачах обработки сейсмической информации // Технология сейсморазведки, 2013. – №3. – С. 5 – 10.
4. Сергиенко А.Б. Цифровая обработка сигналов. – М.: Изд-во Питер, 2006. – 751 с.

ЛИТОЛОГО-ПЕТРОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА ЮС₁ ФАИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ХМАО)

Е.О. Никифорова

Научный руководитель доцент М.В. Шалдыбин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Фаинское нефтяное месторождение расположено в 70 км к востоку от г. Нефтеюганска, в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. Оно было открыто в 1981 и введено в разработку в 1986 г. Месторождение является крупным по величине извлекаемых запасов и сложным по геологическому строению. Основная залежь пласта ЮС₁ является главным объектом эксплуатации, на неё приходится 99,98 % всей добычи по месторождению и 92,9 % от начальных извлекаемых запасов промышленных категорий.

Объектом исследования данной работы являются терригенные породы-коллекторы продуктивного пласта ЮС₁, приуроченного к верхам васюганской свиты. Для выявления основных литолого-петрографических характеристик указанного пласта был проведён анализ 12 шлифов из 3 скважин. Ниже приведены их основные обобщённые характеристики.

Отложения продуктивного пласта ЮС₁ представлены песчаниками мелкозернистыми, средне-мелкозернистыми и мелко-среднезернистыми, значения средневзвешенного диаметра изменяются в диапазоне от 0.12 до 0.34 мм. Характерна как хорошая и средняя, так и плохая сортировка. Микротекстура ориентированная и однородная. Ориентированная текстура обусловлена субпараллельным расположением чешуек слюд, зёрен удлинённой формы и включений растительного детрита (РД), иногда подчёркивается удлинёнными обособлениями сидерита.

По вещественному составу рассмотренные песчаники относятся к кварцево-полевошпатовым, полевошпато-кварцевым грауваккам и граувакковым аркозам (по классификации Шутова В.Д. [1]). Содержание кварца изменяется от 28,5 до 40,6 %, полевых шпатов – от 24,9 до 41,7 % (среди них преобладают калиевые разновидности – КПШ). Обломки пород составляют от 19,9 до 38 % (включая слюды – от 0,2 до 3,6 %), среди обломков отмечены микрокварциты, слюдистые, слюдисто-кремнистые, глинистые, вулканические породы различного состава, микропегматиты, металавралиты, обломки гранитоидов, а также серицитовые и кварц-серицитовые сланцы.

Слюды представлены мусковитом и биотитом. Мусковит гидратирован, биотит сидеритизирован. Для полевых шпатов характерно развитие процессов пелитизации и серицитизации, проявленных в умеренной, реже слабой и сильной степени, также отмечается незначительное растворение зёрен. Регенерация кварца чаще слабая, реже – умеренная и сильная, коррозия – слабая и умеренная. Уплотнение пород в большинстве случаев слабое, сильное встречается редко, из межзерновых контактов наиболее развиты точечные, линейные и изолированные, реже встречаются конформные и инкорпорационные контакты (рис. 1).

Из аксессуарных минералов встречаются апатит, турмалин, сфен, титанистые минералы, циркон, ильменит, рутил, гранат, магнетит. Аутигенные минералы представлены пиритом (от 0,7 до 4,6 %) (рис. 2), глауконитом (единичные зёрна размером до 0,1 мм), лейкоксеном (единичные плёнки вокруг зёрен).