

Литература

1. Бурштейн Л.М., Жидкова Л.В., Фомин А.Н. Моделирование генерации углеводородов в баженовской свите юго-востока Западной Сибири // Генезис нефти и газа, 2003. – С. 426 – 428.
2. Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние) // Изв. АН СССР. Сер. геологич., 1967. – № 11. – С. 137 – 142.
3. Историко-геологическое моделирование процессов нефтидогенеза в мезозойско-кайнозойском осадочном бассейне Карского моря / А.Э. Конторович, Л.М. Бурштейн, Н.А. Малышев, П.И. Сафронови др. // Геология и геофизика, 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 1179 – 1226.
4. Ким Н.С., Родченко А.П. Органическая геохимия и нефтегазогенерационный потенциал юрских и меловых отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геология и геофизика, 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 1236 – 1252.
5. Моделирование процессов образования углеводородов на территории Южно-Карской впадины / А.В. Ступакова, Г.С. Казанин, Г.И. Иванов, Т.А. Кирюхина и др. // Разведка и охрана недр, 2014. – № 4. – С. 47 – 51.
6. Нефтегазопроизводящий потенциал баженовской свиты и ее аналогов (центральные и южные районы Западно-Сибирского бассейна) / Л.М. Бурштейн, В.А. Казаненков, А.А. Киреева, В.А. Конторович и др. // Материалы 4-ой международной научно-практической конференции "Тюмень-2015": Глубокие горизонты науки и недр, г. Тюмень, 23 – 27 марта 2015 г. [Электронный ресурс], 2015. – С. ВМ02.
7. Нефтематеринские породы и нефти восточной части Западной Сибири / И.В. Гончаров, Н.В. Обласов, В.В. Самойленко, С.В. Фадеева и др. // Нефтяное хозяйство, 2010. – № 8. – С. 24 – 28.
8. Нефтепроизводящие толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности / А.Э. Конторович, Н.М. Бабина, Л.И. Богородская, Б.Г. Винокур // Труды СНИИГГиМС; Сер. Нефтяная геология. – Л.: Недра, 1967. – Вып. 50. – 223 с.
9. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде / А.Э. Конторович, В.А. Конторович, С.В. Рыжкова, Б.Н. Шурыгин и др. // Геология и геофизика, 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 972 – 1012.
10. Сафронов П.И., Ершов С.В., Ким Н.С., Фомин А.Н. Моделирование процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородов в юрских и меловых комплексах Енисей-Хатангского бассейна // Геология нефти и газа, 2011. – № 5. – С. 48 – 55.
11. Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских (юра, триас) и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. – Новосибирск: Изд-во ИНГ СО РАН, 2011. – 331 с.
12. Fjellanger E., Kontorovich A.E., Barboza S.A., Burshtein L.M., Hardy M.J., Livshits V.R. Charging the giant gas fields of the NW Siberia basin // Petroleum Geology: From Mature Basins to New Frontiers-Proceedings of the 7th Petroleum Geology Conference. Geological Society, London, Petroleum Geology Conference series, 2010. – Vol. 7. – С. 659 – 668.

ФАЗОЧАСТОТНЫЙ АЛГОРИТМ ПРОГНОЗА СВОЙСТВ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА И ЕГО ИССЛЕДОВАНИЕ НА МОДЕЛЯХ СЛОИСТЫХ ПОГЛОЩАЮЩИХ СРЕД

С.Н. Сидоренко, С.Х. Нгуен

Научный руководитель доцент В.П. Иванченков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Повышение эффективности разведки месторождений нефти и газа в сложных сейсмогеологических условиях обуславливает необходимость дальнейшего развития методов прогноза свойств геологического разреза с привлечением наиболее информативных параметров регистрируемых сейсмических полей.

При решении задач прогноза геологического разреза (ПГР) по данным сейсмических наблюдений в настоящее время наиболее широко используются в качестве диагностических признаков динамические характеристики отраженных сейсмических волн, непосредственно связанные с их амплитудой и энергией [5]. Фазочастотные характеристики (ФЧХ) отраженных волн в силу различных причин до последнего времени не находили практического применения при решении задач ПГР. Между тем в ФЧХ волн заложена информация, как о структуре, так и о поглощающих и дисперсионных свойствах анализируемых геологических сред [1, 2, 4]. К числу важных фазочастотных характеристик могут быть отнесены взаимные фазовые спектры волны, отраженных от кровли и подошвы исследуемых осадочных толщ.

В данной статье кратко излагаются основные предпосылки применения взаимных фазовых спектров (ВФС) отраженных сейсмических волн в качестве новых диагностических параметров при решении задач прогноза геологического разреза. С этой целью на основании системного подхода в лучевом приближении рассмотрены модели слоистых поглощающих сред. На рис. 1, А в качестве примера приведена схема простой модели слоистой поглощающей толщи с горизонтальными границами раздела выделяемых слоев. При нормальном падении волны $S_0(t)$ процесс формирования отраженных волн $S_1(t)$ от кровли и $S_2(t)$ от подошвы линейно-неупругого поглощающего слоя II можно представить в виде эквивалентной линейной системы, показанной на рис. 1, Б.

В соответствии с рис. 1, Б, показано, что ВФС волн $S_1(t)$ и $S_2(t)$ можно записать в виде:

$$\varphi_{12}(f) = \varphi_{k_{23}}(f) - \varphi_{k_{12}}(f) + \varphi_{H_c}(f) + \varphi_{n_2}(f) + \varphi_{r_{21}}(f) \quad (1)$$

где $\varphi_k(f)$, $\varphi_r(f)$ – аргументы комплексных коэффициентов отражения $k(f)$ и преломления $r(f)$; $\varphi_{H_c}(f)$ – фазочастотная характеристика частной системы, определяющей распространение волны в поглощающем слое II в двух направлениях.

Как показано в [1], аргументы комплексных коэффициентов отражения и преломления определяются акустическими жесткостями и поглощающими свойствами контактирующих сред. В свою очередь ФЧХ второго слоя зависит от скорости распространения волны и параметров поглощения данного слоя.

По аналогии с отмеченной выше схемой может быть построена модель поглощающей толщи, состоящей из произвольного числа слоев, на основе которой рассчитываются синтетические сейсмограммы для проведения исследований ВФС отраженных волн.

Для ряда моделей слоистых поглощающих сред, обладающих различным коллектором, были проведены исследования ВФС отраженных волн. Показано, что насыщение породы-коллектора газом или нефтью приводит к значимому изменению ВФС волн, отраженных от кровли и подошвы продуктивной толщи. Причем ВФС волн в этих случаях обладают наибольшей кривизной и имеют больший интервал изменения значений, чем в случае отсутствия коллектора или его насыщения водой.

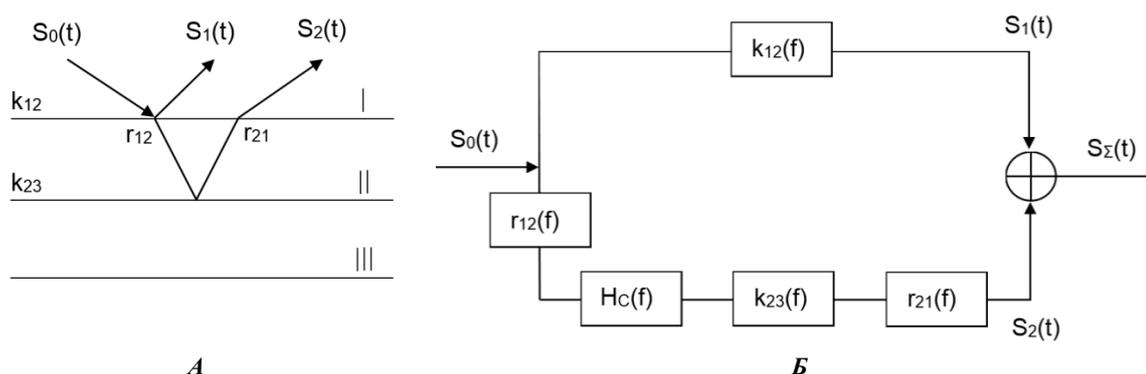


Рис. 1. Модель плоскопараллельной слоистой толщи: А – модель среды; Б – представление модели среды в виде эквивалентной системы

На основе проведенных исследований информативности ВФС был разработан алгоритм прогноза свойств геологического разреза. В статье рассматривается структура алгоритма и особенности его реализации на ЭВМ. Для реализации алгоритма привлекаются методы фазочастотного прослеживания (ФЧП) сейсмических волн с неравновесной обработкой, функция качества которых в обобщенной форме может быть записана в виде [2]:

$$L(t) = \sum_{i=1}^m W(f_k) \cos[\varphi(f_k, t)] \quad (2)$$

где $W(f_k)$ – частотная весовая функция треугольной формы; $\varphi(f_k, t)$ – мгновенный фазовый спектр участка сейсмотрассы, вычисляемый в скользящем окне анализа.

Как показали проведенные исследования методов ФЧП, они обладают высокой помехоустойчивостью и разрешающей способностью при прослеживании волн в зонах их интенсивной интерференции. Разрешающая способность по вертикали данных методов составляет порядка четверти длины выделяемой волны [3]. При исследовании тонкослоистых сред, к которым часто «приурочены» месторождения нефти и газа, наблюдаемые волновые поля имеют, как правило, сложный интерференционный характер. В этих условиях определение ВФС волн, отраженных от кровли и подошвы исследуемых толщ, классическими методами непосредственно по сейсмическим записям часто не представляется возможным, так как для нахождения оценок ВФС сигналов в этом случае требуется восстановление их формы.

Учитывая достоинства отмеченных выше методов ФЧП был предложен новый способ определения ВФС сигналов на основе их функции качества (2) [6]. Показано, что применение данного способа позволяет с достаточно высокой точностью оценить ВФС сигналов без восстановления их формы. Таким образом, предложенный способ оценки ВФС волн дает новые возможности в реализации предлагаемого фазочастотного алгоритма прогноза при исследовании сложно-построенных геологических сред. Для количественной оценки результатов прогноза в реализуемый алгоритм были дополнительно введен в качестве диагностических признаков ряд параметров ВФС волн, именно их фазовые и групповые задержки.

В докладе приводятся результаты исследования эффективности предложенного алгоритма прогноза на ряде моделей и дается оценки его помехоустойчивости. С помощью разработанного алгоритма проводилась выборочная обработка сейсмических материалов ОГТ, полученных на отдельных нефтяных и газовых месторождениях Томского Приобья. Результаты обработки сейсмических материалов подтвердили информативность и возможность использования ВФС отраженных волн в качестве новых диагностических параметров при решении задач прогноза свойств геологического разреза.

Литература

1. Авербух А.Г., Трапезникова Н.А. Отражение и преломление плоских волн при нормальном падении на границу поглощающих сред // Изв. АН СССР. Физика Земли, 1972. – №9. – С. 74 – 83.
2. Иванченков В.П., Кочегуров А.И., Купина Н.И., Орлов О.В. Методы фазочастотного прослеживания отраженных волн и их применения в задачах обработки сейсмической информации // Технология сейсморазведки, 2013. – №3. – С. 5 – 10.
3. Иванченков В.П., Кочегуров А.И., Нгуен С. Х., Орлов О.В. Фазочастотный алгоритм прослеживания сейсмических сигналов с управляемой протяженностью функции качества // Научный вестник НГТУ, 2014. – Т. 57. – № 4. – С. 59 – 68.
4. Иванченков В.П., Кочегуров А.И., Орлов О.В. Информационные свойства фазовых спектров сейсмических сигналов // Информационное общество, 2014. – № 3. – С. 34 – 45.
5. Крылов Д.Н. Детальный прогноз геологического разреза в сейсморазведке. – М.: Недра, 2007. – 195 с.
6. Нгуен С.Х., Сидоренко С.Н. Новый способ определения взаимного фазового спектра сейсмических сигналов при решении задач прогноза геологического разреза // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XIX Международного симпозиума студентов, аспирантов и молодых ученых. – Томск, 2015. – Т.1. – С. 269 – 271.

**ЛИТОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ, ГЕНЕТИЧЕСКИЕ ПРИЗНАКИ И УСЛОВИЯ
 ФОРМИРОВАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ СИГОВСКОЙ СВИТЫ НА ПОЛЯРНОЙ ПЛОЩАДИ
 (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)**

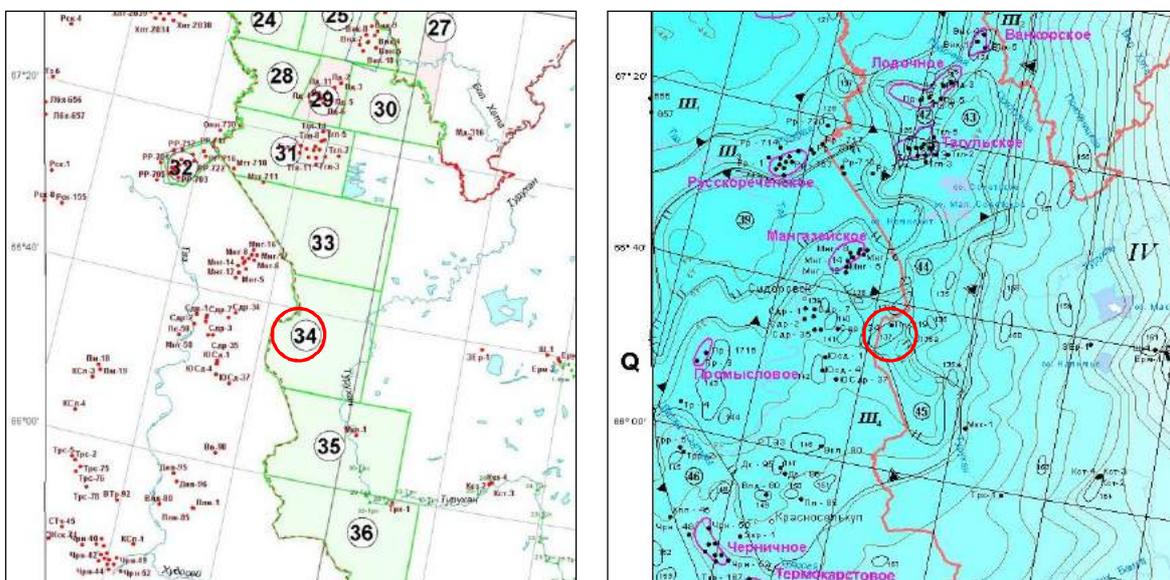
А.К. Сиязов, Н.М. Недоливко

Научный руководитель доцент Н.М. Недоливко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Полярная площадь административно расположена в северо-западной части Туруханского района Красноярского края. Согласно нефтегазогеологическому районированию, она относится к Сидоровскому нефтегазоносному району Пур-Газовской нефтегазоносной области – восточной окраины Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Основным нефтегазоперспективным комплексом этой территории являются юрские терригенные отложения, представляющие «циклическое переслаивание преимущественно песчано-алевритовых и глинистых свит, одним из которых является сиговский нефтегазоперспективный объект» [2].

Скважина Полярная-1 (рис. 1) пробурена на одноименном локальном поднятии в слабо изученной бурением части Сидоровского мегавыступа. В результате испытаний средне-верхнеюрских отложений (пласты мальшевской и сиговской свит) были получены притоки воды [1], но в связи с тем, что территория изучена бурением слабо, информация, полученная при изучении керна, извлеченного с больших глубин по условиям образования, геологическому строению, составу будет иметь важное практическое и научное значение.



**Рис. 1. Схема нефтегазогеологического районирования
 Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [1, 2]**

Отложения сиговской свиты в разрезе Полярной площади залегают на глубинах 3197,5–3492 м, толщина свиты в пределах изучаемого разреза составляет 294,5 м. Стратиграфически свита приурочена к средне-позднеюрским отложениям (J_2k_3 - J_3km_2), подстилается регионально выдержанным глинистым репером – точинской свитой (J_2k_2), перекрывается регионально выдержанным глинистым репером – яновстанской свитой (J_3km_2 - J_3t - K_1b_1). По особенностям строения в разрезе отчетливо выделяется три части: нижняя (3492–3328 м) – переслаивание песчаников (пласты $Сг_9$ - $Сг_5$), алевритов и глинистых пород; средняя (3328–3260 м) –