

А.К.Троянов¹, В.С.Портнов², А.К.Турсунбаева²,
А.Д.Маусымбаева², Н.А.Алпысбаева²

¹Институт геофизики УрО РАН, Екатеринбург, Россия;

²Карагандинский государственный технический университет

(E-mail: g.duganova@kstu.kz)

Трехкомпонентный геоакустический каротаж при контроле за разработкой нефтяных месторождений

В статье представлены результаты применения метода трехкомпонентного геоакустического каротажа на новых для него объектах исследования. Выявлены и обоснованы возможности решения технических и геологических задач, сопутствующих разработке нефтяных месторождений. Исследования вносят вклад в развитие комплекса промыслово-геофизических исследований, повышая их информативность на нефтегазовых объектах с помощью рассматриваемого метода. Описаны различные варианты методики определения профиля притока. Показаны некоторые возможности метода трехкомпонентного геоакустического каротажа.

Ключевые слова: трехкомпонентный геоакустический каротаж, сейсмоакустическая эмиссия, датчик-акселерометр, движение флюида, характер насыщения, профиль и состав притока.

Разработанный в Институте геофизики УрО РАН геофизический метод исследования нефтегазовых скважин основан на изучении характеристик геоакустической эмиссии (ГАЭ) в диапазоне частот 0,1÷5,0 кГц, отражающей особенности процессов флюидогазодинамики в объеме геологической среды, при этом:

- 1) регистрируется вторая производная смещения (ускорение) микроколебаний стенок скважины;
- 2) используется трехкомпонентная система ортогонально расположенных датчиков-акселерометров, позволяющих в охранном кожухе скважинного прибора диаметром 40–42 мм разделять микровибрации геосреды по трем направлениям;
- 3) анализируется частотный состав регистрируемых геоакустических сигналов;
- 4) оцениваются величины измеренных и расчетных параметров, отражающих распределение амплитуд сигналов по трем компонентам в четырех полосах частот.

Использование датчиков-акселерометров с относительными коэффициентами поперечного преобразования не более 6 % позволяет уверенно разделять сигналы по трем направлениям. Поперечная чувствительность датчика определяется его максимальной чувствительностью к колебаниям в направлении, перпендикулярном его главной оси, т.е. параллельном поверхности, на которой он установлен.

Измерения геоакустических сигналов сопряжены с рядом требований к аппаратуре. Аппаратура [1] обладает чувствительностью, позволяющей регистрировать акустический отклик геосреды на деформации порядка 10^{-8} – 10^{-11} м. Регистрация геоакустических сигналов в осадочных породах осуществляется тремя ортогонально расположенными датчиками-акселерометрами типа ДНЗ (преобразователь пьезоэлектрический виброизмерительный). В скважинном приборе устанавливаются датчики с коэффициентами преобразования по напряжению не менее 6–10 мкВ·с²/мм. Амплитудный уровень сигналов в разных полосах частот представляется в единицах регистрируемого ускорения мм/с². Дополнительным благоприятным фактором для разделения сигналов с трех направлений является малая амплитуда микровибраций геосреды. Таким образом, в скважине на заданной глубине фиксируются сигналы с трех направлений, что дает возможность для их сравнения по амплитуде в разных полосах частот.

Информация поступает в оперативную память и после окончания измерений записывается на диск с этикеткой, содержащей номер скважины, исследуемый интервал, шаг измерений, дату проведения исследований и другие данные. После записи на диск производится расчет измеренных параметров с учетом сигнала калибровки и коэффициентов преобразования датчиков. Выходная информация представляется в виде четырех LAS-файлов. Первый файл содержит всю первичную информацию, зарегистрированную ПК. Во второй файл заносятся осредненные за 10–20 измерений параметры X, Y, Z на разных частотах и данные каротажа естественной радиоактивности в точке наблюдений.

Расчетные параметры $M_1, M_2, N_x, N_y, N_x, G_1, G_2$ находятся в третьем файле. Четвертый файл содержит среднеквадратичные отклонения измерений. Графическое представление полученной информации возможно с использованием стандартных программ, работающих с LAS-файлами.

Интерпретация результатов исследований геоакустических шумов основана на анализе величин информативных измеренных и расчетных параметров. Измеряемыми параметрами являются амплитудные уровни геоакустических сигналов (ГАС), регистрируемые тремя датчиками в разных полосах частот. По частотам измеренные параметры распределяются следующим образом:

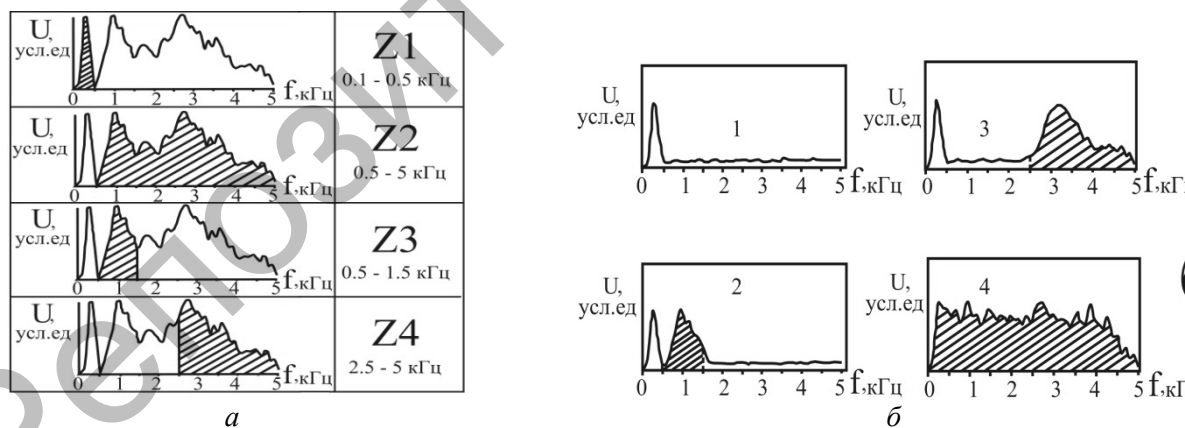
- X_1 и Y_1 — сигналы с горизонтальных датчиков в диапазоне $0,1 \div 0,5$ кГц;
- Z_1 — сигнал с вертикального датчика в диапазоне $0,1 \div 0,5$ кГц;
- X_2, Y_2, Z_2 — сигналы с горизонтальных и вертикального датчиков в полосе частот $0,5 \div 1,5$ кГц;
- X_3, Y_3, Z_3 — сигналы с горизонтальных и вертикального датчиков в полосе частот $0,5 \div 1,5$ кГц;
- X_4, Y_4, Z_4 — сигналы с горизонтальных и вертикального датчиков в полосе частот $2,5 \div 5$ кГц.

Сигналы, измеряемые горизонтальными датчиками, программным способом преобразуются в горизонтальные составляющие геоакустических сигналов H_n для каждого диапазона частот: H_1, H_2, H_3, H_4 , где

$$H_n = \sqrt{X_n^2 + Y_n^2} . \quad (1)$$

Амплитудные значения параметров H_1-H_4 и Z_1-Z_4 представляются в единицах регистрируемых датчиками-акселерометрами ускорений и записываются как мм/с^2 . Частотное распределение геоакустических сигналов по каналам (на примере параметра Z) приведено на рисунке 1а.

Выбор количества каналов и их частотного диапазона осуществляется в результате тщательного изучения в лабораторных условиях спектрального (амплитудно-частотного) состава сигналов. В результате производится оценка информативности геоакустических сигналов о процессах в нефтяных скважинах, в том числе определение характера насыщенности пластов-коллекторов [2, 3]. Для пород осадочной толщи интегральный уровень ГАС ограничивается верхними частотами до 0,5 кГц. Типичный спектр ГАС с аналоговой записи на магнитном носителе в толще осадочных пород (водонасыщенный пласт-коллектор) представлен на рисунке 1б (1). Наличие более высоких частот в спектре, т.е. больше 0,5 кГц, свидетельствует о другом источнике акустических сигналов. В диапазоне частот $0,5 \div 1,5$ кГц появление геоакустических сигналов связано с движением флюида с газовым фактором (рис. 1б (2)). Для интервалов газовой выделения по стволу скважины характерна форма дискретного спектра, представленного на рисунке 1б (3).



1 — водонасыщенный пласт; 2 — нефтенасыщенный (флюид с газовым фактором) пласт; 3 и 4 — зоны газовой выделения

Рисунок 1. Области частотного спектра, соответствующие параметрам Z_1-Z_4 (а), и спектры ГАЭ (б)

В случае интенсивного газовой выделения спектр ГАС становится непрерывным (рис. 1б (4)), т.е. заполняется сигналами частот всего диапазона. Разделение по компонентам в этом случае практически невозможно из-за их очень больших амплитудных значений.

Таким образом, в особенностях распределения геоакустических сигналов по частотам заложена диагностика характера насыщенности коллекторов. Но это только общий подход к решению задач, а для детальной интерпретации полученных данных необходимо изучение как измеренных, так и це-

лого комплекса рассчитанных параметров ГАЭ, с учетом геологических и технологических факторов. Следует заметить, что для решения каждой конкретной задачи используются только те параметры ГАЭ, которые в данном случае являются самыми информативными.

Для обнаружения заколонных перетоков используются параметры, которые характеризуют наличие или отсутствие вертикального движения флюида и газа [4]: $Z_1 \div Z_4$, $G_1 \div G_4$, где $Z_1 \div Z_4$ являются измеренными параметрами, а G_n вычисляются:

$$G_n = Z_n/H_n.$$

В силу конструктивных особенностей положения датчика Z величина снимаемых с него сигналов в однородной изотропной среде составляет 60–70 % от амплитуд сигналов с горизонтальных датчиков. Увеличение данного соотношения в сторону сигналов с вертикального датчика свидетельствует о наличии процессов вертикального движения флюида и газа и отмечается аномалиями $Z_1 \div Z_4$, $G_1 \div G_4$.

Для выделения участков горизонтального движения флюида и газа используются параметры: $H_1 \div H_4$, $M_1 \div M_4$. Параметр M характеризует отношение сигналов с двух горизонтальных датчиков в разных полосах частот:

$$\begin{aligned} M_1 &= X_1/Y_1 && (0,1-0,5 \text{ кГц}), \\ M_2 &= X_2/Y_2 && (0,5-5,0 \text{ кГц}), \\ M_3 &= X_3/Y_3 && (0,5-1,5 \text{ кГц}), \\ M_4 &= X_4/Y_4 && (2,5-1,5 \text{ кГц}). \end{aligned}$$

Так как горизонтальные датчики обладают одинаковой чувствительностью, то величина параметра M при отсутствии движения флюидов и газа в горизонтальном направлении близка к единице ($1 \pm 0,1$). Отклонения значений параметров M от единицы на $\pm(0,4-0,6)$ и более свидетельствует о наличии субгоризонтального движения флюида по пласту и о его интенсивности.

Состав выявленного заколонного перетока (вода, нефть или газ) можно оценить на качественном уровне, используя группу расчетных параметров N_h и N_z :

$$\begin{aligned} N_h &= H_2/H_1; \\ N_z &= Z_2/Z_1. \end{aligned}$$

Так, если в среде присутствует газ или флюид с газовым фактором (нефть), то в амплитудно-частотном спектре формируется высокочастотная область ГАС (0,5–5 кГц), для которой присущи аномальные значения параметров H_2 и Z_2 . Такие же аномалии могут возникнуть и при общем поднятии амплитуд всего спектра в случае регистрации больших сигналов и будут ложными. Применение параметров N_h и N_z позволяет оценить действительный вклад высокочастотных сигналов в спектр ГАЭ.

Таким образом, для решения задач по обнаружению вертикальных перетоков и выделения интервалов горизонтального движения флюида по пласту, а также оценки газового фактора среды и характера насыщенности коллекторов применяются отдельные группы измеренных и расчетных параметров ГАЭ. Оптимизация комплекса информативных параметров ГАЭ базируется на рациональном выборе тех параметров, которые в большей степени обеспечивают решение поставленной задачи.

Применительно к задачам исследований скважин на месторождениях углеводородов физический смысл использования того или иного информативного параметра ГАС и его последующая интерпретация на качественном уровне сводятся к следующему:

- наличие амплитудных аномалий в диапазоне частот 100–500 Гц (параметры H_1 и Z_1) характеризует движение флюида в вертикальном или горизонтальном направлениях, а также динамическую активность осадочной толщи пород;
- амплитудные аномалии высокочастотных акустических сигналов (параметры H_2 и Z_2) отражают наличие и движение флюида с газовым фактором, при этом увеличение сигнала компоненты Z по сравнению с горизонтальными свидетельствует о вертикальном движении газожидкостной смеси;
- расчетные параметры $G = Z/H$ позволяют в комплексе с другими параметрами акустических сигналов определить интервалы заколонных перетоков флюида [4];
- при слабом движении нефти или газожидкостной смеси по пласту, когда не наблюдаются интенсивные амплитудные аномалии сигналов с горизонтальных датчиков, применение параметра $M = X/Y$ в разных полосах частот позволяет зафиксировать это движение, если X/Y не равно единице;
- превышение величины отношения $N_h = H_2/H_1$ ($N_z = Z_2/Z_1$) уровня 0,8 указывает на наличие нефти за обсадной колонной с газовым фактором от 15 до 50 м/т и более [2].

В качестве примера приведем результаты исследований для определения характера насыщения не вскрытых перфорацией пластов-коллекторов по данным ГАЭ. Измерения проводились на Киен-

гопском нефтяном месторождении. Для определения характера насыщенности карбонатных коллекторов использовались особенности амплитудно-частотного состава геоакустических сигналов водо- и нефтенасыщенных пластов. На рисунке 2 показано распределение уровней геоакустической эмиссии в полосах частот 100–500 Гц и 500–5000 Гц в скв. 382, где аномалиями выделяются пласты газонасыщенной нефти (газовый фактор 17–27 м³/т) и газоносный пласт на глубине 1200 м. Интенсивность движения флюида (нефти) по пласту определяется амплитудным уровнем параметра H_1 . Как видно из рисунка, уровни эти не одинаковы. В то же время характер насыщенности пластов за счет газового фактора выделяется близкими по значениям аномалиями амплитуд геоакустических сигналов [5].

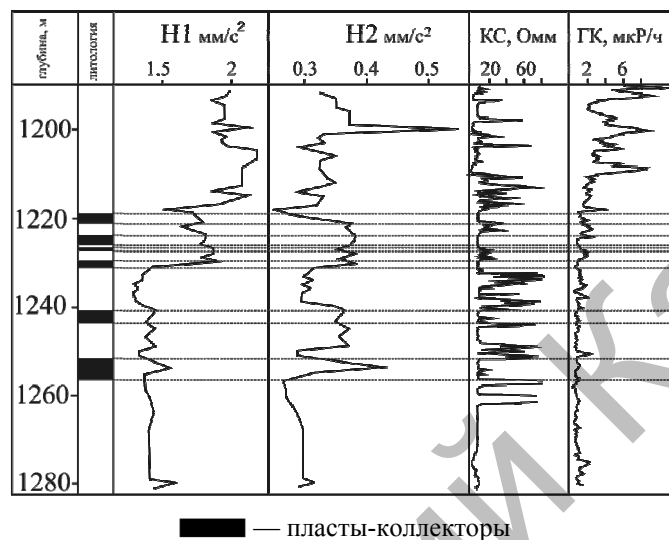


Рисунок 2. Определение характера насыщенности коллекторов по данным трехкомпонентного геоакустического каротажа (скв. 382, Киенгопское месторождение, Удмуртия)

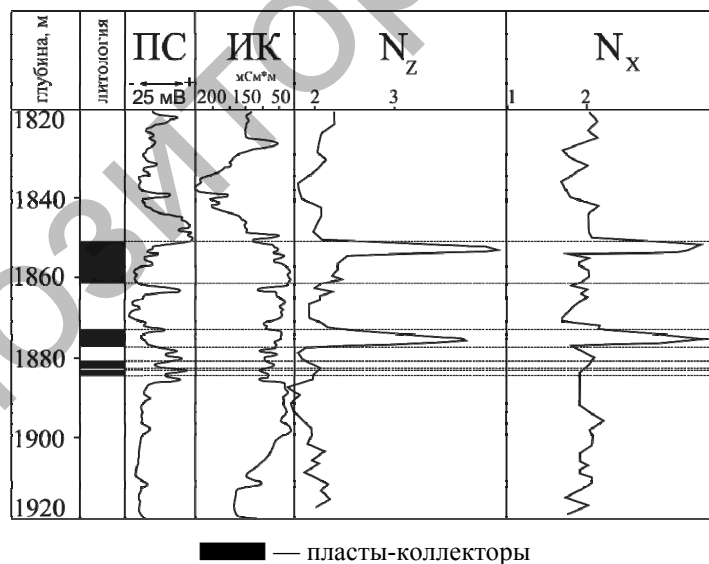


Рисунок 3. Определение характера насыщенности коллекторов в скв. 1597 (Барсуковское месторождение), интервал глубин 1820–1920 м

На рисунке 3 приведены диаграммы ПС, индукционного каротажа (ИК) и параметров N_z , N_x при интервале глубин 1820–1920 м. В этом интервале наблюдается резкая дифференциация нефтенасыщенных пластов по данным геоакустического каротажа. Интенсивными аномалиями выделяются нефтенасыщенные коллекторы с большим газовым фактором, чем в других пластах. Наличие высокочастотных сигналов в спектрах геоакустических сигналов нефтяных пластов свидетельствует о на-

личии нефти, но не исключает их частичную обводненность. Измерения проводились в неперфорированной обсаженной скважине.

Известна методика определения профиля притока, основанная на применении механической расходомерии [6]. Основным недостатком этого метода является слабая информативность механических расходомеров для изучения небольших притоков при многофазном притоке и механических примесей в нем. Существует также методика определения профиля притока с помощью термокондуктивной расходомерии [7]. Недостатки этого метода связаны с сильной зависимостью показаний от состава флюидов, направления их движения, температуры среды и недостаточной чувствительностью в области высоких скоростей потока.

Имеется также методика [5], основанная на регистрации акустических сигналов в интервале пласта ортогонально расположенными датчиками с последующим определением величины отношения сигналов с этих датчиков и построением графиков. Недостатком упомянутой выше методики является то, что измерения каждым датчиком происходит не одновременно, т.е. возможно появление и исчезновение в разное время на каждом из датчиков аномалий акустических сигналов, вызванных особенностью пульсационного режима движения жидкости в интервале перфорации и не связанных с границами профиля притока. При этом интерпретация такой информации затруднена, особенно при вращении скважинного прибора.

Предлагаемая методика осуществляется следующим образом. В скважине размещают приемник акустических сигналов: скважинный прибор с двумя датчиками. Измерения на заданной глубине производят в течение определенного интервала времени, после чего приёмник акустических сигналов перемещают вверх или вниз по стволу скважины с шагом измерений 0,5 или 1 м. Для определения границ профиля притока жидкости вычисляют модуль акустических сигналов, равный корню квадратному из суммы квадратов сигналов обоих датчиков. При установлении границ аномальных значений модуля по отношению к фоновым значениям акустических сигналов за пределами интервала перфорации определяются границы профиля притока, совпадающие с границами вычисленных аномальных значений модуля сигналов, а при повторных измерениях — устойчивость границ интервалов во времени. Распределение по глубине модулей сигналов представляется в виде графиков, по которым и определяют границы профиля притока в интервале перфорации пласта-коллектора [8].

Профиль притока отражает работающую часть интервала перфорации. Встречаются случаи, когда наибольшая интенсивность потока флюида наблюдается в кровле, подошве или середине интервала перфорации. На рисунке 4 приведен пример, который показывает, что весь интервал перфорации выделяется аномалией высокочастотных геоакустических сигналов (параметр H_4) [9, 10].

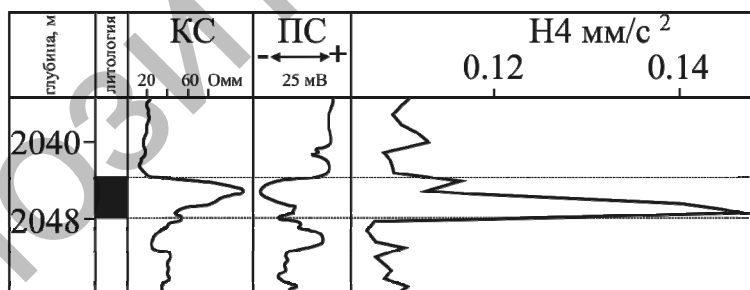


Рисунок 4. Пример выделения перфорированного нефтяного пласта по данным геоакустических сигналов в диапазоне частот 3–5 кГц (H_4) (Быстринское нефтяное месторождение, Западная Сибирь)

Таким образом, в данной статье показаны некоторые возможности метода трехкомпонентного геоакустического каротажа при контроле за разработкой нефтяных скважин.

Список литературы

- 1 Астраханцев Ю.Г., Троянов А.К. Устройство для измерения геоакустических шумов в скважине // Пат. РФ № 2123711. Оpubл. в Бюл. № 35, 1988.
- 2 Троянов А.К., Астраханцев Ю.Г., Уткин В.В. Способ определения характера насыщенности пластов-коллекторов // Пат. РФ № 2265868. Оpubл. в Бюл. № 34, 10.12.2005.

- 3 Троянов А.К., Астраханцев Ю.Г., Новиков С.С. Способ обнаружения газонасыщенных пластов в скважинах // Пат. РФ № 2344285. Оpubл. в Бюл. № 2, 20.01.2009.
- 4 Троянов А.К., Астраханцев Ю.Г. Способ обнаружения законных перетоков жидкости в скважинах // Пат. РФ № 2373392. Оpubл. в Бюл. № 32, 20.11.2009.
- 5 Новиков С.С., Новиков А.С., Троянов А.К., Астраханцев Ю.Г. Способ повышения проницаемости пластов-коллекторов // Пат. РФ № 2304211. Оpubл. в Бюл. № 22, 2007.
- 6 Итенберг С.С., Дахкильгоф Т.Д. Геофизические исследования в скважинах. — М.: Недра, 1982. — С. 294–295.
- 7 Техническая инструкция по проведению геофизических исследований в нефтяных и газовых скважинах. — М., 2001. — С. 207–208.
- 8 Троянов А.К., Троянов В.С., Астраханцев Ю.Г. Способ определения границ профиля притока в интервалах перфорации пласта-коллектора // Пат. РФ № 2385415. Оpubл. в Бюл. № 9, 27.03.2010.
- 9 Гуторов Ю.А. Универсальная шумоиндикаторная комплексная аппаратура АШИМ-36 и возможности ее применения в нефтепромысловой геологии // НТВ «Каротажник». — Тверь: Изд. АИС, 1995. — Вып. 17. — С. 68–72.
- 10 McKinley R.M., Bower F.M., Ruble R.C. The Structure and Interpretation of Noise From Behind Cemented Casing // J. Pet. Tech. — March, 1973. — P. 329–338.

А.К.Троянов, В.С.Портнов, Ә.К.Тұрсынбаева, Ә.Д.Маусымбаева, Н.А.Алпысбаева

Мұнай кен орындарды барлап бақылаған кезінде үшкомпонентті геоакустикалық каротаж әдісі жайлы

Мақалада үшкомпонентті геоакустикалық каротаж әдісінің жаңа объектілердегі зерттемелерді қолданылуы талқыланды. Қарастырылған әдіс көмегімен мұнай кен орындарды барлау кезінде өндірісті геофизикалық зерттемелерге әсер тигізеді. Тәжірибелер арқылы ілесетін техникалық және геологиялық есептерді шығару жолдары айқындалған және дәлелденген. Көрініс түсімін анықтау әдістерінің бірнеше нұсқалары бейнеленген. Үшкомпонентті геоакустикалық каротаждың кейбір мүмкіншіліктері көрсетілген.

A.K.Troyanov, V.S.Portnov, A.K.Tursunbayeva, A.D.Maussybayeva, N.A.Alpysbayeva

Three-component geoaoustic logging in monitoring the development of oil fields

The paper presents the results of a three-component geo-acoustic method of logging on to his new research facilities. Established and developed possible solutions to technical and geological problems, concomitant development of oil fields. Researches contribute to the development of the complex geophysical studies, improving their information-setting for oil and gas and gas facilities in question with the first method. Explanation of the different methods for determining the inflow profile is described. Some possibilities of the method of the three-component geoaoustic logging are showed.

References

- 1 Astrahancev Yu.G., Troyanov A.K. *Patent RF № 2123711*, Bull. № 35, 1988.
- 2 Troyanov A.K., Astrahancev Yu.G., Utkin V.V. *Patent RF № 2265868*, Bull. № 34, 10.12.2005.
- 3 Troyanov A.K., Astrahancev Yu.G., Novikov S.S. *Patent RF № 2344285*, Bull. № 2, 20.01.2009.
- 4 Troyanov A.K., Astrahancev Yu.G. *Patent RF № 2373392*, Bull. № 32, 20.11.2009.
- 5 Novikov S.S., Novikov A.S., Troyanov A.K. *Patent RF № 2304211*, Bull. № 22, 2007.
- 6 Itenberg S.S., Dahkil'gof T.D. *Geophysical exploration of wells*, Moscow: Nedra, 1982, p. 294295.
- 7 *Technical instructions for conducting geophysical surveys in oil and gas wells*, Moscow, 2001, p. 207–208.
- 8 Troyanov A.K., Troyanov Vs.A., Astrahancev Yu.G. *Patent RF № 2385415*, Bull. № 9, 27.03.2010.
- 9 Gutorov Yu.A. *NTV «Karotazhnik»*, Tver': AIS, 1995, 17, p. 68–72.
- 10 McKinley R.M., Bower F.M., Ruble R.C. *J. Pet. Tech.*, March, 1973, p. 329–338.

Сведения об авторах

Троянов Александр Кузьмич — старший научный сотрудник кандидат технических наук, Институт геофизики УрО РАН, Екатеринбург, Россия.

Портнов Василий Сергеевич — начальник Управления послевузовским образованием доктор технических наук, профессор, Карагандинский государственный технический университет.

Турсунбаева Асель Кенжибековна — профессор кафедры разработки месторождений полезных ископаемых доктор технических наук, Карагандинский государственный технический университет.

Маусымбаева Алия Думановна — старший преподаватель кафедры разработки месторождений полезных ископаемых кандидат технических наук, Карагандинский государственный технический университет.

Алпысбаева Назым Амангазиевна — декан факультета экономики и менеджмента кандидат технических наук, Карагандинский государственный технический университет.

Information about authors

Troyanov Alexandr Kuzmich — Senior researcher, Candidate of technical sciences, Institute of Geophysics, Ural branch of the Russian Academy of Sciences, Yekaterinburg, Russia.

Portnov Vassilyi Sergeevich — Head of the Department of postgraduate education, Doctor of technical sciences, Professor, Karaganda State Technical University.

Tursunbayeva Assel Kenzhibekovna — Professor of the chair of development of mineral deposits, Doctor of technical sciences, Karaganda State Technical University.

Maussymbayeva Aliya Dumanovna — Senior lecturer of the chair of development of mineral deposits, Candidate of technical sciences, Karaganda State Technical University.

Alpysbayeva Nazim Amangazievna — Dean of of economy and management department, Candidate of technical sciences, Karaganda State Technical University.