

**Адаптивный подход к обработке и интерпретации
данных геофизических исследований скважин
с целью построения сейсмогеологических моделей**

С. К. Туренко^{1*}, Е. А. Черепанов²

¹Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

²Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень, Россия

*e-mail: turenkosk@tyuiu.ru

Аннотация. С целью повышения эффективности геофизических исследований скважин (ГИС) при построении сейсмогеологических моделей нефтегазовых объектов предлагается использовать разработанный авторами адаптивный подход к обработке и интерпретации данных ГИС. Существо подхода заключается в разбиении процесса на этапы, выработке для каждого этапа многовариантной схемы решения и формальных критериев оценки результатов.

Разработана принципиальная схема реализации предлагаемого подхода применительно к обработке и интерпретации данных ГИС с целью построения сейсмогеологических моделей терригенных отложений Западной Сибири. Предложены формализованные критерии оценки качества результатов обработки данных ГИС, моделирования кривых ГИС, определения петрофизических параметров. Полученные результаты проиллюстрированы на практических данных по нефтяным месторождениям Западной Сибири.

Ключевые слова: геофизические исследования скважин (ГИС); сейсмогеологические модели; моделирование данных акустического и плотностного каротажа; управление процессом обработки и интерпретации данных ГИС

**An adaptive approach to processing and interpretation well testing data
in order to build seismic models**

Sergey K. Turenko^{1*}, Evgeny A. Cherepanov²

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen, Russia

*e-mail: turenkosk@tyuiu.ru

Abstract. The article is devoted to increasing the efficiency of well testing in the construction of seismic models of oil and gas objects. We suggest using the adaptive approach, which has been developed by us, to processing and interpretation of well testing data; it will increase the efficiency of management of the processing and interpretation of well testing data. The essence of the approach consists of dividing the process into stages, developing for each stage a multivariate decision scheme, and formal criteria for evaluating the results.

A conceptual framework has been developed for the implementation of the proposed approach as applied to the processing and interpretation of well testing data in order to construct seismic models of terrigenous deposits in Western Siberia. We propose formalized criteria for assessing the quality of processing results of well testing data, modeling of well testing curves, and determination of petrophysical parameters. The results obtained are illustrated on practical data on oil fields in Western Siberia.

Key words: well testing, seismic models; modeling of acoustic and density logging data; management of the processing and interpretation of well testing data

Введение

Качество сейсмогеологических моделей, являющихся основой геологических моделей нефтегазовых объектов, во многом определяется качеством входных данных геофизических исследований скважин (ГИС).

Особенностью геофизических исследований являются многоэтапность, многофакторность, неопределенность условий и результатов измерений (неполнота, неточность, неоднородность, субъективность), зависимость результатов различных этапов. Для того чтобы процесс геофизических исследований был управляемым, он должен быть итеративным, адаптивным [1].

В работе предлагается адаптивный подход к обработке и интерпретации данных ГИС с целью построения сейсмогеологических моделей терригенных отложений Западной Сибири.

Сущность подхода заключается в следующем:

- процесс исследований разбивается на этапы;
- для каждого этапа предлагаются многовариантные методические схемы решения и формальные критерии оценки результатов.

Управление процессом и его реализация осуществляются по адаптивной схеме: планирование процесса, реализация, оценка результатов (контроль), адаптация процесса.

Такой подход позволяет выбирать наиболее эффективные решения на каждом этапе и в целом, а также иметь формальную оценку (протокол) качества как конечного, так и промежуточных результатов.

Принципиальная схема реализации предлагаемого подхода

Применительно к обработке и интерпретации данных ГИС с целью построения сейсмогеологических моделей *выделены следующие основные этапы процесса (подпроцессы):*

обработка данных ГИС; устранение в измеренных данных ошибок (искажений) негеологической природы;

- 1) восстановление кривых акустического каротажа (АК) и гамма-гамма плотностного каротажа (ГГК-П) по данным других методов ГИС;
- 2) определение петрофизических параметров по данным керн — ГИС по всему исследуемому интервалу.

Для каждого этапа (подпроцесса) определена следующая адаптивная схема реализации:

- 1) определение последовательности действий (планирование в соответствии с выработанной методикой);
- 2) реализация процесса (подпроцесса);
- 3) оценка результатов на основе формализованного критерия (формирование протокола качества);
- 4) в случае неудовлетворительного результата, адаптация процесса, результата;
- 5) при получении требуемого результата передача результатов ГИС для построения сейсмогеологической модели;
- 6) построение сейсмогеологической модели на основе результатов сейсморазведки и ГИС;
- 7) оценка качества сейсмогеологической модели;
- 8) в случае неудовлетворительного качества сейсмогеологической модели, возврат на «переобработку» данных ГИС (сейсморазведка). «Точки входа» (слабые места) для «переобработки» данных ГИС определяются на основе «протокола качества», полученного на предыдущей итерации.

Ключевым моментом предлагаемого адаптивного подхода являются многовариантные методики реализации и оценка качества результатов на каждом этапе на основе формализованных критериев.

Кратко охарактеризуем реализацию предлагаемого подхода на выделенных этапах.

Цель этапа обработки данных ГИС — учет (устранение) факторов негеологической природы. К числу таких факторов следует отнести аппаратные ошибки, каверны, нестандартизованность масштабов записи кривых. Для оценки качества кривых по интервалу обработки предлагается показатель качества, учитывающий перечисленные выше факторы [2].

$$ПК = (1 - P_{\text{кав}}) \cdot (1 - P_{\text{ст}}) \cdot (1 - P_a) , \quad (1)$$

где ПК — показатель качества; $P_{\text{кав}}$ — вероятность ошибки из-за каверн; $P_{\text{ст}}$ — вероятность ошибки, связанной со стандартизацией кривых; P_a — вероятность ошибки из-за недоучета аппаратных ошибок.

В результате обработки кривых АК и ГГК-П возрастает их качество, что находит отражение в соответствующих показателях.

Оценка качества геофизических кривых до и после обработки позволяет оценить эффективность обработки. В качестве формального показателя эффективности обработки предлагается показатель

$$П_{\text{эо}} = \frac{ПК_{\text{вых}} - ПК_{\text{вх}}}{1 - ПК_{\text{вх}}} , \quad (2)$$

где $П_{\text{эо}}$ — показатель эффективности обработки; $ПК_{\text{вх}}$ — значение показателя качества кривой до обработки; $ПК_{\text{вых}}$ — значение показателя качества после обработки.

Оценку качества данных и эффективности обработки по предлагаемой методике можно проиллюстрировать на примере одного из месторождений Западной Сибири (таблица).

Показатели качества и эффективности обработки данных метода АК

Номер скважины	До обработки				После обработки				Эффективность
	Р _{кав}	Р _а	Р _{ст}	ПК	Р _{кав}	Р _а	Р _{ст}	ПК	П _{эо}
1	0,177	0,005	0,48	0,425	0,017	0,000	0,020	0,963	0,936
2	0,137	0,000	0,530	0,406	0,020	0,000	0,010	0,971	0,951
3	0,269	0,005	0,300	0,509	0,063	0,000	0,010	0,928	0,853
4	0,076	0,011	0,310	0,630	0,000	0,000	0,020	0,980	0,946
5	0,070	0,000	0,470	0,493	0,027	0,000	0,030	0,944	0,890
Среднее	–	–	–	0,532	–	–	–	0,959	0,915

Предложенный показатель характеризует качество кривых в целом (является интегральным). В дополнение к нему предлагается использовать показатель (функцию) надежности кривых

$$\Phi H(z) = 1 - \frac{\Phi H1(z) + \Phi H2(z) + \Phi H3(z)}{3}, \quad (3)$$

где $\Phi H1$, $\Phi H2$, $\Phi H3$ — показатели (функции), характеризующие присутствие перечисленных выше факторов (аппаратурные ошибки, влияние каверн, не стандартизованные кривые); z — глубина. Эти показатели принимают значения 0 (отсутствует фактор), 1 (присутствует фактор).

При $\Phi H(z) = 1$ влияние перечисленных факторов отсутствует.

При $\Phi H(z) = 0$ все перечисленные факторы присутствуют. Это наименее надежные участки кривых ГИС.

Функция надежности рассчитывается до и после обработки кривых ГИС. В случаях, когда влияние одного из факторов уверенно исключено, соответствующий показатель при расчетах принимается равным 0, в противном случае — 1.

При построении сейсмогеологической модели показатель надежности дает дифференциальную (поинтервальную, поточечную) оценку качества кривых ГИС и играет роль протокола состояния данных. Данная функция указывает интервалы, к которым в случаях необходимости нужно вернуться в первую очередь при комплексировании данных ГИС и сейсморазведки.

На этапе моделирования (восстановления) геофизических кривых АК и ГГК-П, на основе анализа существующих методик [3–5] и опыта их использования [6], разработана методическая схема выбора наиболее эффективного (из множества предложенных вариантов) способа восстановления кривых АК и ГГК-П по имеющимся данным ГИС [7]. При этом учитывается, какие данные измерены в скважине, каково их качество и какова эффективность метода восстановления. При этом качество восстановления кривых предлагается оценивать по корреляционной зависимости между синтетической и зарегистрированной кривыми в эталонной скважине. Для оценки качества восстановленных кривых акустического и плотностного методов ГИС по интервалу обработки предложен интегральный показатель качества (ПКв), который количественно учитывает показатели качества входных данных и выбранного метода восстановления кривых.

$$ПКв = Пвх \cdot Пмв, \quad (4)$$

где Пвх — показатель качества входных данных; Пмв — показатель качества метода восстановления.

Качество входных данных (нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (НКТ), методов кажущегося сопротивления (КС), АК), которые используются при моделировании, оценивается путем их сопоставления с эталонными величинами опорной скважины.

Для оценки качества входных данных введен показатель (Пвх), который характеризуется величиной коэффициента корреляции между значениями входных кривых исследуемой и опорной скважин.

Определение петрофизических параметров для решения задач сейсмогеологического моделирования осуществляется по предложенной авторами методике [8], учитывающей пористость скелета [9] при построении зависимостей между основными петрофизическими параметрами на керне.

Основные этапы указанной методики:

1. Построение связей между основными петрофизическими параметрами по результатам лабораторных исследований керна [10].
2. Построение моделей прогноза петрофизических параметров по данным ГИС [11].
3. Литологическое расчленение разреза по скважинам [12].
4. Построение интерпретационной модели данных ГИС [13–15].
5. Оценка качества результата [16, 17].

Коэффициент пористости (Кп) является одним из основных параметров, латеральное распространение которого прогнозируется при сейсмогеологическом моделировании. Применяя различные петрофизические методики оценки Кп, мы получаем коэффициенты пористости различного «качества». Одной из важнейших задач является количественная оценка качества параметров, используемых при построении сейсмогеологической модели. Для этого введен показатель качества (ПКп), основанный на количественном учете качества входных данных и методов определения Кп.

$$ПКп = ПКв \cdot ПКмп, \quad (5)$$

где ПКв — показатель качества входных данных; ПКмп — показатель качества метода определения Кп.

Качество входных данных (НКТ, ГГК-П, АК), используемых для расчета Кп, можно оценить путем их приведения к эталонным величинам опорной скважины.

Для оценки качества входных данных (ПКв) может быть использован коэффициент корреляции между значениями входных кривых исследуемой и опорной скважин.

Практическая апробация

Разработанное методическое обеспечение опробовано на обширном геолого-геофизическом материале по месторождениям Западной Сибири.

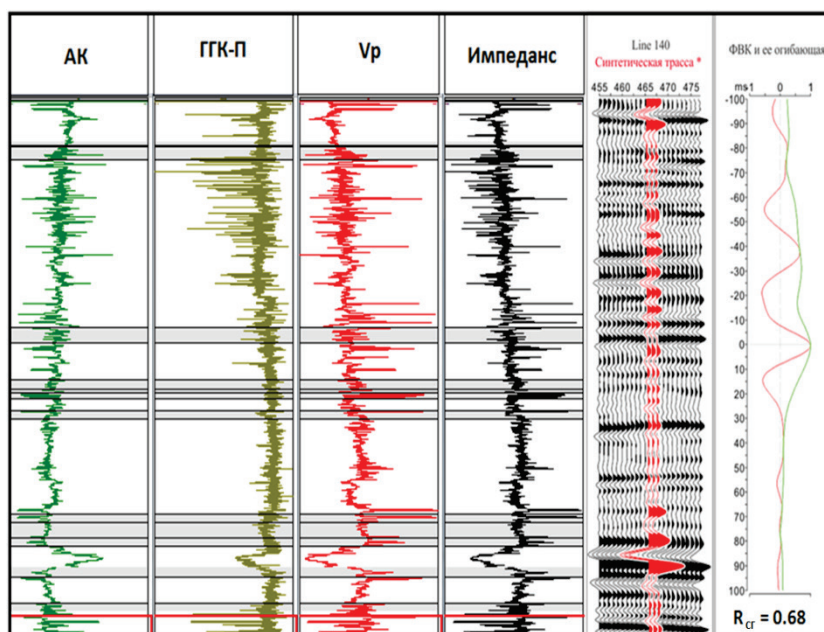
Данные ГИС при сейсмогеологическом моделировании использовались для решения следующих задач:

1. Сеймостратиграфическая привязка данных сейморазведки к скважинам;
2. Прогноз — определение насыщения и литологии по данным сейморазведки и ГИС:

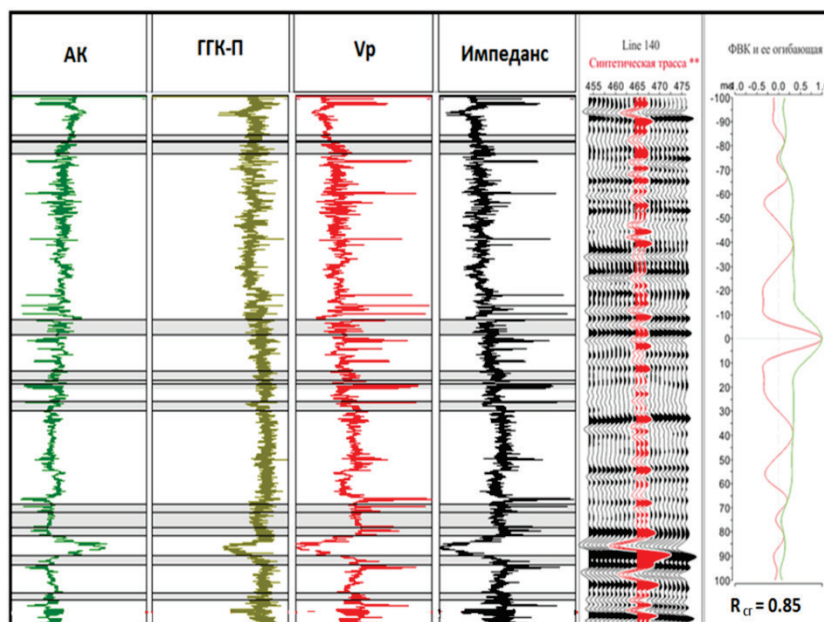
2.1. латеральная интерполяция данных ГИС в межскважинном пространстве в границах горизонтов, определенных по сейсморазведке (двумерные и трехмерные модели);

2.2. петроупругое моделирование (Rock Physics) — прогноз литологии и коллекторских свойств;

2.3. инверсионные построения по данным сейсморазведки и ГИС.



а)



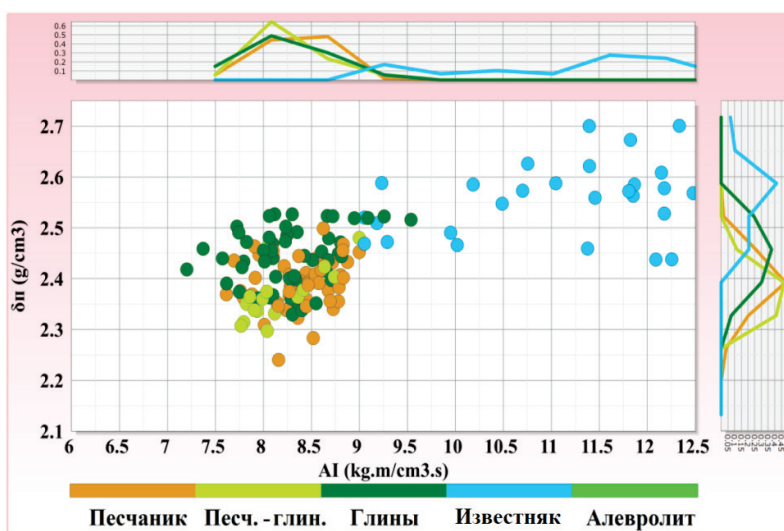
б)

Рис. 1. Влияние качества кривых АК, ГГК-П на результат привязки данных сейсморазведки к скважинам, где V_p — скорость продольной волны

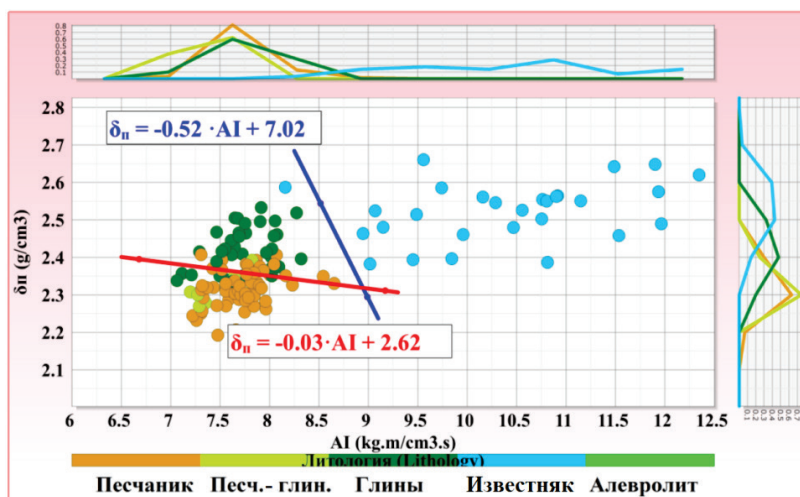
Влияние обработки данных ГИС на этап привязки можно рассмотреть на примере одного из месторождений Западной Сибири.

Приведен пример по одной скважине (рис. 1). Представлены исходные данные акустического и плотностного методов (см. рис. 1 а), соответствующие им синтетическая сейсмограмма и функция взаимной корреляции (ФВК) между синтетической и реальной сейсмограммами — 0,68. Также представлены синтетическая сейсмограмма (см. рис. 1 б), полученная по обработанным кривым, и ФВК этой сейсмограммы с реальной сейсмограммой. Коэффициент корреляции увеличился до 0,85.

На рисунке 2 представлены построенные распределения основных петроупругих параметров (импеданс и плотность) для решения задачи разделения по литотипам.



а)



б)

Рис. 2. Сопоставление плотности и акустического импеданса до (а) и после (б) обработки АК и ГГК-П

Из *рисунка 2 а* видно, что при использовании не обработанных кривых ГИС в поле упругих параметров карбонатные породы хорошо отделяются от песчано-глинистых пород, которые между собой замешаны в одном интервале значений.

Из анализа *рисунка 2 б* мы видим, что благодаря привлечению обработанных кривых АК и ГГК-П происходит четкое разделение основных литотипов по упругим характеристикам.

Выводы

В работе изложено существо адаптивного подхода к обработке и интерпретации данных ГИС с целью построения сейсмогеологических моделей терригенных отложений Западной Сибири.

Подход основан на разбиении процесса на подпроцессы, разработке для каждого подпроцесса многовариантных методик и формализованных критериев оценки результатов.

Предложенный подход позволяет формализовать («интеллектуализировать») процесс обработки и интерпретации данных ГИС, сделать его управляемым, повысить качество построения сейсмогеологических моделей.

Апробация предложенного подхода на нефтяных объектах Западной Сибири показала его эффективность.

Целесообразно развитие предлагаемого подхода и распространения на другие задачи и методы геофизических исследований, что потребует разработки соответствующей системы критериев оценки качества результатов на каждом этапе исследований.

Библиографический список

1. Деминг Э. У. Выход из кризиса / Пер. с англ. – Тверь: Альба, 1994. – 498 с.
2. Туренко С. К., Черепанов Е. А. Адаптивный подход к обработке данных геофизических исследований скважин при построении сейсмогеологических моделей нефтегазовых объектов // Нефтяное хозяйство. – № 5. – 2016. – С. 34–37.
3. Faust L. Y. A velocity function including lithologic variations // GEOPHYSICS. – 1953. – Vol. 18, Issue 2. – P. 271–288. DOI: 10.1190/1.1437869
4. Gardner G. H. F., Gardner L. W., Gregory A. R. Formation velocity and density — the diagnostic basics for stratigraphic traps // GEOPHYSICS. – 1974. – Vol. 39, Issue 6. – P. 770–780. DOI: 10.1190/1.1440465
5. Хабаров А. В., Лютова Т. Л. Повышение достоверности и обоснованности сейсмогеологического моделирования посредством применения специальных технологий обработки и интерпретации данных ГИС // Каротажник. – 2004. – № 3–4 (116–117). – С. 59–68.
6. Туренко С. К., Черепанов Е. А. Разработка методического обеспечения моделирования акустических и плотностных параметров в скважинах для построения сейсмогеологических моделей нефтегазовых объектов Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. – № 9. – 2016. – С. 34–38.
7. Туренко С. К., Черепанов Е. А. Использование данных нейтронного каротажа при построении сейсмогеологических моделей нефтегазовых объектов Западной Сибири // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 2. – С. 27–32.
8. Методика определения петрофизических параметров для решения задач сейсмогеологического моделирования / С. К. Туренко [и др.] // Каротажник. – 2017. – № 4 (274). – С. 49–64.
9. Беляков Е. О. Петрофизическое моделирование фильтрационно-емкостных свойств пластов-коллекторов Кальчинского месторождения и использование его результатов для интерпретации данных геофизических исследований скважин // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО: сб. материалов 6-й науч.-практ. конф. Т. 2. – Ханты-Мансийск: ИД «ИздатНаукаСервис», 2003. – 460 с.
10. Латышова М. Г., Вендельштейн Б. Ю., Тузов В. П. Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин. – М.: Недра. – 1990. – 311 с.

11. Элланский М. М., Еникеев Б. Н. Использование многомерных связей в нефтегазовой геологии. – М.: Недра, 1991. – 204 с.
12. Дьяконов Д. И., Леонтьев Е. И., Кузнецов Г. С. Общий курс геофизических исследований скважин. – 2-е изд., перераб. – М.: Недра. – 1984. – 432 с.
13. Вендельштейн Б. Ю., Резванов Р. А. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов (при подсчете запасов и проектировании разработки месторождений). – М.: Недра, 1978. – 318 с.
14. Петрофизика: справочник. В 3 кн. / Под ред. Н. Б. Дортман, А. А. Молчановой. – М.: Недра, 1992.
15. Добрынин В. М., Вендельштейн Б. Ю., Кожевников Д. А. Петрофизика (физика горных пород) : учеб. для студентов вузов. – М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2004. – 367 с.
16. Метрологическое обеспечение геофизических исследований скважин / А. М. Блюменцев [и др.]. – М.: Недра, 1991. – 265 с.
17. Лобанков В. М., Святохин В. Д. Эталонные модели пластов и скважин для нефте-промышленной геофизики // Нефтегазовое дело. – 2007. – Т. 5, № 2. – С. 71–76.

References

1. Deming, E. W. (2000). Out of the Crisis. Reprint edition. Cambridge, Massachusetts, the MIT Press; 524 p. (In English).
2. Turenko, S. K., & Cherepanov, E. A. (2016). An adaptive approach to processing well logging data when building seismic models of oil and gas objects. Oil Industry, (5), pp. 34-37. (In Russian).
3. Faust, L. Y. (1953). A velocity function including lithologic variations // GEOPHYSICS, 18(2), pp. 271-288. (In English). DOI: 10.1190/1.1437869
4. Gardner, G. H. F., Gardner, L. W., & Gregory, A. R. (1974). Formation velocity and density - the diagnostic basics for stratigraphic traps. GEOPHYSICS, 39(6), pp. 770-780. (In English). DOI: 10.1190/1.1440465
5. Khabarov A. V., & Lyutova, T. L. (2004). Povyshenie dostovernosti i obosnovannosti seysmogeologicheskogo modelirovaniya posredstvom primeneniya spetsial'nykh tekhnologiy obrabotki i interpretatsii dannykh GIS. Karotazhnik, (3-4(116-117)), pp. 59-68. (In Russian).
6. Turenko, S. K., & Cherepanov, E. A. (2016). Development of methodical ensuring modeling acoustic and density parameters in wells for creation of seismogeological models oil and gas objects of Western Siberia. Oil Industry, (9), pp. 34-38. (In Russian).
7. Turenko, S. K., & Cherepanov, E. A. (2016). Using the data of neutron logging for constructing seismic and geological models of oil and gas in Western Siberia objects. Oil and Gas Studies, (2), pp.27-32. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2016-2-27-32
8. Turenko, S. K., Cherepanov, E. A., Takkand, G. V., & Kalacheva, Ya. A. (2017). Petrophysical parameters evaluation technique for solving seismogeologic simulation problems. Karotazhnik, (4(274)), pp. 49-63. (In Russian).
9. Belyakov, E. O. (2003). Petrofizicheskoe modelirovanie fil'tratsionno-emkostnykh svoystv plastov-kollektorov Kal'chinskogo mestorozhdeniya i ispol'zovanie ego rezul'tatov dlya interpretatsii dannykh geofizicheskikh issledovaniy skvazhin. Puti realizatsii neftegazovogo potentsiala KHMAO: sbornik materialov shestoy nauchno-prakticheskoy konferentsii. Tom 2. Khanty-Mansiysk, IzdatNaukaServis Publ., 460 p. (In Russian).
10. Latyshova, M. G., Vendel'shteyn, B. Yu., & Tuzov, V. P. (1990). Obrabotka i interpretatsiya materialov geofizicheskikh issledovaniy skvazhin. Moscow, Nedra Publ., 311 p. (In Russian).
11. Ellanskiy, M. M., & Enikeev, B. N. (1991). Ispol'zovanie mnogomernykh svyazey v neftegazovoy geologii. Moscow, Nedra Publ., 204 p. (In Russian).
12. D'yakonov, D. I., & Leont'ev, E. I., & Kuznetsov, G. S. (1984). Obshchiy kurs geofizicheskikh issledovaniy skvazhin. 2nd edition, revised. Moscow, Nedra Publ., 432 p. (In Russian).
13. Vendel'shteyn, B. Yu., & Rezvanov, R. A. (1978). Geofizicheskie metody opredeleniya parametrov neftegazovykh kolektorov (pri podschete zapasov i proektirovaniy razrabotki mestorozhdeniy). Moscow, Nedra Publ., 318 p. (In Russian).
14. Dortman, N. B., & Molchanova, A. A. (Eds.) (1992). Petrofizika: spravochnik. V 3 knigakh. Moscow, Nedra Publ. (In Russian).

15. Dobrynin, V. M., Vendel'shteyn, B. Yu., & Kozhevnikov, D. A. (2004). Petrofizika (fizika gornyykh porod). Moscow, Neft' i gaz Publ., National University of Oil and Gas "Gubkin University", 367 p. (In Russian).
16. Blyumentsev, A. M., Kalistratov, G. A., Lobankov, V. M., & Tsirul'nikov, V. P. (1991). Metrologicheskoe obespechenie geofizicheskikh issledovaniy skvazhin. Moscow, Nedra Publ., 265 p. (In Russian).
17. Lobankov, V. M., & Svyatokhin, V. D. (2007). Etalonnnye modeli plastov i skvazhin dlya neftepromyslovoy geofiziki // Neftegazovoye delo, 5(2), pp. 71-76. (In Russian).

Сведения об авторах

Туренко Сергей Константинович, д. т. н., заведующий кафедрой прикладной геофизики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: turenkosk@tyuiu.ru

Черепанов Евгений Александрович, к. г.-м. н., доцент кафедры прикладной геофизики, Тюменский индустриальный университет, начальник отдела промыслово-геофизического сопровождения сейсмических проектов и геолого-разведочных работ, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень

Information about the authors

Sergey K. Turenko, Doctor of Engineering, Head of the Department of Applied Geophysics, Industrial University of Tyumen, e-mail: turenkosk@tyuiu.ru

Evgeny A. Cherepanov, Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Applied Geophysics, Industrial University of Tyumen, Head of Geophysical Seismic Support Projects and Exploration, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen