

МОДЕЛИРОВАНИЕ И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТОДА ФАЗОВЫХ ДИАГРАММ ДЛЯ АНАЛИЗА ДАННЫХ АКТИВНОГО АКУСТИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

О.А. Хачай¹, В.В. Дрягин², О.Ю. Хачай³

¹ Институт геофизики им. Ю.П. Булашевича Уральского отделения РАН,
Екатеринбург, Россия, e-mail: olgakhachay@yandex.ru,

² ООО «Научно-производственная фирма Интенсоник», Екатеринбург, Россия,

³ Уральский федеральный университет, Екатеринбург, Россия

Аннотация: Предложен метод активного картирования и мониторинга гетерогенной сложно построенной двухфазной среды. Метод может быть использован при управлении добычей вязкой нефти в шахтных условиях и легкой нефти в субгоризонтальных скважинах. Требования эффективного по экономическим показателям и наиболее полного извлечения углеводородов на месторождениях диктуют необходимость создания новых геотехнологий освоения месторождений нефти и газа, основанных на фундаментальных достижениях в области геофизики и геомеханики. Разработан новый 2D алгоритм моделирования для дифракции звука на пористых влагонасыщенных включениях иерархической структуры, перемежаемых пластическими или упругими пропластками и расположенных в J -ом слое N -слойной упругой среды. Количество иерархических включений в каждом из промежуточных слоев может отличаться по физико-механическим свойствам. Эта модель соответствует по своей сложности реальному геологическому строению резервуаров. Использован метод фазовых диаграмм для оценки отклика флюидонасыщенного массива на внешнее активное воздействие, изменения состояния массива, связанного со структурными его перестройками. Эти результаты являются основой для построения новых систем картирования и мониторинга геологических систем. Особенно это востребовано для картирования нефтегазовых месторождений и прогноза их эффективной отдачи.

Ключевые слова: составная иерархическая среда, упругая, пористая, двухфазная, акустическое поле, итерационный алгоритм 2D моделирования, метод картирования и мониторинга.

Благодарность: Работа выполнена по Программе фундаментальных исследований по Отделению наук о Земле РАН-1 «Фундаментальные проблемы геологии, седиментологии, геохимии нефти и газа, разработка новых технологий прогноза, поиска, разведки и разработки традиционных и нетрадиционных месторождений углеводородов. Прогноз развития сырьевой базы нефтегазового и нефтехимического комплексов нефтегазового комплексов России до 2030 г. и на перспективу до 2050 г.».

Для цитирования: Хачай О. А., Дрягин В. В., Хачай О. Ю. Моделирование и использование метода фазовых диаграмм для анализа данных активного акустического мониторинга нефтяных скважин // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2019. – № 3. – С. 74–87. DOI: 10.25018/0236-1493-2019-03-0-74-87.

Modeling and use of phase diagrams in the analysis of active acoustic monitoring data on oil wells

O.A. Khachay¹, V.V. Dryagin², Khachay O.Yu.³

¹ Institute of Geophysics of Ural Branch, Russian Academy of Sciences, Ekaterinburg, Russia,
e-mail: olgakhachay@yandex.ru

² LLC «Scientific and Production Company Intensonik», Ekaterinburg, Russia,

³ Ural Federal University, Ekaterinburg, Russia

Abstract: The method of active mapping and monitoring of heterogeneous complex-structured two-phase medium is proposed. The method can be used in control of viscous oil production in mine conditions and light oil recovery in subhorizontal wells. The standards of economically efficient and complete extraction of hydrocarbons dictate creation of new oil and gas production technologies based on the fundamental achievements in geophysics and geomechanics. A new 2D modeling algorithm is developed for sound diffraction on porous moisture-saturated inclusions alternating with plastic and elastic interbeds in a j -th layer on an N -layered elastic hierarchical medium. The hierarchical inclusions in each interlayer may differ in physical and mechanical properties. By its complexity, this model conforms with the real geological structure of reservoirs. Phase diagrams are used to estimate the fluid-saturated rock mass response to external impact and the change in rock mass behavior under restructuring. These results are the framework for construction of new systems for mapping and monitoring of geological systems, chiefly, for mapping and efficient production prediction in oil and gas reservoirs.

Key words: composite hierarchical medium, elastic, porous, two-phase, acoustic field, iteration algorithm of 2D modeling, mapping and monitoring method.

Acknowledgements: This study was carried out under the Fundamental Research Program for the Department of Earth Sciences of the Russian Academy of Sciences 1: Fundamental Problems of Geology, Sedimentology as well as Geochemistry of Oil and Gas, Development of New Technologies for Prediction, Exploration and Engineering of Conventional and Nonconventional Hydrocarbon Fields. Prediction of Growth of Resources and Supply in the Oil-and-Gas and Petroleum Chemistry Industries in Russia up to 2030 and in the Long Term up to 2050.

For citation: Khachay O. A., Dryagin V. V., Khachay O. Yu. Modeling and use of phase diagrams in the analysis of active acoustic monitoring data on oil wells. *Gornyy informatsionno-analiticheskiy byulleten'*. 2019;3:74-87. [In Russ]. DOI: 10.25018/0236-1493-2019-03-0-74-87.

Введение

В Институте геофизики УрО РАН разрабатывается и совершенствуется метод активного сейсмоакустического мониторинга нефтяного пласта [1, 2]. Этот метод используется для оценки нефтенасыщенности пласта и его способности к нефтеотдаче.

Установлен эмпирический факт о влиянии вибрационного воздействия на ускорение процессов извлечения нефти. Физическим объяснением этому может быть следующая модель: активная сре-

да имеет свою высокую энергию и часто неравновесное структурное состояние. Поэтому от воздействующего сигнала следует ожидать синхронизирующего или синергетического действия на мезопроцессы в зонах максимальной нестабильности, пониженной прочности и высокой усталости среды на мезоуровне. На этих уровнях энергия воздействия может накапливаться в мезоструктурах и вызывать механические эффекты, инициирующие механические движения и фрагментацию среды.

В случае нефтяного пласта, находящегося в процессе отработки, значительная часть внутренней энергии порождена высоким давлением вытесняющей жидкости, что является источником механической деструкции залежи, а также целью воздействия на залежь. Еще более существенная часть внутренней энергии среды содержится в виде потенциальной энергии деформации блоков коллектора и окружающих горных пород, вызванной нарушением равновесия геомеханической системы за счет добычи нефти, что ведет к медленной неупругой деформации среды, направленной к переходу к новому равновесному состоянию. Этот процесс имеет, в основном, сдвиговый характер и сопровождается повышением уровня сейсмоакустической эмиссии и появлением «доминантных частот» вторичного излучения в нефтепродуктивных пластах. Это означает, что часть механической энергии релаксационного движения среды высвобождается в виде эндогенного излучения и указывает на активизацию процессов трещинообразования [3].

В настоящее время имеется много публикаций в отечественной и зарубежной литературе, посвященных физико-математической модели процесса сейсмоакустического излучения до и после вибровоздействия на пласт на фиксированной частоте [4–8]. Они в той или иной мере используются для теоретического обоснования сейсмоакустического мониторинга состояния пласта до и после сейсмического воздействия на него.

Например, важно рассмотреть модели эффективных механизмов диссипации внутренней энергии залежи и структурной энергии среды в процессах ее перехода в кинетическую энергию движения блоков и вытеснения нефти в виде автоколебаний, резонансов, разрушения перенапряженных и испытывающих усталостные явления элементов среды.

Известно, что в идеально упругой среде, т.е. при отсутствии границ с разрывами на них смещений или напряжений, энергия не может накапливаться во времени и сохраняться после выключения источника, поэтому непрерывная среда не может соответствовать наблюдаемым явлениям становления и релаксации сейсмической эмиссии с присутствием собственных частот среды.

В блочных же структурах, как показал академик М.А. Садовский, а также в иерархически блочной среде, возможно формирование вторичных излучений сейсмических волн с доминантными «собственными частотами», и после длительного воздействия на такую среду ослабевают межблочные контактные зоны и усиливается динамическая фрагментация.

Рассмотрим следующий экспериментально наблюдаемый факт — повышение нефтеотдачи под влиянием динамической реструктуризации блочной энергонасыщенной нефтяной залежи.

При длительной эксплуатации месторождения скелетная основа нефтяного пласта постепенно разрушается, что приводит к значительному росту внутренних напряжений и ослаблению связей между составляющими пласт отдельными блоками. При этом даже небольшой импульс может привести к перестройке структуры пласта, усилить подвижность нефти и увеличить ее долю в скважинной жидкости [4].

Экспериментальные и теоретические исследования механизмов вибрационной стимуляции нефтеотдачи обводненных месторождений с использованием вибровоздействия приводят к выводу о развитии резонансных колебаний в трещиновато-блочных пластах.

Эти колебания, вызванные слабыми, но длительными и стабильными по частоте воздействиями, создают условия для генерации в пластах ультразвуковых

волн, которые способны разрушать загустевшие нефтяные пленки в трещинах коллекторов.

Измерение высокочастотных сейсмоакустических полей в скважинах вблизи областей концентрации напряжений в массивах горных пород, а также в трещиновато-пористых флюидонасыщенных слоях при низкочастотных вибровоздействиях, указывает на возникновение ультразвуковых колебаний в сотни и тысячи герц. В кристаллических массивах существование этих полей связано с процессом образования новых трещин, в флюидонасыщенных средах, наряду с упругими, могут возникать и гидродинамические причины. Для трещиновато-пористых коллекторов, находящихся в процессе эксплуатации методом высоконапорного вытеснения нефти водой, возможность интенсификации ультразвуковых колебаний может иметь важное технологическое значение. Даже очень слабый ультразвук способен разрушать за длительное время действия вязкие нефтяные пленки, образующиеся в трещинах между блоками, что может быть причиной понижения проницаемости пластов и уменьшения нефтеотдачи [5].

Для описания перечисленных эффектов необходимо рассмотреть волновой процесс в иерархически блоковой среде и теоретически промоделировать механизм возникновения автоколебаний под действием релаксационных сдвиговых напряжений [8].

Алгоритм моделирования распространения продольной волны в среде с иерархическими включениями

Идею, изложенную в работах [9] для решения прямой задачи, для двумерного случая распространения продольной волны через локальную упругую неоднородность с иерархической структурой, расположенной в J -ом слое N -слойной среды, распространим на случай, когда на L -ом иерархическом уровне окажется пористое влагонасыщенное включение.

$$\begin{aligned}
 & \frac{(k_{1ji}^2 - k_{1j}^2)}{2\pi} \iint_{S_{cl}} \varphi_l(M) G_{Sp,j}(M, M^0) d\tau_M + \frac{\sigma_{ja}}{\sigma_{ji}} \varphi_{l-1}^0(M^0) - \\
 & \frac{(\sigma_{ja} - \sigma_{ji})}{\sigma_{ji} 2\pi} \oint_{Cl} G_{Sj} \frac{\partial \varphi_l}{\partial n} dc = \varphi_l(M^0) \text{ при } M^0 \in S_{Cl}; \\
 & \frac{\sigma_{ji}(k_{1ji}^2 - k_{1j}^2)}{\sigma(M^0) 2\pi} \iint_{S_{cl}} \varphi_l(M) G_{Sp,j}(M, M^0) d\tau_M + \varphi_{l-1}^0(M^0) - \\
 & \frac{(\sigma_{ja} - \sigma_{ji})}{\sigma(M^0) 2\pi} \oint_{Cl} G_{Sp,j} \frac{\partial \varphi_l}{\partial n} dc = \varphi_l(M^0) \text{ при } M^0 \notin S_{Cl};
 \end{aligned} \tag{1}$$

где $G_{Sp,i}(M, M^0)$ — функция источника сейсмического поля, она совпадает с функцией выражения [9]. $k_{1ji}^2 = \omega^2(\sigma_{ji} / \lambda_{ji})$ — волновое число для распространения в упругой среде продольной волны. В приведенном выражении индекс ji обозначает принадлежность свойств внутри неоднородности, ja — вне неоднородности, $l = 1 \dots L-1$ — номер иерархического уровня; $\bar{u}_l = grad \varphi_l$ — потенциал нормального сейсмического поля в слоистой среде в отсутствие неоднородности предыдущего ранга, если $l = 2 \dots L$, $\varphi_l^0 = \varphi_{l-1}$, если $l = 1$, $\varphi_l^0 = \varphi^0$, что совпадает с соответствующим выражением из (1).

Если при переходе на следующий иерархический уровень ось двухмерности не меняется, а меняются только геометрии сечений вложенных структур, то аналогично [9] можно выписать итерационный процесс моделирования сейсмического поля (случай формирования только продольной волны). Итерационный процесс относится к моделированию вектора смещений при переходе с предыдущего иерархического уровня на последующий уровень. Внутри каждого иерархического уровня интегро-дифференциальное уравнение и интегро-дифференциальное представление вычисляются с помощью алгоритмов (1). Если на некотором иерархическом уровне структура локальной неоднородности распадается на несколько неоднородностей, то двойной и контурные интегралы в выражениях (1) берутся по всем неоднородностям. Если $l = L$, то внутри неоднородностей предыдущего иерархического уровня оказывается пористая флюидонасыщенная неоднородность. В этом случае система (1) с учетом [10] переписывается в виде:

$$\begin{aligned}
 & \sum_{i=1}^l \left(\frac{k_{1jii}^2 - k_{1j}^2}{2\pi} \iint_{S_{cl}} \varphi_{li}(M) G_{Sp,j}(M_i, M_i^0) d\tau_{M_i} + \frac{\sigma_{ja}}{\sigma_{jii}} \varphi_{(l-1)i}^0(M_i^0) \right) - \\
 & - \sum_{i=1}^l \left(\frac{\sigma_{ja} - \sigma_{jii}}{\sigma_{jii} 2\pi} \oint_{C_i} G_{Sp,j} \frac{\partial \varphi_{li}}{\partial n} dc_i = (\varphi_{li}(M_i^0) + \alpha_i p_{2i}) \right) \text{ при } M_i^0 \in S_{C_i}; \\
 & \sum_{i=1}^l \frac{\sigma_{jii} (k_{1jii}^2 - k_{1j}^2)}{\sigma(M^0) 2\pi} \iint_{S_{cl}} \varphi_{li}(M) G_{Sp,j}(M, M^0) d\tau_M + \varphi_{(l-1)i}^0(M^0) - \\
 & - \frac{(\sigma_{ja} - \sigma_{jii})}{\sigma(M^0) 2\pi} \oint_{C_l} G_{Sp,j} \frac{\partial \varphi_{li}}{\partial n} dc = \varphi_l(M^0) \text{ при } M^0 \notin S_{C_l}, P_j; \\
 & \frac{\sigma_{jii} (k_{1jii}^2 - k_{1j}^2)}{\sigma(M^0) 2\pi} \iint_{S_{cl}} \varphi_{li}(M) G_{Sp,j}(M, M^0) d\tau_M + \varphi_{l-1}^0(M^0) - \\
 & - \frac{(\sigma_{ja} - \sigma_{jii})}{\sigma(M^0) 2\pi} \oint_{C_l} G_{Sp,j} \frac{\partial \varphi_{li}}{\partial n} dc = \varphi_l(M^0) \text{ при } M^0 \notin S_{C_l}, \notin P_j,
 \end{aligned} \tag{2}$$

где $\alpha_i = 1 - \chi_i - \frac{K_i}{K_{0i}}$; $K_i = \lambda_i$ — модуль всестороннего сжатия; χ_i — пористость; K_{0i} — истинный модуль сжимаемости i -ой фазовой структуры, поровое гидростатическое давление $p_{2i,i} = 1, \dots, l$ — количество флюидонасыщенных структур.

Если $l = L+1$ и на следующем уровне неоднородность снова упругая, то для дальнейшего продолжения итерационного процесса мы снова можем использовать выражения (1).

Однако очень часто резервуар, содержащий флюид, содержит либо упругие, либо пластичные пропластки. При этом, если флюид — вода, то чаще всего это упругие пропластки, если нефть, то пропластки под влиянием акустического либо механического воздействия пропитываются нефтью, и они начинают проявлять пластические свойства. Поэтому при моделировании распространения продольной волны при $l = L$ следует разделить слой j на несколько подслоев: $j^{(1)}$ — верхний пористый с иерархическими флюидонасыщенными областями, $j^{(2)}$ — средний упругий с пластическими областями, которые могут и не совпадать с верхними областями, третий $j^{(3)}$ — снова пористый с флюидонасыщенными областями, которые также могут быть смещены по горизонтали от первых и вторых областей. Таким образом, к системе

уравнений (2) необходимо добавить систему, учитывающую прохождение звуковой волны через пропластки [11], (3)–(5):

$$\sum_{i=1}^I \left(\frac{(k_{1jil}^2 - k_{1j}^2)}{2\pi} \iint_{S_{cli}} \varphi_{li}(M) G_{Sp,j}(M_i, M_i^0) d\tau_{M_i} + \frac{\sigma_{ja}}{\sigma_{jil}} \varphi_{(l-1)i}^0(M_i^0) \right) -$$

$$- \sum_{i=1}^I \left(\frac{(\sigma_{ja} - \sigma_{jil})}{\sigma_{jil} 2\pi} \oint_{C_{li}} G_{Sp,j} \frac{\partial \varphi_{li}}{\partial n} dc_i = (\varphi_{li}(M_i^0) + \alpha_i p_{2i}) \right) \text{ при } M_i^0 \in S_{cli} \in \Pi_j^{(j1)}; \quad (3)$$

$$\sum_{i=1}^I \left(\frac{\sigma_{jil}(k_{1jil}^2 - k_{1j}^2)}{\sigma(M^0) 2\pi} \iint_{S_{cli}} \varphi_{li}(M) G_{Sp,j}(M, M^0) d\tau_M + \varphi_{(l-1)i}^0(M^0) \right) -$$

$$- \sum_{i=1}^I \left(\frac{(\sigma_{ja} - \sigma_{jil})}{\sigma(M^0) 2\pi} \oint_{C_{li}} G_{Sp,j} \frac{\partial \varphi_{li}}{\partial n} dc_i \right) = \varphi_l(M^0) \text{ при } M^0 \notin S_{cli}, \Pi_j^{(j1)};$$

$$k_{1jilm}^2 = \omega^2 (\sigma_{jilm} (\lambda_{jil} + \lambda'_{jilm} \omega'_{1jilm})); \quad \varphi_{(l-1)m}^0 = \varphi_l(M^0);$$

$$\sum_{m=1}^M \left(\frac{(k_{1jilm}^2 - k_{1j}^2)}{2\pi} \iint_{S_{clm}} \varphi_{lm}(M) G_{Sp,j}(M_m, M_m^0) d\tau_{M_m} + \frac{\sigma_{ja}}{\sigma_{jilm}} \varphi_{(l-1)m}^0(M_m^0) \right) -$$

$$- \sum_{m=1}^M \left(\frac{(\sigma_{ja} - \sigma_{jilm})}{\sigma_{jilm} 2\pi} \oint_{C_{lm}} G_{Sp,j} \frac{\partial \varphi_{lm}}{\partial n} dc_m = \varphi_{lm}(M_m^0) \right) \text{ при } M_m^0 \in S_{clm} \in \Pi_j^{(j2)}; \quad (4)$$

$$\sum_{i=m}^M \left(\frac{\sigma_{jilm}(k_{1jilm}^2 - k_{1j}^2)}{\sigma(M^0) 2\pi} \iint_{S_{cli}} \varphi_{lm}(M) G_{Sp,j}(M, M^0) d\tau_M + \varphi_{(l-1)m}^0(M^0) \right) -$$

$$- \sum_{m=1}^M \left(\frac{(\sigma_{ja} - \sigma_{jilm})}{\sigma(M^0) 2\pi} \oint_{C_{lm}} G_{Sp,j} \frac{\partial \varphi_{lm}}{\partial n} dc_m \right) = \varphi_l(M^0) \text{ при } M^0 \notin S_{clm}, \Pi_j^{(j2)}.$$

Если флюидонасыщенные области остаются теми же, мы возвращаемся к (3). Затем переходим к выражению (5) и вычисляем $\varphi_l(M^0)$ при $M^0 \notin S_{cl}, \notin \Pi_j$; при условии

$$\varphi_{l-1}^0(M^0) = \varphi_l(M^0) \text{ при } M^0 \notin S_{cli}, \Pi_j^{(j1)}$$

$$\frac{\sigma_{jil}(k_{1jil}^2 - k_{1j}^2)}{\sigma(M^0) 2\pi} \iint_{S_{cli}} \varphi_{li}(M) G_{Sp,j}(M, M^0) d\tau_M + \varphi_{l-1}^0(M^0) -$$

$$- \frac{(\sigma_{ja} - \sigma_{jil})}{\sigma(M^0) 2\pi} \oint_{C_{li}} G_{Sp,j} \frac{\partial \varphi_{li}}{\partial n} dc = \varphi_l(M^0) \text{ при } M^0 \notin S_{cl}, \notin \Pi_j. \quad (5)$$

Таким образом, использование интегро-дифференциальных уравнений для моделирования распространения поля в сложнопостроенной двухфазной среде позволяет конструировать и подстраивать алгоритм согласно необходимой сложности задачи.

Нефтяной пласт как динамическая система

С другой стороны, нефтяной пласт, находящийся под периодическим вибровоздействием, является открытой динамической системой. Под динамической системой понимается объект или процесс, для которого определено понятие состояния как совокупность значений некоторых величин в заданный момент времени, и за-

дан оператор, определяющий эволюцию начального состояния во времени [12]. В дальнейшем мы будем пользоваться сведениями теории динамических систем из монографии [12].

Рассмотрим алгоритм построения фазового портрета или диаграммы по данным сейсмоакустического мониторинга [13]. В результате скважинного мониторинга мы имеем три набора данных интенсивности сейсмоакустического излучения: фоновое $I(t, z)_f$, после первого возбуждения $I(t, z)_{V1}$ и после второго возбуждения $I(t, z)_{V2}$. Эти три функции при фиксированном z наблюдаются на временном интервале 14 с с частотой дискретизации 44 100 Гц с шагом по скважине 0,5 м. Весь интервал нами делится на 14 подынтервалов длительностью по 1 с. В пределах каждой секунды производится осреднение наблюдаемых значений $I(t, z)_f$, $I(t, z)_{V1}$, $I(t, z)_{V2}$ на интервалах 0–0,1 с, 0,1–0,2 с...0,9–1 с. Таким образом, мы получаем новую базу осредненных данных $I_s(t, z)_f$, $I_s(t, z)_{V1}$, $I_s(t, z)_{V2}$, для которых мы строим фазовые диаграммы на плоскостях

$$I_s(t, z)_f, \frac{\partial}{\partial t} I_s(t, z)_f; I_s(t, z)_{V1}, \frac{\partial}{\partial t} I_s(t, z)_{V1}; I_s(t, z)_{V2}, \frac{\partial}{\partial t} I_s(t, z)_{V2} \quad (6)$$

Затем находим $\max I_s(t, z)_f$, $\min I_s(t, z)_f$, $\max \left| \frac{\partial}{\partial t} I_s(t, z)_f \right|$, аналогично для функций $I_s(t, z)_{V1}$ и $I_s(t, z)_{V2}$. После этого вычисляем площади трех фигур (прямоугольников, включающих фазовые портреты трех наборов функций (6)), например:

$$A_f = (\max I_s(t, z)_f - \min I_s(t, z)_f) \times \\ \times \left(\max \left| \frac{\partial}{\partial t} I_s(t, z)_f \right|, \frac{\partial}{\partial t} > 0 + \max \left| \frac{\partial}{\partial t} I_s(t, z)_f \right|, \frac{\partial}{\partial t} \leq 0 \right) \quad (7)$$

Величину (7), для каждого временного интервала равного 1 с, обозначим A_f , A_{V1} , A_{V2} соответственно. Далее строим фазовые диаграммы на плоскостях

$$A_f, \frac{\partial A_f}{\partial t}; A_{V1}, \frac{\partial A_{V1}}{\partial t}; A_{V2}, \frac{\partial A_{V2}}{\partial t},$$

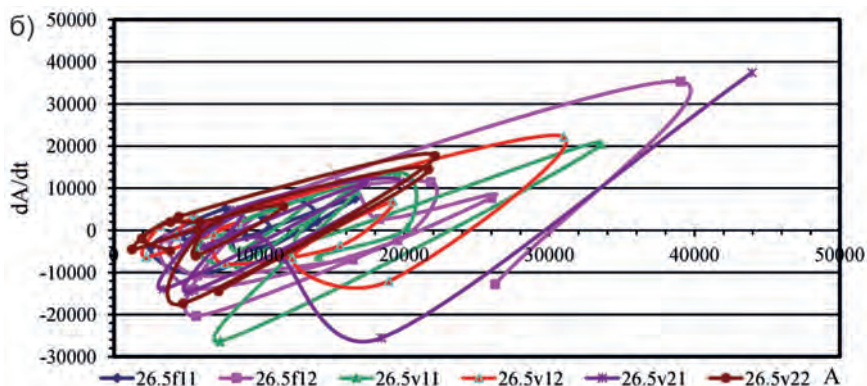
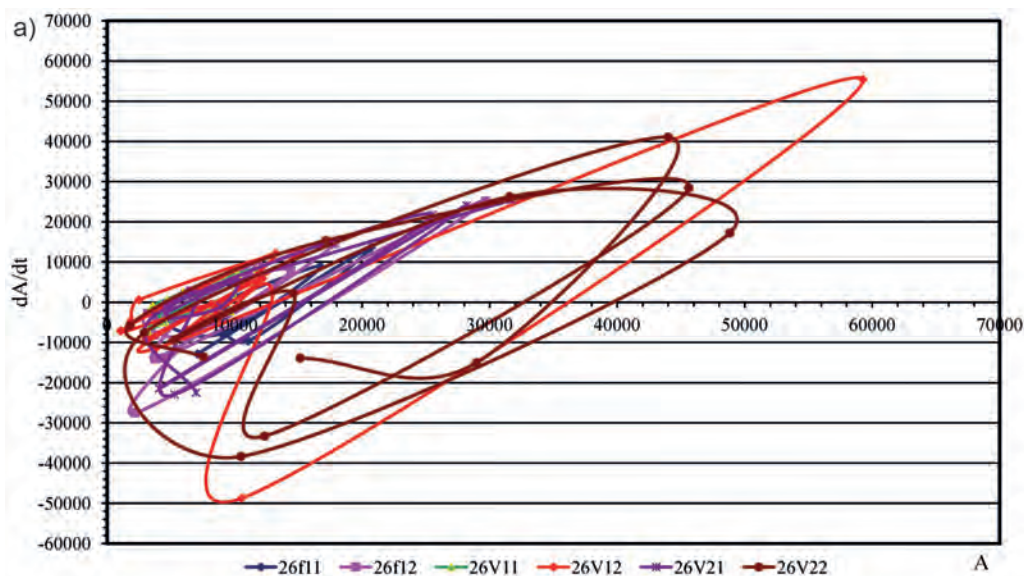
которые в дальнейшем и будут анализироваться для описания состояния около-скважинного нефтенасыщенного пласта. Настоящий алгоритм реализован на языке Microsoft Excell Visual Basic в виде Макроса, позволяющего оперативно осреднять данные с произвольной частотой и вычислять описанные величины (автор О.Ю. Хачай).

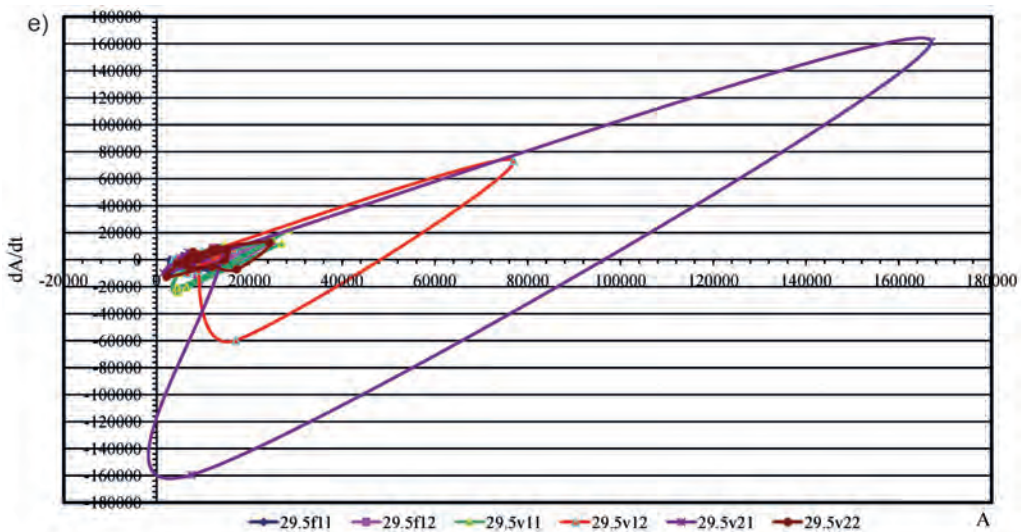
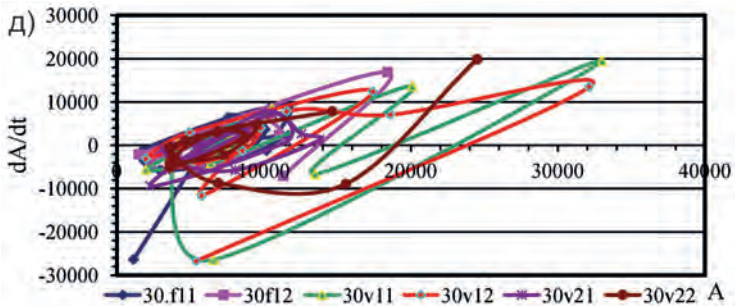
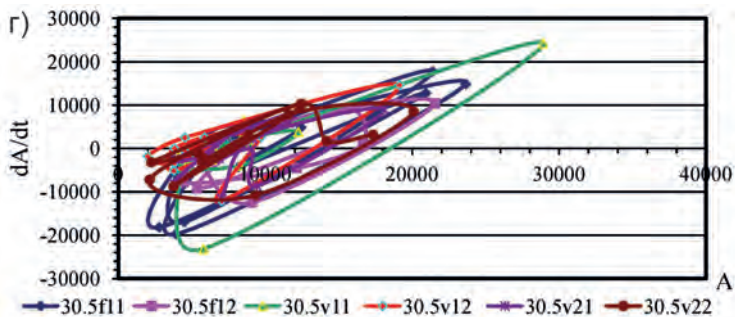
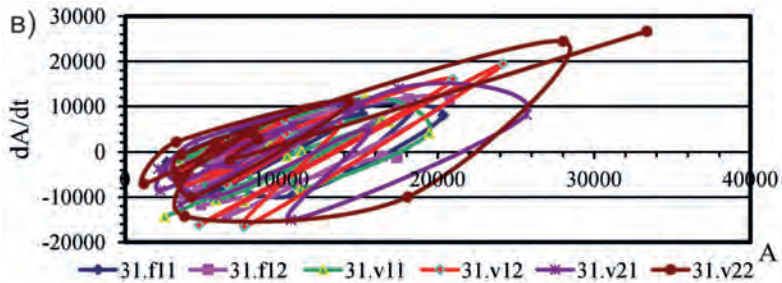
Из результатов обработки описанным алгоритмом натуральных данных следует, что фоновые фазовые диаграммы до возбуждений сильно различаются по своей морфологии, притягивающей точкой и площадью под фазовой траекторией для каждой точки наблюдения по скважине, свидетельствуя о резкой неоднородности состояния околоскважинной среды. Фазовые диаграммы до и после первого и второго воздействий на одной и той же точке по скважине отличаются между собой по тем же критериям, отражая тот факт, что околоскважинный массив изменяет свое состояние при вибровоздействии. Если фазовая диаграмма после первого воздействия становится больше по площади или центр ее смещается в сторону больших значений $A(A_{V1}^c > A_f^c)$, это означает, что возросла и интенсивность сейсмоакустического излучения, что свидетельствует о закрытии трещин и пор и уменьшении влияния жидкой фазы. Если фазовая диаграмма после первого воздействия становится мень-

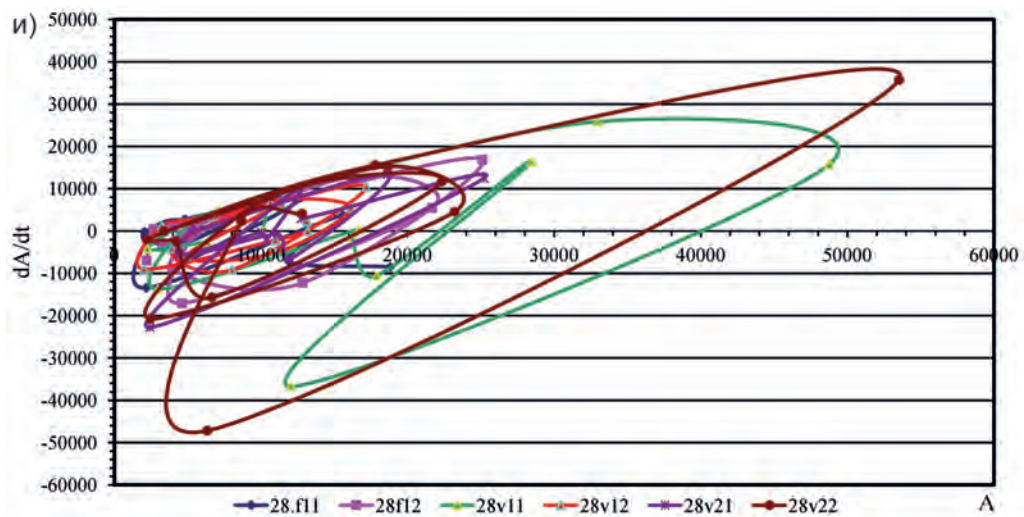
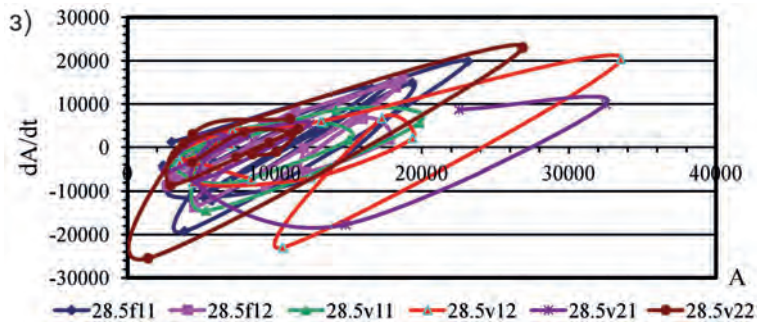
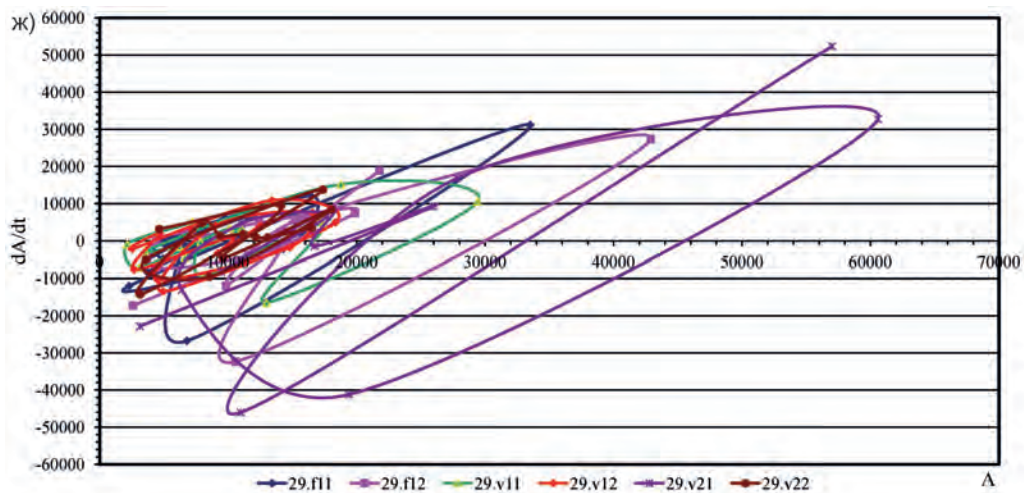
ше по площади и если ее центр смещается в сторону уменьшения значения $A(A_{V_1}^c < A_r^c)$, это означает, что уменьшилась интенсивность сейсмоакустического излучения, что свидетельствует о большем притоке жидкой фазы и увеличении ее подвижности в данный промежуток времени и в данной точке наблюдения. Аналогичный анализ производится относительно фазовой диаграммы после второго возбуждения. Проанализируем результаты обработки методом фазовых диаграмм данных активного акустического мониторинга в скважине Тевлинско-Рускинского месторождения на ин-

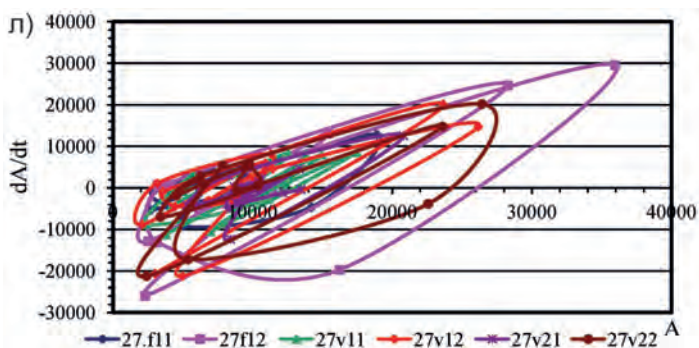
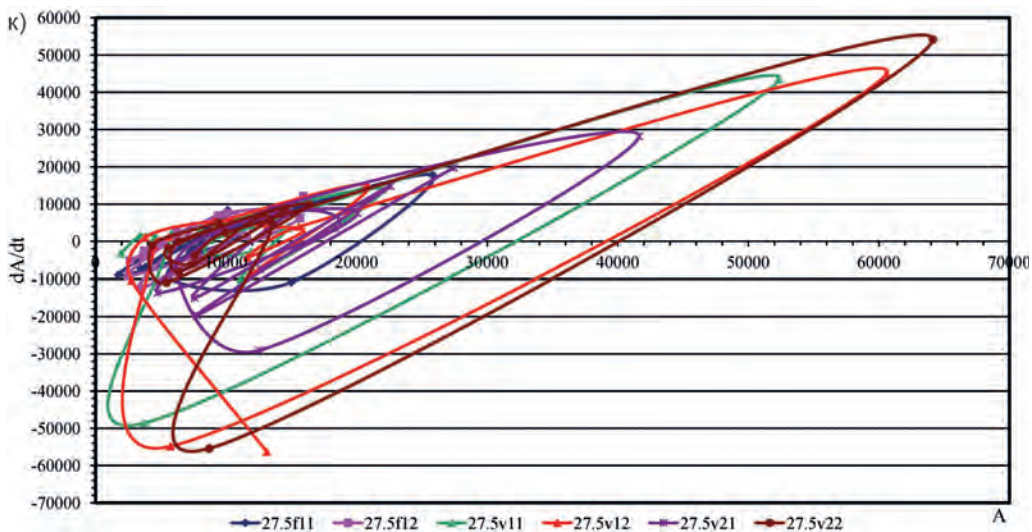
тервале 2626–2631 м (рисунок, а–л). По данным проведенного анализа мы можем выделить несколько интервалов по скважине, где воздействия незначительно влияют на состояние массива (рисунок, в, е, и, к, л).

Наибольшее влияние сказывается на интервале 29,5 (рисунок, з) (в дальнейшем нумерация интервалов наблюдения будут приводиться за вычетом 2200 м). Можно проследить, как затухает влияние акустического воздействия на интервалах 26–27 м (рисунок, а–в), 27,5–28,5 м (рисунок, г–е), 29–31 м (рисунок, ж–л). Таким образом, по результатам обра-









Фазовые диаграммы по данным акустического мониторинга скважинных данных для трех циклов мониторинга: до акустического воздействия f_{11} , f_{12} ; после первого цикла воздействия: v_{11} , v_{12} ; после второго цикла воздействия: v_{21} , v_{22} . Номера в легендах графиков соответствуют интервалу наблюдений в скважине за вычетом 2200 м.

Phase diagrams using acoustic data monitoring of well data for three monitoring cycles: before acoustic impact f_{11} , f_{12} ; after the first cycle of exposure: v_{11} , v_{12} ; after the second cycle of exposure: v_{21} , v_{22} . The numbers in the legends of the figures correspond to the interval of observations in the well minus 2200 m

ботки можно выделить наиболее продуктивные интервалы по скважине: 26 м, 27,5 м, 29 м, 29,5 м.

Скважина пробурена в продуктивный пласт БС10/2-БС10/3 Тевлинско-Рускинского месторождения и представляет собой коллектор терригенного типа в виде песчаника слабоглинистого с пористостью в среднем 17–21%. Проницаемость пласта не однородна и составляет в среднем 3–9 мД с включением пропластков с проницаемостью порядка 50–60 мД, по результатам окончатель-

ного каротажа пласт представлен как насыщенный нефтью.

По данным каротажа сейсмоакустической эмиссии отмечено различие в насыщенности пласта по разрезу скважины. Положительная динамика САЭ [1, 2] после акустического воздействия связана с реакцией области пласта, насыщенного нефтью, а отрицательная — с водой. Только один интервал пласта 2625–2630 м дал положительную динамику вызванной акустической эмиссии и может рассматриваться как перспек-

тивный на нефтеотдачу. Результаты по двум методам обработки совпали, однако метод фазовых диаграмм дал более подробную информацию о различии возможной нефтеотдачи внутри области пласта, что более соответствует геологической информации.

Если нефть обладает еще и аномальной вязкостью, для выбора частотного наполнения акустического воздействия на область резервуара, заполненного этой нефтью, необходимо использовать результаты моделирования в иерархических средах с использованием алгоритмов (1), (2).

Заключение

В настоящее время, с использованием данных сейсмоакустического мониторинга большого количества скважин месторождения Западной Сибири, нефтяной интервал которых расположен в одной и той же геологической свите и на сравнительно одинаковой глубине, происходит выработка критериев нефтенасыщенности [14] и нефтеподвижности с использованием предложенного алгоритма для формирования обучающей выборки и последующего использования метода распознавания образов для решения практических вопросов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Дрягин В. В., Иголкина Г. В., Иванов Д. Б. Опыт изучения информативных характеристик вызванной акустической эмиссии в нефтенасыщенных пластах терригенного типа / Геодинамика. Глубинное строение. Тепловое поле Земли. Интерпретация геофизических полей. Пятые научные чтения Ю. П. Булашевича. Материалы конференции. — Екатеринбург: ИГФ УрО РАН, 2009. — С. 168—174.
2. Дрягин В. В. Использование вызванной акустической эмиссии коллекторов для обнаружения и извлечения углеводородов // Георесурсы. — 2018. — Т. 20. — № 3. — Ч. 2. — С. 134—140. DOI: <https://doi.org/10/18599/grs.2018.3.134-140>.
3. Лавров А. В., Шурачник В. Л. Акустическая эмиссия при деформировании и разрушении горных пород (обзор) // Акустический журнал. — 2005. — Т. 51. Приложение. — С. 6—18.
4. Митрофанов В. П., Дзюбенко А. И., Нечаева Н. Ю., Дрягин В. В. Результаты промысловых испытаний акустического воздействия на призабойную зону пласта // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. — 1998. — № 10. — С. 29—35.
5. Алексеев А. С., Цецохо В. А., Белоносков А. В., Сказка В. В. Вынужденные колебания трещиновато-блочных флюидонасыщенных слоев при вибросейсмических воздействиях: Геомеханика // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. — 2001. — № 6. — С. 3—12.
6. *Computational and experimental studies of Acoustic Waves*. Editor Mahmut Reyhanoglu. IntechOpen. Croatia. 2017. 144 p. <http://dx.doi.org/10.5772/65135>.
7. *Oil and Gas exploration. Methods and Application*. Editors Said Gaci, Olga Hachay. AGU, Willey, USA. 2017. 287p.
8. *Numerical analysis of nonlinear coupled problems*. Editors Hany Shehata, Youssef Rashed. Proceedings of the 1-st GeoM East International Congress and Exhibition. 2019, July 5—19 Sharm EL-Sheikh, Egypt. Springer. p. 354.
9. Хачай О. А., Хачай А. Ю. Акустический мониторинг слоисто-блоковых упругих сред с иерархическими составными физико-механическими включениями // Современные проблемы механики. — 2018. — 33(3). — С. 44—50.
10. Френкель Я. И. К теории сейсмических и сейсмозлектрических явлений во влажной почве // Известия АН СССР, серия географическая и геофизическая. — 1944. — Т. 8. — № 4. — С. 133—150.
11. Хачай О. А., Хачай А. Ю. Моделирование распространения сейсмического поля в слоисто-блоковой упругой среде с иерархическими пластическими включениями // Горный информационно-аналитический бюллетень. — 2016. — № 4. — С. 318—326.

12. Чуличков А. И. Математические модели нелинейной динамики. — М.: Физматлит. — 2003. — С. 294.
13. Khachay O., Khachay O. Method of phase diagrams for the analysis of seismic — acoustical spatial-time monitoring data in oil wells. *Open Journal of Geology*. 2018, no 8, pp. 874—882. <https://doi.org/10.4236/ojg.2018.89051>
14. Опарин В. В., Симонов Б. Ф., Юшкин В. Ф., Востриков В. И., Погарский Ю. В., Назаров Л. А. Геомеханические и технические основы увеличения нефтеотдачи пластов в вибро-волновых технологиях. — Новосибирск: Наука, 2010. — С. 404. **ПЛАТ**

REFERENCES

1. Dryagin V.V., Igolkina G.V., Ivanov D.B. Experience of studying the informative characteristics of induced acoustic emission in oil-saturated layers of terrigenous type. *Geodinamika. Glubinnoe stroenie. Teplovoye pole Zemli. Interpretatsiya geofizicheskikh poley. Pyatye nauchnye chteniya Yu.P. Bulashevicha*. Materialy konferentsii. Ekaterinburg: IGF UrO RAN, 2009, pp. 168—174. [In Russ].
2. Dryagin V.V. The use of induced acoustic emission of reservoirs for the detection and extraction of hydrocarbons. *Georesursy*. 2018. Vol. 20, no 3, part 2, pp. 134—140. DOI: <https://doi.org/10/18599/grs.2018.3.134-140>. [In Russ].
3. Lavrov A.V., Shkuratnik V.L. Acoustic emission during deformation and destruction of rocks (review). *Akusticheskiy zhurnal*. 2005. Vol. 51, pp. 6—18. [In Russ].
4. Mitrofanov V.P., Dzyubenko A.I., Nechaeva N.Yu., Dryagin V.V. Results of field tests of acoustic impact on the bottom hole formation zone. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftnykh mestorozhdeniy*. 1998, no 10, pp. 29—35. [In Russ].
5. Alekseev A.S., Tsetsokho V.A., Belonosov A.V., Skazka V.V. Forced oscillations of fractured-block fluid-saturated layers during vibroseismic influences: Geomechanics. *Fiziko-tekhnicheskiye problemy razrabotki poleznykh iskopayemykh*. 2001, no 6, pp. 3—12. [In Russ].
6. *Computational and experimental studies of Acoustic Waves*. Editor Mahmut Reyhanoglu. IntechOpen. Croatia. 2017. 144 p. <http://dx.doi.org/10.5772/65135>.
7. *Oil and Gas exploration. Methods and Application*. Editors Said Gaci, Olga Hachay. AGU, Willey, USA. 2017. 287p.
8. Numerical analysis of nonlinear coupled problems. Editors Hany Shehata, Youssef Rashed. *Proceedings of the 1-st GeoM East International Congress and Exhibition*. 2019, July 5—19 Sharm EL-Sheikh, Egypt. Springer. p. 354.
9. Khachay O.A., Khachay A.Yu. Acoustic monitoring of layered-block elastic media with hierarchical composite physical-mechanical inclusions. *Sovremennyye problemy mekhaniki*. 2018. 33(3), pp. 44—50.
10. Frenkel' Ya. I. To the theory of seismic and seismoelectric phenomena in wet soil. *Izvestiya AN SSSR, seriya geograficheskaya i geofizicheskaya*. 1944. Vol. 8, no 4, pp. 133—150. [In Russ].
11. Khachay O.A., Khachay A.Yu. Modeling the propagation of a seismic field in a layered-block elastic medium with hierarchical plastic inclusions. *Gornyy informatsionno-analiticheskiy byulleten'*. 2016, no 4, pp. 318—326. [In Russ].
12. Chulichkov A.I. *Mathematical models of nonlinear dynamics*. Moscow, Fizmatlit. 2003, pp. 294.
13. Khachay O., Khachay O. Method of phase diagrams for the analysis of seismic — acoustical spatial-time monitoring data in oil wells. *Open Journal of Geology*. 2018, no 8, pp. 874—882. <https://doi.org/10.4236/ojg.2018.89051>
14. Oparin V.V., Simonov B.F., Yushkin V.F., Vostrikov V.I., Pogarskiy Yu.V., Nazarov L. A. Geomechanical and technical bases for enhanced oil recovery in vibro-wave technologies. Novosibirsk, Nauka, 2010, pp. 404.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Хачай Ольга Александровна — доктор физико-математических наук, ведущий научный сотрудник, старший научный сотрудник, e-mail: olgakhachay@yandex.ru, Институт геофизики им. Ю.П. Булашевича Уральского отделения РАН,

Дрягин Вениамин Викторович — кандидат технических наук,
ООО «Научно-производственная фирма Интенсоник»,
Хачай Олег Юрьевич — кандидат физико-математических наук, доцент,
Уральский федеральный университет им. первого президента России Б.Н.Ельцина.
Для контактов: Хачай О.А., e-mail: olgakhachay@yandex.ru.

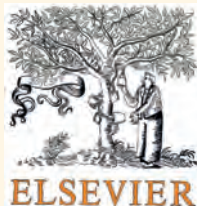
INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

O.A. Khachay, Doctor of Physical and Mathematical Sciences,
Leading Researcher, Senior Researcher, e-mail: olgakhachay@yandex.ru,
Institute of Geophysics of Ural Branch, Russian Academy of Sciences,
620016, Ekaterinburg, Russia,
V.V. Dryagin, Candidate of Technical Sciences,
LLC «Scientific and Production Company Intensonik», 620016, Ekaterinburg, Russia,
O.Yu. Khachay, Candidate of Physical and Mathematical Sciences, Assistant Professor,
Ural Federal University, 620002, Ekaterinburg, Russia.
Corresponding author: O.A. Khachay, e-mail: olgakhachay@yandex.ru.



ОТ РЕДАКЦИИ

Mining Informational and Analytical Bulletin is covered in Scopus



Горный информационно-аналитический бюллетень представлен в Scopus

Научно-технический журнал «Горный информационно-аналитический бюллетень» (ГИАБ), выходящий в издательстве «Горная книга», начал индексироваться Scopus — международной наукометрической базой данных. Индексирование коснется статей, опубликованных в ГИАБ с января 2018 года. Ресурс для поиска научной литературы содержит аннотации, библиографию, информацию о цитируемости рецензируемых публикаций, цифровой идентификатор объекта (DOI).

ГИАБ регулярно издается с 1992 года. Бюллетень задумывался группой ученых Московского горного института во главе с Л.Х. Гитисом, основателем издательства, как средство коммуникации и площадка для научных дискуссий между горняками, независимо от их ранга и специализации. Через несколько лет он превратился в полноценный научный журнал, изменив объем, внешний вид, но сохранив название и свою демократичность. Сегодня это рецензируемое научное издание периодичностью 12 номеров в год, входящее в Перечень ВАК по основным направлениям горного дела.

Сайты журнала: www.giab-online.ru, www.eng.giab-online.ru