

# НИЗКОЧАСТОТНЫЕ МИКРОСЕЙСМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ВО ВРЕМЕННОЙ ОБЛАСТИ ПРИ РАЗВЕДКЕ НА ЗАЛЕЖИ УГЛЕВОДОРОДОВ

*Е.В. Биряльцев., В.А. Рыжов., Д.А. Рыжов., И.Р. Шаранов*  
*ЗАО «Градиент», Казань*

**Аннотация.** Известны методы анализа спектра естественных микросейсм при разведке на залежи углеводородов. Рассмотрена модификация данных методов, при которой анализ микросейсм производится во временной области путем корреляционного анализа наблюдаемых микросейсм и модельных микросейсм, полученных численным моделированием для различных вариантов геологического строения в точке исследования. Изложен предлагаемый метод анализа и результаты его применения к площади исследования на территории Республики Татарстан.

## LOW-FREQUENCY MICROSEISMIC STUDY IN THE TIME DOMAIN IN THE EXPLORATION FOR HYDROCARBON DEPOSITS.

*E.V. Biryaltsev, V.A. Ryzhov, D.A. Ryzhov, I.R. Sharapov*  
*“Gradient” JSC, Kazan*

**Abstract.** Known methods of spectrum analysis of natural microseisms in the exploration for hydrocarbon deposits. We propose a modification of these methods, in which the MS analysis is performed in the time domain by means of correlation analysis of the observed MS and MS model obtained by numerical simulations for different variants of the geological structure at the point of the study. We present the proposed method of analysis and present the results of its application to the area of research in the Republic of Tatarstan.

### **Введение.**

Известны несколько методов поиска и разведки залежей углеводородов основанных на явлении изменения спектра естественных микросейсм в диапазоне 1-10 Гц в контуре залежей углеводородов по сравнению со спектрами вне контура, том числе АНЧАР [1], НСЗ [2]. Геофизическая природа данного явления [1-3] в настоящее время дискуссионна. Мы придерживаемся гипотезы о воздействии слоистой геологической среды на распространяющиеся микросейсм как пассивного фильтра [2]. Основываясь на этой гипотезе возможно применить для анализа микросейсм количественные методы, в частности получать модельные спектры микросейсм для различных геологических гипотез (разрез без залежей, разрез с залежью в различных горизонтах) путем численного моделирования и сопоставлять их с наблюдаемыми.

Данный подход показал эффективность при решении поисково-разведочных задач, [2], вместе с тем, при анализе в частотной области теряется информация о фазовых соотношениях между гармониками микросейсма, что в ряде случаев делает модельные сигналы для различных геологических гипотез слабо различимыми и приводит к ошибкам в интерпретации.

### **Методика исследования.**

При наличии модельных микросейсм для различных геологических гипотез, задача анализа наблюдаемых микросейсм может быть решена как хорошо известная статистическая задача асинхронного различения сигналов непосредственно во временной области. В качестве нулевой гипотезы рассматривался вариант отсутствия залежи в разрезе, в качестве альтернативных гипотез – вариант строения с наличием залежи в одном из потенциально продуктивных горизонтов.

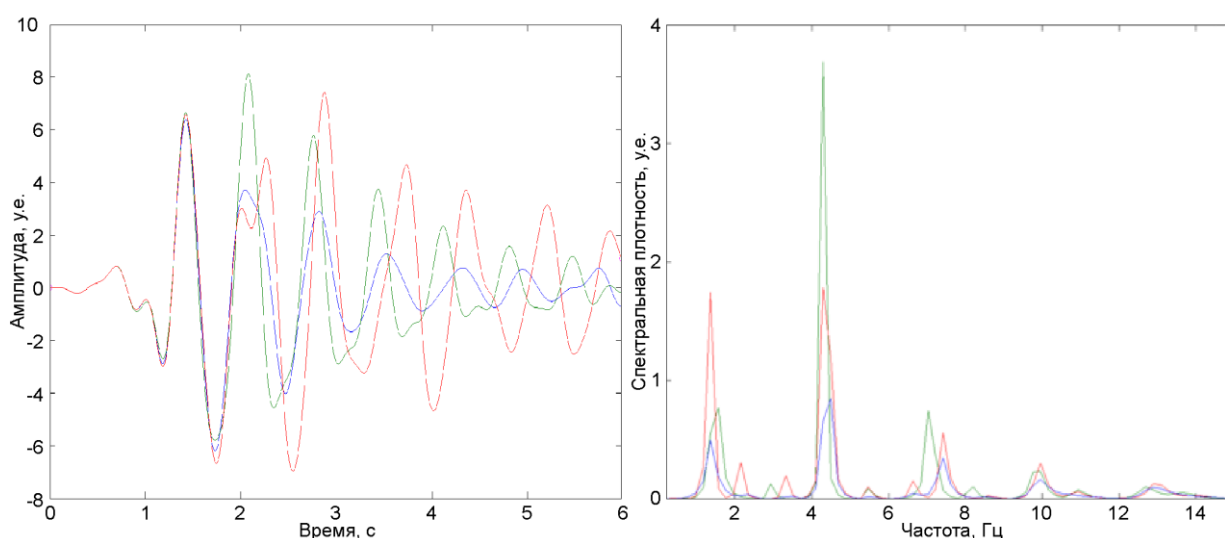
При решении задачи в данной постановке необходимо получить модельные микросейсм для различных гипотез геологического строения разрезе в точке исследования. Задача моделирования распространения микросейсм решалась в плоской постановке, методом конечных элементов. Среда моделировалась телом Кельвина-Фойгта. Сейсмомеханические параметры геологической среды восстанавливались из данных ГИС и ВСП ближайшей к точке исследования скважины или, при их отсутствии, из пластовых скоростей скоростной модели сейморазведки МОГТ. Для моделирования наличия залежи использовалась эффективная модель залежи толщиной 50 метров с пониженными на 30-50% пластовыми скоростями и повышенным в 10 раз затуханием, по сравнению с вышележащим слоем.

Наличие модельных сигналов для различных геологических гипотез в полевых данных устанавливалось корреляционным методом. Для этого полевой сигнал разбивался на кадры длительностью равной модельному сигналу, полученные кадры и модельные сигналы фильтровались фильтром нижних частот, и вычислялся коэффициент корреляции каждого кадра с каждым из модельных сигналов. Детектировалось статистически значимое (до 1000 ед.) количество максимальных по абсолютному значению коэффициентов корреляции, полученные коэффициенты корреляции усреднялись. Усредненные корреляционные коэффициенты для каждой геологической гипотезы нормировались на сумму коэффициентов корреляции для всех рассматриваемых гипотез о геологическом строении. По результатам данной операции для каждой точки исследований строилась карта нормированных коэффициентов корреляции для каждой геологической гипотезы на площади исследований.

## Результаты исследований.

Для практического опробования методики был выбран участок в районе Юго-Восточного склона Южно-Татарского свода. Целью исследований было уточнение прогнозных контуров нефтеносности в нижнем карбоне для заложения эксплуатационных скважин.

Было проведено численное моделирование и получены модельные сигналы для трех геологических гипотез – разрез без залежи, залежь в карбоне и залежь в девоне. Спектры и отфильтрованные фильтром нижних частот 4 Гц модельные микросейсмические сигналы приведены на Рис. 1. Как можно видеть, во временной области различимость модельных сигналов выше, чем в спектральной.



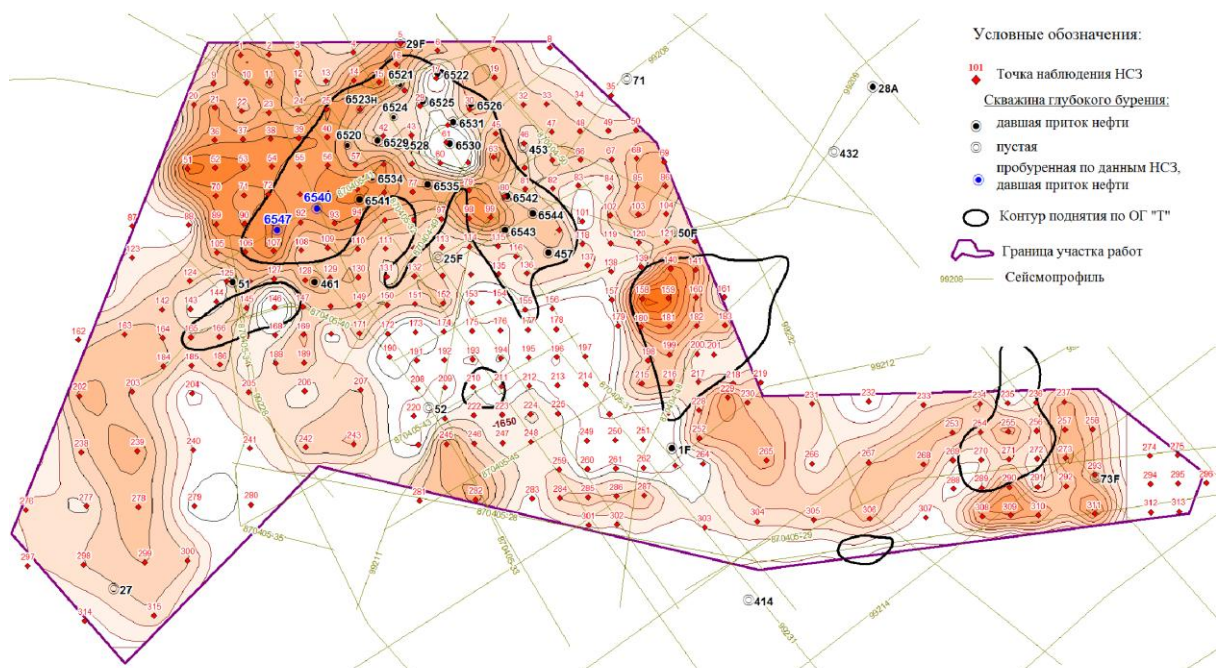
**Рис. 1.** Модельные сигналы и их спектры.

На площади исследований был записан естественный микросейсмический фон в 315 точках. Полевые записи анализировались по приведенной методике. На Рис.2 приведена карта нормированного коэффициента корреляции для гипотезы наличия залежи в нижнем карбоне.

## Обсуждение.

Из Рис.2 видно, что максимальные коэффициенты корреляции группируются в связанные области, преимущественно на севере исследованной площади, где нефтеносность установлена бурением. Малые коэффициенты корреляций в области скв. 6530, 6531, 6522 возможно обусловлены выработкой запасов при добыче. Пустые скважины №№ 52, 25, 50 и 73 попали в области малых коэффициентов корреляции. Выявлено распространение зоны высоких корреляций на северо-восток, где после

исследований были пробурены скважины 6547 и 6540, подтвердившие нефтеносность нижнего карбона.



**Рис. 2.** Распределение нормированного коэффициент корреляции для гипотезы наличия залежи в нижнем карбоне.

### **Заключение.**

В предлагаемой методике не использовалось никакая априорная информация о форме спектра микросейсм в районах скважин с известной нефтеносностью, тем не менее, распределение коэффициентов корреляции достаточно хорошо совпадает с известными данными о нефтеносности исследованной площади. Это подтверждает гипотезу о фильтрации микросейсм геосредой как основного механизма возникновения изменений в спектре микросейсм над залежами углеводородов.

Предлагаемая методика полностью формализована, что позволяет повысить объективность интерпретации данных низкочастотных микросейсмических исследований.

### **Литература**

1. Графов Б.М. и др. Анализ геоакустического излучения низкочастотной залежи при использовании технологии АНЧАР// Геофизика.–1996.– №5.- С.24-28.
2. Birialtsev, E. et. all. Experience in Low-Frequency Spectral Analysis of Passive Seismic Data in Volga-Ural Oil-Bearing Province [Electronic resource]/ IPTC 13678. International Petroleum Technology Conference (IPTC), Doha, Qatar, 2009.

3. S. Dangel et al. Phenomenology of tremor-like signals observed over hydrocarbon reservoirs // «Journal of Volcanology and Geothermal Research 128 (2003)135-158)»