

Saratovskaya oblast) [Gas fields in the junction zone of complex large-scale geostructural blocks of the southeastern part of the Russian Platform (according to the regional profile of Uvarovo-Svobodny, Saratov Region)]. *Izvestiya Saratovskogo universiteta. Novaya seriya. Seriya Nauki o Zemle* [Proceedings of the Saratov University. New episode. Series of Sciences about the Earth], 2012, vol. 12, issue 2, pp. 77–84.

5. Navrotskiy O. K., Bogdanov M. B., Zotov A. N., Dotsenko A. M. O vozmozhnom vliyani lunno-solnechnykh prilivov na emissiyu pod-pochvennykh gazov [On the possible influence of luni-solar tides on the emission of subsoil gases]. *Izvestiya Saratovskogo universiteta. Novaya seriya. Seriya Nauki o Zemle* [Proceedings of the Saratov University. New episode. Series of Sciences about the Earth], 2017, vol. 117, issue 4, pp. 222–226.

6. Sibgatulin V. G., Didichin G. Ya., Peretokin S. A., Kabanov A. A. Rezonansy gravitatsionnykh prilivov v zemnoy kore i ikh vliyanie na neftegazovye zalezhi [Resonances of gravitational tides in the earth's crust and their influence on oil and gas deposits]. *Neft. Gaz. Novatsii* [Oil. Gas. Innovations], 2014, no. 1, pp. 14–17.

7. Zotov A. N., Navrotskiy O. K., Bondarenko V. V. Pat 2577801 Russian Federation, MKI G01V9/00. Method of geochemical testing of local objects in the forecast of oil and gas potential. No. 257780, declared 07.31.2014; publ. 02.17.2016, bul. 8.

8. Dehant V., Defraigne P., Wahr J. Tides for a convective Earth. *J. Geophys. Res.*, 1999, vol. 104, issue B1, pp. 1035–1058.

9. Tamura Y. A harmonic development of the tide-generating potential. *Bull. Inf. Marées Terrestres*, 1987, vol. 99, pp. 6813–6855.

10. Van Camp M., Vauterin P. Tsoft: graphical and interactive software for the analysis of time series and Earth tides. *Computers and Geosciences*, 2005, vol. 31, issue 5, pp. 631–640.

МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ РАЗРЕШАЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ ПО ДАННЫМ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ

Вязовкина Екатерина Олеговна, аспирант, Самарский государственный технический университет, 443100, Российская Федерация, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244 ; геофизик, ПАО «Самаранефтегеофизика», 443030, Российская Федерация, г. Самара, ул. Спортивная, 21, e-mail: kate_vyazovkina@mail.ru

При выполнении сейсморазведочных работ МОГТ-3D исследования выполняются с использованием сигналов в достаточно узком частотном диапазоне $7 \div 120$ Гц. В этом случае период сигнала $T = 17$ мс. При выполнении сейсморазведочных работ МОГТ-3D исследования выполняются с использованием сигналов в достаточно узком частотном диапазоне $7 \div 120$ Гц. В этом случае сейсмический сигнал обладает периодом $T = 17$ мс и длиной волны $\lambda = T \cdot V = 0,017 \text{ с} \cdot 4000 \text{ м / с} = 68 \text{ м}$ (при скорости распространения упругих волн, равных 4000 м / с в терригенном разрезе). При такой длине волны возможно уверенное прослеживание слоев толщиной $h = \lambda / 4 = 68 \text{ м} / 4 = 17 \text{ м}$ и более. К сожалению, на территории Самарской области широкое распространение имеют маломощные пласты-коллекторы, толщиной менее 17 м. Поэтому в настоящее время при проведении сейсморазведочных работ все большее значение получают методы, повышающие разрешающую способность данных сейсморазведки. Целью представленной работы является обзор наиболее эффективных методик, предусматривающих использование программных комплексов, и их анализ, позволяющий наметить перспективы развития технологии выявления маломощных пластов при интерпретации сейсморазведочных данных.

Ключевые слова: сейсморазведка, разрешающая способность, гилберт-преобразование, сейсмические атрибуты

SEISMIC SURVEY RESOLUTION ENHANCEMENT METHODS

Vyazovkina Ekaterina O., post-graduate student, Samara State Technical University, 244 Molodogvardeyskaya st., Samara, 443100, Russian Federation ; geophysicist, PJSC «Samaraneftegeophysics», 21 Sportivnaya st., Samara, 443030, Russian Federation, e-mail: kate_vyazovkina@mail.ru

When performing seismic works CDP-3d, studies are performed using signals in a sufficiently narrow frequency range 7–120 Hz. In this case, the signal period $T = 17$ ms and wavelength $\lambda = T \cdot V = 0,017 \text{ s} \cdot 4000 \text{ m / s} = 68 \text{ m}$ (at the rate of propagation of elastic waves equal to 4000 m / s in terrigenous sequence). At such length of a wave it is possible sure the tracing of layers in the thickness $h = \lambda / 4 = 68 \text{ m} / 4 = 17 \text{ m}$ and more. Unfortunately, in the territory of the Samara region wide spread are low layers-collectors, thickness less than 17 m. Therefore, methods that increase the resolution of seismic data are becoming increasingly important at the time of seismic works. The purpose of the presented work is the review of the most effective methods, providing the use of software complexes, and their analysis, which allows to outline the prospects of development of the technology of detection of low seams in the interpretation Seismic data.

Keywords: seismic survey, resolution power, Gilbert-reconstitution, seismic attributes

1. ВРС-Гео (авторы: В.Л. Трофимов, Ф.Ф. Хазиев и др. [16]) – технология высокоразрешающей сейсморазведки позволяет:

1) детально изучить внутреннюю структуру нефтесодержащих отложений, так как результаты исследований обладают высокой разрешенностью; выделить песчаные пласты толщиной 4 м и карбонаты толщиной 6 м;

2) получить и детально интерпретировать детальные разрезы параметров геологической среды;

3) коррелировать отражающие границы нефтегазовых залежей по всей площади;

4) предварительно оценивать ресурсы углеводородов в нефтеперспективных отложениях на основе уравнения среднего времени [16].

Методика имеет следующие преимущества:

- повышение достоверности обнаружения нефтеперспективных объектов;
- сокращение объемов непродуктивного бурения и, соответственно, материальных затрат;
- повышение эффективности геологоразведочных работ.

При полевых сейсмических исследованиях регистрация отраженных волн выполняется с шагом дискретизации, равным 2 мс. Вследствие этого весь набор процедур, используемых при обработке и интерпретации полевой информации, в системе ВРС-Гео работает с материалом, оцифрованным через 2 мсек. Предельно минимальная разрешенность сейсмической информации определяется шагом дискретизации. Этот вывод подтверждается программными средствами комплекса ВРС-Гео. При его использовании решается задача выявления пластов песчаников и известняков толщиной 4–6 м, что соответствует шагу дискретизации сейсмических материалов в 2 мс.

2. СВАН – спектрально-временной анализ (авторы: И.А. Мушин, Л.Ю. Бродов, Е.А. Козлов и др. [13]).

С помощью СВАН любую сейсмическую трассу для некоторого участка профиля (куба) представляют в виде СВАН-колонки. Она состоит из последовательности трасс, полученных с дискретно-непрерывным возрастанием

преобладающей частоты используемого фильтра. В 3D-сейсморазведке возможно получение СВАН-колонок для каждой трассы куба сейсмической информации (рис. 1).

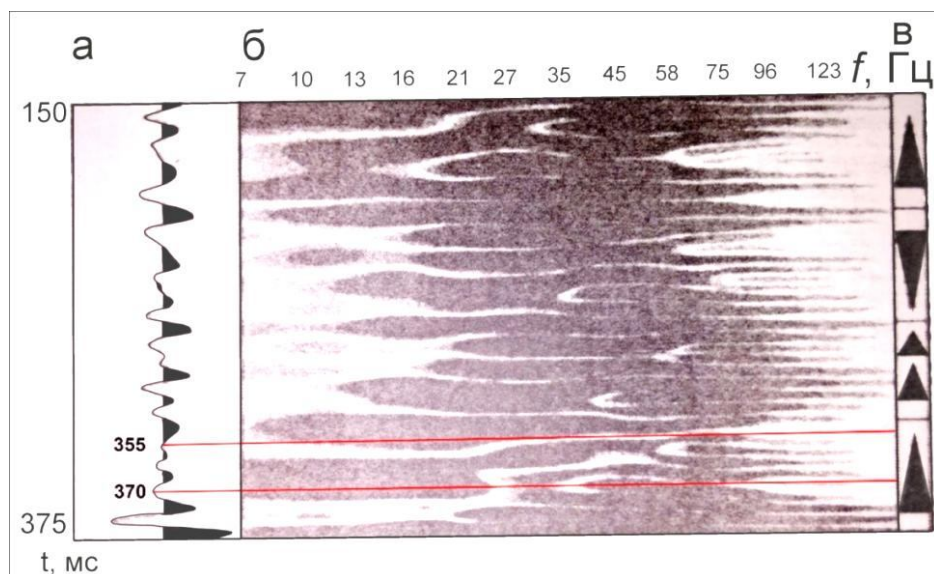


Рис. 1. СВАН-анализ сейсмической трассы:
а – сейсмическая трасса; б – СВАН-колонка

Считается, что СВАН-колонка является спектрально-временным срезом, характеризующим последовательность седиментационных объектов, слагающих разрез. Вследствие этого изменение спектрально-временной колонки соответствующих интервалов сейсмической записи обусловлено сменой типа разреза. Поэтому СВАН с опорой на данные бурения, ГИС и испытания скважин считается надежным методом типизации геологического разреза в межскважинном пространстве, в частности, методом выделения продуктивных типов разреза в заданном стратиграфическом интервале.

Другое применение спектрального разложения – определение мощности тонкого слоя или зон замещения в тонком слое, представляющем коллектор.

Тщательный анализ сейсмической трассы (рис. 1) дает основание утверждать, что каждый низкочастотный (сложнопостроенный) сейсмический сигнал представлен набором простых высокочастотных (когерентных) сигналов, характеризующихся своей индивидуальной фазой. Следует отметить, что в выделенном на рисунке 1 интервале $t = 355\text{--}370$ мс содержится пять высокочастотных сигналов. Очевидно, максимальные амплитуды одиночных (высокочастотных) сигналов определяются величинами коэффициентов отражений от границ раздела изучаемого разреза. Спектрально-временной анализ эффективен при совместном использовании данных бурения и СВАН-колонок именно на площадях с целью уточнения запасов углеводородов в ловушках.

Следует отметить, что обнаружение в реальной сейсмической трассе когерентных сигналов убедительно подтверждается на СВАН-колонках, используемых при изучении условий осадконакопления (рис. 1).

3. Детальное расчленение сейсмических трасс на основе преобразований Гилберта (автор: Ю.Н. Воскресенский [7]).

При выполнении сейморазведочных работ МОГТ-3D исследования выполняются с использованием сигналов в достаточно узком частотном диапазоне $7 \div 120$ Гц. В этом случае период сигнала $T = 17$ мс. При выполнении сейморазведочных работ МОГТ-3D исследования выполняются с использованием сигналов в достаточно узком частотном диапазоне $7 \div 120$ Гц. В этом случае сейсмический сигнал обладает периодом $T = 17$ мс и длиной волны $\lambda = T \cdot V = 0,017 \text{ с} \cdot 4000 \text{ м / с} = 68 \text{ м}$ (при скорости распространения упругих волн, равной 4000 м / с в терригенном разрезе). При такой длине волны возможно уверенное прослеживание слоев толщиной $h = \lambda / 4 = 68 \text{ м} / 4 = 17 \text{ м}$ и более.

К сожалению, на территории Самарской области широкое распространение имеют пласты-коллекторы толщиной менее 17 м и надежное их выявление используемыми программными средствами весьма затруднено. В этой связи возникла необходимость определения возможности детального расчленения реальных сейсмических трасс, пересчитанных в трассы мгновенных фаз на основе преобразования Гилберта. Используя преобразование Гилберта, можно сейсмическую трассу $S(t)$ представить как вещественную часть комплексного сигнала $K(t) = S(t) + iM(t)$, а ее мнимая часть $M(t)$ вычисляется с помощью прямого преобразования Гилберта.

Представление сигнала в комплексном виде дает возможность определять три производные сигнала: амплитуду $a(t)$, фазу $\theta(t)$ и частоту $\omega(t)$, которые используются в качестве атрибутов при интерпретации:

$$\alpha(t) = \sqrt{S^2(t) + M^2(t)};$$

$$\theta(t) = \arctg \left[\frac{M(t)}{S(t)} \right];$$

$$\omega(t) = \frac{d\theta(t)}{dt}.$$

Важным следствием применения гилберт-преобразования при обработке сейсмических сигналов является проявление фазовых откликов слабых когерентных сигналов на временных разрезах [7]. Использование таких изображений существенно упрощает прослеживание тонких пластов, обнаружение их выклиниваний, угловых несогласий, зон нарушения непрерывности отражающих границ и фациальных изменений.

С учетом вышеотмеченного явления возникла необходимость сопоставления материалов акустического каротажа (V_{ak}), коэффициентов отражения (R), реальных трасс временного разреза (суммарных трасс) и мгновенных фаз с целью выявления элементарных сигналов, обладающих одинаковыми фазами на временных разрезах (рис. 2).

При сопоставлении отмеченных данных использовались материалы по скважине 22b (рис. 2). На рисунке с высоким качеством представлены данные акустического каротажа, реальные сейсмические трассы и материалы мгновенных фаз. График коэффициентов отражений исключительно сложен. В этом случае при эксперименте рассматривались график АК, реальные трассы и материалы мгновенных фаз. Данный рисунок показывает, что терригенная толща верейского горизонта на стандартных материалах определяется двумя фазами, находящимися на удалении друг от друга, равном 25 мс . Согласно материалам мгновенных фаз, наблюдается 7 фаз, что свидетельствует о присутствии в данном интервале 5–6 прослоев средней толщиной 6 мс .

Для корректного выполнения корреляции промежуточных горизонтов в интервале продуктивного разреза целесообразно отмеченные интервалы представлять в увеличенном масштабе.

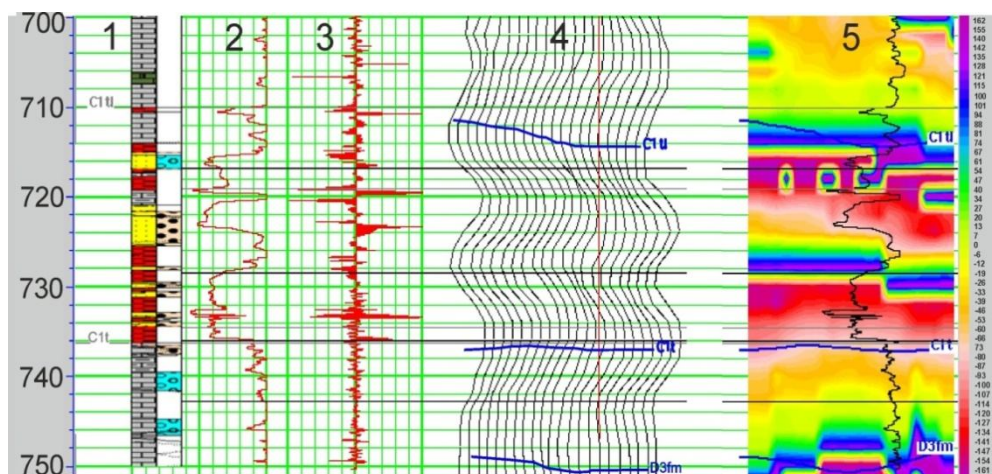


Рис. 2. Скважинные данные: 1 – литологическая колонка, 2 – АК, 3 – кривая коэффициентов отражения, 4 – реальные сейсмические трассы, 5 – разрез мгновенных фаз

Оценим детальность расчленения разреза по данным реальных сейсмических трасс. На рисунке 2 представлены временной разрез и литологическая колонка, сложенная глинами, алевролитами, известняками и доломитом. Данные ГИС с рассматриваемыми данными сейсмических стандартных трасс увязаны.

Рассмотрим возможность получения дополнительной информации о геологическом разрезе при использовании атрибута «мгновенная фаза». Этот атрибут позволяет выделить фазы элементарных сигналов, участвующих в формировании сложного сигнала и таким образом выполнять детальное расчленение изучаемого разреза (рис. 3).

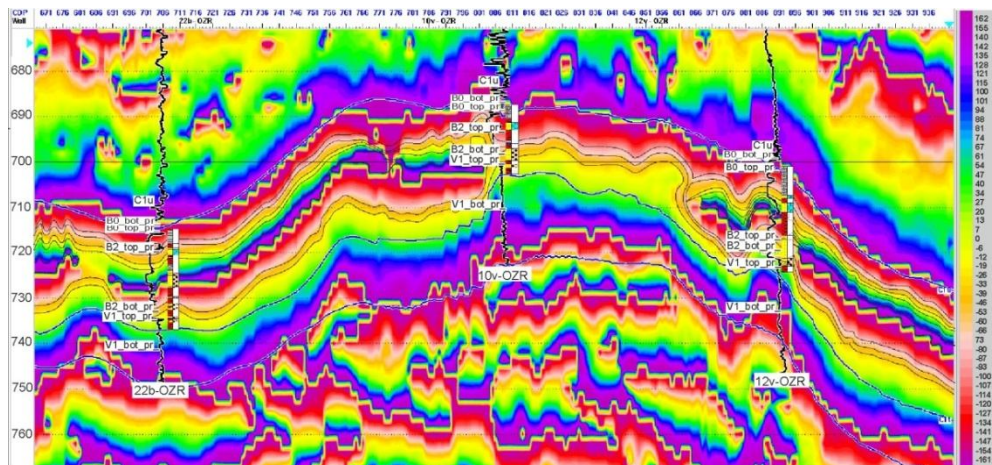


Рис. 3. Пример корреляции мгновенных фаз в сопоставлении с данными бурения скважин 22 – Белозеркинской, 10 – Восточно-Озеркинской и 12 – Восточно-Озеркинской. На рисунке изображены: кривая акустического каротажа, трассы мгновенных фаз, построенные в цветном изображении и сопоставленные с кривой АК

Для выделения пластов малой толщины на временном разрезе мгновенных фаз использовались:

- вертикальный масштаб (10 мм вертикальной шкалы соответствовало 5 мс времени);
- детальная цветовая гамма, отображающая различные фазы, применялась именно для разреза мгновенных фаз (цветовая палетка InstPhase).

Благодаря используемой цветовой гамме и масштабу воспроизведения представленной цветовой информации удалось выполнить детальное расчленение интервала временного разреза тульского горизонта.

На разрезе отмечается удовлетворительная увязка мгновенных фаз с данными ГИС, наблюдается сложное строение отдельных горизонтов, удается выделить участки неоднородного строения отдельных пластов.

Детальность расчленения временного разреза составила от 2 до 8 мс, что соответствует 2–16-метровой толщине терригенного слоя или 6–2-метровой толщине карбонатов.

Реальность полученного результата подтверждается материалами спектрально-временного анализа, при использовании которого демонстрируется сигнал. Он сложен суммой элементарных (когерентных) сигналов, экстремумы которых выделяются на СВАН-колонках через 3–4 мс (рис. 1).

На рисунке 3 опробована возможность непрерывной корреляции мгновенных фаз на временном разрезе, построенном с использованием предложенных и опробованных параметров воспроизведения сейсмической информации (мгновенных фаз) с целью детального расчленения разреза.

К сожалению, метод определения толщины пластов по материалам сейсмических атрибутов – мгновенных фаз не получил широкого распространения, по всей видимости, из-за недостаточно эффективной формы воспроизведения полученных при обработке сейсмических материалов.

Для детального определения толщины пластов исследуемого разреза следует атрибут «мгновенная фаза» воспроизводить с применением цветовой гаммы и в масштабе 1 мм – 5 мс (рис. 3).

4. Определение (прогноз) пористости пластов по материалам сейсморазведки. Для решения поставленной задачи необходимо, прежде всего, пересчитать сейсмические трассы, являющиеся результатом свертки сейсмических сигналов с трассой коэффициентов отражений, в трассы акустического импеданса ($Imp = V \times \sigma$, где V – скорость, σ – плотность). Выполняется корреляция трасс импедансов в интервале, соответствующем толщине изучаемого горизонта. Снимаются отсчеты импедансов, и затем строится график зависимости коэффициентов пористости (K_n) от величины акустического импеданса (Imp) $K_n = f(Imp)$. На основании графика $K_n = f(Imp)$ определяется коэффициент взаимной корреляции (КВК) между K_n и Imp . Прогноз K_n считается достоверным при КВК более 0,75 [1,3–5, 12].

Следует отметить, что прогноз пористости при толщине пласта h пласта $> \frac{\lambda}{4}$ можно считать корректным, а при h пласта $< \frac{\lambda}{4}$ – сомнительным.

Как известно, при интерпретации сейсмических материалов используются высокоточные, редкие скважинные данные (этой информации, как всегда, недостаточно) и высокоплотная, но менее точная сейсмическая информация. Вследствие этого получаемые результаты относят к серии прогнозных.

Определение толщин пластов по материалам сейсмических атрибутов – мгновенных фаз нуждается в дальнейшем изучении.

Список литературы

1. Авербух А. Г. Методика интерпретации данных сейсморазведки при интегрированном изучении нефтегазовых резервуаров / А. Г. Авербух // Геофизика. – 1998. – № 1. – С. 13–19.
2. Алексеев А. С. Некоторые методы и алгоритмы интерпретации геофизических данных / А. С. Алексеев – Москва : Наука, 1967. – С. 9–84.
3. Ампилов Ю. П. От сейсмической интерпретации к моделированию и оценке месторождений нефти и газа / Ю. П. Ампилов. – Москва : СПЕКТР, 2008. – 384 с.
4. Ампилов Ю. П. Сейсмическая интерпретация: опыт и проблемы / Ю. П. Ампилов. – Москва : Геоинформмарк, 2004. – 278 с.
5. Ампилов Ю. П. Теория и практика не всегда дружат в сейсморазведке / Ю. П. Ампилов // Технологии сейсморазведки. – 2008. – № 2. – С. 23–37.
6. Бондарев В. И. Основы обработки и интерпретации данных сейсморазведки / В. И. Бондарев, С. М. Крылатков. – Екатеринбург : УГГГА, 2001. – 193 с.
7. Воскресенский Ю. Н. Построение сейсмических изображений : учеб. пос. / Ю. Н. Воскресенский. – Москва : РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006. – 116 с.
8. Керусов И. Н. Эффективность применения AVO-анализа при изучении нефтенасыщенных коллекторов в Западной Сибири / И. Н. Керусов, Е. И. Петров, О. В. Чернова. – Москва : Недра, 2016. – 220 с.
9. Корягин В. В. Математическое моделирование в сейсморазведке / В. В. Корягин, Ю. П. Сахаров. – Москва : Наука, 1988. – 160 с.
10. Кулагин А. В. Моделирование геологических процессов при интерпретации геофизических данных / А. В. Кулагин, И. А. Мушин, Т. Ю. Павлов. – Москва : Недра, 1994. – 250 с.
11. Левянт В. Б. Граничные условия, способы оптимизации и подтверждаемость атрибутного прогнозирования параметров продуктивных пластов по данным 3Д и ГИС / В. Б. Левянт, С. И. Билибин, А. М. Шурыгин // Геофизика. – 2002. – Специальный выпуск. – С. 11–16.
12. Левянт В. Б. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки (2D, 3D) для подсчета запасов нефти и газа / В. Б. Левянт, Ю. П. Ампилов, В. М. Глоговский. – Москва, 2006. – 39 с.
13. Мушин И. А. Методики спектрально-временного прогнозирования типов геологического разреза / И. А. Мушин, Л. Ю. Бродов, Е. А. Козлов // Геофизика. – 2008. – № 3. – С. 22–27.
14. Применение математических методов при анализе геологической информации (с использованием компьютерных технологий) : учеб. пос. / И. М. Михалевич, С. П. Примица. – Иркутск : Иркут. гос. ун-т, 2006. – 115 с.
15. Разин А. В. Применение геофизики при изучении месторождений нефти и газа / А. В. Разин, В. П. Меркулов, С. А. Чернов. – Томск : Центр профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела ТПУ, 2004. – 322 с.
16. Трофимов В. Л. Детальная оценка геологических показателей реальной среды с применением технологии высокоразрешающей сейсмоки / В. Л. Трофимов, В. А. Милашин, Ф. Ф. Хазиев, Г. А. Мальцев // Геофизика. – 2006. – № 4.
17. Шерифф Р. Сейсморазведка. Обработка и интерпретация данных / Р. Шерифф, Л. Гелдарт. – Москва : МИР, 1987. – 400 с.

References

1. Averbukh A. G. Metodika interpretatsii dannykh seysmorazvedki pri integririvannom izuchenii neftegazovykh rezervuarov [The interpretation seismic data methods in the integrated study of oil and gas reservoirs]. *Geofizika* [Geophysics], 1998, no. 1, pp. 13–19.
2. Alekseev A. S. *Nekotorye metody i algoritmy interpretatsii geofizicheskikh dannykh* [Some methods and algorithms of geophysical data interpretation], Moscow, Nauka Publ., 1967, pp. 9–84.
3. Ampilov Yu. P. *Ot seysmicheskoy interpretatsii k modelirovaniyu i otsenke mestorozhdeniy nefti i gaza* [From seismic interpretation to modelling and evaluation of oil and gas fields], Moscow, SPEKTR Publ., 2008. 384 p.
4. Ampilov Yu. P. *Seysmicheskaya interperatsiya: opyt i problemy* [Seismic interpretation – experience and problematics], Moscow, Geoinformmark Publ., 2004. 278 p.
5. Ampilov Yu. P. *Teoriya i praktika ne vsegda druzhat v seysmorazvedke* [Theory and practice are not always friends in seismic]. *Tekhnologii seysmorazvedki* [Seismic Technologies], 2008, no. 2, pp. 23–37.
6. Bondarev V. I., Krylatkov S. M. *Osnovy obrabotki i interpretatsii dannykh seysmorazvedki* [Foundation of processing and interpretation seismic data], Yekaterinburg, Ural State Mining University Publ. House, 2001. 193 p.
7. Voskresenskiy Yu. N. *Postroenie seysmicheskikh izobrazheniy* [Seismic images construction], Moscow, Gubkin Russian State University of Oil and Gas Publ. House, 2006. 116 p.

8. Kerusov I. N., Petrov Ye. I., Chernova O. V. *Effektivnost primeneniya AVO-analiza pri izuchenii neftenasyshchennykh kollektorov v Zapadnoy Sibiri* [Effectiveness of AVO-analysis in the study of saturated collectors in western Siberia], Moscow, Nedra Publ., 2016. 220 p.
9. Koryagin V. V., Sakharov Yu. P. *Matematicheskoe modelirovanie v seysmorazvedke* [Math modeling in seismic survey], Moscow, Nauka Publ., 1988. 160 p.
10. Kulagin A. V., Mushin I. A., Pavlov T. Yu. *Modelirovanie geologicheskikh protsessov pri interpretatsii geofizicheskikh dannykh* [Geological processes modelling in the interpretation of geophysical data], Moscow, Nedra Publ., 1994. 250 p.
11. Levyant V. B., Bilibin S. I., Shurigin A. M. Granichnye usloviya, sposoby optimizatsii i podtverzhdaemost atributnogo prognozirovaniya parametrov produktivnykh plastov po dannym 3D i GIS [Boundary conditions, ways of optimization and confirmability of attribute prediction of productive layers parameters according to 3D and GIS data]. *Geofizika* [Geophysics], 2002, special issue, pp. 11–16.
12. Levyant V. B., Ampilov Yu. P., Glogovskiy V. M. Metodicheskie rekomendatsii po ispolzovaniyu dannykh seysmorazvedki (2D, 3D) dlya podscheta zapasov nefi i gaza [Methodological recommendations for the use of seismic data (2d, 3d) for the estimation of oil and gas], Moscow, 2006. 39 p.
13. Mushin I. A., Brodov L. Yu., Kozlov Ye. A. Metodiki spektralno-vremennogo prognozirovaniya tipov geologicheskogo razreza [Methods of time-spectral prediction of geological record types]. *Geofizika* [Geophysics], 2008, no. 3, pp. 22–27.
14. Mikhalevich I. M., Primina S. P. *Primenenie matematicheskikh metodov pri analize geologicheskoy informatsii (s ispolzovaniem kompyuternykh tekhnologiy)* [Application of mathematical methods in the analysis of geological information (using computer technologies)], Irkutsk, Irkutsk State University Publ. House, 2006. 115 p.
15. Razin A. V., Merkulov V. P., Chernov S. A. *Primenenie geofiziki pri izuchenii mestorozhdeniy nefi i gaza* [Application of geophysics in the study of oil and gas fields], Tomsk, Professional retraining centre of oil and gas specialists of Tomsk Polytechnic University Publ. House, 2004. 322 p.
16. Trofimov V. L., Milashin V. A., Khaziev F. F., Maltsev G. A. Detalnaya otsenka geologicheskikh pokazateley realnoy sredy s primeneniem tekhnologii vysokorazreshaushchey seysmiki [Detailed assessment of the geological indicators of the real environment with the use of high seismic-resolution technology]. *Geofizika* [Geophysics], 2006, no. 4.
17. Sheriff R., Geldart L. *Seysmorazvedka. Obrabotka i interpretatsiya dannykh* [Seismic survey. Data processing and interpretation], Moscow, MIR Publ., 1987. 400 p.

РЕСУРСНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ НЕФТИ И ПРИРОДНОГО ГАЗА ОРЕНБУРГСКОГО РЕГИОНА: СОСТОЯНИЕ, ПРОГНОЗНО-АНАЛИТИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА

Солодовников Александр Юрьевич, доктор географических наук, доцент, Тюменское отделение «СургутНИПИнефть», 625003, Российская Федерация, г. Тюмень, ул. Р. Люксембург, 12, e-mail: Solodovnikov_AU@surgutneftegas.ru; sa100365@mail.ru

Чистобаев Анатолий Иванович, доктор географических наук, профессор, заслуженный деятель науки РФ, Санкт-Петербургский государственный университет, 199034, Российская Федерация, г. Санкт-Петербург, ул. Университетская набережная, 7 / 9, e-mail: chistobaev40@mail.ru

В статье рассматривается ресурсный потенциал нефти и газа Оренбургской области. Дана характеристика запасов углеводородного сырья по крупным месторождениям и недропользователям. Прослежена приуроченность месторождений к нефтегазовым районам и областям Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Приводятся сведения по категориям запасов нефти, природного газа и конденсата. Выполнена прогнозно-аналитическая оценка возможностей сохранения существующих производственных мощностей по добыче и переработке углеводородного сырья.

Ключевые слова: углеводородное сырьё, нефтегазоносная провинция, месторождения, запасы, нефтегазодобывающие районы, недропользователи, Оренбургская область