

И.С. Файзуллин, А.В. Серегин, А.В. Волков, Т.И. Файзуллин

ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОПЕРСПЕКТИВНОСТИ ОБЪЕКТОВ ПРИ РЕГИОНАЛЬНЫХ СЕЙСМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЯХ ПО ЭМИССИОННЫМ ВОЛНАМ

При региональных сейсмических исследованиях представляется актуальной задача прогноза возможной нефтегазоперспективности отдельных горизонтов на основании дополнительной обработки региональных сейсмических профилей. Эта задача могла бы быть решена с использованием сейсмической технологии прямых поисков углеводородов, например технологии AVO (анализ амплитуд отражений как функции угла падения на границу). Однако эта технология весьма трудоемкая, и для ее применения требуется дополнительная сейсмическая информация регионального уровня [1]. Кроме того, AVO может давать сбои в случае небольших месторождений и при отсутствии отражений. Поэтому для решения поставленной задачи была использована технология сейсмической локации очагов нефти и газа (СЛОНГ), разработанная во ВНИИГеосистем и НВП «Геоакустик», которая также относится к технологиям прямых поисков по данным сейсмической разведки [2].

Эта технология основана на известных фактах излучения эмиссионных волн продуктивными пластами как в естественных условиях, так и в случаях техногенного воздействия на пласт при проведении работ по сейсмоакустическому воздействию на нефтяные пласты с целью повышения нефтеотдачи. Так, в [3] рассмотрены результаты воздействия на нефтяные пласты стандартными сейсмическими излучателями. Наряду с другими интересными результатами в [3] сообщается о дискретном спектре наведенной сейсмичности, под которым понимается изменение спектральной плотности микросейсмического шума глубокозалегающего нефтяного пласта после сейсмического воздействия (рис. 1). Обращает на себя внимание тот факт, что спектр шумов находится в низкочастотной области по сравнению с рабочей частотой воздействия. При этом делается вывод о том, что при воздействии реализуется внутренняя энергия пласта. В [4] показывается, что при сейсмоакустическом воздействии на пласт внутренняя энергия появляется за счет концентрации и накопления упругой энергии на межблочных

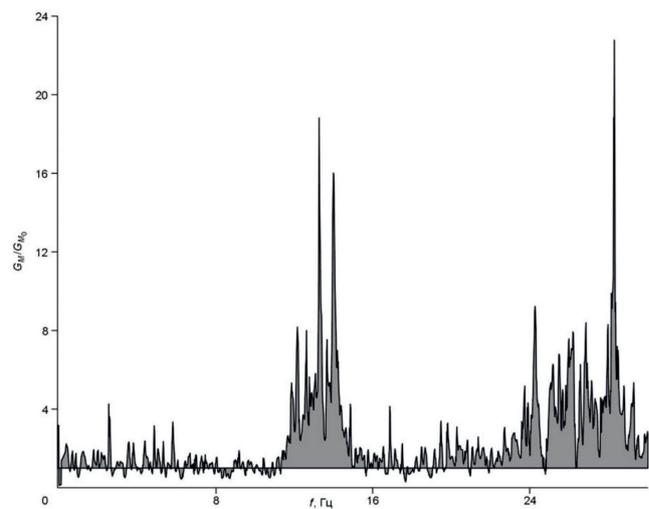


Рис. 1. Изменение спектральной плотности микросейсмического (низкочастотного) шума продуктивного пласта после сейсмического воздействия (GM) относительно фонового состояния (GM0)

Fig. 1. The change in the spectral density of the microseismic (low-frequency) noise in the production plate after the seismic action (GM) relative to the background state (GM0)

контактах и трещинах в процессе воздействия слабыми колебаниями. Эволюция трещин и межблочных контактов в конечном счете приводит к излучению эмиссионных волн.

При проведении сейсморазведки на отраженных волнах МОГТ-2Д (МОГТ-3Д) происходит многократное излучение упругих волн по всему профилю (площади), что приводит к накоплению и реализации упругой энергии в продуктивных пластах по всей длине профиля (площади). Как показано в [5], влияние воздействия продолжается и после его окончания, т.е. имеет место последствие. В экспериментах это влияние продолжалось в течение всего времени наблюдений (12 дней), а по промысловым оценкам результатов воздействия продолжалось в течение 2 лет. В [6] эффект последствия объясняется тем, что память о воздействии закрепляется в накопленных квазистатических напряжениях, создающих условия для продолжения реакции

на воздействие в течение некоторого времени. Поэтому излучение эмиссионных волн не зависит от времени проведения измерений, по крайней мере, от времени перемещения излучателей на базе наблюдений. В связи с этим при наличии в разрезе нефтегазовых пластов (очагов) на сейсмограммах по всему профилю регистрируются в том числе эмиссионные волны, выделение и обработка которых составляет основу метода СЛОНГ.

Выделение указанных волн производится по схеме общей точки излучения (ОТИ) на выбранной базе, в которой вместо отраженных фокусируются волны, излучаемые продуктивным пластом (очагом). Технология обработки заключается в определении энергии колебаний путем кратного суммирования на различных глубинах и проведении спектрального анализа колебаний. На глубине нахождения флюидонасыщенного пласта, если он существует, наблюдается максимальное значение энергии колебаний и особенности их спектров, что определяет факт наличия УВ и ориентировочную глубину его залегания. Эмиссионные волны от продуктивных пластов имеют небольшую интенсивность (по сравнению с помехами), и поэтому их удается регистрировать от тех участков пласта, на которых имеются благоприятные условия для их образования. Поэтому положительные значения СЛОНГ, свидетельствующие о наличии УВ, наблюдаются на отдельных участках, что подчеркивается в названии метода. Но этот недостаток не является препятствием для решения поставленной задачи.

При обработке профиля в случае наличия УВ на глубине максимального значения энергии сигнала наблюдается частотный спектр сигнала, соответствующий спектру низкочастотной волны в виде сейсмического импульса с доминирующей частотой. В этом случае показатель глубины максимального значения энергии сигнала относят к положительному значению СЛОНГ.

Протяженность по латерали выделенных по СЛОНГ участков определяется при статистической обработке всех полученных графиков распределения энергии колебаний по разрезу. В случае нахождения одиночного участка ширина аномальной зоны повышенной энергии колебаний (по сравнению с фоновыми значениями) определяет ориентировочную протяженность выделенного участка по латерали. При наличии нескольких участков в пределах одного выдержанного пласта нефтегазоперспективным признается весь пласт.

СЛОНГ успешно опробован на многих нефтегазовых месторождениях при профильных (МОГТ-2Д) и площадных (МОГТ-3Д) сейсмических наблюдениях. Например, при обработке

региональных профилей МОГТ-2Д в Бузулукской впадине Волго-Уральской НГП по технологии СЛОНГ были выделены нефтяные залежи в карбонатных коллекторах с определением глубины их залегания. При этом коэффициент достоверности выделения составил 100% из десяти определений. В Тюменской области на нефтегазовом месторождении с многопластовым терригенным коллектором по СЛОНГ были выделены продуктивные пласты, из которых получен газоконденсат и газ в наибольших количествах и т.д.

В данном сообщении региональные сейсмические профили, использованные для обработки по технологии СЛОНГ, были получены с использованием стандартной сейсморазведочной аппаратуры: геофоны GS-20 DX, вибросейсмические излучатели АНВ-IV. Система наблюдений центрально-симметричная, с кратностью накопления 160, длительность записи 10 с и выше.

Всего было обработано семь региональных сейсмических профилей (рис. 2). Положительные значения СЛОНГ, свидетельствующие о наличии УВ, были получены на профилях 606 и 624.

Профиль 606 проходит через Балахнинское газовое месторождение, расположенное в Россохинско-Балахнинском нефтегазовом районе. Характерной чертой месторождения является раздробленность на ряд блоков с различным положением ГВК. Продуктивная мощность песчаного пласта составляет 6-13 м, пористость и проницаемость до 19% и 17×10^{-3} мкм² соответственно [7].

Глубинный сейсмический разрез по профилю 606 представлен на рис. 3, на котором видно, что положительное значение СЛОНГ, свидетельствующее о наличии УВ, находится между скважинами Балахнинская-3 и Балахнинская-6, при этом максимальное значение энергии сигнала находится на глубине 1750 м, а распространение вдоль профиля (по статистической обработке) составляет ~ 2700 м.

Подтверждает наличие УВ на глубине 1750 м частотный спектр колебаний на этой глубине (рис. 4), соответствующий частотному спектру сейсмического импульса с доминирующей частотой 9 Гц. На рис. 5 представлен фрагмент геологического профильного разреза месторождения между скважинами Балахнинская-3 и Балахнинская-6 [7], из которого видно, что кровля продуктивного пласта на участке нахождения положительного значения СЛОНГ находится на глубине 1700 м. Практическое совпадение (с разницей в 50 м) глубин нахождения УВ (газа) и глубины положительного значения СЛОНГ свидетельствует о достоверности используемой технологии СЛОНГ.

Следует отметить, что отсутствие на участке нахождения УВ отражающих границ (рис. 3)

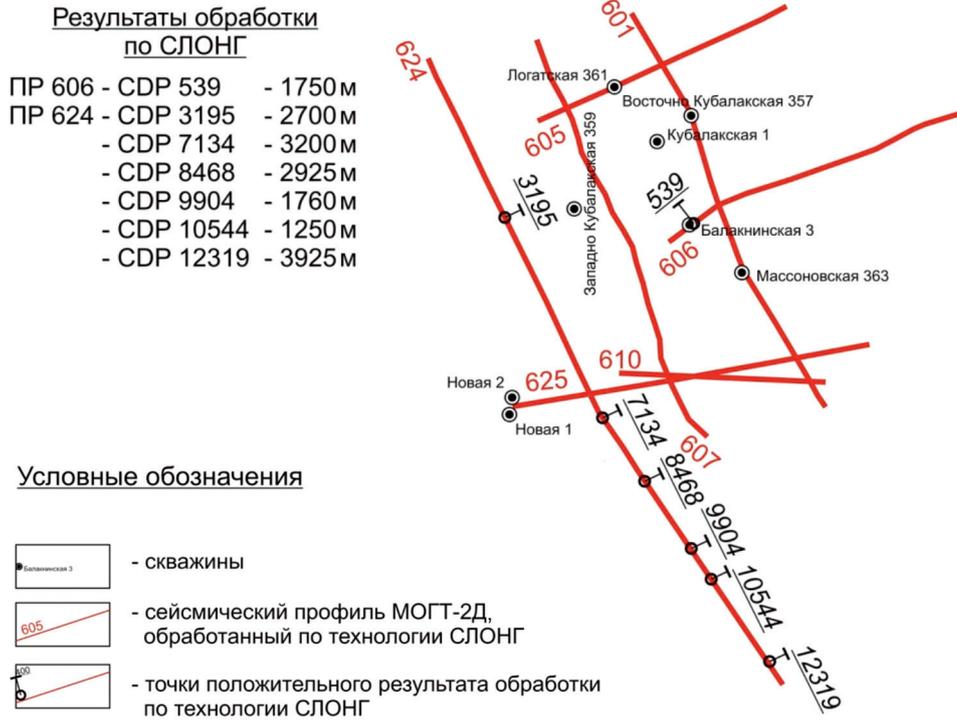


Рис. 2. Схема профилей МОГТ-2Д с нанесенными результатами обработки по технологии СЛОНГ

Fig. 2. CDP-2D profiles scheme with applied results of processing using the technology of SLONG

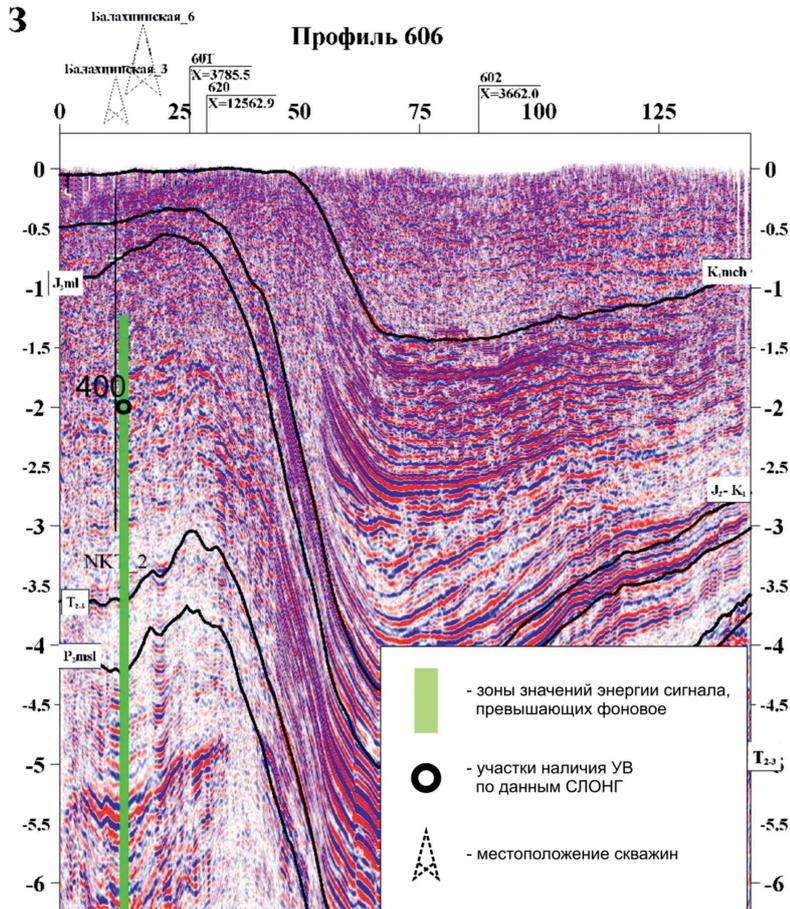


Рис. 3. Глубинный сейсмический разрез по профилю № 606 с положением прогнозных участков наличия УВ по данным СЛОНГ

Fig. 3. Deep seismic section of profile No. 606 with the position of the predicted areas of the presence of hydrocarbons according to the data of the SLONG

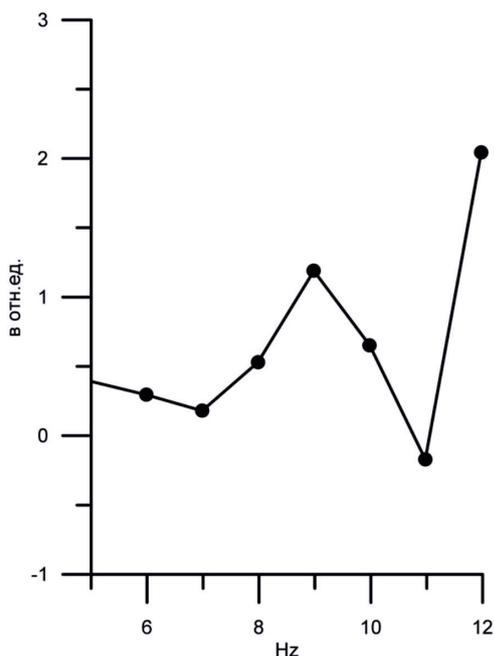


Рис. 4. Частотный спектр эмиссионной волны от газоносного пласта на Балахнинском месторождении (глубина 1750 м)

Fig. 4. Frequency spectrum of the emission wave from the gas-bearing formation at the Balakhninsky deposit (depth 1750 m)

и блоковое строение газового месторождения не сказались на получении положительного результата.

На профиле 624 (рис. 6) положительные значения СЛОНГ получены на глубинах 2700 м (CDP 3195), 3200 м (CDP 7134), 2925 м (CDP 8468), 1760 м (CDP 9904), 1250 м (CDP 10544) и 3925 м (CDP 12319). На всех приведенных глубинах отмечено наличие частотного спектра сигнала с доминирующей частотой 9 или 10 Гц. По статистической обработке для положительных значений СЛОНГ выделяются зоны повышенной энергии сигнала следующей протяженности: 4570 м для CDP 3195, 2650 м для CDP 7134, 4360 м для CDP 8468, 9340 м для CDP 9904, 6230 м для CDP 10544 и 8620 м для CDP 12319 (рис. 6).

По выделенным участкам наличия УВ сделан прогноз нефтегазоперспективности по отдельным площадям и для различных толщ. Так, для профиля 606 (рис. 2) перспективной является площадь, примыкающая к западной оконечности профиля, и отложения вымской свиты средней юры, что подтверждается наличием Балахнинского газового месторождения. На профиле 624 (рис. 2) перспективной является площадка, примыкающая к северной оконечности профиля и нижнемеловые отложения нижнехетской свиты.

Перспективной представляется также площадка у южной оконечности профиля 624 и нижнемеловые отложения нижнехетской свиты, а в самом конце профиля – рифейские отложения. При этом наличие четырех участков положительных значений СЛОНГ вдоль

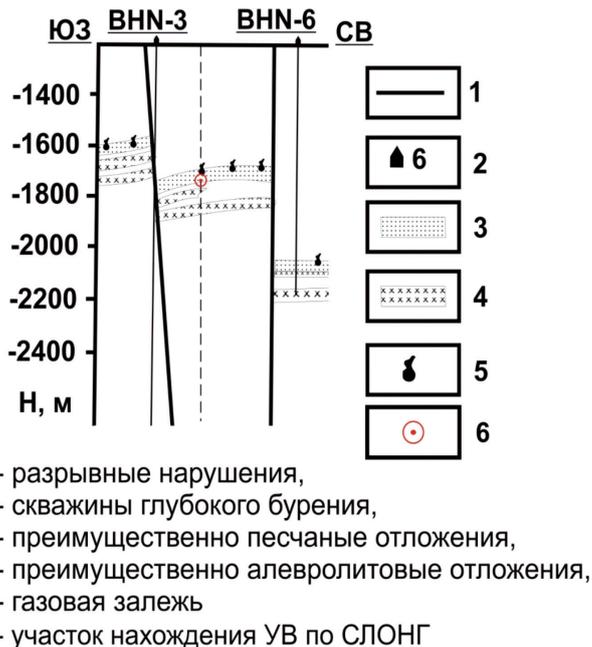


Рис. 5. Фрагмент геологического профильного разреза отложений вымской свиты на Балахнинском месторождении

Fig. 5. Fragment of the geological profile of the Vymskaya Formation sediments at the Balakhninsky deposit

южной оконечности профиля 624 позволяет отнести пласт нижнехетских отложений, включающий четыре указанных участка, к нефтегазоперспективному.

Следует отметить, что в районе, примыкающем к участку наличия УВ по СЛОНГ (рис. 6, CDP 8468), намечено бурение скважины Хетская-1, проходящей через клиноформные отложения. Следовательно, сделанный по СЛОНГ прогноз подтверждает целесообразность постановки этой скважины.

Представляет также интерес и участок наличия УВ по СЛОНГ в конце профиля 624, расположенный в рифейских отложениях (рис. 6). Как видно из рис. 6, в районе выделенного участка отсутствуют регулярные отражения, но тем не менее по СЛОНГ получен положительный результат. Учитывая, что точно такая ситуация отмечалась на профиле 606, можно констатировать возможность применения СЛОНГ в зонах отсутствия регулярных отражений.

Таким образом, в результате переобработки региональных сейсмических профилей МОГТ-2Д по технологии СЛОНГ осуществлен прогноз нефтегазоперспективности отдельных толщ по выявленным в них участкам нахождения углеводородов. Сделанный прогноз не противоречит данным нефтегазогеологического районирования, а по Балахнинскому нефтегазоносному району прогноз подтвержден наличием газового месторождения.

Следует подчеркнуть, что по эмиссионным волнам получается информация о наличии в разрезе

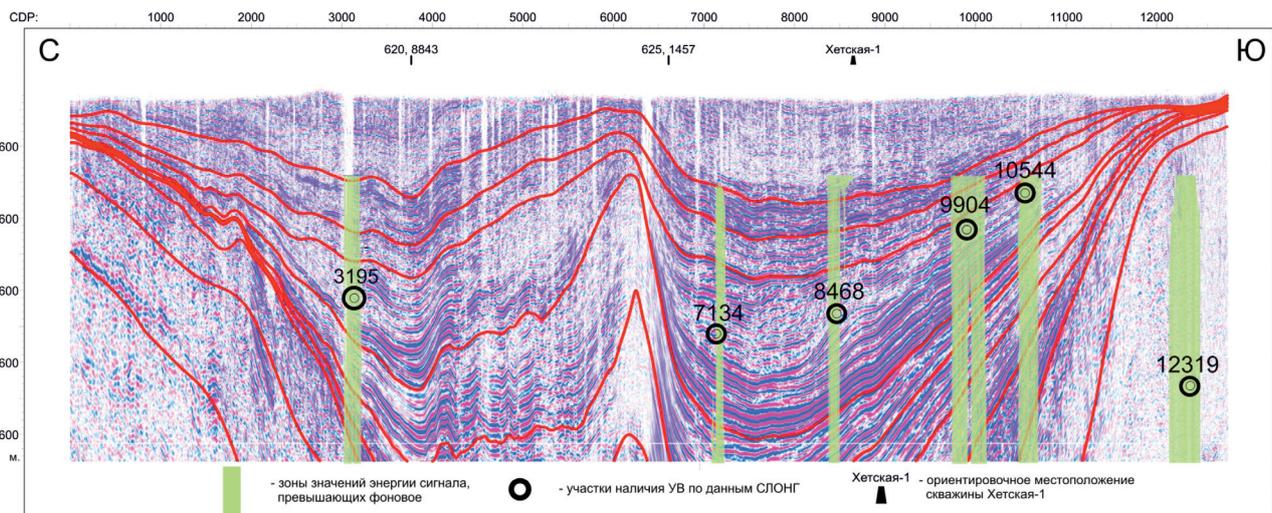


Рис. 6. Глубинный сейсмический разрез по профилю № 624 с положением прогнозных участков наличия УВ по данным СЛОНГ

Fig. 6. Deep seismic section of profile No. 624 with position of predicted areas of presence of hydrocarbons according to SLONG data

участков нахождения углеводородов даже в зонах отсутствия регулярных отражений. Такая информация не может быть получена другими сейсмическими методами, а область ее применения не ограничивается прогнозом нефтегазонасыщенности, и в этом направлении необходимы дальнейшие исследования.

Например, информацию о выделенных участках нахождения углеводородов можно использовать для размещения поисково-разведочных скважин, данные о глубине нахождения УВ можно учитывать при бурении и проведении испытаний в скважине и т.д., но это требует отдельного рассмотрения.

Ключевые слова: прогноз, нефтегазоперспективность, эмиссионные волны, сейсморазведка, МОГТ-2Д, Енисей-Хатангский прогиб.

ЛИТЕРАТУРА

1. Козлов Е.А. Модели среды в разведочной сейсмологии. – Тверь : Изд-во «Герс», 2006. – 480 с.
2. Патент РФ (с приоритетом). Способ сейсмической разведки. – № 2445650 ; заявл. 09.04.2010.
3. Сердюков С.В., Курленя М.В. Механизм сейсмического воздействия на нефтепродуктивные пласты // Геология и геофизика. – 2007. – Т. 48, № 11. – С. 1231-1240.
4. Дьяконов Б.П., Файзуллин И.С. Реакция трещиновато-блочных сред на сейсмоакустическое воздействие и естественные колебания. Часть I. Эволюция трещин под переменными техногенными и естественными нагрузками // Геофизика. – 2009. – № 3. – С. 5-11.
5. Файзуллин И.С., Дьяконов Б.П., Хисамов Р.С. и др. О технологии сейсмоакустического воздействия на

обводненные нефтяные пласты // Технология сейсморазведки. – 2006 – № 3. – С. 86-89.

6. Дьяконов Б.П., Файзуллин И.С. Реакция трещиновато-блочных сред на сейсмоакустическое воздействие и естественные колебания. Часть 2: Механизм взаимодействия трещин // Геофизика. – 2009. – № 4. – С. 9-15.

7. Глаголев П.Л., Мазанов В.Ф., Михайлова М.П. Геология и нефтегазонасыщенность Енисей-Хатангского прогиба. – М. : ИГиРГИ, 1994. – 115 с.

REFERENCES

1. Kozlov E.A. Environmental Models in Exploration Seismology. Tver : Gers Publishing House, 2006. 480 p.
2. The patent of the Russian Federation (with priority). Seismic exploration method. No. 2445650 ; from 09.04.2010.
3. Serdyukov S.V., Kurlenya M.V. Mechanism of seismic effects on oil-producing layers // Geology and Geophysics. – 2007. – V. 48, No. 11. P. 1231-1240.
4. Dyakonov B.P., Faizullin I.S. The reaction of fractured-block media to seismoacoustic effects and natural vibrations, Part I. Evolution of cracks under varying technogenic and natural loads // Geophysics. 2009. No. 3. P. 5-11.
5. Fayzullin I.S., Dyakonov B.P., Khisamov R.S. et al. On the technology of seismoacoustic impact on watered oil reservoirs // Seismic survey technology. – 2006. – No. 3. – P. 86-89.
6. Dyakonov B.P., Faizullin I.S. The reaction of fractured-block media to seismoacoustic effects and natural vibrations. Part 2. Mechanism of interaction of cracks // Geophysics. – 2009. – № 4. – P. 9-15.
7. Glagolev P.L., Mazanov V.F., Mikhailova M.P. Geology and petroleum potential of the Yenisei-Khatanga trough. Moscow : IGIRGI, 1994. 115 p.