

# ПРОГНОЗ ЗОН ТРЕЩИНОВАТОСТИ И ФЛЮИДОНАСЫЩЕНИЯ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД РИФЕЯ КУЮМБИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ОСНОВЕ МОДЕЛИРОВАНИЯ УПРУГО-МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ (Обработка и интерпретация сейсмических материалов МОГТ 3D на Куюмбинском репрезентативном участке Красноярского края)

*В.А. Екименко, Ж.К. Добровольская, Н.Н. Белоусова, К.Н. Мартынов*  
*ООО «ТНГ-Групп», Бугульма, Россия*

В работе рассмотрен новый подход по прогнозу зон повышенной трещиноватости карбонатных пород рифейской толщи на основе моделирования упруго-механических свойств по данным ГИС, сейсморазведки с привлечением полноволновой акустики. Основными используемыми параметрами, характеризующими упруго-механические свойства породы, являлись коэффициент Пуассона и модуль Юнга. Выполнен прогноз флюидонасыщения рифейской толщи на основе рассчитанных кубов фундаментальных упругих параметров  $\lambda\rho$ ,  $\mu\rho$  (константы Ламэ) и  $\lambda\rho/\mu\rho$ , поскольку они (параметры) обладают наилучшей способностью к обнаружению УВ. Для оценки качества прогноза были использованы контрольные скважины, не участвовавшие в интерпретационных работах, которые подтвердили спрогнозированную модель рифейского резервуара.

**Ключевые слова:** сейсморазведка, рифейские отложения, прогноз трещиноватости, упруго-механические свойства, флюидонасыщение

**DOI:** 10.18599/grs.18.4.9

**Для цитирования:** Екименко В.А., Добровольская Ж.К., Белоусова Н.Н., Мартынов К.Н. Прогноз зон трещиноватости и флюидонасыщения карбонатных пород рифея Куюмбинского месторождения на основе моделирования упруго-механических свойств (Обработка и интерпретация сейсмических материалов МОГТ 3D на Куюмбинском репрезентативном участке Красноярского края). *Георесурсы*. 2016. Т. 18. № 4. Ч. 2. С. 314-318. DOI: 10.18599/grs.18.4.9

Участок сейсморазведочных работ расположен в пределах Куюмбинского месторождения на территории Восточной Сибири. Объектом исследований являлись древние отложения рифея, степень флюидонасыщения которых контролируется трещиноватостью пород.

Куюмбинское месторождение было открыто в 1973 году в результате бурения параметрической скважины К-1, открывшей в карбонатных отложениях рифея газовую залежь с начальным суточным дебитом газа около 200 тыс. м<sup>3</sup> (Харахинов, Шленкин, 2011). В 1974 году поставлено на Государственный баланс. Первый промышленный приток нефти получен в 1977 году в поисковой скважине К-9, дебит его составил 43,8 м<sup>3</sup>/сут. В том же году получен приток нефти из поисковой скважины К-2 с максимальным дебитом 135 м<sup>3</sup>/сут (Харахинов, Шленкин, 2011). Сегодня по величине начальных извлекаемых запасов углеводородов месторождение относится к категории крупных. Нефти месторождения легкие, маловязкие с относительно высоким газосодержанием и давлением насыщения, относятся к метановому типу. Нефть малосернистая, малосмолистая, малопарафинистая. Залежи углеводородов приурочены к древним карбонатным толщам рифейского возраста, где трещиноватость и кавернозность оказывают решающее влияние на формирование пустотного пространства. Залежи относятся к тектонически экранированному типу, по типу резервуара – к массивным, по типу флюида – газонефтяным, нефтяным, газоконденсатным.

Куюмбинское НГК месторождение имеет сложное блоковое строение и интенсивную дизъюнктивную тектонику по рифейским отложениям (Рис. 1). Месторождение характеризуется высокой степенью литолого-фациальной неоднородности, резкой изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств разреза. Кроме этого, осложняющим фактором для изучения рифейского интервала разреза является то, что отложения вскрываются скважинами на небольшую глубину, и до сих пор единой общепринятой и утверждённой схемы стратиграфического расчленения отложений рифея не создано. Поэтому в волновом поле стратификация отражающих границ в рифейском интервале разреза основывается на предположении, что в карбонатном разрезе наиболее устойчивые протяженные отражения формируются от карбонатно-глинистых толщ (копчерская, долгоктинская, мадринская, вздрэшевская свиты).

В связи с чем, сегодня для успешного освоения и разработки столь сложного и уникального месторождения необходим детальный анализ всей имеющейся информации, при этом, основным направлением является прогноз зон повышенной трещиноватости, контролирующей степень флюидонасыщения с применением новых сейсмических технологий.

Поэтому с целью прогноза коллекторских свойств, включая участки повышенной трещиноватости рифейских отложений была проведена обработка с выполне-

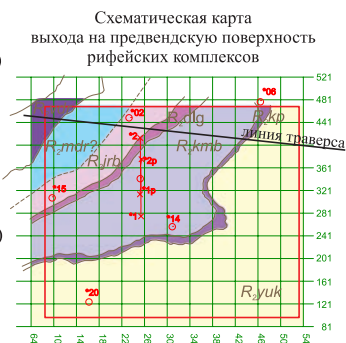
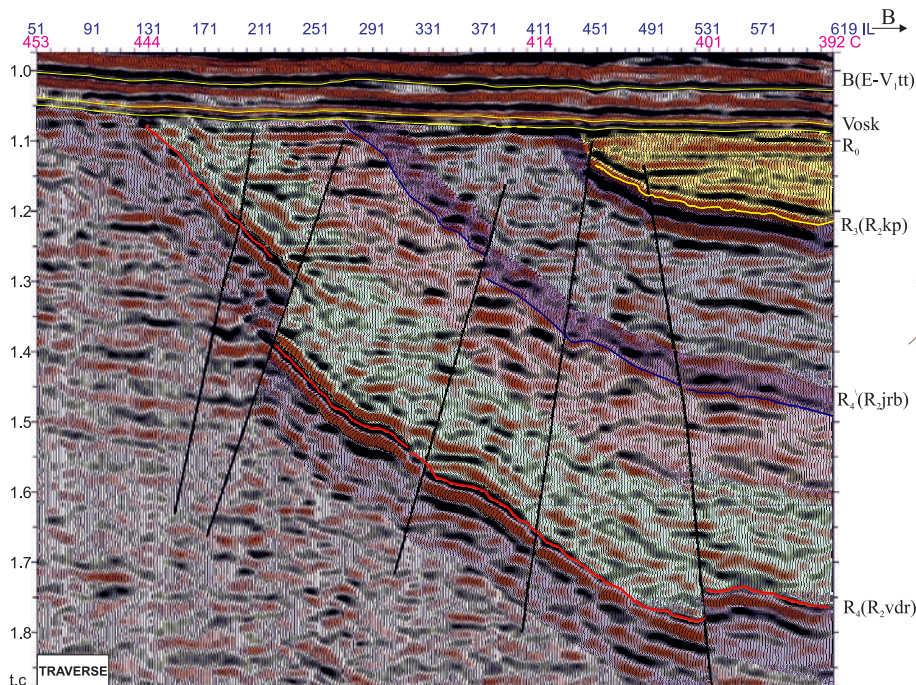


Рис. 1. Характер прослеживаемости рифейских свит в волновом поле куба угловых сумм 14-26 о.

нием временной и глубинной миграции и интерпретация сейсмического материала в объёме 100 км<sup>2</sup>. Подобранный граф обеспечил хорошую прослеживаемость основных отражающих границ и позволил получить оптимальную разрешенность сейсмической записи как в вертикальном, так и в латеральном направлениях.

Дополнительно была проведена интерпретация материалов ГИС. Для литолого-петрофизической характеристики пород использовались результаты исследования керна, включая описание шлифов, шлама, и выполнен расчёт, моделирование упругих и механических свойств пород. На основе данных широкополосной акустики рассчитаны такие динамические свойства, как отношение интервалных времён поперечной и продольной волн, модули сдвига и Юнга, коэффициент Пуассона, акустический и сдвиговый импедансы, скорости распространения волн (Добровольская и др., 2016). В ходе интерпретационных работ были рассчитаны коэффициенты хрупкости, анализ изменения которых совместно с результатами испытаний пластов, данными АКШ и FMI позволил предположить, что породы с хрупкостью более 60 %, обладают повышенной трещиноватостью и могут быть приточны. Кроме этого, интересующие интервалы повышенной хрупкости пород характеризуются высокими значениями модуля Юнга и низкими значениями коэффициента Пуассона, поскольку нулевые значения коэффициента Пуассона соответствуют абсолютно хрупким материалам, а максимальные – абсолютно несжимаемым. Более «жесткие» породы, имеющие высокие значения модуля Юнга, более подвержены растрескиванию, чем породы с низкими значениями модуля Юнга.

В ходе интерпретационных работ в 2-х скважинах №\*14 и №\*15 в отложениях рифея установлено расхождение между коэффициентами Пуассона, рассчитанными по каротажным данным и по теоретическим кривым, что, вероятно, обусловлено вторичной пустотностью пород.

Таким образом, выводы, сделанные по результатам интерпретации скважинного материала, задали направление дальнейшей интерпретации сейсмического материала.

Для прогноза наиболее хрупких и трещиноватых зон в

условиях карбонатных пород была выполнена синхронная инверсия с получением кубов коэффициента Пуассона и модуля Юнга, проведён кросс-плот анализ.

Дополнительно, оценка трещиноватости рифейской толщи была проведена на основе кубов коэффициента Пуассона, рассчитанных на основе мультиатрибутного анализа с использованием теоретических и расчётных кривых в скважинах. За основу принято заключение по результатам моделирования упруго-механических свойств в скважинах о том, что интервалам повышенной трещиноватости пород соответствуют существенные отклонения в сторону уменьшения расчётных значений коэффициента Пуассона от теоретических. Анализ выполнялся в пределах небольшого участка КСД отдельно для каждой скважины, в качестве анализируемых интервалов приняты интервалы испытаний.

В результате на участках скважин, в которых были получены промышленные притоки нефти, газа и газоконденсата, на гистограммах наблюдаются значительные отклонения в сторону уменьшения расчётных коэффициентов Пуассона от теоретических значений. На анализируемых участках скважин, в которых не было получено промышленных притоков УВ, расчётные и теоретические значения коэффициента Пуассона достаточно близкие (Рис. 2). Поэтому для определения перспективных участков с повышенной трещиноватостью по всему исследуемому участку был получен куб разности коэффициентов Пуассона, и для верхнего интервала рифейских отложений (окно анализа выбрано с учётом интервалов испытаний в скважинах) рассчитана карта разности коэффициентов (Рис. 3). Потенциально перспективные участки, выделяемые по кубам “ant-tracking”, модуля Юнга характеризуются максимальной разностью коэффициентов Пуассона, что ещё раз подтверждает их потенциально высокие фильтрационно-ёмкостные свойства.

Для прогноза флюидонасыщения рифейской толщи были рассчитаны кубы фундаментальных упругих параметров  $\lambda_p$ ,  $\mu_p$  (константы Ламэ) и  $\lambda_p/\mu_p$ , поскольку они обладают наилучшей способностью к обнаружению УВ (Воскресенский, 2001).

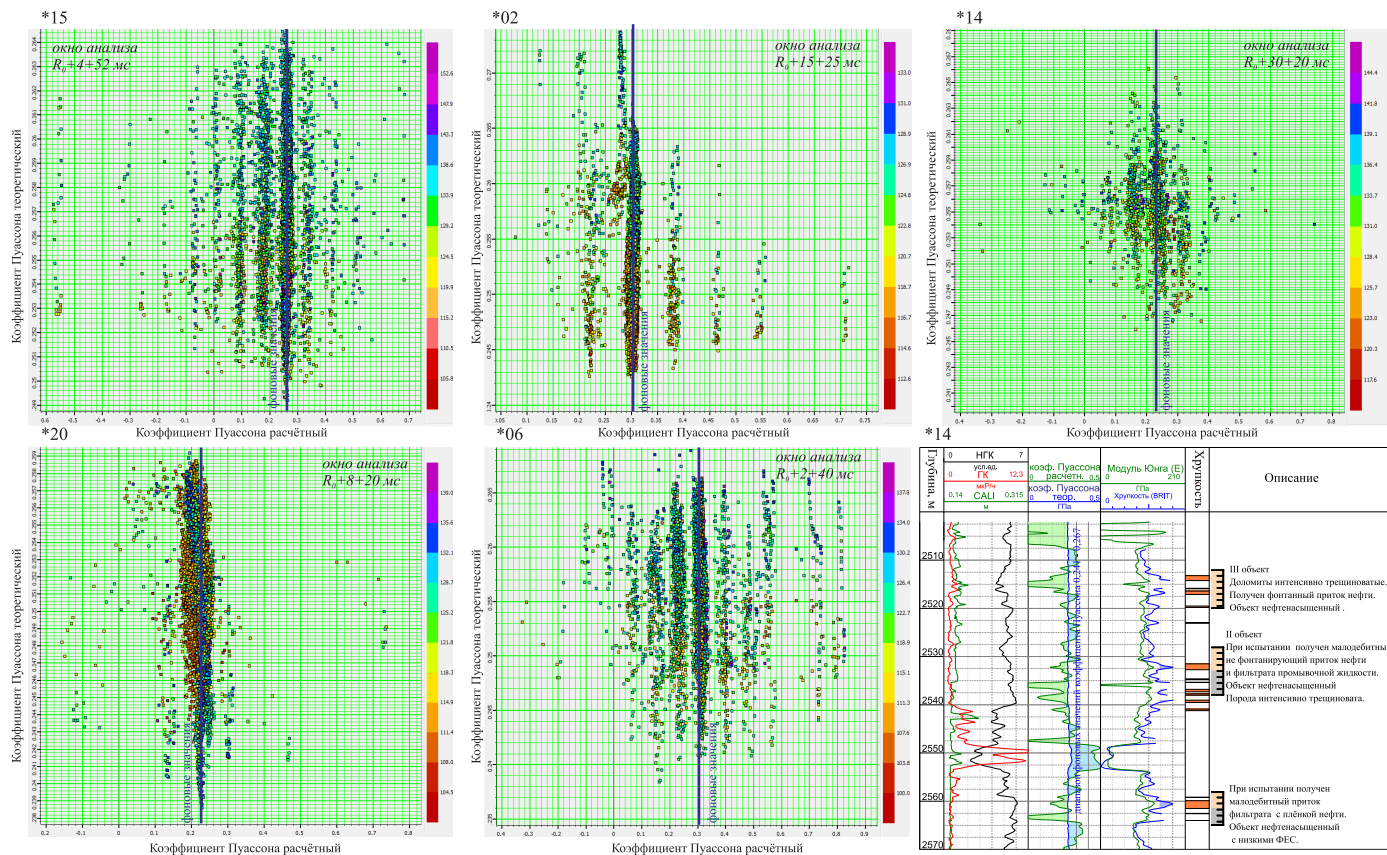


Рис. 2. Оценка упруго-механических свойств продуктивных интервалов рифейских отложений с использованием расчётных и теоретических коэффициентов Пуассона.

Для определения флюидов наиболее интересным является модуль  $\lambda$ . По данным исследований, изложенным Воскресенским для терригенных пород, газонасыщенные песчаники характеризуются минимальными значениями параметров  $\lambda$ ,  $\lambda/\mu$ , глинистые сланцы – максимальными, при этом разница в процентном отношении у параметра  $\lambda/\mu$  составляет от 104 до 181 %, и максимальные различия присущи более низкоскоростной толще. Результаты приведённых

исследований были опробованы для высокоскоростной толщи рифейских карбонатных отложений с допущением, что различия не будут столь существенными. Тем не менее, на вертикальных срезах куба параметра  $\lambda/\mu$  низким значениям параметра соответствуют интервалы испытаний, в которых были получены промышленные притоки нефти и газа, газоконденсата. Дополнительно, по рассчитанным кубам параметров  $\lambda/\mu$ ,  $\mu/\rho$  и  $\lambda/\mu/\rho$  был проведён анализ из-

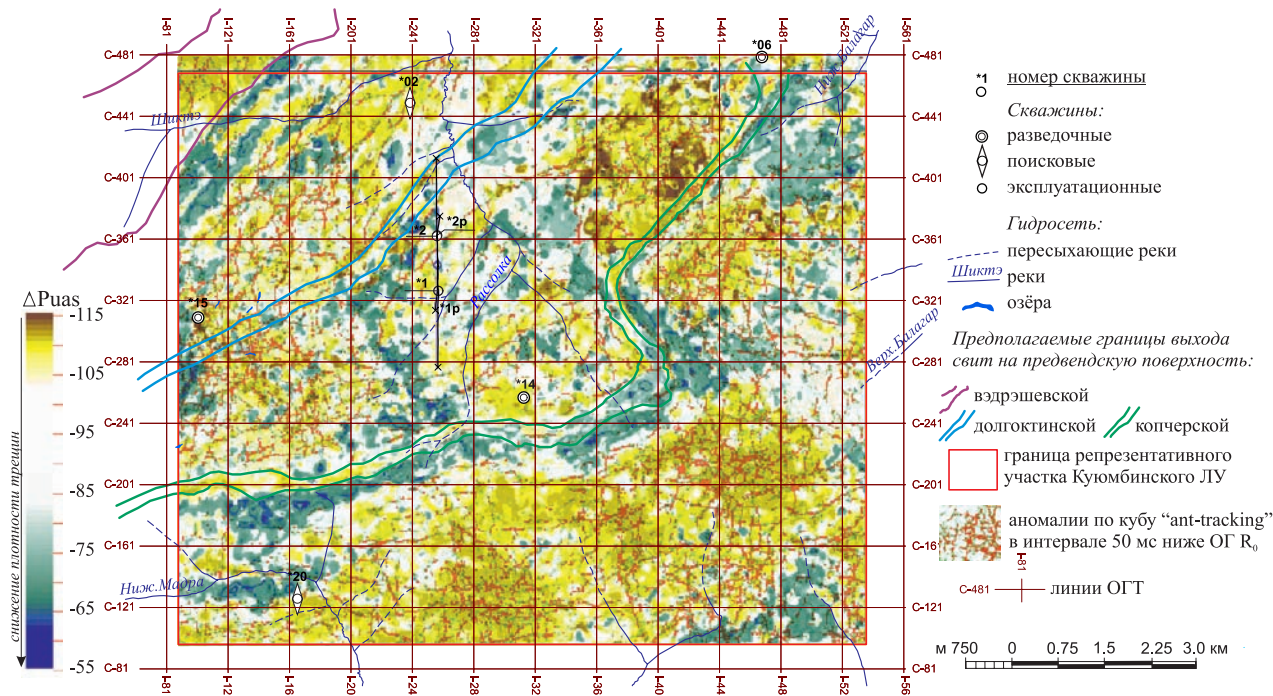


Рис. 3. Карта разности коэффициентов Пуассона в интервале 20 мс ниже  $R_0$  совмещённая с аномалиями по кубу “ant-tracking”.

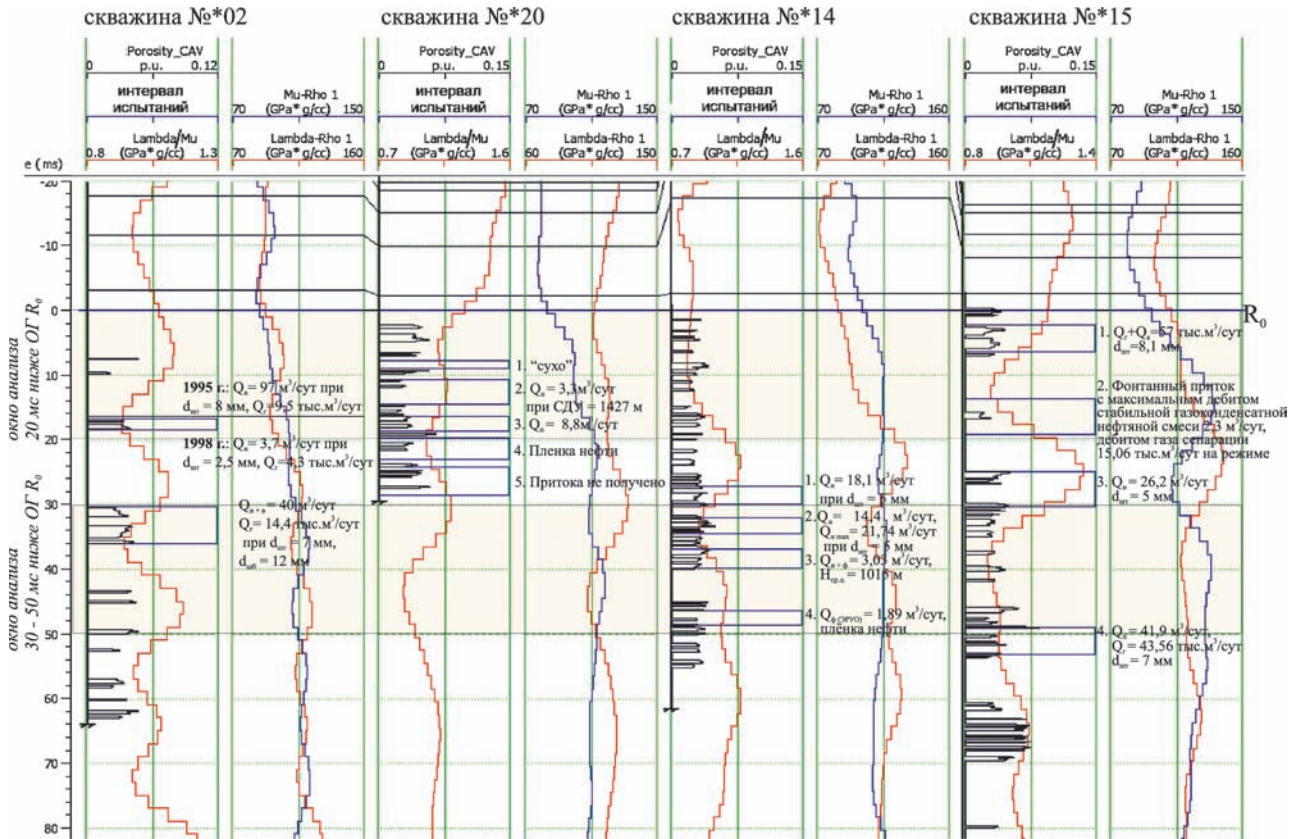


Рис. 4. Изменение формы кривых констант Ламэ и параметра  $\lambda\rho/\mu\rho$  в зависимости от насыщения.

менения формы кривых, извлечённых из атрибутных кубов с результатами испытаний в скважинах №№\*02, \*20, \*14 и \*15 (Рис. 4). В результате отмечено, что флюидонасыщение наиболее сильно изменяет форму кривой параметра  $\lambda\rho/\mu\rho$ , кривые констант Ламэ также изменяются, но не столь явно. Поэтому, по кубу параметра  $\lambda\rho/\mu\rho$  были рассчитаны карты в окнах 20 мс (верхний продуктивный интервал с учётом интервалов перфорации) и 30-50 мс ниже ОГ  $R_0$ .

На прогнозной карте флюидонасыщенности, расчи-

танной для верхнего интервала рифейских отложений, наиболее перспективная по интенсивности наблюдаемых аномалий зона выделяется от района скважины №\*15 и далее на юго-восток (Рис. 5). Кроме этого, закартированная в процессе интерпретации зона выхода на предвендскую поверхность карбонатно-глинистой свиты копчерской свиты, которая в данном регионе является реперной отражающей границей, не содержащей промышленных скоплений УВ, характеризуется отсутствием низких значений

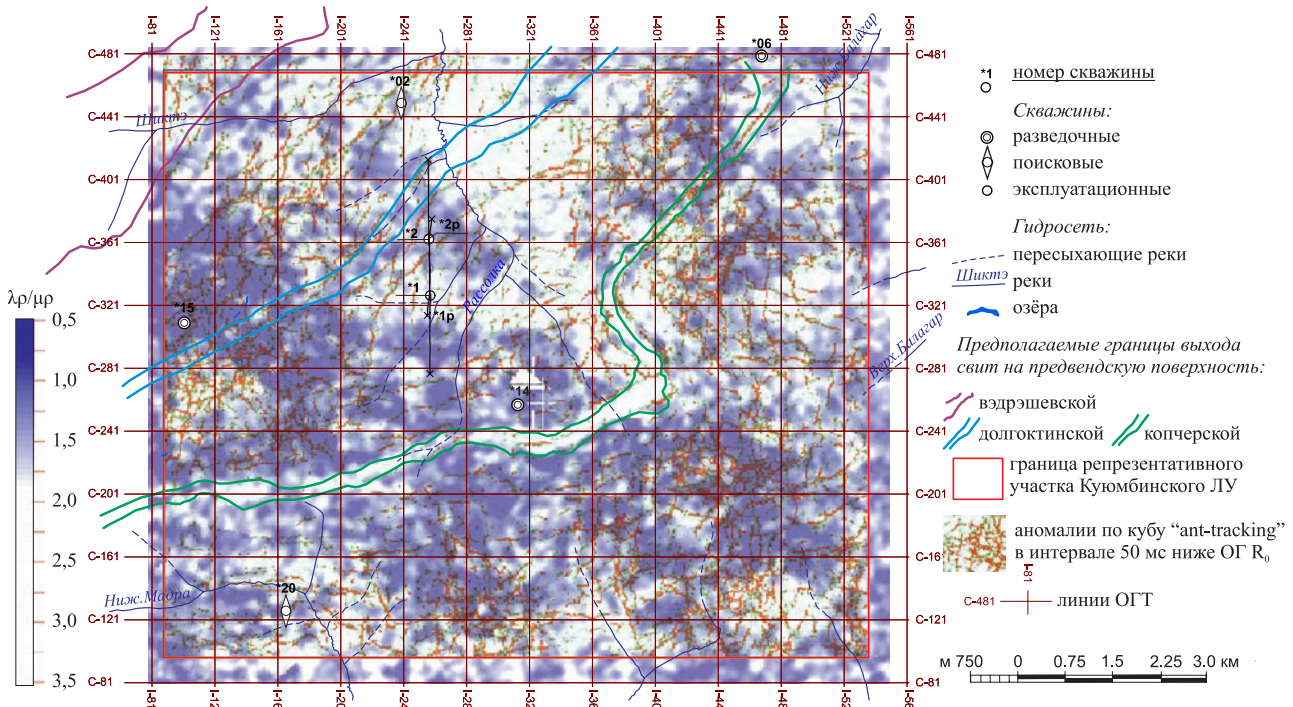


Рис. 5. Прогнозная карта флюидонасыщенности верхней части рифейской толщи (окно анализа 20 мс ниже ОГ  $R_0$ ).

параметра  $\lambda\rho/\mu\rho$  и, следовательно, является экраном для нефтегазоконденсатных залежей.

В результате примененный подход по прогнозу зон повышенной трещиноватости на основе моделирования упруго-механических свойств рифейских отложений по данным сейсморазведки с привлечением скважинной информации позволил получить хорошие результаты, при этом для оценки качества прогноза были использованы контрольные скважины, не участвовавшие в интерпретационных работах, которые подтвердили спрогнозированную модель рифейского резервуара. Таким образом, приведенные подходы по прогнозу коллекторских свойств карбонатных резервуаров на основе сейсмического материала могут быть рекомендованы к дальнейшему применению.

### Литература

Воскресенский Ю.Н. Изучение изменения амплитуд сейсмических отражений для поисков и разведки залежей углеводородов. М: РГУ нефти и газа. 2001. 68 с.

Добровольская Ж.К., Белоусова Н.Н., Мартынов К.Н. Проведение опытных работ по переобработке и переинтерпретации данных сейсморазведки 3D по репрезентативному участку Курумбинского ЛУ. ООО «ТНГ-Групп». Бугульма. 2016.

Харахинов В.В., Шленкин С.И. Нефтегазонасыщенность докембрийских толщ Восточной Сибири на примере Курумбинско-Юрубчено-Тохомского ареала нефтегазонакопления. М: Научный мир. 2011. 416 с.

### Сведения об авторах

*Валентина Александровна Екименко* – Главный геолог, заместитель генерального директора ООО «ТНГ-Групп» Россия, 423236, Бугульма, ул. Ворошилова, 21  
Тел: +7(85594) 4-18-23, 4-13-35  
E-mail: ekimenko@tngf.tatneft.ru

*Жанна Константиновна Добровольская* – Главный геофизик интерпретационной группы № 3 Центра «Геоинформ», ООО «ТНГ-Групп» Россия, 423236, Бугульма, ул. Ворошилова, 21  
Тел: +7(85594) 7-75-55, доб. 1282

*Наталья Николаевна Белоусова* – Руководитель группы «ТНГ-Регионы» при ОМП-31, ООО «ТНГ-Групп» Россия, 423236, Бугульма, ул. Ворошилова, 21

*Константин Николаевич Мартынов* – геофизик, ООО «ТНГ-Групп». Россия, 423236, Бугульма, ул. Ворошилова, 21

Статья поступила в редакцию 16.09.2016

## Forecast of Fracturing and Fluid-Saturating Areas of Carbonate Rocks of the Riphean of Kuyumbinsky Field based on Simulation of Elastic-Mechanical Properties (Processing and Interpretation of 3D CDP Seismic Materials From Kuyumbinsky Representative Area of the Krasnoyarsk Territory)

*V.A. Ekimenko, Zh.K. Dobrovolskaya, N.N. Belousova, K.N. Martynov*  
TNG Group LLC, Bugulma, Russia

**Abstract.** In this paper we consider a new approach to the forecast of increased fracturing areas of the Riphean carbonate rocks based on simulation of elastic and mechanical properties of well logging data, with the involvement of full-wave seismic acoustics. The main parameters used, characterizing the elastic and mechanical properties of the rock are the Poisson's ratio and Young's modulus. The forecast is made for fluid saturation of the Riphean strata on the basis of calculated cubes of basic elastic parameters  $\lambda\rho$ ,  $\mu\rho$  (Lame constants) and  $\lambda\rho / \mu\rho$ , because they (the parameters) have the best ability to detect hydrocarbons. To evaluate the forecast quality monitoring wells were used that did not participate in the interpretation, which confirmed the forecasted model of the Riphean reservoir.

**Keywords:** seismic survey, Riphean deposits, fracturing forecast, elastic and mechanical properties, fluid saturation

### References

Dobrovolskaya Zh.K., Belousova N.N., Martynov K.N. Provedenie opytных работ po pereobrabotke i pereinterpretatsii dannykh seysmorazvedki 3D po reprezentativnomu uchastku Kuyumbinskogo LU [Carrying out of reprocessing and reinterpretation of 3D seismic data on representative area of Kuyumbinsky LA]. TNG Group LLC. Bugulma. 2016. (In Russ.)

Kharakhinov V.V., Shlenkin S.I. Neftegazonosnost' dokembriyskikh tolsch Vostochnoy Sibiri na primere Kuyumbinsko-Yurubcheno-Tokhomskogo areala neftegazonakopleniya [Oil and gas potential of Precambrian strata in Eastern Siberia by the example of Kuyumbinsky-Yurubcheno-Tokhomsky area of oil and gas accumulation]. Moscow: Nauchnyy mir Publ. 2011. 416 p. (In Russ.)

Voskresenskiy Yu.N. Izucheniye izmeneniya amplitud seysmicheskikh otrazheniy dlya poiskov i razvedki zalezhey uglevodorodov [Study of variations of seismic reflections amplitude for prospecting and exploration of hydrocarbon deposits]. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas. 2001. 68 p. (In Russ.)

**For citation:** Ekimenko V.A., Dobrovolskaya Zh.K., Belousova N.N., Martynov K.N. Forecast of Fracturing and Fluid-Saturating Areas of Carbonate Rocks of the Riphean of Kuyumbinsky Field based on Simulation of Elastic-Mechanical Properties (Processing and Interpretation of 3D CDP Seismic Materials From Kuyumbinsky Representative Area of the Krasnoyarsk Territory). *Georesursy = Georesources*. 2016. V. 18. No. 4. Part 2. Pp. 314-318. DOI: 10.18599/grs.18.4.9

### Information about authors

*Valentina A. Ekimenko* – Deputy Director General and Chief Geologist, TNG Group LLC  
Russia, 423236, Bugulma, Voroshilov str., 21  
Phone: +7(85594) 4-18-23, 4-13-35  
E-mail: ekimenko@tngf.tatneft.ru

*Zhanna K. Dobrovolskaya* – Chief geoscientist of interpretation group No.3 of Geoinform center, TNG Group LLC  
Russia, 423236, Bugulma, Voroshilov str., 21  
Phone: +7(85594) 7-75-55, ad. 1282

*Natalya N. Belousova* – Head of the TNG-Regions group, TNG Group LLC  
Russia, 423236, Bugulma, Voroshilov str., 21

*Konstantin N. Martynov* – geoscientist, TNG Group LLC  
Russia, 423236, Bugulma, Voroshilov str., 21

Manuscript received September 16, 2016