ISSN 2074-8906

ПРИБОРЫ и СИСТЕМЫ РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ

ОБЩЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЕЖЕКВАРТАЛЬНЫЙ ЖУРНАЛ

ЯНВАРЬ-МАРТ

01/2016

Издается с 2002 г.

ТЕМА НОМЕРА:

КАЧЕСТВО сейсморазведочных данных

ТАКЖЕ В НОМЕРЕ:

Новые результаты полевых испытаний импульсного гидропневматического источника сейсмических волн ГПИ-2

СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫЕ
ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИЕ
СИСТЕМЫ



XZone

353477 Россия, Краснодарский край, г.Геленджик, ул.Ручейная,8
т.:(86141)26615, ф.:(86141)26601
office@intromarin.ru, www.intromarin.ru

СОДЕРЖАНИЕ

КОЛОНКА РЕДАКТОРА

7 **Уважаемые коллеги, друзья!**
Турлов П.А.

КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ

8 **Опыт применения принципов статистического контроля качества при выполнении сейсморазведочных работ.**
Мамаев Д.А., Крамаренко С.Ю., Дагаев И.Л.

Аннотация: В статье предложена методика расчета критериев качества сейсмограмм по максимальному количеству параметров с привлечением статистического анализа результатов опытных работ и 10% первых отработанных физических наблюдений для определения максимально-возможных значений для любого района проведения сейсморазведочных работ по разным технологиям.
Статистический подход к оценке предельных допусков применялся на нескольких площадях в различных регионах России и зарекомендовал себя, как надёжный способ определения реально достижимых показателей.
Ключевые слова: сейсморазведка, контроль качества (QC), статистический анализ, Шухарт, Деминг.

17 **Разработка методов экспресс-оценки качества полевого материала на базе вейвлетных преобразований**
Руннова А.Е., Крылов А.А., Храмов А.Е.

Аннотация: Представлены результаты изучения различных возможностей адаптации непрерывного вейвлетного анализа для диагностики характерных компонент сейсмической записи цифровых данных наземной сейсморазведки. Предложены методы построения численных базисов непрерывного вейвлетного преобразования на основе геофизических данных. Приведены результаты обработки экспериментальных данных. Оценены возможности и перспективы использования вейвлетов для экспресс-оценки полевых данных.
Ключевые слова: Вейвлетный анализ, цифровой сигнал, сейсморазведка, звуковые и поверхностные волны

23 **Проблемы квалиметрии сейсморазведочных данных**
Череповский А.В., Шехтман Г.А.

Аннотация: В статье показано, что внедрение современных технологий полевых сейсморазведочных работ требует одновременного изменения подходов к оценке качества полевых данных. Механический перенос количественных значений параметров оценки качества, подходящих для съемок с низкой или средней кратностью, неприемлем для методик с высокой или сверхвысокой кратностью данных и существенно ограничивает их возможности. Что касается ВСП, то на сегодняшний день наиболее актуальным вопросом является количественная оценка результатов контроля качества данных ВСП, особенно для горизонтальных компонент скважинного прибора. А это и есть квалиметрия.
Ключевые слова: контроль качества, квалиметрия, сейсморазведка, ВСП

33 **Некоторые современные возможности и особенности полевого контроля качества сейсмического материала**
Демидов Н.И., Иоспа В.М.

Аннотация: Рассмотрено современное состояние контроля качества (QC) сейсмического материала на основе анализа сейсмических атрибутов. В статье показано, что технология атрибутного контроля качества данных, созданная на базе пакета

CONTENTS

EDITORIAL

Dear colleagues, friends!
Turlov P.A.

SEISMIC DATA QUALITY CONTROL

Experience of application of statistical quality control principles when carrying out seismic exploration
Mamaev D.A., Kramarenko S.Ju., Dagaev I.L.

Abstract: In the article is proposed an estimation procedure of seismogram quality criterions for maximum number of parameters with utilization of statistical analysis of experimental surveys results and 10% of the first carried out physical observations for the purpose of determination of maximum likely values for any region of seismic prospecting with various technologies used.
Statistical approach to evaluation of limit tolerances was used for several areas in different regions of Russia and proved to be a reliable method of determining of actually accessible indexes.
Key words: seismic, quality control (QC),
statistical analysis, Shukhart, Deming

Development of quick methods of the field data quality assessment on the base of wavelet transforms
Runnova A.E., Krylov A.A., Khramov A.E.

Abstract: The article deals with the study of the various adaptation possibilities referring the continuous wavelet analysis for diagnosing specific wave components of the seismic digital data. The methods for constructing the continuous wavelet transform bases founded on the experimental geophysical data are developed. The results of the experimental data are presented. The feasibilities and prospects of wavelets application for quick field data quality assessment are appreciated.
Keywords: Wavelet analysis, digital signal, seismic prospecting, sound and surface waves

Seismic data qualimetry problems
Cherepovsky A.V., Shekhtman G.A.

Abstract: It is shown in the article that adoption of an advanced field seismic technologies calls for concurrent change of the approaches to QC of the field data. Automatic transfer of QC quantitative characteristics qualified for seismic surveys with low or medium fold of coverage is unacceptable for the survey technologies with high and superhigh fold of coverage and locks them down substantially. As of VSP, the question of the day is quantitative assessment of QC results of VSP data, for horizontal components of borehole device, especially. And this is qualimetry.
Key words: QC, qualimetry, seismic, VSP

Some modern capabilities and specifics of seismic data quality control in field
Demidov N.I., Iospa V.M.

Abstract: The current state of quality control (QC) the seismic data on the base of seismic attributes is considered. It is shown that the attributive QC technology, developed on the basis of the software package SPW-3-Field, provides the capabilities for quality control of the seismic data in conditions of crew base or directly in the data

программ SPW-3-Field, обеспечивает возможности контроля качества сейсмических данных в условиях базы партии или непосредственно на сейсмостанции в режиме реального времени. Она может быть использована для оперативного контроля качества сейсмических данных, зарегистрированных с использованием бескабельной сейсморегистрирующей системы.
Ключевые слова: сейсморазведка, контроль качества (QC), атрибутивный, программное обеспечение, SPW-3-Field

acquisition system in real-time mode.
It can be used for efficient quality control of the seismic data, recorded by cable-free seismic data acquisition system
Key words: seismic, quality control (QC), attributive, software, SPW-3-Field

42 **Элементы контроля качества морских сейсморазведочных работ с буксируемым оборудованием**
Титов А.Б., Горбачев С.В.
Аннотация: В работе представлены основные элементы контроля качества при проведении морских сейсморазведочных работ с буксируемым оборудованием. Показаны технические параметры оборудования, требующие контроля, как на подготовительном этапе, так и в процессе проведения работ. Особое внимание уделено контролю работы групповых пневмоисточников и регистрирующего сейсмического оборудования. Приведены рекомендации по допускам параметров контроля при проведении морских сейсморазведочных работ.
Ключевые слова: морские сейсморазведочные работы, контроль качества, групповой пневмоисточник, буксируемое сейсмическое оборудование.

The elements of the quality control for streamer marine seismic
Titov A.B., Gorbachev S.V.
Abstract: The paper presents basic elements of quality control in marine seismic operations with streamers. We define the technical parameters of the equipment to be monitored, both at the preparatory stage and during the survey. Particular attention is paid to the control and operation of group air gun seismic recording equipment. The recommendations on tolerances of controlled parameters for marine seismic are given.
Keywords: marine seismic, quality control, group air gun source, seismic recording equipment.

48 **В решении проблемы обеспечения качества полевых данных нет мелочей**
Гафаров Р.М., Ягудин И.Р.
Аннотация: В статье предлагается для оперативного выявления нарушений параметров возбуждения на этапе проверки полевых данных использовать служебные каналы из SEGD файлов. По имеющейся ФАК на служебном канале можно проконтролировать частотный спектр реального опорного свип-сигнала. Рассчитанные данные заносятся в «Протокол качества» и в дальнейшем могут использоваться для контроля любых возникающих изменений параметров.
Ключевые слова: сейсморазведка, контроль качества (QC), ФАК, опорный свип

There are no petty details in solving of the problem of the field data quality ensuring
Gafarov R.M., Yagudin I.R.
Abstract: It is suggested in the article to use auxiliary channels from SEGD files for efficient detection of excitation parameters failure. The autocorrelation function from an auxiliary channel can be used in order to monitor frequency spectrum of the real pilot sweep. The calculated data are recorded in "Quality record sheet" and can be used for monitoring of any arising changes of parameters.
Key words: seismic, quality control (QC), autocorrelation function, pilot sweep

51 **О достоверности контроля качества сейсмограмм в условиях лиманно-плавневых зон**
Костыгин Ю.П., Долинин С.А.
Аннотация: В соответствии с представленными в статье фактическими данными, в условиях лиманно-плавневых зон оценки уровня микросейсм и отношения сигнал/помеха, осуществляемые программным путём, должны обязательно сопровождаться визуальным анализом сейсмограмм.
Ключевые слова: сейсморазведка, лиманно-плавневая зона, уровень микросейсм, отношение сигнал-помеха

On seismogram quality control trustworthiness in the estuary-swamp zones environmental conditions
Kostrygin Yu.P., Dolinin S.A.
Abstract: According to the facts, demonstrated in the article, in the estuary-swamp environmental conditions microseisms level and noise-to-signal ratio estimation with software application must be followed by compulsory seismogram visual analysis.
Keywords: seismic, estuary-swamp zone, microseism level, noise-to-signal ratio

КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ОПЕРАЦИЙ ГРП

55 **Применение наземного микросейсмического мониторинга для контроля качества ГРП**
Александров С.И., Мишин В.А., Буров Д.И.
Аннотация: Микросейсмический мониторинг является инновационной технологией контроля ГРП. В настоящей статье рассматривается применение этой технологии для контроля технологических рисков и качества операций ГРП на основе опыта работ на нефтегазоконденсатных месторождениях Западной Сибири
Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, диагностическая визуализация трещин гидроразрыва, технологические риски гидроразрыва, микросейсмический мониторинг

QUALITY CONTROL OF HYDROFRACTURING OPERATIONS

Application of surface microseismic monitoring for quality control of hydrofracturing operations
Alexandrov S.I.,. Mishin V.A, Burov D.I.
Abstract: The microseismic monitoring is an innovative technology of quality control of hydrofracuring operations. In this article the application of this technology for monitoring over QC and technological risks of hydrofrac operations is considered, as applied to the West Siberian oil-gas-condensate fields.
Keywords: reservoir hydrofracturing, hydrofrac diagnostic visualization, hydrofracturing technological risks, microseismic monitoring

ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ

62 **Новые результаты полевых испытаний импульсного гидропневматического источника сейсмических волн ГПИ-2**

Гафаров Р.М., Иванов Д. В., Ягудин И.Р., Селезнев В.А., Михеев С.И., Экомасов С.П., Паоло Барбиери

Аннотация: В статье рассмотрены результаты сравнительных полевых испытаний импульсного гидропневматического источника сейсмических волн ГПИ-2, электромагнитного импульсного источника КЭМ-4 и вибрационного источника NOMAD-65. Показано, что источник ГПИ-2 по сравнению с КЭМ-4, обеспечивает получение лучших по динамике и прослеживаемости временных разрезов. По мнению авторов, результаты испытаний свидетельствуют о хороших перспективах использования ГПИ-2 при выполнении геологоразведочных работ.

Ключевые слова: сейсморазведка, гидропневматический импульсный источник ГПИ-2, электромагнитный импульсный источник КЭМ-4, вибрационный источник NOMAD-65

INSTRUMENTS AND SYSTEMS

New results of field testing of the impulse hydro-pneumatic source of seismic waves GPI-2

GafarovR.M., Ivanov D.V., Yagudin I.R., Seleznev V.A., Mikheev S.I., Ekomasov S.P., Paolo Barbieri

Abstract: The results of comparative field tests of hydro-pneumatic impulse source of seismic waves GPI-2, electromagnetic impulse source KEM-4 and vibrator NOMAD-65 are considered in the article. It is demonstrated that the source GPI-2 provides time sections with better dynamics and traceability in comparison with KEM-4. In authors' opinion, the test results demonstrate good future prospects of GPI-2 use for geological prospecting.

Key words: seismic, hydro-pneumatic impulse source GPI-2, electromagnetic impulse source KEM-4, vibrator NOMAD-65

ПОЛЕВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

71 **Технологии адаптивной вибросейсморазведки (АВИСейс) повышают качество и эффективность сейсморазведочных работ**

Жуков А.П.

Аннотация: В статье рассмотрена реализация на основе систем управления GDS-I и GDS-II трех технологий адаптивной вибросейсморазведки (АВИСейс):

- "адаптивная базовая", позволяющая компенсировать средне- и высокочастотное затухание энергии, обусловленное фильтрующим действием земной толщи;
- «низкочастотная», позволяющая смещать начальную частоту вибрации в сторону «ультранизких» частот;
- «широкополосная», позволяющая производить расширение спектра посылаемых колебаний как в сторону «ультранизких» частот, так и в сторону высокочастотной части спектра.

Ключевые слова: сейсмика, вибрационная сейсморазведка, адаптивная вибросейсмическая технология

FIELD TECHNOLOGIES

Adaptive vibroseis technologies enhance the quality and efficiency of seismic prospecting

Zhukov A.P.

Abstract: The article discusses the implementation of three adaptive vibroseis technologies on the base of GDS-II and GDS-II control systems:

- "generic adaptive" technology that makes it possible to set off the effect of earth absorption of medium and high frequencies, caused by the Earth crust filtering;
- "low frequency" technology that makes it possible to shift the initial vibration frequency in the direction of "ultra-low" frequencies;
- "wide-brand" technology that makes it possible to expand the band of generated waves both in the direction of "ultra-low" frequencies and in the direction of high-frequency part of the band

Key words: seismic, vibroseis survey, adaptive vibroseis technology

81 **Первые результаты наблюдения сейсмо-электрических эффектов и потенциалов вызванной поляризации на газоконденсатном месторождении в естественных шумовых полях Земли**

Шайдуров Г. Я., Кудинов Д. С., Потылицын В.С., Шайдуров Р.Г., Кохонькова Е. А.

Аннотация: В статье описывается исследование сейсмо-электрических (СЭ) явлений и эффекта вызванной поляризации (ВП) по пассивному методу, позволяющему извлекать информацию из естественных электрических и сейсмических шумов Земли в диапазоне 1-20 Гц. Это исследование было проведено в период 29-31 августа 2014г. в районе Ново-Михайловской площади Минусинского газоконденсатного месторождения (Респ. Хакасия). Использовался прибор ВПЕМПЗ-М1 (Шум-6), разработанный в Сибирском федеральном университете. Продуктивная залежь была отмечена повышением значения коэффициента взаимной корреляции сейсмических и электрических помех, а также градиентом потенциала вызванной поляризации получаемым из сигналов, снимаемых с двух смежных электрических диполей. В 2015 г. эксперимент был повторен на двух (Быстрянской и Ново-Михайловской) площадях этого же месторождения, подтвердивший результаты 2014 г.

Ключевые слова: сейсмические шумы, электрические шумы, вызванная поляризация, взаимно-корреляционная функция, газоконденсатное месторождение.

The first observation results of seismoelectrical effects and potentials of evoked polarization on gas-condensate pool in natural Earth noise fields.

Shaydurov G.Ya., Kudinov D.S., Potylitsyn V.S., Shaydurov R.G., Kokhon'kova E.A.

Abstract: The seismoelectrical phenomena and induced polarization effect study by passive method, enabling to extract information from Earth natural electrical and seismic noises at the range of 1-20 Hz, is described in the article. This study has been performed in the period of 29-31 August 2014 at Novo-Mikhailovskaya area of Minusinsk condensate field (Rep. Khakassia). The device VPEMPZ-MI (Noise-6), developed at the Siberian Federal University, has been used. An increased value of the seismic and electrical noises cross-correlation coefficient and induced polarization potential gradient, obtained from the signals of two adjacent electrical dipoles, have been found as a characteristic feature of producing pool.

The results of 2014 year have been proved in 2015 by the repeated experiment in two (Bistriynsky and Novo-Mikhailovsky) areas of the same field,.

Key words: seismic noise, electrical noise, induced polarization, cross-correlation function, gas and condensate field, the cross-correlation.

ОБРАБОТКА СЕЙСМОДАННЫХ

89 **Использование фазового спектра при анализе сейсмических данных и фазовая фильтрация**
Карапетов Г.А.

Аннотация: Анализируются сейсмические сигналы с точки зрения их спектральных характеристик и, в первую очередь, фазовой. Затрагиваются вопросы, касающиеся значения и использования фазы и применения фазовых фильтров в практике обработки сейсмической информации. На примере вибросигнала, показывается та дополнительная информация, которую можно извлечь из фазы. Предлагается "модель-преобразующий" способ фазовой фильтрации.

Ключевые слова: Спектральный анализ, амплитудный и фазовый спектры, ЧМ сигналы, сжимаемые в импульс, sweep-сигналы, анализ и обработка фазового спектра, "модель-преобразующая" фазовая фильтрация.

SEISMIC DATA PROCESSING

Usage of phase spectrum in seismic data analysis and phase filtering
Karapetov G.A.

Abstract:The seismic signals are analyzed in terms of their spectral and, primarily, phase characteristics. The matters, relating to the value and use of the phase and the phase filters in the practice of seismic data processing, are touched upon. For the sweep-signal example, the additional information that can be extracted from the phase, is demonstrated. The "model-transforming" method of the phase filtering is proposed.

Keywords: spectral analysis, amplitude and phase spectrums, FM pulse compression signals,sweep-signals, phase spectrumanalysis and processing, "model-transforming" phase filtering.

НАШИ ПАРТНЕРЫ

ОАО "СКБ СП"

Приборы и системы разведочной геофизики.
Общероссийский научно-технический ежеквартальный журнал. Издается с 2002 г.

Главный редактор:
к.т.н. П.А. Турлов
paturlov@mail.ru

Редакционная коллегия:
Н.П. Алелюхин,
к.т.н. А.В. Белоусов,
к.т.н С.В. Горбачев,
д.г.-м.н. В.Я.Воробьёв
д.т.н. Г.Н. Гогоненков,
С.В. Гурьев,
к.т.н. В.А. Детков,
д.т.н. А.П. Жуков,
Б.В. Запорожец,
д.г.-м.н. С.И.Михеев,
к.т.н. О.М. Сагайдачная,
к.т.н. Н.В. Тарасов,
д.т.н. Г.Я. Шайдуров,
д.т.н. Г.А. Шехтман,
д.т.н. М.Б. Шнеерсон.

Выпускающий редактор:
И.М. Кузнецов

Координатор проекта:
С.А. Матвеев

Обложка и оформление:
Д.В. Мокроусов

Вёрстка:
Д.В. Мокроусов

Ответственность за подбор и изложение фактов в статьях несут авторы. Редколлегия может публиковать статьи, не разделяя точки зрения авторов. Контакты с авторами статей ведутся через редакцию.

Учредитель:
СРО МОО ЕАГО

Издатель:
ООО «Информ-ГеофизСервис»

Директор:
Турлов П.А.

Адрес издательства:
410019, Саратов,
ул.Крайняя, д.129
Тел. +7 (8452) 64 14 32

Тираж отпечатан в типографии ООО «Формат»
Тел. +7 (8452) 39-33-77
Тираж: 300 экз.

Подписано в печать:
25.03.2016

Дата выпуска:
10.04.2016

Издание зарегистрировано в Министерстве РФ по делам печати, телерадиовещания и средств массовых коммуникаций за номером ПИ № 77-7906 от 27.04.2001 г.
ISSN: 2074-8906
Web-сайт: psrgeo.ru

© Турлов П.А., составление, 2016
© ООО «Информ-геофизсервис», 2016

Уважаемые коллеги, друзья!

Турлов П.А., СРО МОО ЕАГО, г.Саратов

Журнал «Приборы и системы разведочной геофизики» является единственным тематическим периодическим изданием в современной России, освещающим актуальные проблемы геофизического приборостроения.

С 2015 года журнал «Приборы и системы разведочной геофизики» входит в список ведущих периодических изданий, рекомендованных Высшей аттестационной комиссией Минобразования России для публикации основных научных результатов диссертаций на соискание степени доктора и кандидата наук.

С каждым годом расширяется география публикаций. С нами сотрудничают авторы более чем из 40 городов Российской Федерации, а также из Украины, Белоруссии, Азербайджана, США, Франции, Китая.

Журнал ориентирован на широкий круг представителей геофизического сообщества. Мы с готовностью предоставляем страницы нашего журнала для публикации статей, подготовленных специалистами научно-исследователь-ских институтов, вузов, нефтегазовых компаний, сервисных геофизических компаний, производственных предприятий и организаций и др.

Наш журнал, являясь по сути своей научно-техническим, имеет в тоже время ярко выраженный практический характер, что определяется характером публикуемых в нем статей.

Подавляющее большинство статей, публикуемых в нашем журнале, касается вопросов эффективного решения задач, стоящих перед геофизиками, разработчиками и изготовителями геофизического оборудования. Все эти задачи необходимо рассматривать с разных степеней абстрактности и конкретности, начиная с теоретического анализа и кончая их практической реализацией. По нашему глубокому убеждению теория представляет особую ценность, когда она является руководством к выполнению конкретных действий, которые должны предприниматься в конкретной ситуации для достижения конкретной цели. Именно поэтому в нашем журнале наряду с публикациями, посвященными сугубо практическим вопросам геофизического приборостроения, широко представлены публикации, в которых рассматриваются теоретические исследования и экспериментальные работы по обоснованию и применению тех или иных новаций в решении задач, стоящих перед геофизической отраслью, теоретические и практические вопросы полевых технологий, обработки и интерпретации сейсмических данных, широкоазимутальной сейсморазведки, физики горных пород, инженерной сейсморазведки и т.д.

Обеспечение определенного баланса между этими видами публикаций является предметом особых забот редакции журнала и насколько это ей удается - судить вам, наши дорогие читатели.

С наилучшими пожеланиями,



П.А.Турлов
Главный редактор

Опыт применения принципов статистического контроля качества при выполнении сейсморазведочных работ

- Мамаев Д.А., Дагаев И.Л., АО «РИТЭК»
- Крамаренко С.Ю., ООО «Ямальская геологическая экспедиция»

Вряд ли кто станет спорить, что сейсморазведка является наиболее массовым методом изучения геологического строения. Наряду с поисково-разведочным бурением это метод является основной статьёй затрат в нефтегазовой геологии.

Контроль качества полевого материала необходим для получения данных, пригодных для обработки и последующей интерпретации. Необходимость этого процесса продиктована ценой получения этих данных, а также тем неприятным фактом, что даже из низкокондиционных данных возможно получить какую-то информацию. Стоит отметить, что какое качество у полевых данных, таким будет и достоверность геологических построений, поэтому заказчик и желает получить максимальное качество. Подрядчик же пытается выдать полевые данные с наименьшими затратами и, при определённом опыте, так умело использует упомянутый факт, что даже низкокондиционные данные содержат геологическую информацию. С этого момента начинается конфликт интересов. Оставим в стороне вопрос применимости данных для обработки, точнее принципиально разделим две грани качества: качество выполнения работ и качество полученных данных. Первое подразумевает точное выполнение технологии работ: соблюдение всех нормативов и проектных величин, работу в рамках допусков и минимизация отклонений. Второе подразумевает применимость материала для обработки с целью решения поставленных геологических задач. В результате подмены первого вторым и происходит значительное количество недоразумений и проблем в паре заказчик-подрядчик. Несомненно, есть прямая связь между этими двумя понятиями, но второе зависит не только от первого, но и от соответствия проектной методики решаемым задачам, а также от присутствия геологических и технологических помех, о которых не было известно заранее.

Допуски традиционно выбираются Заказчиком на основе аналогичных работ, при их отсутствии – на основании консультаций со специалистами. Выбранные таким образом критерии заведомо несут погрешность для отдельно взятой площади. На практике допуски уточняются в результате опытных работ, однако в этом случае трудно говорить об объективности.

В настоящее время наиболее распространены методики, при которых качество полевого материала контролируется числовыми показателями (в противовес визуальному контролю), т.е. в процессе проводится сопоставление измеренных значений параметров и заранее заданных предельных значений. В этом случае предельные критерии качества отражают не столько реально достижимые значения, сколько значения, желаемые Заказчиком.

Примером оценки качества полученного материала для целей обработки могут служить «Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки (2D и 3D) для подсчета запасов нефти и газа» [1], которые содержат информацию о связи качества полевого сейсморазведочного материала с достоверностью подсчета запасов для работ в Западной Сибири. В частности

«…для достоверного определения запасов категории С1 и С2 на окончательных суммах, полученных на стационарном ВЦ в диапазоне частот 10-80 Гц для целевых горизонтов необходимо достичь в процессе обработки соотношения сигнал/помеха(S/N – отношение энергии когерентной составляющей волнового поля к энергии случайной составляющей) не менее 10, а для проведения AVO-анализа не менее 20. По опыту среднечастотных сейсморазведочных работ со взрывами под ЗМС на предварительных суммах на полевом ВЦ значение сигнал/помеха достигает значений 4-6. Соответственно на полевых сейсмограммах в интервале целевых отражений S\N должно быть не менее $\frac{S/N}{\sqrt{fold}}$|, где fold-кратность наблюдений».

По опыту работ минимально допустимое значение S/N достигает значения 0.5-0.8. Данный критерий, найденный эмпирическим путем, не используется большинством заказчиков для оценки полевых сейсмограмм. Еще один критерий характеризующий качество окончательных сумм – ширина спектра в процессе предварительной обработки с 30-45 Гц на полевых сейсмограммах увеличивается до 50-60 Гц. На стационарном ВЦ ширина спектра еще более увеличивается - до 70-80 Гц, необходимых для построения тонко-слоистых моделей месторождений и подсчета запасов категории С1 и С2. Однако для оценки полевых сейсмограмм большинство заказчиков пользуется минимально-допустимым значением 15 Гц доминирующей частоты, не обращая внимания на ширину спектра, тем самым ограничивая достоверность интерпретационных построений тонкослоистых моделей месторождений.

Установить связь между критериями качества окончательных сумм, идущих в интерпретацию, и критериями полевых сейсмограмм возможно эмпирическим путем или методом моделирования решения поставленной геологической задачи, начиная с моделирования полевых сейсмограмм. А можно определить максимально достижимые критерии качества полевых сейсмограмм в данном районе с текущей методикой наблюдений методом статистического анализа оптимального количества параметров.

Как правило, заказчик ограничивается в оценке качества полевых сейсмограмм соотношением сигнал/микросейсм и доминирующей частотой. Ниже предлагается методика расчета критериев качества сейсмограмм по максимальному количеству параметров с привлечением статистического анализа результатов опытных работ и 10% первых отработанных физических наблюдений для определения максимально-возможных значений для любого района проведения сейсморазведочных работ по разным технологиям.

В середине прошлого столетия доктор Эдвардс Деминг предложил совершенно новый подход к управлению качеством. Э. Деминг не ориентировался на какую-то конкретную отрасль, но его труды нашли применение в первую очередь там, где относительно просто контролировать соответствие допусков – в машиностроении. Об эффективности этого подхода можно судить по экономическим результатам, которых добилась современная Япония [2].

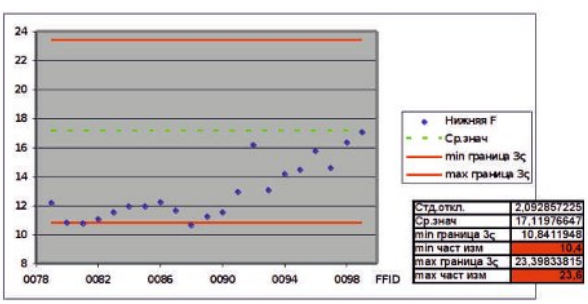
Основой для построения этого подхода явились принципы статистического контроля за технологическими показателями. Эти принципы были заложены Уолтером Шухартом [3] и впоследствии развиты Эдвардсом Демингом [4]. Основополагающим принципом статистического контроля является анализ причин

выхода процесса из статистически предсказуемого состояния в рамках нормального распределения (Рис. 1-2). Критериями выхода предлагались такие события: выход наблюдаемой величины за границу 3σ (где σ – среднеквадратическое отклонение), а также попадание девяти точек по одну сторону от матожидания [5].

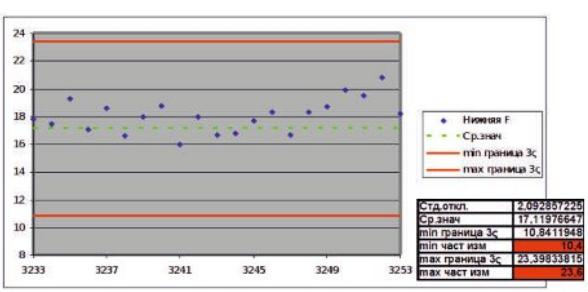
Границы в три сигмы были определены Шухартом – он решил, что это разумные границы. В самом деле, если проинтегрировать функцию плотности вероятности в интервале [-3σ; 3σ], то для стандартного нормального распределения получим:

$$\int_{-3}^{3} \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-x^2/2} dx = \frac{1}{2}\left(1 + erf\left(\frac{x}{\sqrt{2}}\right)\right)\Big|_{-3}^{3} = 0{,}9973$$

То есть с вероятностью 99,73% измерение попадает в эти границы. С другой стороны, вероятность того, что при нормальном протекании процесса измеренное значение выйдет за пределы, составляет всего 0,27%. Таким образом, зафиксировав измерение вне интервала [μ-3σ; μ+3σ], можно считать, что с высокой долей вероятности утеряно управление процессом (пока однократно). Иными словами, во главу угла поставлен не контроль результатов, а мониторинг устойчивости процесса. Применение данного метода для задач сейсморазведки уже описывалось ранее [6].

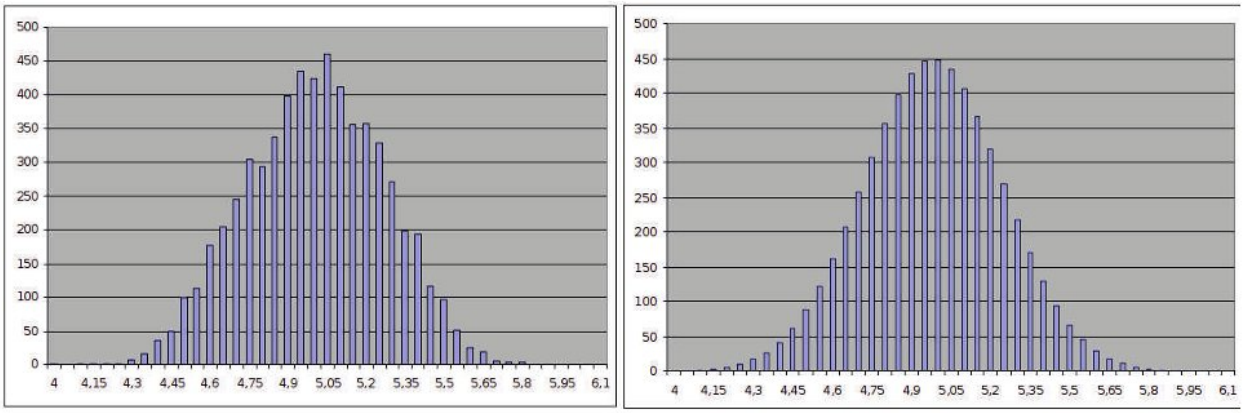


▲ *Рис. 1. Контрольная карта Шухарта — — нижняя частота спектра (границы определены по первым 1200 ф.н.). Вхождение процесса в статистически управляемое состояние.*



▲ *Рис. 2. Контрольная карта Шухарта — нижняя частота спектра (границы определены по первым 1200 ф.н.). Процесс находится в статистически управляемом состоянии.*

Применимость статистического подхода к контролю качества в сейсморазведке основана на предположении, что измеряемые физические величины имеют одно из основных распределений математической статистики (нормальное/логнормальное). Анализ фактических результатов в целом подтвердил это предположение (Рис.3). В приведённом случае вызывает настороженность достаточно высокое значение $\chi^2 = 149{,}06$, при количестве степеней свободы 43. Но было бы весьма неожиданно получить более привычные значения распределения χ^2, поскольку это будет означать, что в реальности получено идеальное гауссово распределение. И хотя центральная предельная теорема утверждает, что в случае n независимых одинаково-распределённых случайных величин итогом будет нормальное распределение, в практике нельзя сказать, что все величины, с которыми приходится иметь дело, абсолютно независимы. Амплитуда зависима от частоты исходного сигнала, спектр исходного сигнала зависим от возбуждения, возбуждение зависимо от геологического строения среды, геология имеет некие тренды, даже характеристики вибраторов меняются в процессе отстрела по некоему



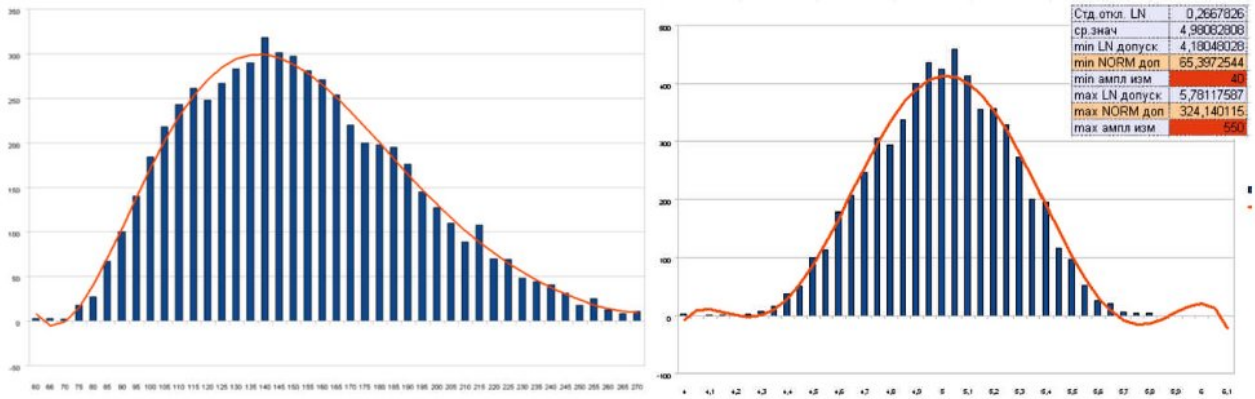
▲ *Рис. 3. Реальное распределение и смоделированное с теми же параметрами нормальное распределение. v=43; статистика χ^2 = 149,06; Ккорр = 0,99*

сложному закону, а не стохастически. Итог – распределение отклоняется от идеального, но при этом его характеристики остаются весьма предсказуемыми. Взаимная корреляция огибающих демонстрирует степень свыше 0,99. Шухарт в своём труде [3] демонстрирует аналогичное поведение статистики χ^2, на что даёт комментарий: «Для наших текущих задач, однако, значение χ^2 не представляет интереса; нас не беспокоит функциональный закон совокупности, а, лишь, предполагаем, что некая совокупность существует»*.

В 2012-2013 годах в полевых условиях на Наримановском ЛУ авторами впервые проводилось опробование методики статистического контроля качества. Для определения критериев оценки качества сейсмограмм, после отработки опытных работ и первых 10% физических наблюдений (ф.н.), был проведен анализ гистограмм распределения соотношения сигнал-микросейсм (S/N) и доминирующей частоты. Предельные значения, рассчитанные по итогам первых 600 физических наблюдений (10%), использовались как предельные допуски для всего объема работ. Это не совсем соответствует идеологии Деминга, он гораздо глубже подходит к самому вопросу качества и управления: «Использование допусков (спецификаций, ТЗ, ТУ) – не ошибка. Просто этого недостаточно» [5]. В качестве отправной точки расчет допусков выглядит весьма перспективно, но развитие в область всеобщего управления качеством (TQM) должно исходить не от одной из сторон заказчик-подрядчик и, тем более, не от супервайзеров, а от всех заинтересованных в сотрудничестве сторон.

Полученные в результате первых оценок данные, как и ожидалось, приняли вид одного из распределений: нормальное либо логнормальное. В случае логнормального распределения производится логарифмирование измеряемой величины по основанию e и последующая работа ведётся с ней, как с нормальной величиной. Действительно, эти распределения связаны следующим соотношением:

$\eta = e^{\xi}$, [7], где η – логнормально распределённая величина, ξ – нормально распределённая величина. Следовательно, $\xi = \ln \eta$. Рассчитанные в логарифмической шкале допуски пересчитываются по экспоненте в шкалу измеряемой величины. Конечно, возможно рассчитывать допуски и в нелогарифмированой шкале, но удобнее использовать единый математический аппарат для всех параметров.



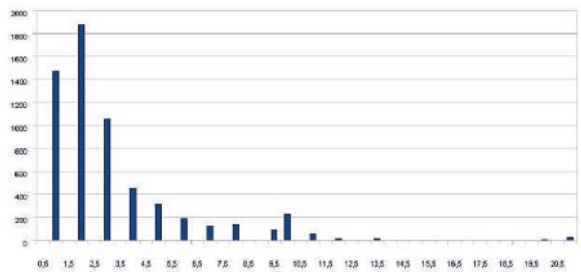
▲ *Рис. 4. Распределение амплитуды в естественной шкале и после логарифмирования.*

В процессе работы контролировались параметры частоты, амплитуда и другие параметры сигнала. Как показала практика, именно эти статистические значения границ наиболее близко отражают реальные достижимые показатели качества.

Именно на основании статистического анализа первых 10% были определены критерии качества, которые позволили объективно оценивать сейсмограммы с учетом реально достижимого качества в текущих геологических условиях.

Амплитуда и частота хорошо зарекомендовали себя как критерии качества. Плохо поддаются статистическому контролю соотношение сигнал / микросейсмы и уровень микросейсм, по той причине, что уровень микросейсм в обрабатывающем комплексе измерялся на уровне микровольт, в то время, как требуется точность до нановольт, чтобы получалось неразрывное распределение. Кроме того, отношение двух нормально распределённых величин не является гауссовым распределением [8].

В практике работы супервайзера, благодаря анализу характера плотности распределения амплитуды и доминантной частоты, были определены критерии отбраковки по неполной детонации. Заказчику предложено дифференцировать оценку качества сейсмограмм по доминантной частоте, с целью мотивации подрядной организации к достижению наибольшей разрешающей способности.



▲ *Рис. 5. Распределение микросейсм дискретно и не описывается аналитически.*

Однако, несмотря на проблемы с распределением соотношения сигнал/ /шум, благодаря анализу характера плотности распределения был выявлен факт манипуляций с соотношением геофизиками сопровождения (рис. 6).

Как один из свежих примеров уточнения параметров по результатам 10% объёмов приведем работы на Апрельском ЛУ в 2015 году.

Большая часть площади была выполнена в зимний сезон 2014-2015 г.г., меньшая – в 2015-2016 г.г.

С целью определения наиболее оптимальных и реалистичных критериев оценки качества выбор и их согласование предусматривается по более представительной выборке (после отработки 10% проектного объема), основанной на анализе атрибутов записи производственных наблюдений, выполненных на начальном этапе работ 2014-2015 г.г.

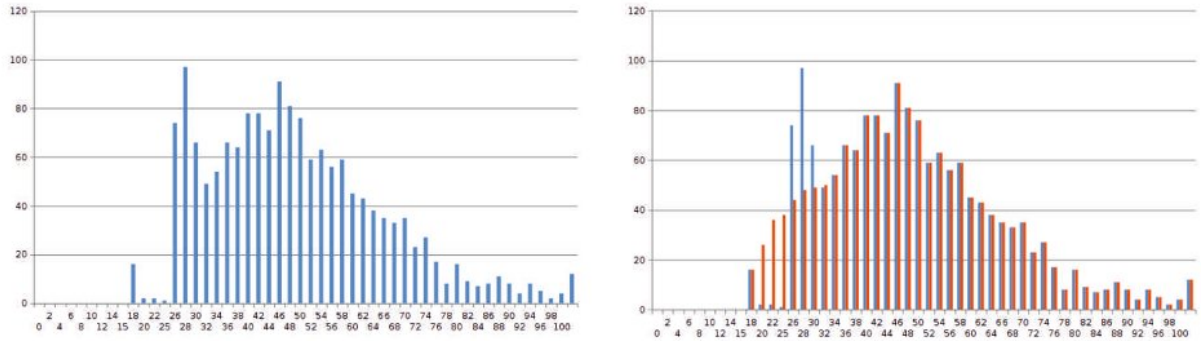


Рис. 6. Манипуляции с соотношением сигнал/микросейсмы. Слева — распределение, построенное по оценкам геофизиков сопровождения (явно заметен провал в оценках ниже 25). Справа красным — перераспределение плотности в соответствии с теорией.

Для определения предельных допусков характеристик сигнала (доминантная частота, амплитуда и соотношение сигнал/микросейсм) использовались принципы статистического контроля качества.

На момент статистического анализа было отработано 20% ф.н. от проектного объема 2015-2016 г.г. Результаты статистического анализа доминантной частоты с целью выбора критерия качества представлены на Рис.7. Гистограмма распределения доминантной частоты имеет нормальный вид. Определение критериев качества не вызвало особых затруднений.

В процессе отработки площади на отдельных пунктах возбуждения (ПВ) наблюдалось резкое уменьшение амплитуды целевых отражений. Основной причиной (85%) явилась неполная детонация взрывчатого материала (ВМ), что и подтвердили повторные отработки ПВ. На аномалии ВЧР и уменьшение глубины заложения ВМ от проектной осталось 15% брака.

С целью определения методом статистического анализа критерия уменьшение глубины заложения ВМ или неполной детонации (НДТ) был проведен статистический анализ амплитуды целевых отражений (Рис.8). Выявленные признаки НДТ позволили определить причину



Рис. 7. Гистограмма распределения доминантной частоты и уточненные критерии качества.

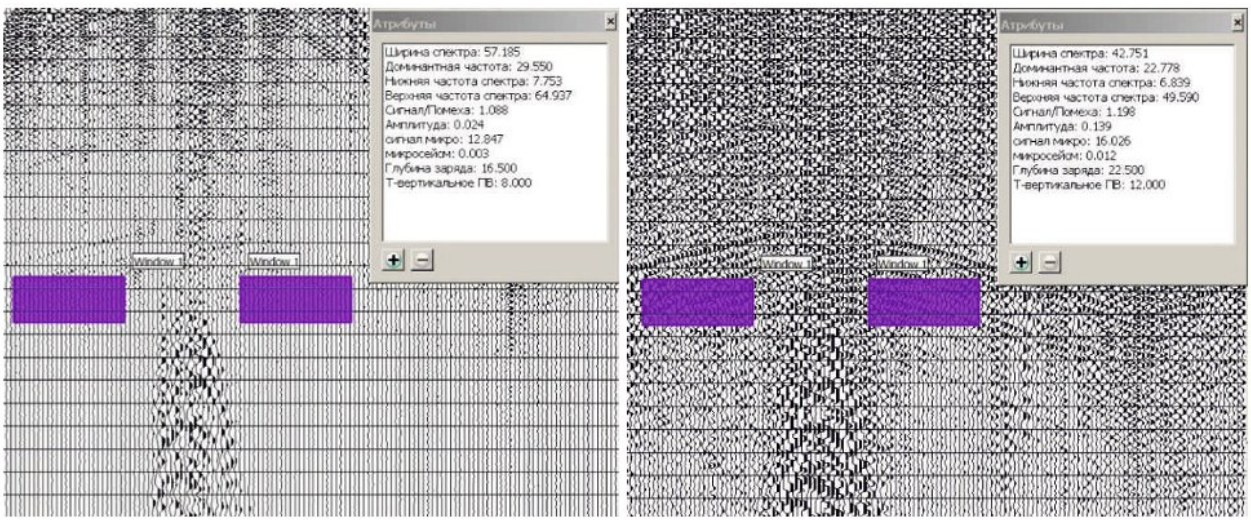
технологического брака – некачественный взрывчатый материал, а также переотработать с положительным результатом около 10% всего объёма (Рис.9 и 10).

Определен критерий неполной детонации (доминанатная частота больше 29гц, а амплитуда меньше 0.06мв), по которому определялись ПВ с недостатками, которые по требованию Заказчика характеризуют сейсмограмму с оценкой «брак» – грубые нарушения методики работ (условий возбуждения и приёма колебаний, параметров системы наблюдений, необоснованное нарушение коммутации каналов или геометрии расстановки).

Как уже упоминалось, соотношение сигнал/микросейсмы имеет более сложное распределение и не описывается стандартными законами распределе-



▶ *Рис. 8. Гистограмма распределения амплитуды целевых отражений (мв) и определение критерия неполной детонации или несоблюдения проектной глубины погружения заряда.*



▲ *Рис. 9. Пример неполной детонации и переотработки. Слева – неполная детонация (амплитуда 24 мкв, доминантная частота 29.5гц), справа- результат перебура на том же пикете (амплитуда 139мкв., доминанатная частота 22.7 Гц).*



▲ *Рис. 10. Гистограмма плотности распределения соотношения сигнал/ /микросейсм. Логнормальное распределение.*

ния [8] (Рис. 10.). Для того чтобы стало возможно работать с этим параметром – аппроксимируем зависимость логнормальным распределением.



▲ *Рис. 11. Гистограмма плотности распределения натурального логарифма соотношения сигнал/микросейсм и расчета критериев качества по соотношению сигнал/микросейсм*

Форма распределения имеет логнормальный вид, поэтому было применено логарифмирование значений S/N с последующим расчетом экспоненты рассчитан-

ных допусков, то есть выполняем экспотенцирование значений (Рис. 11.).

Учитывая новые критерии качества по соотношению сигнал/микросейсмы, амплитуде и доминирующей частоте, заказчик уточнил для подрядчика новые значения для оценки сейсмограмм во избежание разбраковки физ. наблюдений по соотношению сигнал / микросейсмы:

На основании результатов анализа материала, отработанного в зимний полевой сезон 2014/15гг, для выполнения оставшегося объема работ устанавливаются следующие критерии приемки сейсморазведочных материала МОГТ-3D:

- сейсмограмма принимается с оценкой «1» (отлично) при соотношении сигнал/микросейсм более 26;
- сейсмограмма принимается с оценкой «0.9» (хорошо) при соотношении сигнал/микросейсм не менее 5;
- при соотношении сигнал/микросейсм менее «5» - сейсмограмма бракуется (оценка «0», брак) и подлежит переотработке;
- сейсмограмма принимается с оценкой «1», если частота сигнала больше 20Гц;
- сейсмограмма принимается с оценкой «0.9» (хорошо), если частота сигнала более 15Гц;
- если частота сигнала менее 15Гц, сейсмограмма бракуется (оценка «0», брак) и подлежит переотработке;
- если частота сигнала больше 29Гц, сейсмограмма бракуется. Данное условие справедливо при амплитуде сигнала менее 0.06мВ.

При оценке материала по двум критериям (частота, соотношение сигнал/микросейсм), выставляется наименьшая оценка.

Расчет атрибутов сейсмической записи выполняется в утвержденных Заказчиком окнах анализа.

Рис. 12. Фрагмент дополнения к заданию на регистрацию после проведения статистического анализа.

Для внедрения в практику оценки сейсмограмм по критерию соотношения сигнал/помеха проведен статистический анализ первых 10% физических наблюдений. (Рис.13.) Умножая минимально-допустимое значение S/N (отношение энергии когерентной составляющей волнового поля к энергии случайной составляющей) 0.6 на $\sqrt{fold}$ (кратность=144), получаем 0.6*12=7.2, что вполне достаточно для хорошей оценки качества предварительной суммы. Этого достаточно, потому что из опыта контроля хода обработки на стационарном ВЦ S/N возрастает как минимум в 2-3 раза, а значение 14 дает возможность интерпретаторам оценить запасы категории С1 и С2 с достаточной достоверностью

Рис. 13. Гистограмма распределения соотношения сигнал\помеха.



S\N		критерий	оценка
1.3	среднее		
0.2	сигма		
1.1	мат.ожидание - сигма	>1	1
0.8	мат.ожидание - 2*сигма	0.6÷1	0.9
0.6	мат.ожидание - 3*сигма	<0.6	0

Статистический подход к оценке предельных допусков применялся на нескольких площадях в различных регионах России: в Волгоградской и Астрахаенской областях, ХМАО-Югре, ЯНАО при различных источниках и системах наблюдений. В целом, методика зарекомендовала себя, как надёжный способ определения реально достижимых показателей.

Перспективой развития данного подхода можно назвать внедрение инструментов статистического контроля качества в оборудование для производства сейсморазведочных работ – это позволит минимизировать ошибки персонала и оценивать не результат работ, а устойчивость технологического процесса.

Литература

1. В.Б.Левянт, Ю.П.Ампилов, В.М. Глоговский, В.В. Колесов М.Б. Коростышевский, С.Н.Птецов. «Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки (2D и 3D) для подсчета запасов нефти и газа»,- Москва 2006г.
2. Leitner P. Japan's post-war economic success: Deming, quality, and contextual realities.// Journal of Management History (Archive), Vol. 5 Iss: 8, 1999. - pp.489 — 505
3. Shewhart W. Statistical method from the viewpoint of quality control. — Washington, The Graduate School, the Department of Agriculture, 1939. — P.155.
4. Деминг Э. Выход из кризиса: Новая парадигма управления людьми, системами и процессами, пер. с англ., - М.:Альпина Паблишер, 2011. - 419с.
5. Нив Г. Пространство доктора Деминга, пер. с англ., - М.:Альпина бизнес букс, 2005.-370с.
6. Запорожец Б.В., Мамаев Д.А., Крутов А.Л. Принципы статистического контроля качества при сейсморазведочных работах.// Приборы и системы разведочной геофизики: общероссийский научно-технический ежеквартальный журнал.- 2012.- №1. - с.17-19.
7. Ивченко Г.И., Медведев Ю.И. Введение в математическую статистику. - М.: Издательство ЛКИ, 2015. - 600 с.
8. Cedilnik1 A., Košmelj K. and Blejec A. The Distribution of the Ratio of Jointly Normal Variables// Metodološki zvezki, Vol. 1, No. 1, 2004, 99-108

**Перев. автора статьи*

Подробнее об авторах



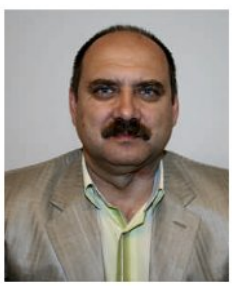
Мамаев
Дмитрий Александрович

Ведущий геолог
Отдела геофизики
АО «РИТЭК»



Крамаренко
Сергей Юрьевич

Ведущий геофизик
ООО «Ямальская
геологическая
экспедиция»



Дагаев
Игорь Львович

Ведущий геолог
Отдела геофизики
АО «РИТЭК» канд.
геол.-минерал. наук
доцент

Разработка методов экспресс-оценки качества полевого материала на базе вейвлетных преобразований

Руннова А.Е., СГТУ, г. Саратов, Крылов А.А., ООО «ГАЗПРОМ ГЕОРЕСУРС», г. Саратов
Храмов А.Е., СГТУ, г. Саратов

Сегодня одним из наиболее перспективных в применении из новых математических методов к задачам поисковой сейсмической геофизики является вейвлетный анализ. В [1–3] представлены результаты разработок различных методов диагностики и фильтрации волновых компонент для полевых данных наземной сейсмической разведки МОВ МОГТ на основе непрерывного вейвлетного анализа. Среди основных достоинств разрабатываемых на основе вейвлетных преобразований методов можно особо подчеркнуть следующие: принципиальные возможности автоматизации процесса обработки и одноканальности разработанных алгоритмов; незначительные затраты машинного времени; высокая точность и устойчивость к шумам.

Настоящая статья посвящена вопросам адаптации вейвлетного преобразования к конкретным задачам геофизической разведки и к характерным особенностям цифровых сигналов, получаемых в результате проведения наземной сейсмической съемки. В статье также представлены разработанные подходы к классификации осцилляторных паттернов в экспериментальных временных рядах и диагностике на цифровых материалах сейсморазведки МОВ МОГТ полезного сигнала, несущего информацию об отражающих целевых горизонтах, шумовых компонент записи, а также зарегистрированных регулярных волн–помех различных классов, амплитудные, частотные и фазовые характеристики которых обусловлены глубинными и поверхностными сейсмогеологическими условиями.

Непрерывное вейвлетное преобразование с комплексным материнским вейвлетом для хаотического временного ряда x(t) осуществляется [4]:

$$W(s,t_0)=\int_{-\infty}^{\infty}x(t)\psi^{*}_{s,t_0}(t)dt \qquad (1)$$

где $\psi_{s,t0}(t)$ – вейвлетная функция, получающаяся из материнского вейвлета:

$$\psi_{s,t_0}(t)=\frac{1}{\sqrt{s}}\psi_0\left(\frac{t-t_0}{s}\right) \qquad (2)$$

Параметр s, называемый масштабом вейвлетного преобразования ($s\in\Re_+$), отвечает за ширину вейвлета $\psi_{s,t0}(t)$, а $t_0\in\Re$ – параметр сдвига, определяющий положение вейвлета на временной оси t. В формуле (1) символ «*» означает комплексное сопряжение. Необходимо отметить, что при проведении вейвлетного анализа термин «временной масштаб» используется вместо термина «частота», традиционного для Фурье-анализа.

На основе преобразования (1) нами созданы однотрассовые автоматические методы диагностики различных волновых паттернов сейсмических записей с возможностью адаптивной подстройки к конкретным сейсмогеологическим особенностям полевых материалов. Разработанные подходы были апробированы на различных экспериментальных данных, включая полевые материалы сейсморазведки, полученных в различных полевых условиях.

Возможности анализа сигналов на основе конкретного вейвлетного преобразования целиком будут определяться видом и свойствами материнского

вейвлета (2). Известен достаточно обширный ряд классических базовых вейвлетных функций, хорошо зарекомендовавших себя для изучения сложных нестационарных сигналов различной природы. Среди наиболее распространенных и универсальных по своим возможностям классических материнских вейвлетов можно выделить следующие базисные функции: морлет-вейвлет, МНАТ-вейвлет; паул-вейвлет [4–7].

На рисунке 1 представлен временной ряд данных, составляющих полевой материал, т.е., один канал, снятый в одном из пунктов регистрации (ПП № 85 при выбранном ПВ на сейсмограмме на рисунке 3) и результаты построения соответствующих проекций распределения амплитуды $|W(t_0, s)|$ вейвлетного преобразования, полученных с помощью различных базисных вейвлетных функций (морлет-вейвлета (а), МНАТ-вейвлета (б); паул-вейвлета (в)). Отметим, что наилучшее разрешение по частоте предоставляет использование в качестве материнской функции – морлет-вейвлета:

$$\psi_0(\eta) = \pi^{-1/4} \exp(j\omega_0\eta) \exp(-\eta^2/2), \quad (3)$$

где ω_0 – параметр вейвлета. Очевидно, что при увеличении 0ω будет расти локализация представления результатов в Фурье-пространстве, но будет ухудшаться разрешение данных в реальном времени [5, 8].

Наилучшую локализованность наблюдающихся волновых компонент во

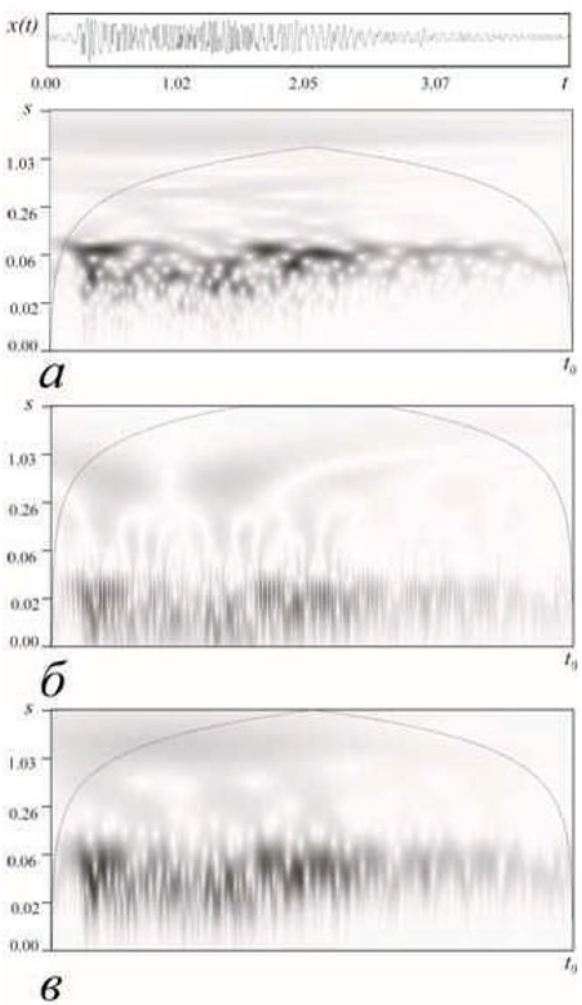


Рис. 1. Временная реализация, полученная регистрацией в одном из каналов пункта приёма сейсмического отклика; соответствующая проекция распределения амплитуды $|W(t_0, s)|$ вейвлетного преобразования, полученная с помощью базисного морлет-вейвлета (ω=6.0) (а); проекция распределения амплитуды вейвлетного преобразования с базисным МНАТ-вейвлетом (б); проекция распределения амплитуды вейвлетного преобразования с базисным паул-вейвлетом (в). Длительность временной реализации N=3000=2^{11} отсчетов, $\Delta t = 0.002$. Конус отмечает область влияния краевых эффектов.

времени демонстрирует применение вейвлетного анализа с действительным базисным MHAT–вейвлетом:

$$\psi_0(\eta) = \frac{(-1)^{m+1} j^m m!}{\left[\Gamma\left(m+\frac{1}{2}\right)\right]^{0.5}} \frac{d^m}{d\eta^m} e^{-\frac{\eta^2}{2}}. \quad (4)$$

Материнский вейвлет, соответствующий $m = 2$ и называется MHAT–вейвлетом (Mexican Hat – «Мексиканская шляпа»).

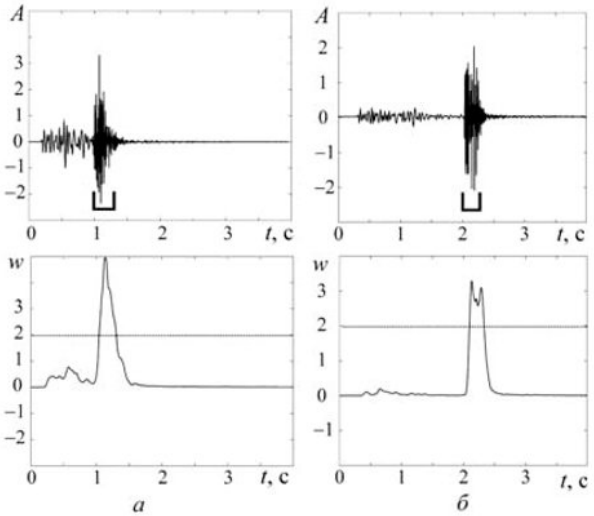
Отметим, что, кроме перечисленных базисных функций широкой популярностью пользуется вейвлет Паула:

$$\psi_0(\eta) = \frac{2^m j^m m!}{\sqrt{\pi(2m!)}} (1 - j\eta)^{-(m+1)}, \quad (5)$$

где m – порядок вейвлета. Непрерывное вейвлетное преобразование, проведенное на основе вейвлета Паула (5) несколько лучше разрешает временную область, чем морлет-вейвлет, но по сравненю с морле обладает значительно меньшими возможностями разделения близко расположенных частот (или, говоря более корректно с математической точки зрения, масштабов).

Основная идея разработанного метода диагностики различных режимов волновой динамики заключается в оценке мгновенной энергии преобразования *w(t)* в частотном диапазоне, характерном для искомого колебательного паттерна. При превышении величиной *w(t)* некоторого критического уровня, определяемого опытным путем или известным априори, производится вывод о наличии того или иного типа динамики в сигнале. Расчет вейвлетного преобразования первоначально осуществлялся с материнским морлет-вейвлетом.

На рисунке 2 показаны две характер-



▲ *Рис. 2. Результаты обработки различных трасс (трасса 76 (а) и трасса 96 (б)) и автоматического выделения временной области, соответствующей волне-помехе. Сверху показан исходный сигнал с выделенной экспертом волной-помехой. Снизу – результат расчета мгновенной энергии w(t) вейвлетного преобразования. Штриховой линией на нижних рисунках нанесен порог $w_{пор.}$*

ные трассы рассматриваемой сейсмограммы (рисунки а и б) и результаты расчета мгновенной энергии на диапазоне масштабов F = (60–200) Гц. Хорошо видно, что область волны-помехи характеризуется значительным возрастанием амплитуды мгновенной энергии вейвлетного преобразования w. Выбирая опытным путем пороговое значение $w_{пор}$=2, мы можем эффективно выделить область на сейсмограмме, в которой наблюдается волновое поле помех различного типа. Результат обработки данных всех трасс на сейсмограмме показан на рисунке 3.

На ней в результате проведенного автоматизированного вейвлетного анализа выделена область пространственной и временной регистрации искомых помех, обусловленных волнами звукового и поверхностного типов (отмечена линиями на рисунке). Отметим, что при

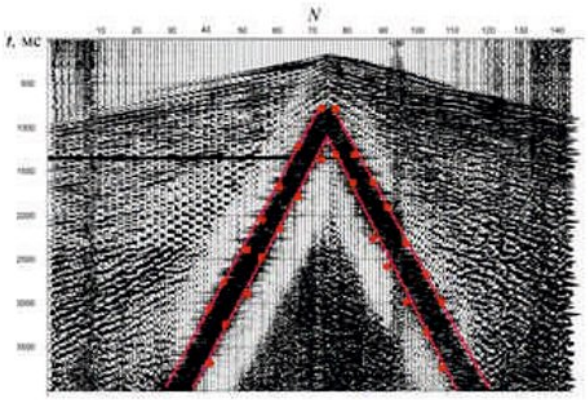


Рис. 3. Результат обработки данных всех трасс на сейсмограмме ОПВ. Линиями отмечена область пространственной и временной регистрации искомых помех, обусловленных волнами звукового и поверхностного типов, выделенная автоматически с помощью рассмотренного метода. Для удобства визуализации на полевом материале было проведено АРУ.

проведении стандартной обработки выделение данного типа волн производится либо вручную, либо требует применения сложных многоканальных процедур. Очевидным достоинством рассмотренного метода является возможность быстрой автоматической обработки сейсмограммы и выделения области волны-помехи.

Выбранный для численных экспериментов в качестве «стандартного» типового базиса вейвлет-морлет [12] с параметром $\omega_0 = 2\pi$ обладает хорошо локализованным в реальном и фурье-пространстве базисом. Выбор данного материнского вейвлета для численных экспериментов обусловлен близостью его формы к виду регистрируемого при «типичных» полевых работах сейсмического импульса. Отметим, что возможности построения вейвлетного материнского базиса на основе теоретических представлений о форме сейсмического импульса весьма ограниченны. К примеру, типичной моделью отраженной волны, характерной для материалов наземной сейсмической разведки, полученной в результате невзрывных работ, является импульс Пузырева [2, 3]. Однако, во-первых, полевые материалы далеки от идеального нуль- или минимально-фазового состояния зарегистрированных сейсмоприемником колебаний [3]. К сожалению, вид сейсмического импульса очень сильно зависит как от записывающей и передающей аппаратуры, так и от непосредственных сейсмических свойств геологической среды. Во-вторых, в случае классического импульса Пузырева можно утверждать, что идеальной базисной функцией для проведения анализа на основе вейвлетного преобразования является уже указанный выше материнский вейвлет Морле, практически повторяющий в своей действительной части форму импульса Пузырева или, иными словами, адаптивно настроенный на форму такого идеального сигнала. Также хорошо подходят для изучения сейсмических данных МНАТ– и Паул–вейвлеты.

Однако, вследствие смешанного характера формы волнового импульса сейсмических записей, в качестве альтернативного варианта выбора вейвлетного базиса, оптимизированного для конкретных сейсмогеологических условий, использование типовых базисов вейвлет-преобразования (1) является не всегда уместным и более выгодным становится использование адаптивного вейвлет-анализа. В частности, большой интерес вызывает попытка создания вейвлетного подхода для обратного процесса усиления определённых участков записи в рамках реализации некоторой аналогии нелинейного подхода к усилению амплитуд зарегистрированных сейсмоколебаний. В рамках разработки комплекса программных вейвлет-метод

обработки данных уместно использовать численное конструирование адаптивных вейвлетов на основе отрезков анализируемых временных рядов [9, 10]. Нами предложена следующая процедура построения комплексной вейвлетной функции на основе временного ряда *x(t)*.

На первой стадии процедуры выделяется характерный временной масштаб τ (или соответствующая ему частота $\omega_\tau = \frac{2\pi}{\tau}$) нерегулярного нестационарного процесса *x(t)*. В случае исследуемых нерегулярных временных рядов геофизической природы, величина *τ* будет сильно варьироваться для различных колебаний, суперпозиций которых данный сигнал является. Иными словами, разнообразные регулярные помехи и полезные отклики от отражающих геологических границ будут иметь различные характерные частоты *ωτ*, что даёт возможность тонкой настройки вейвлетного преобразования для конкретных задач диагностики, стоящих перед геофизиком. Далее, определившись с периодом *τ* искомых колебаний, выбирается некий отсчет t_0 во временной реализации сигнала *x (t)*, относительно которого и будем строить вейвлетный базис. Реальная и мнимая часть вейвлетной функции будет строиться в соответствии со следующими формулами [4, 5, 7, 10]:

$$\mathrm{Re}\psi(t) = \pi^{-1/4}\left\langle x(t-t_0)\exp\left(-\frac{1}{2}\frac{(t-t_0)^p}{(n\tau)^p}\right)\right\rangle, \qquad (6)$$

$$\mathrm{Im}\psi(t) = \pi^{-1/4}\left\langle x(t-t_0+\tau/2)\exp\left(-\frac{1}{2}\frac{(t-t_0)^p}{(n\tau)^p}\right)\right\rangle,$$

где <...> обозначает операцию удаления среднего значения для удовлетворения условия нулевого среднего, n и p – параметры вейвлета. Из формулы (6) видно, что параметр t_0 вейвлета характеризует отрезок ряда *x (t)*, который оказывает наибольшее влияние на вейвлетный спектр *W (t, s)*. Таким образом, вейвлетное преобразование (1) с базисом (6) позволит эффективно выделять из сигнала участки длиной $\Delta t \approx 4\pi\tau$, которые будут «похожи» или «однородны» с участком временного ряда *x (t)*, где $t \in (t_0 - 2\pi\tau, t_0 + 2\pi\tau)$.

На рисунке 4 продемонстрированы результаты расчета адаптивных вейвлетных функций (7) по уже рассмотренным данным с одного канала ПП № 85 (см. рисунки 1, 3 (б)). Видно, что в зависимости от выбора t_0 , при сохранении всех остальных параметров неизменными, вид вейвлетной функции сильно меняется и определяется видом волновой компоненты, преобладающей на соответствующем временном интервале. На рисунке 4 а показан вид вейвлет-базиса, построенного по данным временной реализации, отвечающим первому сильному отраженному отклику на 1000–1100 мс, рисунок 4 б демонстрирует аналогичную вейвлетную функцию, рассчитанную по временному интервалу вблизи 1400 мс отражения от второго характерного горизонта.

На рисунке 5 приведены результаты построения соответствующих проекций распределения амплитуды $|W(t_0, s)|$ вейвлетного преобразования, получен-

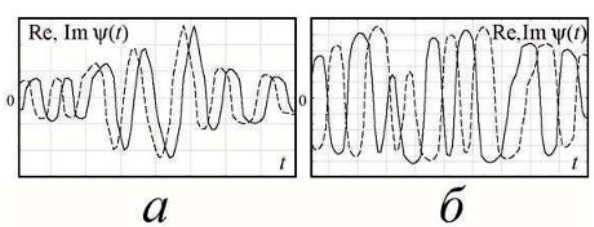
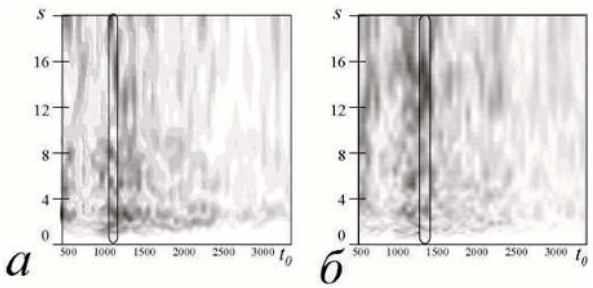


Рис. 4. Вид адаптивных численно рассчитанных вейвлетных базисов (7) на основе временного ряда из трассы ПП № 85. Параметры n и p на рисунках а и б одинаковы и выбраны равными 2 и 4, соответственно.



▲ *Рис. 5 Проекции распределения амплитуды $|W(t_0, s)|$ вейвлетного преобразования, полученные с помощью адаптивных вейвлет-базисов, для трассы ПП № 85, (а): вейвлет-базис рассчитан вблизи t_0 = 1050 мс, (б): вейвлет-базис рассчитан вблизи t0 = 1454 мс*

ных с помощью созданных адаптивных базисных вейвлетных функций, для трассы № 85. Хорошо видно, что разработанные базисы позволяют осуществить «тонкую» настройку вейвлетного преобразования на определенные волновые особенности и позволяют легко диагностировать искомые участки геофизических сигналов, а именно время прихода целевых отражений от первой и второй отражающих геологических границ.

Таким образом, вейвлетные преобразования являются мощным инструментом исследования сложных зашумленных сильно нестационарных данных, а современные мощности вычислительной техники и одноканальный подход позволяют производить обработку гигантских массивов полевых данных за весьма разумные сроки. Особый интерес вызывает тот факт, что многие созданные членами авторского коллектива методики на базе вейвлетных преобразований уже задействованы в весьма различных отраслях наукоёмких технологий – медицины, СВЧ-электроники, физической электроники и др. Общность особенностей экспериментальных сигналов, регистрируемых в самых различных условиях, делает современные методы исследования практически универсальными, позволяя продвигаться в понимании общих закономерностей природы.

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ в рамках Государственного задания высшим учебным заведениям на 2016 год в части проведения научно-исследовательских работ (СГТУ-141).

Литература

1. Пискун П.В. Программно-алгоритмическое обеспечение непрерывного вейвлетного преобразования при обработке и интерпретации геофизических полей. М.: МГУ, 2006.

2. Филатова А.Е. и др. Успехи и перспективы применения вейвлетных преобразований для анализа нестационарных нелинейных данных в современной геофизике // Изв. Вузов. Прикладная нелинейная динамика 2010. Т. 18 (3) С. 3.

3. Руннова А.Е. и др. Вейвлеты в геофизике: обработка сигналов в сейсморазведке. М.: Университетская книга, 2013.

4. Короновский А. А., Храмов А. Е. Непрерывный вейвлетный анализ и его приложения. М.: Физматлит, 2003.

5. Morlet J., Arens G., Fourgeau E., Glard D. Wave propagation and sampling theory – Part I: Complex signal and scattering in multilayered media // Geophysics. 1982. Vol. 47, № 2. PP. 203–221.

6. Foufoula-Georgiou E., Kumar P. Wavelets in geophysics. N.-Y.: Academic Press., 1994.

7. Дремин И. М., Иванов О. В., Нечитайло А. С. Вейвлеты и их применение // УФН. 2001. Т. 171, № 5. С. 465–501.

8. Euskai M. B., Beylkin G., Coifman E. et al. Wavelets and their applications and data analysis. Boston, Jones and Bartlett, 1992.

9. Новиков Л. В. Адаптивный вейвлет-анализ сигналов // Научное приборостроение. 1999. Т. 9, № 2. С. 47–56.

10. Гусев В.А., Короновский А.А., Храмов А.Е. Применение адаптивных вейвлетных базисов к анализу нелинейных систем с хаотической динамикой // Письма в ЖТФ. 2003. Т. 29, № 18 С. 61–69.

Проблемы квалиметрии сейсморазведочных данных

Череповский А.В., Шехтман Г.А.

Квалиме́трия – научная дисциплина, предметом которой являются количественные методы оценки качества продукции. Термин предложен группой советских учёных в 1968 г.
Википедия

Введение

Полевой контроль качества (ПКК) рассматривается в сейсморазведочной отрасли как обязательный инструмент, позволяющий определить, удовлетворяют ли первичные данные требованиям заказчика, работает ли регистрирующая система в пределах допусков, установленных изготовителем оборудования и соблюдаются ли параметры системы наблюдений, предусмотренные «Геологическим заданием» заказчика. В геологических заданиях на проведение полевых сейсморазведочных работ обычно указывается, что подрядчик должен обеспечить оперативный ПКК первичных материалов (на полевом ВЦ или, по согласованию с заказчиком, на стационарном ВЦ при условии регулярной поставки полевых материалов в установленные сроки). После завершения полевых работ комиссия заказчика проводит окончательную оценку и приёмку первичных материалов сейсморазведочных работ.

Исчерпывающие количественные оценки качества данных наземной и скважинной сейсморазведки (квалиметрия) крайне необходимы в связи с повышением сложности и точности задач, использующих тонкие кинематические и динамические характеристики сейсмических записей. Сама по себе оценка точности параметров, полученных при интерпретационной обработке, нередко является непростой задачей, однако взаимосвязь этой точности с качеством материалов, поступающих на вход системы обработки, очевидна.

Квалиметрия в сейсморазведке издавна оперирует таким привычным для сейсморазведчиков параметром, как отношение сигнал/помеха (С/П). Сразу же возникает вопрос – что отнести к сигналу, а что считать помехой? Если под помехой подразумевать нерегулярные шумы, регистрируемые до начала сейсмической записи, вызванной приходом первой волны от искусственного источника сейсмических колебаний, то в наземной сейсморазведке всё намного однозначнее. Хуже обстоит дело в методе вертикального сейсмического профилирования (ВСП), поскольку после первых вступлений в нем могут регистрироваться не только полезные волны и регулярные волны-помехи, но и помехи технического характера (технические помехи), обусловленные конструкцией скважины и качеством прижима скважинных приборов к стенке скважины. Поэтому грамотная оценка величины С/П требует умения выделить в поле регулярных волн, регистрируемых после вступления первой волны, те волны и помехи, которые не являются информативными. В методе ВСП опять-таки волны, выступающие в качестве помех в одном случае, считаются полезными в другом – речь идет здесь, в основном, о гидроволнах, которые могут содержать ценнейшую информацию о проницаемости продуктивных пластов.

1. Квалиметрия в наземной сейсморазведке

ПКК в наземной сейсморазведке предполагает расчет большого количес-

тва показателей и параметров, относящихся к 1) сейсмоисточникам и регистрирующему оборудованию, 2) регистрируемым данным и 3) технологиям и процедурам полевых работ. Одна только квалиметрия сейсмических данных зачастую включает оперативную оценку 20 и более атрибутов, наиболее распространенными из которых являются уровень микросейсм и отношение энергии (или среднеквадратических амплитуд) записи в выбранном супервайзером целевом окне к энергии микросейсм.

Высокий уровень микросейсм (при сильном ветре или дожде) и, соответственно, низкое отношение С/П, по-прежнему приводят к значительным простоям сейсмопартий или перестрелам. Любопытно то, что пороговые значения этих простых количественных показателей остаются неизменными многие десятилетия, несмотря на то, что сейсморазведка 3D постоянно развивается и видоизменяется. Кратность наблюдений за последние 30-40 лет повысилась от 6-12 до 100-120, а это значит, что степень подавления случайных помех (пропорциональная квадратному корню из кратности суммирования) в результате суммирования по ОГТ повысилась более чем в три раза. При переходе на новый (пятый) технологический уровень сейсморазведки МОГТ (Череповский, 2014), характеризующийся высокой плотностью трасс на кв.км (1 миллион и больше) и широкой или полной азимутальностью, кратность по ОГТ в стандартном бине (25х25 м) увеличивается до 3000 или даже до 4000. Соответственно, степень подавления случайных помех повышается в десятки раз. Означает ли это, что при высокой плотности и кратности наблюдений полевым партиям можно больше не беспокоиться об уровне микросейсм и полностью полагаться на этап шумоподавления при обработке данных? Конечно, ответ на этот вопрос могут дать только опытно-методические работы (ОМР) по одной или нескольким предполагаемым методикам высокоплотных наблюдений и последующая полная обработка массивов данных.

На рис.1 (слева) приведен пример очень зашумленной коррелограммы, полученной с маломощным пьезовибратором. Но если воздействие повторить на этой же точке 1280 раз, то накопленная сейсмограмма приобретает достаточно высокое качество (справа). Если речь идет не о синхронном накапливании, а о суммировании трасс высокоплотных наблюдений МОГТ, то эффект шумоподавления будет гораздо сильнее благодаря ослаблению не только микросейсм, но и многих типов волн-помех.

Таким образом, пороговые значения

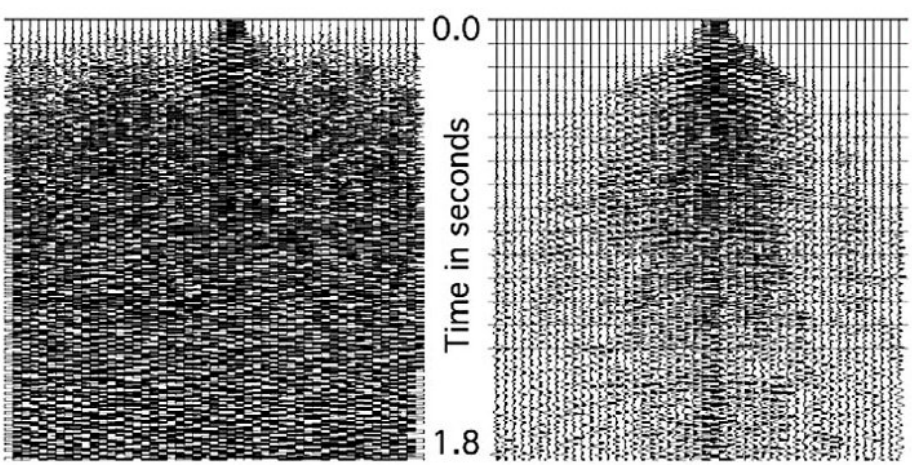


Рис. 1. Коррелограммы, полученные с маломощным пьезовибратором и свип-сигналом длительностью 26 с. Слева показан результат одиночного воздействия, а справа – синхронное накапливание 1280 воздействий. Из журнала: "The Leading Edge", June 2001.

обсуждаемых параметров ПКК должны выбираться заказчиками гибко, с учетом методик возбуждения и регистрации сигнала, плотности трасс на кв.км, графа последующей обработки (а именно набора процедур шумоподавления) и решаемых геологических задач. Традиционные (фиксированные) количественные оценки качества исходных записей, такие как уровень микросейсм до первых вступлений и расчёт отношения С/П в двух прямоугольных окнах (до первых вступлений и после них), не характеризуют действительное качество высокоплотных сейсморазведочных материалов, особенно с одиночными источниками и приемниками (Череповский, 2015). Более того, в недавних зарубежных публикациях (Lansley, 2013) ставится вопрос довольно неожиданного плана: «А нужен ли вообще контроль качества данных?». При этом вопрос относится именно к исходным данным при современных высокоплотных наблюдениях. Разумеется, оперативный контроль качества сейсмоисточников, регистрирующей аппаратуры и технологий полевых работ вовсе не отменяется, а наоборот, расширяется и приобретает еще большее значение.

Современные регистрирующие системы сохраняют большой объём информации, которая может изменить взгляд на привычный ПКК. Возможности регистрирующих систем позволяют резко повысить информированность супервайзеров и специалистов нефтегазовых компаний, а также контролировать параметры регистрации совместно с геофизиками полевых партий. С использованием спутниковых навигационных систем (GPS и/или ГЛОНАСС) и географических информационных систем, текущую полевую информацию можно анализировать как во временной, так и в пространственной области, чтобы установить, связаны ли наблюдаемые в регистрируемых данных отклонения с изменениями сейсмогеологических условий или с методикой работ, погодой и другими факторами, меняющимися во времени.

Новые возможности предоставляет и широкополосный Интернет, подключаемый ко многим современным системам ПКК. Все атрибуты, которые обычно рассчитываются в кабине оператора сейсмостанции, теперь можно передавать на базу полевой партии, в офис заказчика или на вычислительный центр и анализировать их дистанционно. Расширенные возможности ПКК в современных регистрирующих системах можно использовать, чтобы улучшить три основных момента, относящихся к качеству полевых работ.

1.1 Своевременное обслуживание и повышение эффективности.

Первый пример преимуществ современных систем ПКК относится к вибропартиям. Обычно в контракте на выполнение полевых работ предусмотрен такой показатель, как максимальное фазовое расхождение между записанным толкающим усилием и опорным (пилотным) сигналом. Средние и пиковые фазовые погрешности, как и средние и пиковые гармонические искажения и средний и пиковый уровни толкающего усилия для каждого свип-сигнала каждого вибратора рассчитываются и записываются вместе с географическими координатами и временем по ГНСС.

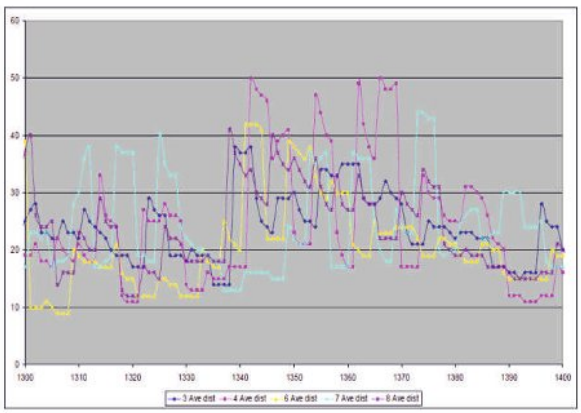
Сравнивая показатели вибраторов друг с другом, можно выявить аномалии в изменении того или иного атрибута со временем и обнаружить причины этих изменений до того, как они выйдут за рамки заданных пороговых значений. Отдельный вибратор, параметры которого сильно отличаются от параметров

других вибраторов в группе или на всей площади работ, может быть исключён из производственных работ и отправлен на внеплановую проверку до того, как упадёт качество сейсмических данных или сломается один из его механических узлов. На рис.2 представлены графики пиковых фазовых погрешностей для группы из 5 вибраторов. Из этого рисунка ясно, что у 4-х вибраторов пиковые фазовые погрешности, в основном, не превышают ± 5 градусов, в то время как у пятого вибратора погрешности иногда превышают 10 градусов. У этого вибратора есть заметный сдвиг в сторону положительных фазовых погрешностей. Если согласно договора в этой партии фазовые погрешности не должны превышать 10 градусов, то на данную особенность можно было бы не обращать внимания. Но в данном случае приведённые графики стали основанием для возврата вибратора на базу партии для внеочередного обслуживания.

Другой пример показан на рис.3. В этом случае у всех пяти вибраторов, работавших в одной группе, наблюдалось увеличение гармонических искажений в одно и то же время, и уровень искажений вернулся к прежнему уровню

▼ *Рис. 2. Пиковые фазовые погрешности (в градусах) для отдельных вибраторов в группе. У пятого вибратора есть заметный сдвиг в сторону положительных фазовых погрешностей до 10 градусов.*





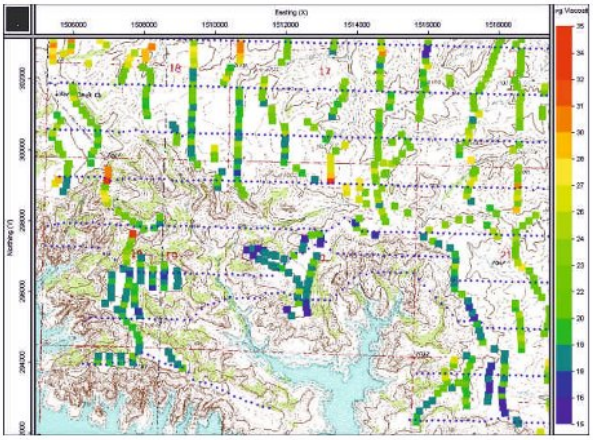
▼ *Рис. 3. Средние гармонические искажения (в процентах) для отдельных вибраторов в группе. У всех пяти вибраторов, работающих в одной группе, наблюдалось увеличение гармонических искажений в одно и то же время.*

примерно через 50 виброточек. Поскольку в этом случае все вибраторы вели себя одинаково, анализ их положения на местности показал, что эти изменения были связаны с поверхностными и приповерхностными условиями, и для соблюдения контрактных требований нужно было изменить параметры возбуждаемого свип-сигнала или применить специальные процедуры на этапе обработки данных.

Для партий, использующих взрывной источник, вынос вертикальных времён на карту может помочь в выявлении региональных изменений в ЗМС и затем использоваться при построении модели ВЧР для расчёта статпоправок на этапе обработки. Аномальные вертикальные времена могут свидетельствовать о подрыве заряда выше проектной глубины или недобурах.

1.1 Картирование геофизических атрибутов

Помимо контроля фазы и амплитуды толкающего усилия, супервайзер может рассчитывать вязкость и жёсткость грунта под опорной плитой вибратора для каждого свип-сигнала (при использовании современных систем управления



▲ *Рис. 4. Значения средней вязкости грунта под опорной плитой вибратора, вынесенные на топооснову.*

виброисточниками, таких как VE464) и выносить полученные значения на топооснову (рис.4). Вязкость и жёсткость грунта использовались для оценки скоростей распространения продольных волн в приповерхностных слоях на глубинах до 50 м. Поскольку съёмки выполнялись с очень высокой плотностью виброточек на кв. км, была получена хорошая статистика для оцениваемых скоростей.

На тех площадях, где предполагается выполнять анализ амплитуд как функций удалений (AVO) и азимутов (AVA), очень важно анализировать фактическое распределение кратности, удалений и азимутов. Из-за пропусков пунктов приёма и возбуждения в пределах запретных зон нужно оперативно оценивать, будут ли распределения удалений и азимутов в полученных данных достаточно хорошими для применения процедур AVO и AVA. Система контроля качества на регистрирующей станции должна рассчитать, какое снижение кратности наблюдается из-за бракованных трасс, пропусков и других проблем. Для того, чтобы убедиться, что полученные данные соответствуют требованиям, предъявляемым Заказчиком при обработке и интерпретации данных, необходимо оперативно сравнивать карты плановой и фактической кратности и анализировать распределения удалений и азимутов.

1.1 Анализ результатов опытных работ.

Перед началом новой съёмки вибросейсмическая партия обычно выполняет ОМР с целью подбора диапазона частот свип-сигнала, его длительности, количества накоплений, количества вибраторов в группе и т.д. – опять-таки, для увеличения отношения С/П на исходных данных. Раньше для анализа результатов ОМР представители заказчика и подрядчика вынуждены были выезжать в поле и тратить на это значительное время. Анализ и обработка данных, как правило, выполнялись на полевом вычислительном центре на базе партии. В последние годы эти процедуры выполняются с помощью обрабатывающих комплексов, соединённых с регистрирующей системой или встроенных в неё.

Располагая широкополосным Интернетом и высокой степенью защиты информации, можно не тратить время супервайзеров на частые выезды в поле. Теперь различные изображения, графики и сами данные можно передавать для анализа и предобработки (регулировка амплитуд, фильтрация и т.п.) в различные удалённые офисы.

Программное обеспечение, связывающее клиентский компьютер на сейсмостанции и компьютер пользователя, может быть установлено на любом компьютере с операционной системой Windows или Linux. Такое соединение защищено именем пользователя и паролем, предоставляемым администратором сервера (обычно это оператор сейсмостанции). Перед отправкой сейсмическая информация сжимается до 100 раз с помощью запатентованных алгоритмов. Программное обеспечение

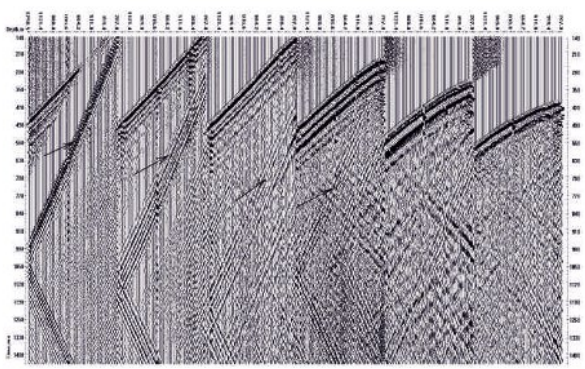
клиента включает богатые возможности: графический интерфейс пользователя (GUI) с такими же функциями, что и в кабине оператора (выбор трасс и масштаба их визуализации, фильтрация, АРУ и др.), настраиваемое разрешение экрана независимо от настроек в кабине оператора; браузер для обмена письмами и файлами с администратором.

Такая система контроля качества с передачей заказчику сжатой сейсмической информации и соответствующих атрибутов в реальном времени уже используется в большом количестве сейсмопартий за рубежом и в России. Это особенно полезно для тех компаний, которые ведут работы на нескольких площадях или в различных регионах, часто на больших расстояниях друг от друга.

2. Квалиметрия в методе ВСП

Сейсмические записи в методе ВСП в течение десятков лет получали (да и сейчас, как правило, получают) при помощи малоканальных зондов, добиваясь хорошей повторяемости записей посредством применения стабильных во времени источников колебаний и путем выдерживания постоянными условий возбуждения колебаний. Однако последние десятилетия ознаменовались внедрением в практику работ многоточечных зондов ВСП. Вызванная таким «прорывом» в технических средствах эйфория у пользователей метода ВСП была обусловлена, прежде всего, появившейся возможностью за короткое время получать многоканальные записи, сокращая затраты на проведение работ и задалживание скважины. Однако через непродолжительное время наступило отрезвление. Оно было обусловлено высокой стоимостью многоточечных зондов и боязнью их потерять в скважине в случае прихвата. Как-то в стороне оставался вопрос о качестве записей ВСП, получаемых новой, в основном – зарубежной, аппаратурой. Этот вопрос, а также пути оценки качества записей при использовании любой скважинной аппаратуры метода ВСП, рассматриваются ниже.

Малоканальная трехкомпонентная аппаратура ВСП, применяемая в нашей стране и за рубежом, содержит управляемые прижимные устройства (рычаги), обеспечивающие силу прижима прибора на контакте со стенкой скважины, на порядок превышающую вес прибора. На раскрытие рычага и последующее его складывание перед перемещением на следующую точку в скважине уходит значительное время (в целом – несколько минут). Можно сократить это время, одновременно раскрывая и затем складывая рычаги у всех приборов зонда. Но когда зонд многоточечный, обеспечить таким путем хорошее качество прижима в каждой точке наблюдения становится технически трудно. Поэтому прижим осуществляют путем иных технических решений. Рассмотрим сейсмограммы ВСП, полученные 80-точечным трехком-



▲ *Рис. 5. Сейсмограмма ВСП, полученная 80-точечным зондом ВСП (Paulsson et al., 2004). Слева направо расположены сейсмограммы, полученные с увеличивающимися удалениями ПВ от устья скважины. Стрелками показана гидроволна, ослабевающая при удалении ПВ.*

понентным зондом, в конструкции которого применяют колонну гибких труб (колтюбинг) (Paulsson et al., 2004).

Можно видеть, что при небольшом удалении ПВ от скважины (рис.5, слева) регистрируется мощная гидроволна (указана стрелкой). По мере удаления ПВ эта помеха ослабевает, существенно сдвигаясь по времени на бóльшие времена. Источником гидроволны в данном случае несомненно является поверхностная волна Рэлея, воздействующая на верхнюю часть скважины. Отсутствие данных о скважине не позволяет что-либо говорить о ее конструкции. Если качество этой конструкции было подходящим для работ ВСП (т.е. цементаж затрубного пространства обсадных колонн был хорошего качества), то наличие гидроволны в данном случае свидетельствует о недостаточном усилии на контакте скважинных приборов со стенкой скважины.

К сожалению, к настоящему времени в методе ВСП отсутствуют пакеты программ, позволяющие объективно и своевременно оценить качество получаемых записей, внимание к которому давно приковано в нашей стране и за рубежом [1, 5, 6, 8]. Операторы, оценивающие качество записей в процессе проведения работ на скважине, принимают в учет лишь монтажи, компонуемые из записей, полученных вертикальными приборами зонда (z-компонента). Но даже и после завершения работ оценка качества записей, полученных различными компонентами зонда, далека, мягко выражаясь, от совершенства. Опирается такая оценка, как правило, на формальную возможность регистрировать в методе ВСП область отсутствия сигнала до вступлений полезных волн и волновое поле, регистрируемое в последующей части записи непосредственно после этих вступлений. Процесс подобной оценки качества записей ВСП, осуществляемой автоматически, причем с использованием для количественной оценки лишь одного параметра – интенсивности записи, вовсе не учитывает тот непреложный факт, что сразу же после вступлений могут наблюдаться не полезные волны, а технические помехи, обусловленные различными причинами. Так что, отношение интенсивности записи, регистрируемой после вступлений прямой волны, к интенсивности шумов, регистрируемых до вступлений, может вовсе не соответствовать количественной оценке отношения С/П. Имеются примеры того, как на этапе приемки материалов с оценкой «отлично» принимались записи горизонтальных компонент зонда, которые в самый раз следовало бы оценить как брак (Шехтман, Нарский, 2011). Получилось это именно оттого, что для автоматической оценки качества записей использовали только что описанный критерий.

На сегодняшний день наиболее слабым звеном при оценке качества записей ВСП, особенно записей на горизонтальных компонентах скважинных приборов, является количественная оценка, т.е. квалиметрия. С точки зрения качественной оценки записей больших проблем не видно.

В процессе разработки алгоритмов квалиметрии данных ВСП были использованы подходы, ранее опробованные для оценки качества материалов наземной сейсморазведки. Основные идеи реализованной методики состоят в следующем (Шехтман, Нарский, 2011).

Квалиметрия выполняется в 2 этапа. На первом этапе по серии параметров оценивается каждая сейсмическая

трасса. На втором этапе эти параметры анализируются с помощью статистических методов, после чего выделяется средний для объекта уровень помех, который считается некоторой объективной реальностью, связанной с условиями проведения сейсмических работ. Отбраковке подлежат сейсмические трассы, оцениваемые параметры которых или значительно хуже среднего уровня, или хуже наперед заданного порогового значения, причем это значение должно характеризовать заведомо бракованный материал (например, уровень шумов многократно превышает уровень полезного сигнала).

При попытке перенести эту методику на квалиметрию данных ВСП столкнулись с рядом проблем, связанных со спецификой решаемой задачи. Во-первых, при оценке качества наземных сейсмических работ задача толкования помех с помощью вычислительных процедур просто не решалась. Это полностью отдавалось на откуп геофизику, а в задачу автоматизированной системы квалиметрии входило разграничение сейсмических трасс на кондиционные и бракованные. Технические помехи (трубная волна, вибрационная трубная волна, гидроволна) характеризуются комплексом признаков, и для их опознавания в автоматизированном режиме необходимо анализировать сочетания оцениваемых параметров, когда ни один из параметров не свидетельствует однозначно о наличии помехи определенного типа. Во-вторых, на материалах ВСП помеха часто коррелируется с полезным сигналом, т.к. полезные сейсмические волны возбуждают колебания зонда или обсадной колонны. В наземной сейсморазведке корреляционные связи между полезным сигналом и помехой встречаются крайне редко, и такие зависимости при разработке процедур анализа качества не учитывались. Наконец, результаты ВСП представлены существенно меньшим объемом информации по сравнению с наземными сейсмическими работами, что снижает устойчивость статистических оценок.

Все эти обстоятельства потребовали пересмотра набора параметров, с помощью которого оцениваются отдельные трассы ВСП, а также способов анализа этих параметров. В настоящий момент сложился следующий набор элементарных параметров для квалиметрии трасс ВСП (Шехтман, Нарский, 2011):

1. Средняя мощность (интенсивность) записи до прихода прямой волны. Это информативный параметр, используемый для оценки отношения С/П. Этот параметр был несколько модифицирован для записей ВСП с вибратором. Интенсивность части записи, расположенной до прихода продольной волны, после корреляции виброграммы с опорным сигналом (свипом) обусловлена интенсивностью побочных максимумов функции взаимной корреляции (ФВК). Ясно, что присутствие на записях квазисинусоидальных помех довольно отчетливо проявится и на интенсивности побочных экстремумов ФВК в виде их повышенных значений – выскоков на фоне осредняющей кривой, отображающей зависимость этого параметра от глубины. Подобные же закономерности наблюдаются и при использовании вибратора в наземных сейсмических работах, где природа выскоков будет уже иной. Таким образом, зашумленными являются те трассы, мощность записи на которых до прихода продольной волны существенно превышает уровень аппроксимационной прямой.

2. Средняя мощность записи в окне, расположенном после прихода прямой

волны. При выборе широкого окна данный параметр фиксирует, прежде всего, вибрационную трубную волну и собственные колебания зонда при плохом его прижатии, т.к. эти помехи затухают медленнее полезных сейсмических волн.

3. Преобладающая частота спектральной оценки трассы. Используется для обнаружения вибрационной трубной волны. Разные участки обсадной колонны «звенят» с разными частотами, поэтому изменение частоты спектра с максимальными энергиями колебаний по глубине используют для оценки наличия трубной волны.

4. Коэффициент квазисинусоидальности трассы. Параметр, характеризующий концентрацию энергии трассы в узком диапазоне частот, т. е. степень близости трассы к синусоиде. Самые большие величины этого параметра достигаются при регистрации собственных колебаний зонда в горизонтальной плоскости. Трубные волны также характеризуются повышенными значениями данного коэффициента по сравнению с незашумленными трассами.

Процедуры выделения разных типов помех построены на использовании комбинаций описанных формальных параметров.

Вибрационная трубная волна обнаруживается по сочетанию следующих признаков:

- преобладающая частота спектральной оценки трассы стабильна для интервала глубин, на котором наблюдается вибрация колонны;

- повышенная средняя мощность трассы в широком окне после прихода прямой волны – вибрационная трубная волна затухает относительно медленно;

- повышенный коэффициент квазисинусоидальности трассы;

- повышенная средняя мощность трассы до прихода прямой волны (проявляется не всегда).

Для обнаружения гидроволны используют следующие признаки:

- постоянная величина скорости гидроволн в обсаженной скважине в априорно известном диапазоне скоростей;

- большая интенсивность гидроволн на вертикальной компоненте по сравнению с горизонтальными компонентами.

Наконец, качество прижима зонда к стенкам скважины (наличие собственных колебаний зонда в горизонтальной плоскости) оценивают по набору следующих признаков:

- очень высокий уровень квазисинусоидальности трассы;

- повышенная средняя мощность трассы в широком окне после прихода прямой волны – колебания зонда затухают относительно медленно;

- значительное преобладание амплитуды собственных колебаний на горизонтальных компонентах по отношению к вертикальной.

Таким образом, использование особенностей технических помех позволяет обоснованно выделять интервалы вертикального профиля, содержащего эти помехи. Сопоставление этих интервалов с соседними интервалами, свободными от помех, дает возможность количественно оценить отношение С/П.

Представляет значительный интерес оперативное решение вопроса о том, какова причина появления на записях ВСП технических помех, - обусловлены ли они конструкцией скважины или они вызваны плохим контактом скважинного прибора со стенкой скважины. Ведь в зависимости от ответа на этот вопрос принимаются совершенно разные решения. Если исполнитель никак не может повлиять на качество записей, т.к. оно

Введение

Полевой контроль качества (ПКК) рассматривается в сейсморазведочной отрасли как обязательный инструмент, позволяющий определить, удовлетворяют ли первичные данные требованиям заказчика, работает ли регистрирующая система в пределах допусков, установленных изготовителем оборудования и соблюдаются ли параметры системы наблюдений, предусмотренные «Геологическим заданием» заказчика. В геологических заданиях на проведение полевых сейсморазведочных работ обычно указывается, что подрядчик должен обеспечить оперативный ПКК первичных материалов (на полевом ВЦ или, по согласованию с заказчиком, на стационарном ВЦ при условии регулярной поставки полевых материалов в установленные сроки). После завершения полевых работ комиссия заказчика проводит окончательную оценку и приёмку первичных материалов сейсморазведочных работ.

Исчерпывающие количественные оценки качества данных наземной и скважинной сейсморазведки (квалиметрия) крайне необходимы в связи с повышением сложности и точности задач, использующих тонкие кинематические и динамические характеристики сейсмических записей. Сама по себе оценка точности параметров, полученных при интерпретационной обработке, нередко является непростой задачей, однако взаимосвязь этой точности с качеством материалов, поступающих на вход системы обработки, очевидна.

Квалиметрия в сейсморазведке издавна оперирует таким привычным для сейсморазведчиков параметром, как отношение сигнал/помеха (С/П). Сразу же возникает вопрос – что отнести к сигналу, а что считать помехой? Если под помехой подразумевать нерегулярные шумы, регистрируемые до начала сейсмической записи, вызванной приходом первой волны от искусственного источника сейсмических колебаний, то в наземной сейсморазведке всё намного однозначнее. Хуже обстоит дело в методе вертикального сейсмического профилирования (ВСП), поскольку после первых вступлений в нем могут регистрироваться не только полезные волны и регулярные волны-помехи, но и помехи технического характера (технические помехи), обусловленные конструкцией скважины и качеством прижима скважинных приборов к стенке скважины. Поэтому грамотная оценка величины С/П требует умения выделить в поле регулярных волн, регистрируемых после вступления первой волны, те волны и помехи, которые не являются информативными. В методе ВСП опять-таки волны, выступающие в качестве помех в одном случае, считаются полезными в другом – речь идет здесь, в основном, о гидроволнах, которые могут содержать ценнейшую информацию о проницаемости продуктивных пластов.

1. Квалиметрия в наземной сейсморазведке

ПКК в наземной сейсморазведке предполагает расчет большого количества показателей и параметров, относящихся к 1) сейсмоисточникам и регистрирующему оборудованию, 2) регистрируемым данным и 3) технологиям и процедурам полевых работ. Одна только квалиметрия сейсмических данных зачастую включает оперативную оценку 20 и более атрибутов, наиболее распространенными из которых являются уровень микросейсм и отношение энергии (или среднеквадратических амплитуд) записи в выбранном супервайзером

Некоторые современные возможности и особенности полевого контроля качества сейсмического материала

Демидов Н.И., Иоспа В.М., компания Геофизинжиниринг

Введение

Контроль качества сейсмического материала в практике полевых сейсморазведочных работ применяется в нашей стране уже достаточно давно. Одним из пионеров этого движения является компания «Геосейсконтроль», генеральный директор которой Закариев Ю. М. совместно с Рябошапко С. М. подробно изложили историю вопроса в своей статье «Служить супервайзером – суть профессии».[1] Много внимания контролю качества полевых работ со стороны заказчика уделил и В. И. Логовской, работая в разных нефтегазовых компаниях. [2, 3]. Вместе с тем, эта тема продолжает интересовать геофизическую общественность, поскольку, с развитием научно-технического прогресса, идет постоянное совершенствование полевых методик сбора данных, постоянно развиваются технические средства возбуждения и регистрации, программы обработки и интерпретации, все больше расширяются возможности сейсмического метода исследования недр.

Как следствие этого процесса изменяются и представления о месте, способах и параметрах контроля качества полевого сейсмического материала при производстве сейсморазведочных работ. Диапазон мнений о способах контроля сейсмического материала является достаточно широким – от преобладания визуального контроля, даже в случае 3000-4000 канальных сейсмограмм, до полного отказа от контроля при высокоплотных, сверхмногоканальных наблюдениях. Очевидно, что многое действительно зависит от технических возможностей сейсмической партии, плотности наблюдений, поставленных задач.

Подавляющее большинство специалистов, публикующих работы о контроле качества сейсмического материала, указывают на субъективность визуального контроля качества и затруднительность его использования при современном количестве активных каналов в приемной расстановке. Предлагаются статистические методы оценки качества и методы, основанные на анализе атрибутов качества сейсмической записи. При высокоплотных работах с применением конвейерной технологии, одиночных датчиков и сверхмногоканальных приемных расстановок, основной упор делается не на контроль сейсмического материала, а на жесткий контроль технологии работ и соблюдении допусков в работе вибраторов и регистрирующей аппаратуры. Подобные сверхплотные наблюдения с высокой кратностью позволяют применять при последующей обработке цифровое группирование с учетом статических поправок для каждого одиночного датчика, а также различные алгоритмы адаптивной фильтрации, что приводит к существенно большей разрешенности сейсмических изображений за счет расширения спектра целевых отражений и высокого уровня подавления регулярных помех и случайного шума.

В современных российских условиях, когда количество активных каналов в расстановке редко превышает 3000, а поверхностные условия, как правило, не дают возможность применять мелкий шаг ПП/ПВ, результирующая кратность обычно не превосходит 150. Стандартный шаг между ПП в 25-50м, обусловленный, в основном, экономическими причинами и поверхностными условия-

ми, не позволяет эффективно применять последующее цифровое группирование и адаптивную фильтрацию. Кроме того, ослабление нерегулярного случайного шума, в целом, будет происходить все в том же соотношении $\sqrt{N}$, где N – кратность наблюдений при синфазном суммировании или, например, апертура преобразования при миграции.

Анализ атрибутов – основа контроля качества полевого материала

Все эти аспекты предопределяют сегодня преимущественное использование контроля качества сейсмического материала на основе анализа сейсмических атрибутов. Использованию сейсмических атрибутов посвящены многие работы [4, 5, 6], в которых рассматривались и анализировались условия применения и правомерность использования отдельных сейсмических атрибутов, предлагались разные алгоритмы оценки качества на основе атрибутов сейсмической записи.

Так, преобладающий в практике некоторых нефтяных компаний упор на оценку качества сейсмограмм по уровню случайного шума представляется неправомерным или, по крайней мере, недостаточным. А.В. Череповский в своей статье о «Полевом контроле качества на новом технологическом уровне наземной сейсморазведки» убедительно показывает, что принятый в практике сейсморазведочных работ критерий отбраковки по уровню случайного шума (уровню микросейсм) недостаточен и должен быть увязан с уровнем амплитуд целевых отражений. Фактически заказчика и подрядчика интересует соотношение С/П на конкретной площади работ с конкретным полевым оборудованием, используемым данным подрядчиком. В частности, как отмечается в статье, соотношение С/П сильно зависит от типа сейсмоприемников и их соединения. «При использовании сейсмоприемников с разной чувствительностью, разными АЧХ, разных групп и электрических соединений, необходим тщательный анализ получаемого отношения сигнал/помеха и выбор адекватных пороговых значений». Очевидно при этом, что анализ амплитуд целевых отражений (или уровень сигнала) должен выполняться вне конуса поверхностных волн, в интервале удалений максимально свободном от регулярных волн-помех. Очевидно также, что должен учитываться и характер задач, поставленных перед конкретными сейсморазведочными работами.

Наряду с традиционными работами по контролю качества сейсмического материала, выполняющимися на базе полевой партии, в настоящее время все больший интерес вызывают возможности контроля качества сейсмограмм в процессе их регистрации на с/станции, т. е. в режиме реального времени. Такой контроль, по существу, представляет мониторинг базовых параметров качества, указанных в ТЗ заказчика, либо принятых у исполнителя для «внутреннего» контроля. Он позволяет оперативно вносить изменения в параметры возбуждения, принимать решение о перестреле ФН, либо о приостановке/возобновлении работ в связи с изменяющимися, например, погодными, условиями. Использование мониторинга базовых параметров качества позволяет производственным организациям, во-первых, повышать производительность и, во-вторых, добиваться повышения качества сейсмического материала без увеличения времени выполнения работ.

В последнее время ведущими Российскими геофизическими компаниями все более активно используется новая техно-

логия сбора сейсмической информации на основе применения современного оборудования для бескабельной телеметрии с модулями-накопителями данных. Помимо других преимуществ бескабельной регистрации, следует отметить возможность получать высокоплотные, высокоразрешенные, полноазимутальные сейсмические данные. Вместе с тем, отсутствие возможности мониторинга качества сейсмических данных в реальном времени, определяет некоторые особенности этой технологии. Несмотря на ограниченный пока опыт работ с использованием технологии бескабельной телеметрии и модулей – накопителей, можно с большой долей уверенности говорить о том, что полевой контроль качества и для нее остается актуальным.

В настоящей статье рассмотрены отдельные примеры полевого контроля качества при:

- мониторинге качества сейсмического материала в режиме реального времени при работах с вибраторами;

- полевых работах с использованием бескабельной телеметрии для оценки качества сейсмических данных после завершения определенного этапа полевых работ.

В обоих случаях контроль качества полевых данных выполнялся с использованием программного комплекса SPW-3-Field компании Parallel Geoscience.

Критерии атрибутного контроля качества и его организация в системе SPW-3-Field

Как уже отмечалось выше, содержание атрибутного контроля качества полевых данных с течением времени меняется, однако, как показывает практика полевых работ, выработался и некий стандарт оценки качества сейсмограмм, который включает расчет следующих атрибутов сейсмической записи:

- количество зашумленных трасс/ /процент зашумленных трасс;
- среднеквадратический уровень микросейсм;
- среднеквадратический уровень амплитуд в интервале целевых горизонтов;
- отношение сигнал/помеха в различных вариациях:
  - сигнал/микросейсмы;
  - сигнал/поверхностные волны;
- доминирующая частота;
- ширина спектра.

В зависимости от задач и/или типа применяемой технологии съемки, сейсмогеологии района - один из перечисленных атрибутов принимается за базовый, а остальные носят вспомогательный характер или вовсе не используются в процессе полевого контроля качества.

Программный комплекс SPW-3-Field может быть установлен на любой компьютер с ОС Windows. Он эффективно использует возможности распараллеливания вычислений современных многоядерных систем, что позволяет получать результаты расчетов атрибутов качества в режиме реального времени, не сдерживая скорость работы сейсмической партии.

В одном задании на обработку могут быть включены все процедуры расчета атрибутов сейсмической записи, принятые для конкретного проекта. При этом, обеспечивается возможность контроля как по каждому атрибуту отдельно, так и по нескольким атрибутам одновременно. Например, некондиционной может быть признана сейсмограмма при условии, что количество отбракованных по разным артибутам трасс превосходит заданные пороговые значения.

Каждая процедура записывает рассчитанное значение атрибута в назначенное слово заголовка трассы, создает

текстовый файл значений атрибутов, а также имеет возможность построения карты атрибута, в том числе, в режиме реального времени.

Контроль качества сейсмических данных в режиме реального времени

Описанная выше организация атрибутного контроля качества данных в системе SPW-3-Field позволяет использовать ее возможности не только для анализа качества полученного сейсмического материала на базе партии, но и применять для мониторинга ключевых атрибутов непосредственно на сейсмостанции, в процессе отстрела, в режиме реального времени, для того, чтобы отслеживать их изменения и принимать необходимые решения в случаях, когда значения атрибутов выходят за заданные рамки.

Для решения задач онлайн мониторига компьютер с системой SPW-3-Field подключается напрямую к NAS-диску сейсмостанции по сети Ethernet. В этом случае процедура загрузки сейсмограмм сразу по завершении регистрации очередной записи моментально передает сейсмограмму на обработку. Обработанная сейсмограмма выводится на экран для визуального контроля, а если пороговые значения атрибутов превышены, то текстовая информация об этом появляется во всплывающем окне. Так же, в случае превышения пороговых значений атрибутов, включается звуковой сигнал, чтобы обратить внимание оператора на появление проблемы.

Ниже приведен пример онлайн мониторинга для выделения шума типа «Треск льда», распространенного в регионах Крайнего Севера (см. Рисунок 1а). Помехи этого типа выделяются по критерию спектрального подобия между зашумленными трассами и осредненным спектром сейсмограммы.

В случае появления на сейсмической записи шума «Треск льда», на экране монитора оператор увидит изображение сейсмограммы с выделенными помехами (см. Рисунок 1б), а также услышит звуковое предупреждение, «Внимание!

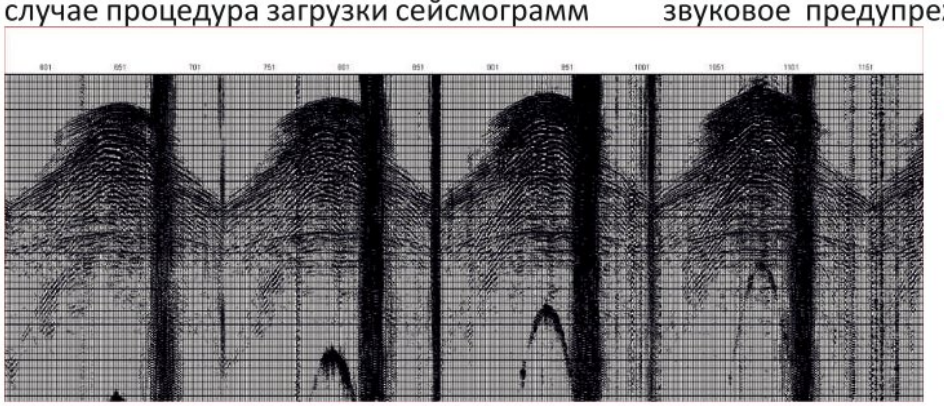


Рис. 1а. Фрагмент исходной сейсмограммы.

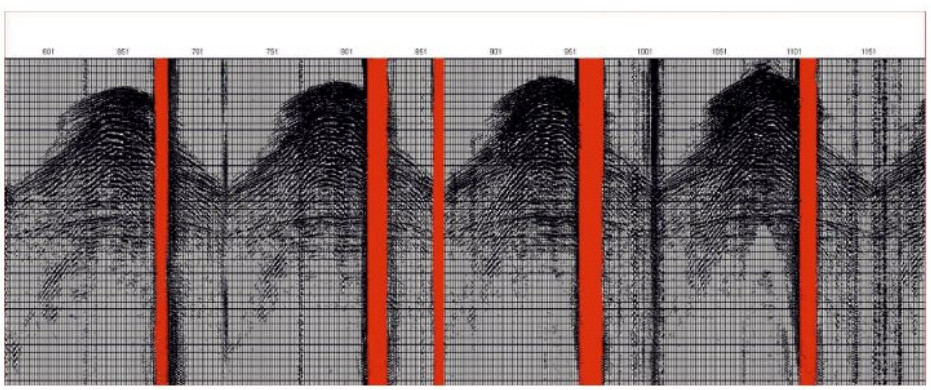


Рис. 1б. Фрагмент сейсмограммы с выделением помехи типа «Треск льда».

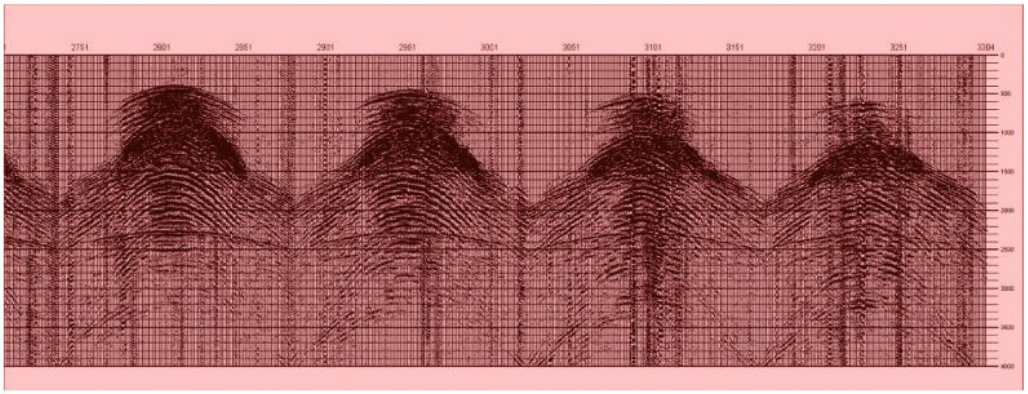


Рис. 2. Фрагмент сейсмограммы, имеющей значение С/П ниже заданного порогового уровня.

Треск льда!», которое записано в виде MP3 файла и автоматически транслируется каждый раз при появлении на сейсмозаписи этой помехи.

При мониторинге атрибута «отношение сигнал/помеха», рассчитанное значение сравнивается с заданным пороговым уровнем, и, если отношение сигнал/помеха оказывается ниже порогового уровня, то сейсмограмма на экране монитора окрашивается в розовый цвет (см.Рис. 2), во всплывающем окне появляется текстовая информация о номере проблемного рекорда и рассчитанных для него значениях атрибута (см. Рис.3), и, наконец, включается стандартное звуковое предупреждение.

Как отмечалось ранее, контроль

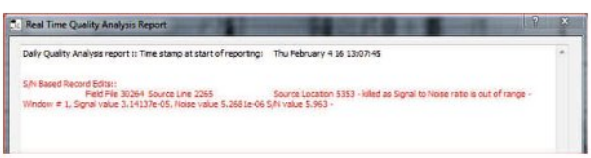


Рис. 3. Всплывающее окно с информацией о сейсмограмме, имеющей значение С/П ниже заданного порогового уровня.

качества сейсмического материала в системе SPW-3-Field может проводиться по нескольким атрибутам одновременно. Логика отбраковок может быть построена достаточно разнообразно. В частности, на рис. 4 приводится пример реализации контроля качества по трем атрибутам:

- отбраковка сейсмограмм по процен-

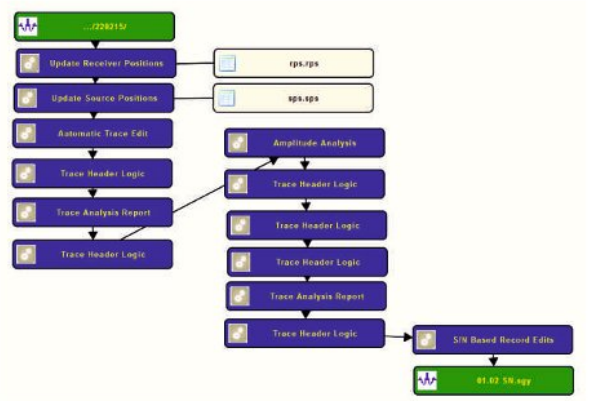


Рис. 4. Задание на контроль качества по 3-м параметрам

ту трасс осложненных помехой «треск льда»;

- отбраковка сейсмограмм по проценту трасс с повышенным уровнем микросейсм;

- контроль соотношения сигнал/помеха.

Каждая из включенных в задание процедур выдает на экран соответствующие сообщения о превышении заданных порогов, а также звуковые сигналы.

При оценке качества сейсмического материала заказчики и подрядчики нередко сталкиваются с необходимостью учета объективных факторов, понижающих качество сейсмических данных. Особенно часто эта проблема возникает при проведении съемок в промышленных районах с развитой инфраструктурой (населенные пункты, дороги, насосные станции и т.п.), а также при сильном изменении условий возбуждения в

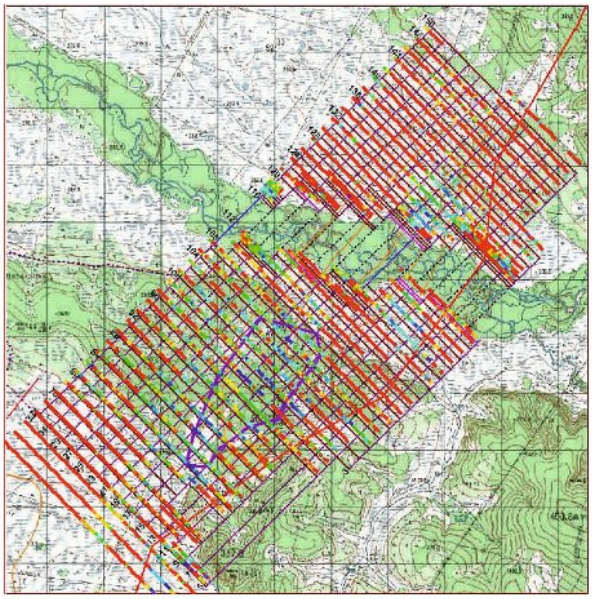
пределах одной площади работ. Для этих зон могут быть установлены более низкие пороги контролируемых атрибутов. Учет допустимого падения качества в пределах выделенных зон, в том числе и при онлайн мониторинге, в системе SPW-3-Field может осуществляться двумя способами:

- исключение стоянок приема, попавших в выделенные зоны, из расчета для всей сейсмограммы атрибута. Атрибут рассчитывается только для стоянок приема расположенных вне контуров зон.

- расчет и оценка атрибута для стоянок приема, попавших в выделенные зоны и применение к ним пониженного порогового значения. При этом задается минимально необходимое для расчета количество трасс одного ПВ, попавших в выделенные зоны. Стоянки приема, находящиеся за пределами выделенной зоны, не участвуют в расчете атрибута.

Зоны пониженного качества могут быть оконтурены в комплексах MESA или Pikeza и импортированы в систему SPW-3-Field (рис.5)

Приведенные примеры мониторинга атрибутов сейсмической записи в режиме реального времени позволяют мгновенно реагировать на изменение внешних условий,- изменение погодных условий, например, усиление ветра, или поверхностных условий возбуждения, и принимать оперативные решения: перестрелять данную стоянку возбуждения-приема с увеличением количества воздействий вибраторов на точке или приостановить работу. Существенную помощь оператору при этом оказывают значения контролируемого атрибута качества в заданных окнах, которые он видит на экране сразу по завершении регистрации ФН. Контроль качества получаемых результатов наблюдений в таком режиме ведет к повышению качества и эффективности полевых работ.



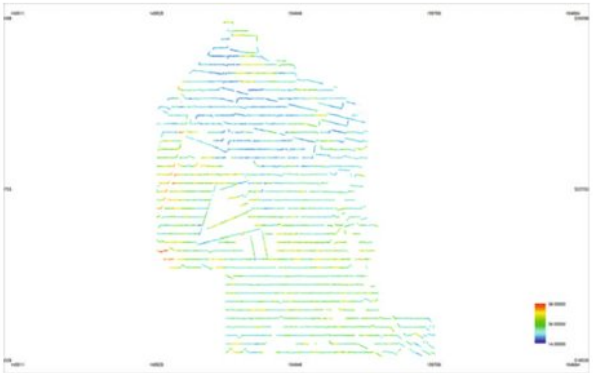
▲ *Рис. 5. Карта атрибута S/N с зоной пониженных значений (лиловый контур).*

Контроль качества сейсмических данных, полученных с помощью бескабельных систем.

Основной проблемой, с которой сталкиваются при проведении работ с бескабельной телеметрией и модулями-накопителями, является отсутствие возможности контроля сейсмических данных в процессе их регистрации. Контроль качества может быть осуществлен лишь после того, как данные считаны с модулей-накопителей по завершении определенного этапа работ. Понятно, что и в этом случае, чем быстрее будет произведен контроль качества, тем больше шансов исправить возможные допущенные оплошности. В данной ситуации, использование системы, предназначенной специально для оперативного контроля качества, представляется наиболее целесообразным.

Рассмотрим пример оперативного контроля качества сейсмических данных завершенного этапа полевых работ, выполнявшихся с использованием бескабельного полевого оборудования SERCEL Unite System.

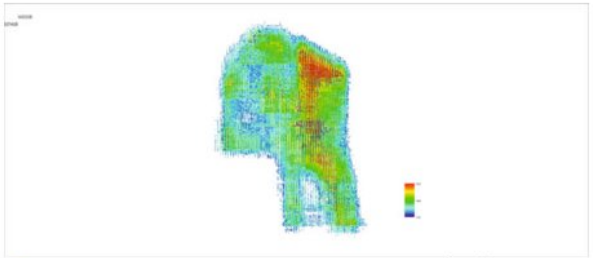
Оперативный контроль качества осуществлялся с помощью системы SPW-3-Field, установленной на 4-ядерный ком-



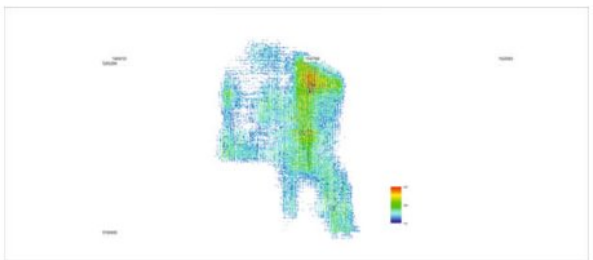
▲ *Рис. 6. Карта атрибута «доминирующая частота в зоне интереса».*

пьютер MacBookPro. В задачу контроля входило построение и анализ карт семи атрибутов сейсмической записи. На момент завершения этапа работ, после окончания считывания информации с модулей-накопителей количество зарегистрированных ФН составило 5600, при длине записи 2 500 дискретов и количестве активных каналов 3800. Для выполнения поставленной задачи было подготовлено задание на обработку полученного массива данных, которое включало процедуры расчета семи атрибутов сейсмической записи и построения соответствующих карт. Расчет и построение карт по семи атрибутам занял менее 6-ти часов. Пример карты атрибута «доминирующая частота в зоне интереса» приведен на рис 6.

Полученные карты свидетельствовали о вполне удовлетворительном качестве полевых данных. Однако, в процессе расчета атрибутов было обращено внимание на большое количество сообщений об обнаружении каналов без информации (нулевых) (см.Рис.7).



▲ *Рис. 8а. Карта кратности по файлам SPS.*

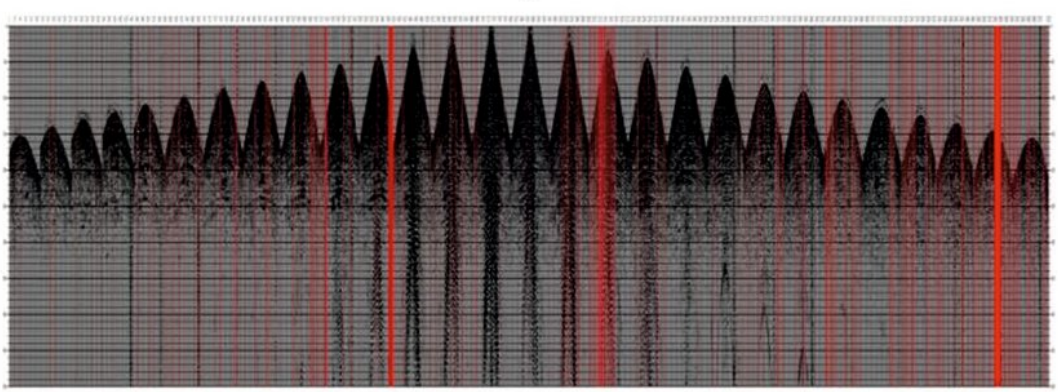


▲ *Рис. 8б. Карта кратности по заголовкам трасс.*

Сравнение карт кратности, построенных по отчетным файлам SPS (см. Рис.8а) и по заголовкам реальных трасс (см. Рис.8б), показало, их существенное различие и поставило вопрос о полноте данных, представленных для контроля.

Дальнейшая проверка показала, что вследствие сбоев аппаратуры и технических ошибок сбор данных с модулей-накопителей, работающих в автономном режиме, был проведен с потерями информации. Повторный сбор данных восполнил потери.

Как показывает практика использова-



▶ *Рис. 7. Проблема нулевых каналов.*

ния автономных бескабельных систем регистрации сейсмических данных, полнота сбора данных с модулей-накопителей является общим слабым местом и должна оперативно контролироваться.

Резюме.

Приведенные нами примеры контроля качества полевых данных подтверждают тезис о том, что с появлением новых аппаратно-технических комплексов сбора сейсмической информации и применением на их базе новых технологий, актуальность контроля качества не снижается, а лишь находит новые ниши в полевом процессе.

Литература.

1. Закариев Ю. М., Рябошапко С.М. «Служить супервайзером – суть профессии», Приборы и системы разведочной геофизики.N1, 2011

2. Логовской В. И. «Контроль и эффективность сейсморазведки», Приборы и системы разведочной геофизики, N1, 2011

3. Логовской В. И. «Роль и содержание системного подхода к сейсморазведке», Приборы и системы разведочной геофизики, N2, 2009

4. А.В. Череповский «Полевой контроль качества на новом технологическом уровне наземной сейсморазведки», Геофизика, N2,2014

5. Тищенко А. И., Жуков А. А., Тищенко И.В. « Критерии и алгоритмы оценки качества полевых сейсмозаписей». Приборы и системы разведочной геофизики, N1, 2011

6. Д.Л. Херолд, Н. И. Демидов «Полевая обработка в реальном времени и оперативный атрибутный количественный анализ качества сейсмических данных», Приборы и системы разведочной геофизики, N3, 2007

ЗАО «ГЕОСВИП»

Импульсный источник «ВОЛГАРЬ ИДД-108» в транзитных зонах Туркменистана

ЗАО «ГЕОСВИП» освоил выпуск электродинамического импульсного источника сейсмических сигналов "ВОЛГАРЬ ИДД-108», предназначенного для работ в переходной зоне - как на суше, так и на воде.

При работе источник перемещается по профилю при помощи тягача волоком или вплавь и не требует проведения дополнительных операций при переходе с суши на воду. Зарядное устройство и генераторная установка устанавливаются в кузове тягача. Первая партия из двух источников «ВОЛГАРЬ ИДД-108», приобретенная фирмой «ЮгНефтегаз», Украина, была запущена в эксплуатацию в Туркменистане в ноябре – декабре 2015 года – для сейсморазведочных работ в переходных зонах и на мелководье. Полевые испытания проводились на болотистых участках площади и на воде в прибрежной зоне - там, где использование других видов невзрывных источников сейсмических сигналов невозможно. Полученный материал показал хорошие характеристики и мощность излучаемого сигнала, и заказчик, «ЮгНефтегаз», заказал еще 11 комплектов источников, которые будут поставлены во II квартале текущего года.





Работы с источником «ВОЛГАРЬ ИДД-108» в Туркменистане

Основные технические характеристики источника «ВОЛГАРЬ ИДД-108»

Масса источника без тягача, не более, кг	2500
Суммарное пиковое усилие, тс	100
Время заряда конденсаторных батарей четырех излучателей, с (не более)	8
Напряжения питания источника В	380
Рабочее напряжение заряда емкостного накопителя энергии, В	950
Длительность воздействия, мс	2-3

ЗАО "ГЕОСВИП"
107140 Москва ул. Нижняя Красносельская, д. 4, стр. 1
Тел./Факс: +7 (499) 264-67-87, 264-66-21
E-mail: info@geosvip.ru
http://www.geosvip.ru

Элементы контроля качества морских сейсморазведочных работ с буксируемым оборудованием

Титов А.Б., Горбачев С.В., ООО «РН-Шельф-Арктика», г.Москва

Введение

Технология выполнения морских сейсморазведочных работ заключается в буксировании сейсмических кос, пневмоисточников и вспомогательного оборудования за исследовательским судном. Сложная система возбуждения сейсмических импульсов, регистрации данных, навигационного обеспечения, большое количество различного оборудования требуют тщательного контроля в процессе выполнения полевых работ.

Помимо технических факторов, на качество данных большое влияние оказывают природные факторы: погодные условия, волнение моря, поверхностные течения, низкие температуры и т.д. Особенно актуальна данная проблема на арктическом шельфе, с учетом ограниченного полевого сезона и сложной ледовой обстановки. Зачастую сейсморазведочные работы выполняются в осенние месяцы, когда погодные условия значительно ухудшаются, регистрация происходит при достаточно существенном волнении моря (более 2,5-3х метров), что повышает уровень шумов и усложняет контроль параметров буксировки забортного оборудования. На рисунке 1 представлены статистические данные по волнению моря и скорости ветра на примере акватории Печорского моря с июля по ноябрь 2015 года. Хорошо видно, что осенние месяцы характеризуются большим количеством штормовых дней, и этот фактор необходимо учитывать при планировании работ.

В совокупности технические, технологические и природно-климатические факторы влияют на качество регистрируемых данных, поэтому необходимо в процессе выполнения морских сейсморазведочных работ осуществлять постоянный контроль за работой оборудования, соблюдением спецификации регистрации данных.

Основными элементами контроля при проведении морских сейсморазведочных работ с буксируемым оборудованием являются:

- подготовка и тестирование оборудования до начала полевых работ;
- контроль и тестирование оборудования в процессе выполнения полевых работ;
- работа группы контроля качества, обеспечивающая круглосуточный анализ регистрируемых данных.

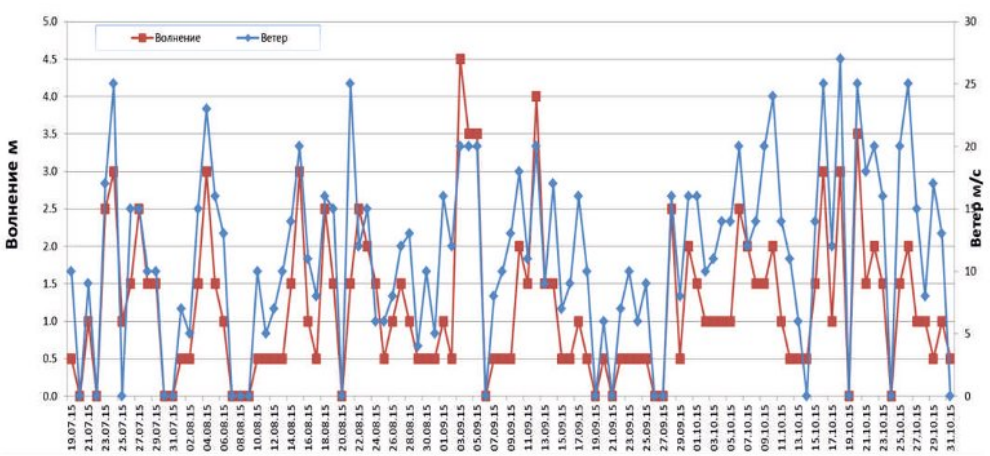


Рис. 1 . Погодные условия во время проведения морских сейсморазведочных работ в Печорском море (2015 г).

Элементы контроля группового пневмоисточника.

До начала проведения полевых работ и в процессе отстрела выполняется проверка всех элементов системы возбуждения сейсмических сигналов, которая состоит из: компрессоров, соединительных магистралей, пневмоисточников (ПИ), датчиков глубины, гидрофонов ближней зоны и т.д. Важной особенностью работы группового ПИ является стабильность излучаемого сигнала, поэтому в процессе выполнения работ большое внимание уделяется корректной работе ПИ.

Основными параметрами контроля ПИ являются:

- работа всех элементов группового ПИ;
- рабочее давление;
- глубина буксировки ПИ;
- синхронизация элементов ПИ;
- самосрабатывание;
- сепарация между линиями ПИ.

Контроль периода импульса (bubble-test). Стабильность работы ПИ зависит от корректной работы каждой отдельной пушки, поэтому до начала выполнения работ каждая пушка подлежит обязательной проверке на соответствие теоретического и практического периодов пульсации. По результатам тестов выполняется сравнение результатов измерений на соответствие установленным критериям качества (рис. 2). Допускается отклонение показателей не более 5%.

Контроль рабочего давления ПИ осуществляется при помощи датчиков давления, установленных в пределах каждой подгруппы излучателей. Мощность и число компрессоров выбирается исходя из шага ПВ с учетом уменьшения давления воздуха на ПИ из-за охлаждения в морской воде. В практике сейсмо-

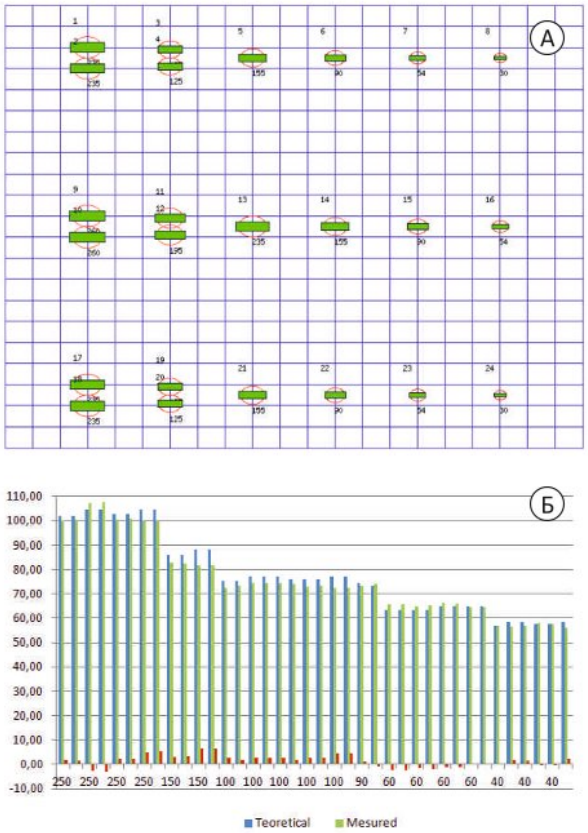


Рис. 2. Пример схемы группового пневмоисточника (А) и диаграмма сравнения теоретического и фактического периодов пульсации (Б) каждой отдельной пневмопушки (синий – теоретический, зеленый – измеренный, красный – разница).

разведочных работ рабочее давление составляет 2000 psi, допускается изменение давления не более чем на 5% (рис. 3).

Контроль глубины буксировки ПИ. Изменение глубины буксировки ПИ влияет на характеристики излучаемого сигнала, поэтому в процессе выполнения полевых работ осуществляется постоянный контроль данного параметра. На каждом конце линии источника устанавливаются датчики контроля глубины, которые регистрируют данные о глубине ПИ через равные промежутки времени. Допускается изменение в +/- 0.5 м от проектной глубины.

Контроль синхронизации ПИ осуществляется при помощи программы кон-

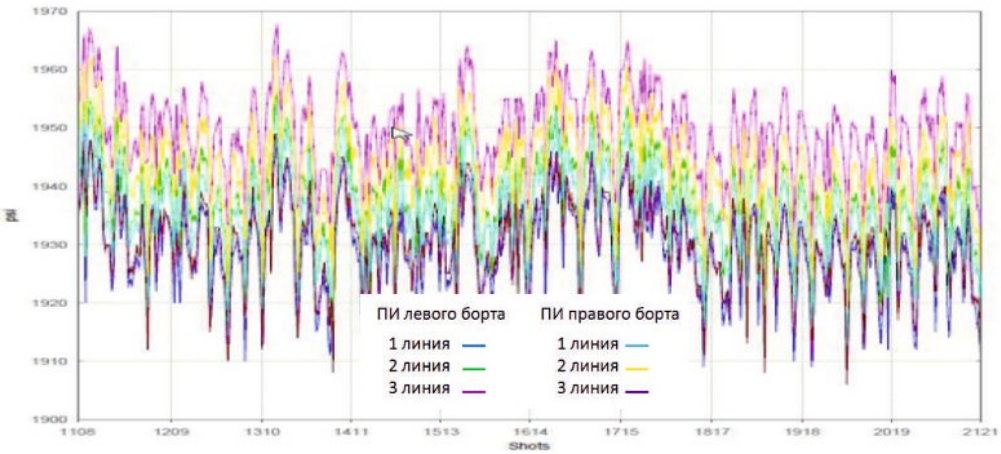


Рис. 3. Пример графика контроля давления по каждой пневмолинии в процессе отработки профиля.

троля работы ПИ. Превышение допуска синхронизации +/- 0,1 мс сказывается на форме и характеристике излучаемого сигнала, поэтому необходим постоянный контроль данного параметра.

Контроль самосрабатываний ПИ (autofire). Во время выполнения полевых работ могут возникать ошибки и сбои в работе контроллера работы ПИ, что приводит к самосрабатыванию источника, т.е. происходит наложение записи данных от предыдущего и последующего возбуждений. Такие данные являются некондиционными и подлежат отбраковке. Контроль самосрабатываний ПИ осуществляется при помощи гидрофонов ближней зоны, расположенных на источнике. Время записи должно соответствовать времени записи сейсмических сигналов. В случае обнаружений самосрабатываний ПИ выполняются работы по устранения неисправностей. На рисунке 4 представлен пример незапланированного срабатывания ПИ на времени 6 с.

Контроль сепарации между линиями ПИ осуществляется при помощи акустических пингеров, расположенных на каждой линии ПИ, по показаниям фактического расстояния между линиями. Пингеры являются частью акустической сети всего забортного оборудования.

Изменение размеров ПИ влияет на форму и характеристики сейсмического сигнала, поэтому в процессе выполнения работ необходимо соблюдение критериев изменения данного показателя в пределах установленных требований +/- 1м. В отдельных случаях, когда выполнение данного условия невозможно (постоянные сильные течения), допускается увеличение установленного параметра.

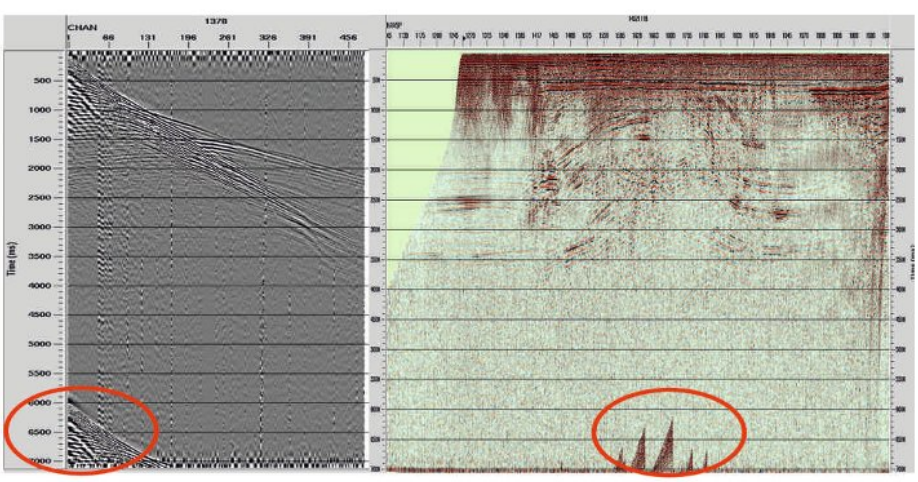


Рис. 4. Пример сейсмограммы и временного разреза с самосрабатыванием ПИ.

Элементы контроля регистрирующего сейсмического оборудования

До начало проведения полевых работ и в процессе регистрации данных выполняется проверка всех элементов сейсмической косы: секции косы (гидрофоны), датчики глубины, регуляторы глубины (птицы), концевой буй и т.д. Основными параметрами контроля сейсмических кос являются:

- чувствительность гидрофонов;
- глубина погружения;
- уровень шума;
- угол сноса косы (отклонения от заданной линии).

Контроль чувствительности гидрофонов. Перед началом исследований проводятся проверки чувствительности всех регистрирующих приборов на соответствие требованиям спецификации производителя. В случае превышения допуска в ненормально работающих каналах, выполняется замена секции косы.

Контроль глубины погружения косы. Перед началом выполнения полевых работ выполняется балансировка сейсмической косы для обеспечения нулевой плавучести с рабочей скоростью.

Контроль глубины и заглубления косы осуществляется при помощи специальных приборов – «птиц», установленных через 300 м по всей длине косы. После успешного проведения балансировки косы углы крыльев «птиц» не должны превышать +/- 5 градусов. Допускается отклонениеглубины буксировки косы в пределах +/- 1.0 м от установленной рабочей глубины, при этом максимальная разница между соседними датчиками глубины погружения должна составлять не более 0.5 м. На рисунке 5 представлен пример графика контроля глубины сейсмической косы при рабочей глубине 8 м.

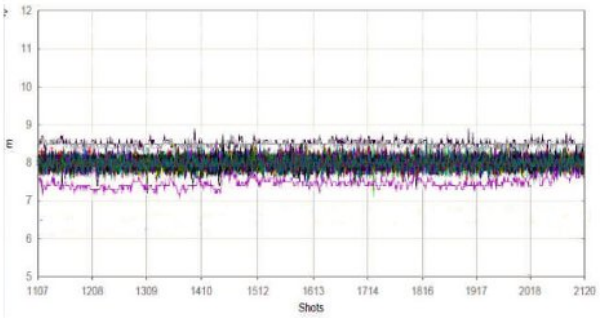


Рис. 5. График контроля глубины буксировки сейсмических кос в процессе отработки профиля.

Контроль уровня шума. Для минимизации резких рывков кабеля на передней и задней частях сейсмоприемной косы устанавливаются амортизирующие секции, позволяющие значительно снизить уровень шума, вызываемого судном и концевым буем. В процессе выполнения работ выбирается оптимальная скорость сейсмического судна, в среднем, 4-5 узлов (скорость относительно дна моря). Допустимый уровень шума при нормальных условиях (слабом волнении моря), стабильной глубине погружения и скорости буксирования не должен превышать 5 микробар. Ввиду ограничений, накладываемых самой технологией работы, допускаются повышенные шумы в головной части косы, вызванные кильватерной струей судна, и на последних каналах из-за буксирования концевого буя, а также на каналах в местах крепления регуляторов глубины и других внешних датчиков. На рисунке 6 представлен пример записи уровня шумов до и после завершения профиля.

Контроль сноса косы. При отработке сейсмических профилей исследовательское судно держит по курсу в пределах так называемого коридора. Сезонные и постоянные поверхностные течения сносят судно и косу с запланированного курса. Существует допуск по сносу косы



Рис. 6. График значений уровня шумов до (синий) и после (красный) работы на профиле.

относительно азимута отстрела, составляющий до 10-15 градусов для работ 2D. В случае превышения данного предела выполняется переотработка профиля, что увеличивает общее время работ.

В случае 3D сейсморазведочных работ снос сейсмических кос влияет на качество покрытия кратности, при сильных сносах кос возникают дырки в покрытии кратности и необходимо выполнять повторную отработку в том же направлении, в каком были первоначальные линии (отстрел infill). В среднем, при выполнении морских сейсморазведочных работ 3D отработка инфиллов может составлять 10-15% от общего времени работ. На рисунке 7 представлен пример сноса сейсмических кос постоянным поверхностным течением.

Работа группы QC

Оценку качества регистрируемых сейсмических данных осуществляет группа контроля качества в круглосуточном режиме. В задачи группы входит контроль работы регистрирующего и навигационного комплекса, пневматического источника и дополнительного оборудования. Контроль осуществляется как в режиме реального времени (вывод данных на мониторы в процессе отстрела), так и после завершения работ на профиле (анализ данных, оценка шумов, построение атрибутов, построение сейсмических разрезов и т.д.). В случае нарушений спецификации данных

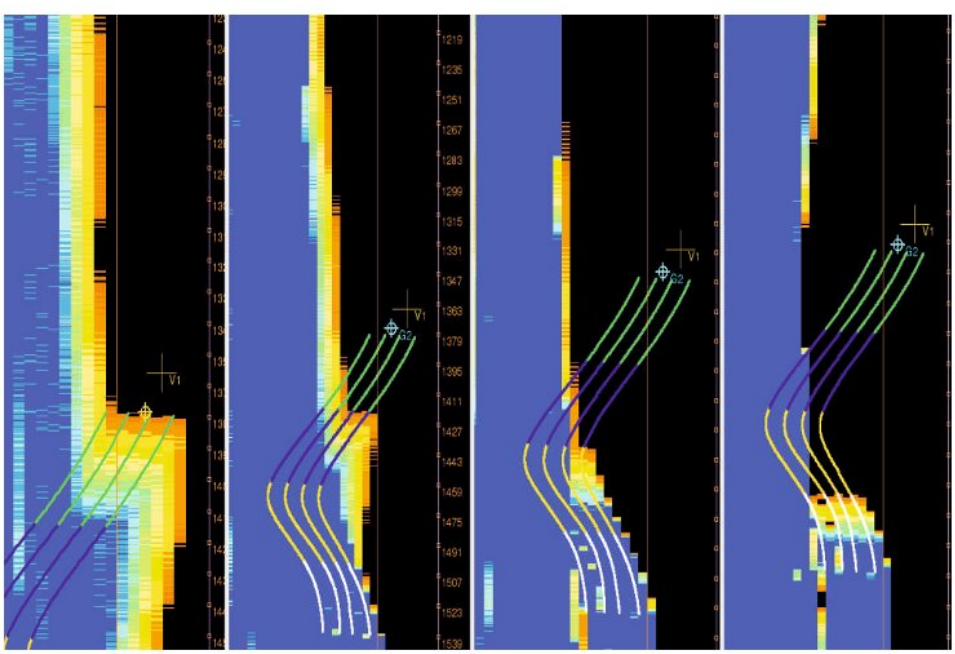


Рис. 7. Пример сноса сейсмических кос при 3D работах.

анализируется причина нарушений (технический фактор или природно-климатические условия), принимается решение об устранении нарушений и повторной отработке профиля.

Выводы

Получение морских сейсморазведочных данных с буксируемым оборудованием – сложный технологический процесс, требующий постоянного контроля, так как от качества зарегистрированных данных зависит последующее решение геологических задач. Контроль необходимо выполнять как на подготовительном этапе, так и в процессе выполнения полевых работ с привлечением квалифицированных специалистов.

В неблагоприятных условиях (сложная ледовая обстановка, постоянные течения и т.д.) возможны отклонения от спецификации регистрации сейсмических данных с приложением соответствующего обоснования.

Помимо специалистов по контролю качества данных, необходимо привлекать независимых супервайзеров, которые осуществляют дополнительный контроль, и должны при необходимости предлагать решения по улучшения качества данных.

Литература

1) Бондарев В.И. Сейсморазведка. Екатеринбург, 2007.

2 Телегин А.Н.Морская сейсморазведка. Москва, 2004.

3) Levin, F. K. The effects of streamer feathering on stacking //Geophysics. 1983.Vol.48. Pp.1165-1171.

Подробнее об авторах



Титов
Антон Борисович

главный специалист
Управления реализации
ГРР ООО «РН-Шельф-
-Арктика».



Горбачев
Сергей Викторович

к.т.н., начальник
Управления реализации
ГРР ООО «РН-Шельф-
-Арктика».

В решении проблемы обеспечения качества полевых данных нет мелочей

Гафаров Р.М., Ягудин И.Р., ООО «Башнефтегеофизика», г. Уфа

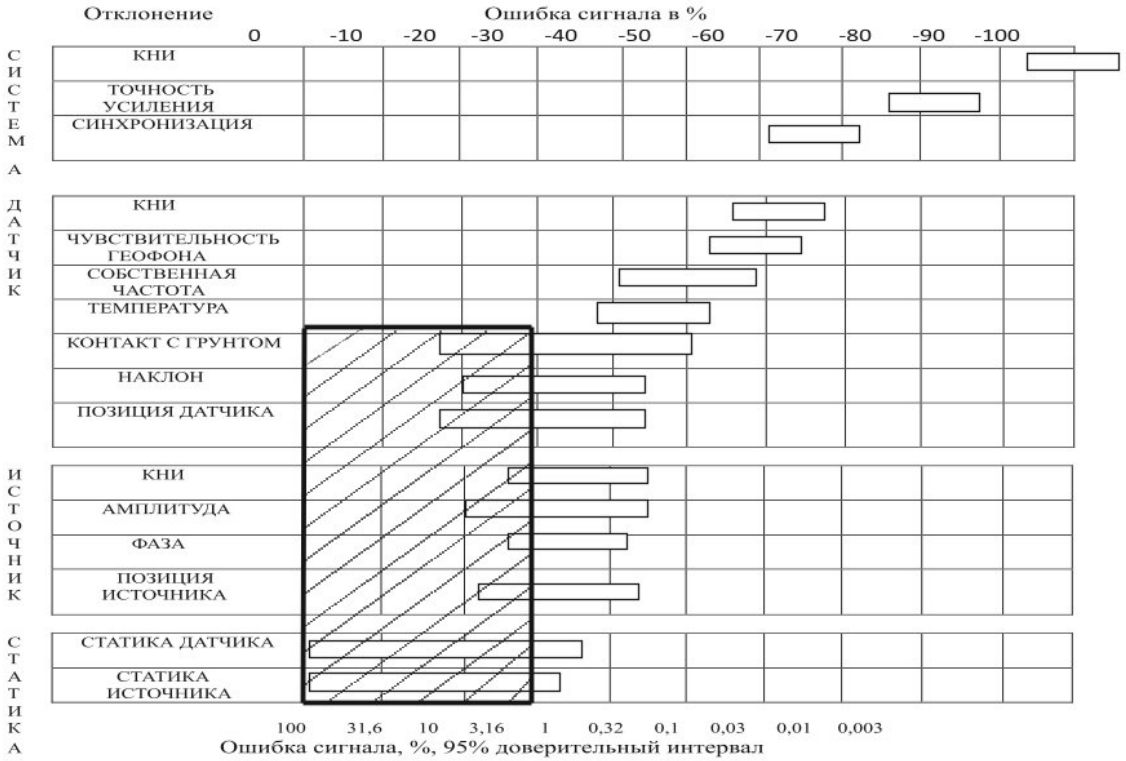
В настоящее время проблема повышения эффективности и качества сейсморазведочных работ приобретает все большую актуальность. Сейсморазведка, бурение, испытание и исследование скважин составляют основу геологоразведочных работ (ГРР) в России при решении проблемы наращивания и долгосрочного управления ресурсами и запасами нефти и газа. Таким образом, внедрение в производство геологоразведочных работ на нефть и газ новых методов, технологий и аппаратурно-технических средств, попрежнему является важнейшей задачей. Особенно важно обеспечить высокий технологический уровень проведения полевых работ и высокое качество получаемых в поле сейсмограмм. Затраты на проведение полевых сейсморазведочных работ составляют сегодня порядка 80% от стоимости полного цикла сейсморазведочных работ. Потеря или снижение качества полевых данных ведет к большим экономическим потерям, ограничивает использование современных технологий обработки и анализа сейсмоданных, без которых сегодня невозможно построение достоверной геофизической модели геологического строения изучаемых территорий.

В начале 1990-х годов компания Western Geco провела всесторонний анализ влияния отклонений различных параметров сейсморегистрирующего канала: датчика, сейсморегистрирующей системы, источника, а также погрешностей определения статики датчика и источника на соотношение сигнал/шум для Р-волны [1]. Эксперименты были выполнены на синтетических сигналах. Результаты исследований приведены на рисунке 1.

Исследования показали, что такие факторы как статика датчика и источника, качество связи датчика с грунтом, точность размещения и наклон датчика, точность размещения источника, а также отклонения параметров возбуждения сейсмических колебаний от заданных величин значительно сильнее влияют на качество регистрируемого сигнала, чем изменение параметров сейсморегистрирующей системы и датчика. А такие отклонения, к сожалению, достаточно широко распространены при проведении полевых работ.

В настоящее время одним из основных геофизических методов поиска и разведки полезных ископаемых и изучения глубинного строения земных недр является вибрационная сейсморазведка. С помощью вибрационных источников получают более 75% всех сейсмических записей. Помимо реализации высокопроизводительных методик выполнения полевых работ, вибрационные источники по сравнению с импульсными источниками имеют такие преимущества, как: возможность управления параметрами возбуждения колебаний, универсальность и повсеместность применения, безопасность применения, мобильность, экологическая безопасность, высокая экономическая эффективность, более высокая информативность получаемых геофизических данных.

Внедрение современных методик полевых работ вызвало необходимость изменения подходов к оценке качества полевых данных. Разработаны и широко применяются формализованные подходы к определению доминантных частот, соотношений сигнал/шум в нескольких окнах анализа и прочие оценки. Сами принципы и необходимость формализованных оценок не могут подвергаться сомнению, особенно в условиях существующего дефицита квалифицированных специалистов. Однако применение



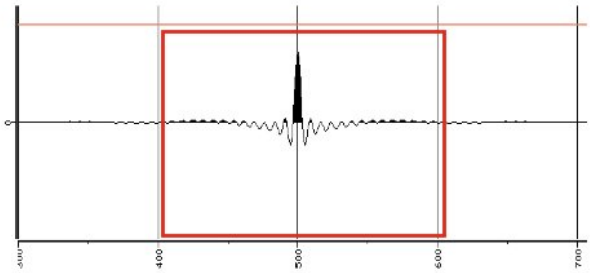
▲ *Рис. 1. График чувствительности Р-волны к условиям сейсмического наблюдения.*

стандартных методов оценки качества, без учета тех или иных нарушений в процессе возбуждения сейсмических колебаний, может, в конечном счете, сказаться на точности оценки качества полевых данных.

В частности, на наш взгляд, при оценке качества полевого материала недостаточно внимания уделяется проверке параметров возбуждения свип-сигнала сейсмовибраторами. Такие параметры как начальная и конечная частота развертки свип-сигнала не так просто проверить, т.к. эти данные отсутствуют как в заголовках стандартного SEGD файла, так и в первичных данных, которые поступают с сейсмостанции (raw, vapsфайлы и т.д). Данные параметры возможно проверить исключительно в настройках сейсмостанции. При этом необходимо отметить, что наиболее существенное влияние на качество полевого материала происходит при изменении частотного состава излучаемого свип-сигнала, а незначительные изменения частоты свип-сигнала визуально на коррелограммах определить невозможно.

В дальнейшем при построении карт атрибутов для частотного анализа корреллограмм также не всегда удается заметить изменение атрибутов в случае отработки части данных с некорректным свип-сигналом. При этом также невозможно однозначно утверждать, с чем связаны данные изменения: «с изменениями параметров возбуждения свип-сигнала» или с «изменениями поверхностных условий». При проведении данного визуального анализа следует очень тщательно подойти к выбору цветовой градации при построении карт атрибутов.

Для оперативного выявления нарушений параметров возбуждения на этапе проверки полевых данных предлагается использовать служебные каналы из SEGD файлов (рис.2). Информацию о начальной и конечной частотах развертки свип-сигнала можно получить, используя данные со служебного канала, на который записывается ФАК. Записываемая функция получается путем свёртки модулированного свип-сигнала на сейсмостанции (данный свип по радиоканалу передается

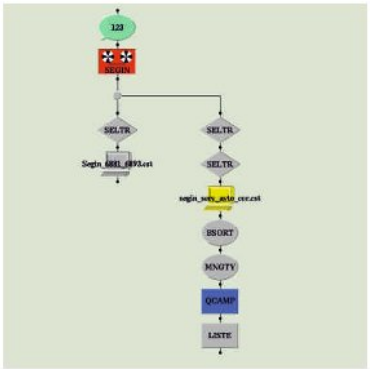


▲ *Рис. 2. Пример служебного канала с АКФ из заголовка SEGD.*
——— - окно расчета.

на сейсмовибраторы, в дальнейшем с данными параметрами происходит отработка физического наблюдения).

По имеющейся ФАК на служебном канале можно проконтролировать частотный спектр реального опорного свип-сигнала и рассчитать неизменную характеристику данной функции - доминантную частоту (ширина главного полупериода АКФ).

Рассмотрим вышеописанную операцию на примере: для опорного свип-сигнала с параметрами f1-6, f2 -140 (L-10c, Taper-0.5) значение доминантной частота будет составлять 71.22Гц, а для параметров свип–сигналов f1-7, f2 -141 (L-10c, Taper-0.5) значение доминантной частоты составит 71.42Гц. Окно расчета частоты по служебному каналу с ФАК выбирается произвольно, но с условием попадания в окно пика ФАК. Затем рассчитанные данные заносятся в «Протокол качества», где в дальнейшем возможно контролировать любые возникающие изменения параметров (Рис.3).



▲ *Рис. 4. Фрагмент ежедневного графа для проверки служебных каналов (Geovecteur+ +level 5100).*

Фрагмент ежедневного графа для проверки служебных каналов представлен на рис. 4.

Случаи возникновения ситуаций, при которых в процессе работ изменяются параметры опорного свип-сигнала, возникают нечасто (невнимательность оператора, сбой сейсмостанции), однако данные изменения при проведении полевых работ могут привести к таким серьезным последствиям как «отбраковка» или «понижение качества» большого объема физических наблюдений и, соответственно, к снижению производительности и ухудшению финансовых показателей предприятия.

Литература

1. Malik Ait-Messaoud, Boff Anderson, Peter Van Baaren et al. New Dimensions in Land Seismic Technology, Oilfield Review, 09,2005

▶ *Рис. 3. Пример ежедневного «Протокола качества».*

File	Line	SP	Амплитуда сигнала	Амплитуда шума	s/n	Fдом, Гц	Quality	Julian Day	DATE	TIME	Dump SF	ФАК (Fдом)
6823	1409	5403	0.002580	0.000090	28.6	26	1	333064946	29.11.2015	06:49:46	4	72.25
6824	1409	5402	0.002620	0.000099	26.4	26	1	333065135	29.11.2015	06:51:35	4	72.25
6825	1409	5401	0.002860	0.000110	26.0	27	1	333065336	29.11.2015	06:53:36	4	72.25
6826	1409	5400	0.002690	0.000094	28.6	26	1	333065525	29.11.2015	06:55:25	4	72.25
6827	1409	5399	0.002790	0.000086	32.6	25	1	333065816	29.11.2015	06:58:16	4	72.25
6828	1409	5398	0.002510	0.000083	30.3	23	1	333070012	29.11.2015	07:00:12	4	72.25
6829	1409	5397	0.002460	0.000081	30.5	23	1	333070222	29.11.2015	07:02:22	4	72.25
6830	1410	5396	0.002740	0.000080	34.5	23	1	333070436	29.11.2015	07:04:36	4	72.25
6831	1411	5395	0.002700	0.000146	18.5	24	1	333075516	29.11.2015	07:55:16	4	72.25
6832	1409	5394	0.002740	0.000085	32.3	26	1	333080019	29.11.2015	08:00:19	4	72.25
6833	1409	5393	0.002670	0.000083	32.3	26	1	333080226	29.11.2015	08:02:26	4	72.25
6834	1397	5393	0.002740	0.000069	39.9	23	1	333080741	29.11.2015	08:07:41	4	72.25
6835	1397	5394	0.002740	0.000119	23.0	24	1	333081134	29.11.2015	08:11:34	4	72.25
6836	1397	5395	0.003240	0.000087	37.3	24	1	333081427	29.11.2015	08:14:27	4	72.25
6837	1397	5396	0.002720	0.000094	28.9	24	1	333081741	29.11.2015	08:17:41	4	72.25
6838	1397	5397	0.003130	0.000175	17.9	29	1	333082106	29.11.2015	08:21:06	4	72.25
6839	1397	5398	0.003560	0.000133	26.8	29	1	333082306	29.11.2015	08:23:06	4	72.25
6840	1397	5399	0.003750	0.000114	32.9	29	1	333082502	29.11.2015	08:25:02	4	72.25
6841	1397	5400	0.003750	0.000139	27.0	30	1	333082657	29.11.2015	08:26:57	4	72.25
6842	1397	5401	0.002990	0.000158	18.9	26	1	333100350	29.11.2015	10:03:50	4	72.25
6843	1397	5402	0.002440	0.000100	24.4	26	1	333100717	29.11.2015	10:07:17	4	72.25
6844	1397	5403	0.002150	0.000108	19.9	26	1	333100957	29.11.2015	10:09:57	4	72.25
6845	1397	5404	0.002530	0.000072	35.2	27	1	333101426	29.11.2015	10:14:26	4	72.25
6846	1397	5405	0.002770	0.000130	21.3	28	1	333101734	29.11.2015	10:17:34	4	72.25
6848	1399	5407	0.002830	0.000109	26.0	26	1	333102259	29.11.2015	10:22:59	4	72.25

О достоверности контроля качества сейсмограмм в условиях лиманно-плавневых зон

Кострыгин Ю.П., ООО «Новоросморгео», г. Новороссийск
Долинин С.А., ООО «НК «Приазовнефть», г. Краснодар

В настоящее время значительные перспективы поиска нефти и газа связаны с миоценовым комплексом Азово-Кубанского нефтегазоносного бассейна. Вместе с тем сейсмические исследования в условиях лиманно-плавневых зон, примыкающих к Азовскому морю, предполагают использование достаточно сложной, весьма затратной и изменяющейся по площади технологии полевых наблюдений. Так, с учётом многолетнего опыта сейсморазведочных работ в транзитных зонах Кубани, при глубине лиманов менее 1÷1,5 м возбуждение колебаний, как правило, осуществляется с использованием 2 – х элементной группы пневмопушек, устанавливаемых в скважинах, на глубине 4÷6 м от поверхности грунта. При глубине же водоёмов более 1÷1,5 м возбуждение колебаний в основном осуществляется путём применения площадных групп излучателей, расположенных вне скважин и характеризующихся относительно небольшими амплитудами возбуждаемых сигналов, не превышающими (1÷3) ·105 Па·м [1]

Технология регистрации колебаний в условиях транзитных зон также может изменяться в пределах одной и той же площади. При мощности слоя воды менее 1 м регистрация колебаний, как правило, выполняется с использованием геофонов, вдавливаемых в грунт до твердой поверхности, а при глубинах более 1 м с применением гидрофонов.

Возможные изменения методики наблюдений в границах одной и той же исследуемой площади, а также весьма неустойчивая динамика возбуждаемых колебаний в условиях лиманно-плавневых зон требуют чрезвычайно внимательного отношения к экспресс-анализу качества сейсмограмм непосредственно в поле. При этом ключевыми вопросами, в основном и определяющими компромисс между качеством получаемых материалов и экономическими показателями работ, является вопрос о предельно допустимом уровне микросейсмических колебаний на входе регистрирующей системы и вопрос о минимально допустимом отношении сигнал/помеха.

На основании успешного опыта проведения работ на лиманно-плавневых участках Кубани максимально допустимая амплитуда микросейсм обычно принимается равной 20÷25 мкВ, а минимально допустимое значение отношения сигнал/помеха для целевых отражений 2. Это достаточно жёсткие требования, которые в ряде случаев существенно снижают производительность работ. Однако практика показывает, что даже строгое соблюдение сформулированных требований не гарантирует получение качественных сейсмограмм.

Так, на рис. 1 приведена сейсмограмма, зарегистрированная на лиманно-плавневом участке, примыкающем к акватории Темрюкского залива. В данном случае уровень микросейсм равнялся 7 мкВ, т.е. был более чем в три раза ниже допустимого значения. Расчётное же отношение сигнал/помеха равнялось 5,1, т.е. более чем в 2 раза превышало заданные ограничения. Очевидно, что несмотря на относительно слабый фон микросейсм и достаточно высокое расчётное значение отношения сигнал/помеха представленная сейсмограмма характеризуется низким качеством.

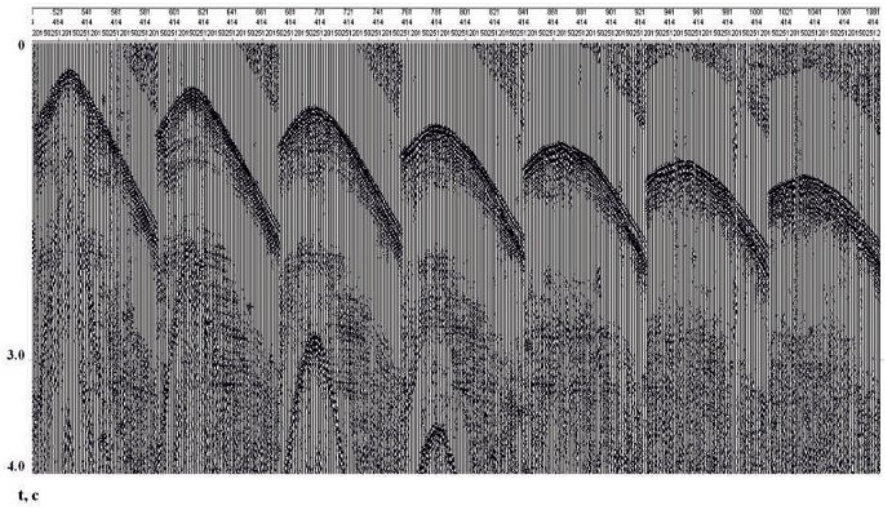


Рис. 1. Сейсмограмма, зарегистрированная ГНЦ ФГУГП «Южморгеология» на лиманно-плавневом участке, примыкающем к акватории Темрюкского залива (уровень микросейсм 7 мкВ, с/п 5,1)

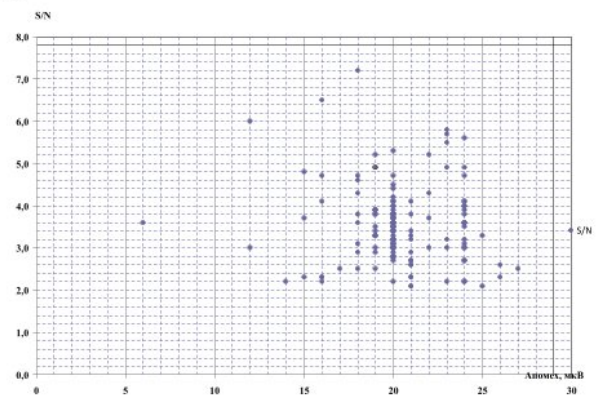


Рис. 2. Расчётные значения с/п и соответствующие им амплитуды микросейсм.

Физически это связано, в частности, с тем, что в связи с повышенной неустойчивостью динамики колебаний, возбуждаемых в пределах лиманно-плавневых зон, качество получаемых сейсмограмм в значительной степени зависит не только от уровня микросейсм, но и от возможных изменений амплитуды формируемых когерентных колебаний. Так, на рис. 2 приведено облако точек, устанавливающих связь между расчётными значениями отношения сигнал/помеха и соответствующими значениями уровня микросейсм в микровольтах на входе регистрирующей системы.

Рисунок составлен по материалам, полученным ГНЦ ФГУГП «Южморгеология» в условиях лиманно-плавневой зоны, примыкающей к Темрюкскому заливу.

Из рис. 2 следует, что в интервале значений амплитуд микросейсм 12 ÷ 30 мкВ фактически не наблюдается корреляционная зависимость между расчётными значениями отношения сигнал/помеха и уровнем микросейсм. Т.е. в указанном диапазоне амплитудных значений микросейсм отношение сигнал/помеха в значительно большей степени определяется не амплитудой помех, а условиями возбуждения колебаний. В соответствии с рис. 2 влияние характеристик очага возбуждения в данном случае существенно превышает влияние уровня микросейсм на изменения расчётных значений отношения сигнал/помеха.

Возможности значительно более существенного влияния на дисперсию расчётных значений отношения сигнал/помеха амплитуды возбуждаемого сигнала по сравнению с амплитудой микросейсм подтверждаются множеством графиков, на которых представлены амплитуды микросейсм и целевых отражений в зависимости от номера файлов сейсмограмм. Для примера такие графики приведены на рис. 3.

Таким образом, задавая в условиях лиманно-плавневых зон даже относительно низкий и приемлемый с практической точки зрения предел уровня

микросейсм, мы тем самым ни в коей мере не гарантируем получение качественных сейсмических материалов.

Следует при этом отметить, что задание предельного отношения сигнал/помеха, равного 2, также не гарантирует получения качественных сейсмических записей. Указанное обстоятельство связано с тем, что в настоящее время, к сожалению, не существуют алгоритмы, которые бы с достаточной степенью точности определяли бы значения отношения сигнал/помеха на реальных сейсмических записях, т.к. сейсмический сигнал входит в аддитивную сумму с микросейсмами. В общем случае это приводит к завышениям отношения сигнал/помеха.

Так, при проведении полевых сейсморазведочных работ для оценки отношения сигнал/помеха исполнители зачастую используют программный продукт, разработанный ООО «ГСД», Seis Win QC. В настоящее время этот программный комплекс является одним из наиболее развитых при экспресс-анализе сейсмических материалов. Определение амплитуды полезного сигнала в этом комплексе представляется возможным с использованием функции автокорреляции (ФАК), рассчитанной в интервале присутствия целевых отражений. Такая возможность позволяет существенно снизить при вычислении амплитуды полезного сигнала влияние микросейсм и в относительно чистом виде оценить энергию и амплитуду полезных колебаний, однако при условии, если помеха представлена белым шумом, имеющим, как известно нулевой радиус корреляции ФАК.

Реальные же микросейсмы, оказывающие наибольшее мешающее влияние,

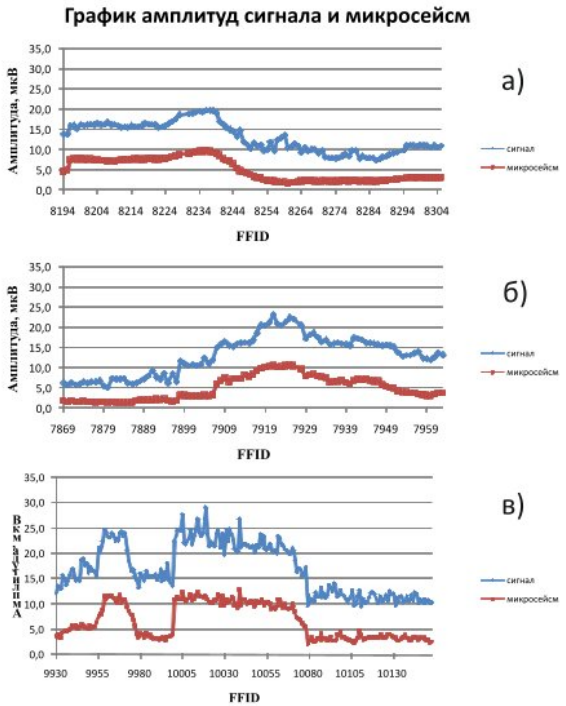
характеризуются в основном такими же радиусами корреляции, как и полезные волны [2], и поэтому на равных



▲ *Рис. 3. Графики амплитуд микросейсм и расчётных амплитуд целевых отражений в зависимости от номера файлов, полученные для условий лиманно-плавневой зоны, примыкающей к Темрюкскому заливу*

участвуют в формировании ФАК, увеличивая тем самым амплитуду ФАК и искажая расчётную амплитуду сигнала в сторону повышения отношения сигнал/помеха. Такое утверждение убедительно подтверждается графиками, приведёнными на рис. 4. Как можно видеть из представленных рисунков амплитудные графики микросейсмических колебаний и сигналов, которые условно принято называть «полезными сигналами», характеризуются весьма высокими коэффициентами корреляции, в значительной степени повторяя форму друг друга. То есть повышение амплитуды микросейсм, как правило, сопровождается и повышением амплитуды «сигнала», т.к. микросейсмы и полезный сигнал практически в равной степени участвуют в формировании ФАК, которую мы весьма условно приписываем исключительно к полезному сигналу.

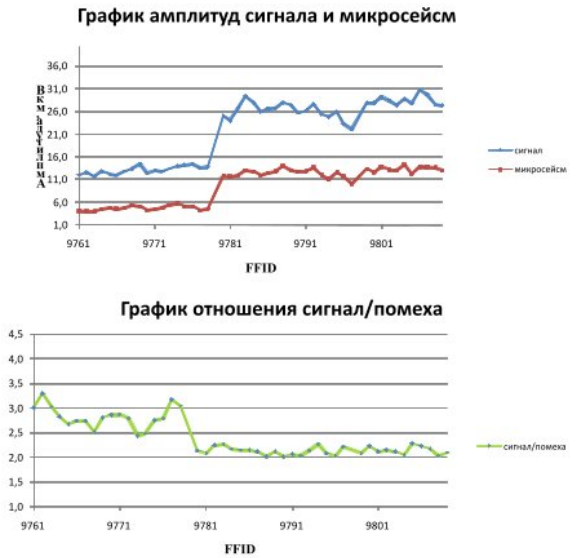
На рис. 5 амплитудные графики микросейсм и «полезного сигнала» дополнены графиком отношения сигнал/помеха. Здесь, начиная с файла 9781, наблюдается приблизительно двух - кратное возрастание амплитуды микросейсм, приводящее к практически такому же увеличению амплитуды «полезного сигнала». Допуская при этом, что повышение «полезного сигнала» в данном случае



▲ *Рис. 4. Графики амплитуд микросейсм и целевых чокракских отражений, зарегистрированных в пределах лиманно-*плавневой зоны, примыкающей к акватории Темрюкского залива, в зависимости от номера файлов*

физически мало обосновано, можно предположить, что, начиная с файла 9781, отношение сигнал/помеха завышено приблизительно в 2 раза, т.е. равно не ≈2, а ≈1.

Таким образом, соблюдая безусловно при контроле качества сейсмограмм в условиях лиманно-плавневых зон, примыкающих к Азовскому морю, требования Амикр ≤ 20÷25 мкВ и сигнал/помеха > 2, необходимо принимать во внимание и то обстоятельство, что требования эти не гарантируют получение качественного сейсмического материала в связи с повышенной нестабильностью динамики возбуждаемых колебаний, а также в связи с тем, что алгоритмы, используемые в настоящее время для экспресс-анализа сейсмограмм, не обеспечивают достоверные расчёты отношения сигнал/помеха. Поэтому



▲ *Рис. 5. Амплитудные графики микросейсм и целевых отражений, а также расчётный график отношения сигнал/помеха в зависимости от номера файла, полученные для сейсмограмм, зарегистрированных в лиманно-плавневой зоне, примыкающей к Темрюкскому заливу.*

одновременно с оценками уровня микросейсм и отношения сигнал/помеха, осуществляемыми программным путём, особую значимость в условиях лиманно-плавневых зон приобретает и визуальный анализ сейсмограмм.

Литература

1. Гуленко В.И., Шумский Б.В., 2007, Технологии морской сейсморазведки на предельном мелководье и в транзитной зоне: Краснодар, КубГУ, 111 с.

2. Кострыгин Ю.П., 2002, Сейсморазведка на сложных сигналах. Тверь: Издательство ГЕРС. – 416 с.

Применение наземного микросейсмического мониторинга для контроля качества ГРП

Александров С.И., Мишин В.А., ООО «Викосейс», г. Москва
Буров Д.И., ООО «Газпром георесурс», г. Москва

Эффективность операций гидроразрыва пласта (ГРП) напрямую зависит от соответствия фактической геометрии создаваемых трещинных зон и достигаемого фильтрационного режима прогностическим параметрам, заложенным дизайном ГРП, а также от возможных негативных сценариев при выполнении ГРП. Этим определяется актуальность применения мониторинга для оценки качества выполнения операций ГРП, рассматриваемого ниже на основе опыта работ на нефтегазоконденсатных месторождениях Западной Сибири.

О микросейсмической технологии.

Из опыта нефтегазовых сервисных компаний, разрабатывающих технологии контроля качества ГРП, в настоящее время наиболее успешно эта задача решается с помощью микросейсмического мониторинга. Это видно из сравнения различных методов инструментального контроля геометрии ГРП, приведенных в таблице 1.

Микросейсмика позволяет определять геометрию гидроразрыва пласта на достаточно больших расстояниях от места наблюдения, а также получать

Табл. 1. Сравнение различных методов контроля качества операций ГРП

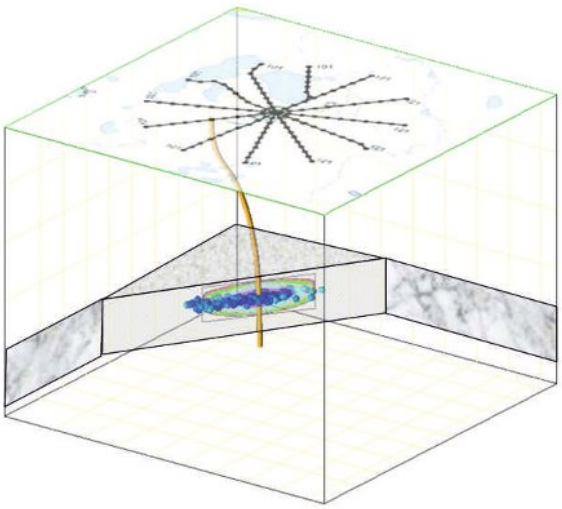
Метод диагностики	Контролируемые параметры трещины				Диапазон
	Азимут	Высота	Длина	Асимметрия	
Скважинный микросейсмический мониторинг					Дальний
Наземный микросейсмический мониторинг					Дальний
Наклономеры					Приствольный
Кросс-дипольный акустический каротаж					Приствольный
Изотопный маркер					Приствольный
Термокаротаж					Приствольный
Моделирование трещины					Дальний
ГДИС					Дальний
Трейсерные исследования					Дальний

Высокая достоверность
Средняя достоверность
Низкая достоверность
Невозможно определить

диагностические 3D изображения в процессе образования и развития разрыва. Этим рассматриваемый метод существенно отличается от акустических методов, применяемых для оценки азимута разрыва вблизи ствола скважины ГРП, и других методов, показанных в таблице 1. Как видно из таблицы, микросейсмические технологии обладают преимуществами, заключающимися в более высокой надежности определения большинства геометрических параметров. Поэтому работы по технологии микросейсмического мониторинга ГРП являются актуальными.

Суть рассматриваемого метода заключается в регистрации сейсмоэмиссионных процессов, сопровождающих образование трещинной зоны ГРП. Технология основана на использовании специальных средств: методики непрерывных наблюдений, оборудования и программного обеспечения [Александров и др., 2012]. Она успешно применяется длительное время и позволяет получать данные для оперативной коррекции дизайна ГРП, минимизировать риски и оптимизировать увеличение отбора углеводородов при вовлечении в разработку трудноизвлекаемых запасов [Maxwell et al., 2001].

Для регистрации глубинного микросейсмического излучения используются как скважинные, так и поверхностные наблюдения [Александров и др., 2012, 2015]. В России наибольшее распространение получили более дешевые наземные наблюдения с использованием площадных сейсмических расстановок [Буров и др., 2012]. Такие системы наблюдений были использованы при мониторинге ГРП коллекторов углеводородов верхненеокомского комплекса на нефтегазоконденсатных месторождениях Западной Сибири. Результаты этих работ рассматриваются в данной статье.



▲ *Рис.1. Общая схема наблюдений наземного микросейсмического мониторинга ГРП.*

Общая схема наблюдений приведена на рис.1, где показаны расположение скважины ГРП, зоны гидроразрыва и поверхностной (радиальной) сейсмической расстановки.

В зоне трещины ГРП показаны ее геометрия по дизайну (со стандартной раскраской по прогнозной толщине трещины) и рой микросейсмических источников, инициированных возникновением разрыва. Последние представляют собой источники сейсмической эмиссии («микросейсмических тресков») в зоне воздействия на пласт. Эмиссия вызвана изменением энергетического баланса вследствие изменения напряженно-деформированного состояния пород при образовании разрыва.

Для обнаружения и локализации источников глубинного микросейсмического излучения применялось специальное программное обеспечение, разработанное в ООО «Викосейс» на основе алгоритмов адаптивной сейсмоэмиссионной томографии с техникой высокого разрешения и усовершенствованных алгоритмов обнаружения слабых сигналов на фоне интенсивных помех [Александров и др., 2012].

Технологические риски и задачи мониторинга.

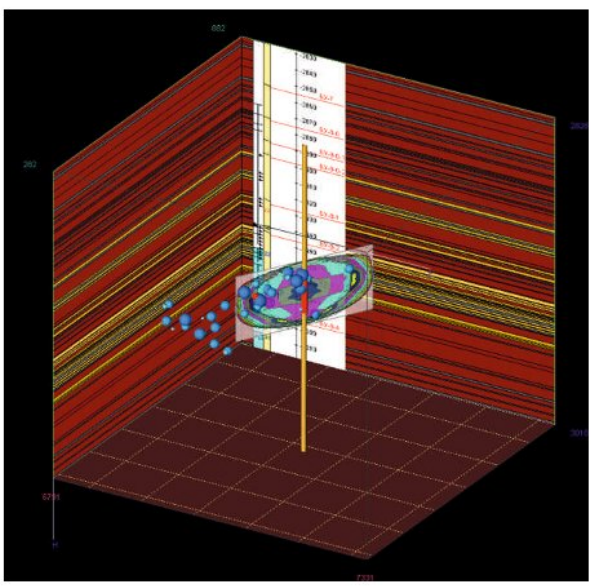
Объем обработок скважин методом ГРП на месторождениях Западной Сибири свидетельствует о его интенсивном промышленном применении. Однако наряду с очевидным эффектом имеются примеры неуспешности применения метода. Под этим понимаются аварийные «стопы», обводнение пластов, отсутствие запланированного увеличения добычи после ГРП и т.д. В связи с этим, наряду с традиционными задачами определения простирания и размеров трещин ГРП, ставятся следующие задачи мониторинга качества и технологических рисков:

- выявление несоответствия дизайна ГРП фактической геометрии и размерам трещины, в т.ч. обнаружение асимметрии разрыва;
- прогноз негативного сценария распространения трещины за пределы целевого пласта, в т.ч. в область водонасыщенных горизонтов;
- анализ особенностей развития деформационного процесса с целью оценки возможных причин преждевременных остановок закачки («стопов»).

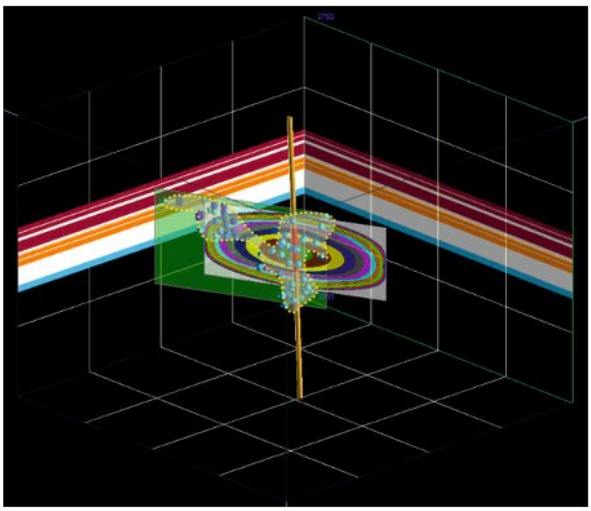
Рассмотрим некоторые характерные примеры мониторинга в случае различных осложнений при проведении операций ГРП.

Пример обнаружения асимметрии трещины ГРП приведен на рис.2. Асимметрия, как и простирание трещины, не учитывается стандартными моделями дизайна, однако она оказывает существенное влияние на характер установления гидродинамической связи с соседними скважинами. Следовательно, ее своевременное выявление является одним из принципиальных факторов для оптимизации разработки месторождения.

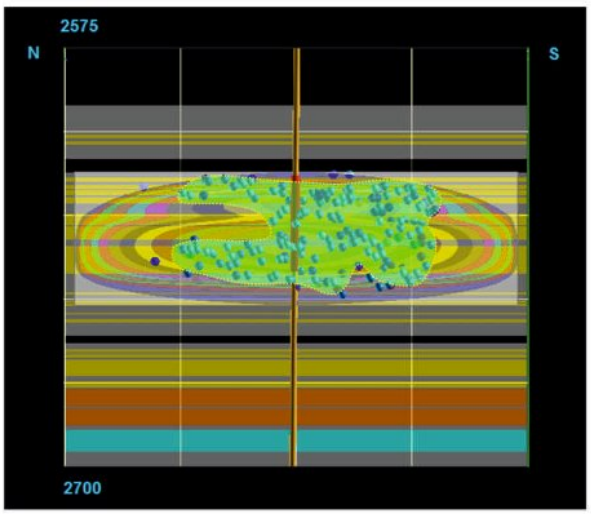
На рис.3 показан результат микросейсмического мониторинга ГРП при «стопе». В данном случае при проведении основного ГРП на стадии продавки был получен резкий рост устьевого давления, приведший к автоматической остановке насосов. Всего было продавлено 40% жидкости и около 60% проппанта из запланированных по программе объемов. Как видно, при мониторинге проявляется сразу несколько аномальных особенностей: сильный асимметричный «выброс» эмиссионной активности в районе кровли пласта при остановке общего роста трещины в длину, рост по высоте, а также проникновение в нижележащий водонасыщенный слой. Основной причиной преждевременной остановки закачки явился прорыв трещины ГРП в выше- и нижележащие пропластки с неконтролируемым ее ростом по высоте, что, в свою очередь привело к резкому сужению гидравлической ширины трещины в прискважинной зоне пласта и невозможности дальнейшей транспортировки проппанта в трещину. Характер сейсмоэмиссионной активнос-



▲ *Рис.2. Обнаружение асимметрии трещины ГРП (в окрестности интервала перфорации показана геометрия трещины по дизайну ГРП со стандартной цветовой раскраской по прогнозной толщине трещины и рой зарегистрированных микросейсмических источников).*



▲ *Рис. 3. Результат микросейсмического мониторинга ГРП при «стопе», демонстрирующий размещение проппанта вне продуктивной зоны и неконтролируемый рост трещины по высоте (нефтяные коллекторы показаны коричневым и оранжевым цветом, водонасыщенный пласт - – синим цветом; зона микросейсмических «тресков», характеризующих предполагаемую область размещения проппанта, оконтурена пунктирной линией).*



▲ *Рис.4. Пример несовпадения фактических геометрии и размера трещинной зоны с прогностическими данными дизайна ГРП (показаны геометрия трещины по дизайну, рой зарегистрированных источников микросейсмической активности с выделением области предполагаемого развития деформационных процессов).*

ти указывает на то, что нижняя часть трещины оказалась преждевременно упакована проппантом, а верхняя – открыта, куда и устремился основной поток материалов. Очевидно, что размещение проппанта вне продуктивной зоны, а также его недозакачка из-за преждевременной остановки снижают продуктивность гидроразрыва.

Рис.4 демонстрирует обнаруженное несоответствие фактических размеров и геометрии трещины ГРП с прогнозными данными дизайна. Однако в данном случае, это не является критическим фактором неудачи операции, а лишь свидетельствует о неточном дизайне ГРП.

На рис.5 показана диаграмма качества операций ГРП на одном из газоконденсатных месторождений Западной Сибири, полученная на основе применения методов микросейсмического контроля. Видно, что только половина от общего количества операций ГРП выполняется с приемлемым качеством.

Отмеченные осложнения могут быть обусловлены следующими обстоятельствами. Операции ГРП обычно базируются на определенных типовых технологиях обработки без детального учета индивидуальных особенностей пласта. Одной из основных причин возникновения «стопов» является недостаточно качественное вторичное вскрытие про-



▲ *Рис. 5. Диаграмма качества выполнения операций ГРП на одном из нефтегазоконденсатном месторождении Западной Сибири.*

дуктивного пласта, особенно распространенное при «агрессивном» дизайне ГРП [Хайдар и др., 2008]. Количество подобных осложнений при проведении ГРП составляет до 12-15%. Кроме того, предварительно выполняемый мини-ГРП позволяет получить достоверную информацию лишь о небольшом участке пласта, вскрытого трещиной, поэтому в водонефтяных зонах риск возникновения гидравлической связи трещины с водонасыщенными горизонтами остается достаточно высоким, что, при отсутствии должного контроля, при вскрытии большего интервала «вслепую», может привести к росту обводненности продукции.

Выводы

Применение микросейсмического мониторинга позволяет увидеть особенности реакции пласта на стимуляцию, получить недостающую информацию о простирании трещины и ее фактической геометрии, а также осуществить инструментальный контроль качества операций ГРП. Это предоставляет возможность повысить эффективность разработки месторождения, например, при помощи оперативной коррекции дизайна многостадийных ГРП в горизонтальных скважинах или путем заложения дополнительных горизонтальных стволов в вертикальных скважинах с последующим выполнением ГРП на основе данных мониторинга. Такой подход делает работы по мониторингу вполне рентабельными, обеспечивая строгую документальную основу для проектирования рациональной схемы разработки месторождений.

Перспективы в данном направлении связаны с развитием приборно-инструментальной оснащенности месторождений и созданием перманентной службы микросейсмического мониторинга, позволяющей осуществлять диагностический контроль в режиме реального времени.

Литература

1. Maxwell, S.C. and Urbancic, T.I. The role of passive microseismic monitoring in the instrumented oil field // The Leading Edge, 2001, 6, 636-639.

2. Александров С.И., Мишин В.А., Перепечкин М.В. Микросейсмический мониторинг гидравлического разрыва пласта: «скважина» vs «поверхность»: XII ежегодная международная конференция ЕАГО-EAGE-ИФЗ «Гальперинские чтения 2012»: «Инновационные технологии и актуальные исследования в нефтяной геофизике». Москва, ЦГЭ 30 октября - 2 ноября 2012 – М., ЦГЭ, 2012.

3. Александров С.И., Мишин В.А., Перепечкин М.В., Буров Д.И. Проблемы скважинного и наземного микросейсмического мониторинга гидроразрыва пласта // Экспозиция Нефть Газ, 2015, №6(45), с.58-63.

4. Александров С.И., Мишин В.А., Перепечкин М.В., Буров Д.И. Применение пассивного сейсмического мониторинга для контроля качества выполнения операций ГРП: «4-ая Международная конференция по актуальным вопросам инновационного развития нефтегазовой отрасли ЭНЕРКОН-2013», Москва, 26-28 июня 2013.

5. Александров С.И., Мишин В.А., Перепечкин М.В., Буров Д.И. Применение наземного микросейсмического мониторинга для контроля качества выполнения операций ГРП: XIII ежегодная международная конференция ЕАГО-EAGE-ЦГЭ-ИФЗ «Гальперинские чтения 2013»: «Инновационные технологии и теоретико-экспериментальные исследования в интегрированной наземно-скважинной сейсморазведке и микросейсмике». Москва, ЦГЭ, 29 октября - 1 ноября 2013 – М., ЦГЭ, 2013.

6. Александров С.И., Мишин В.А., Перепечкин М.В. Система обработки данных пассивного сейсмического мониторинга ГРП // Приборы и системы разведочной геофизики, 2012, т.39, №1, с.58-61.

7. Буров Д.И., Кусевич А.В. Практика применения сейсмомониторинга гидроразрыва пласта // Технологии сейсморазведки, 2012, № 1, с. 63–66.

8. Хайдар А.М., Борисов Г.А., Горин А.Н., Латыпов И.Д. Анализ и классификация причин преждевременных остановок закачки при проведении гидравлического разрыва пластов // Нефтяное хозяйство, 2008, №11, с.38-41.

Акционерное общество
«НИЖНЕ-ВОЛЖСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И ГЕОФИЗИКИ»

Нижне-Волжский научно-исследовательский институт геологии и геофизики был создан в начале 1961-го года решением Министерства геологии СССР, получив статус одного из наиболее крупных региональных научных центров.

Наделенный правами головной организации, институт возглавил научно-исследовательские, региональные геолого-геофизические и детальные поисково-разведочные работы десятков научных и производственных организаций, участвовавших в региональных программах изучения Поволжья и Прикаспия. Результатом работ явилось открытие многочисленных месторождений, в том числе — уникального Астраханского газоконденсатного месторождения, гигантского нефтегазоконденсатного месторождения Карачаганак, и других, таких, как Жанажол, Тенгиз, Урихтау, Алибекмола – названия этих месторождений широко известны, и в каждом из них был заложен талант и труд специалистов НВНИИГГ.

Как региональный институт АО «НВНИИГГ» осуществляет:

- мониторинг геологоразведочных работ и обоснование направлений ГРР на территории Приволжского и Южного ФО (Волго-Уральская, Прикаспийская и Северо-Кавказская НГП);
- мониторинг лицензирования недр и ресурсной базы УВ Волго-Уральской, Прикаспийской и Северо-Кавказской НГП;
- региональные, зональные и детальные работы на углеводородное сырье Поволжья и Прикаспия комплексом геофизических и геологических методов;
- оценку ресурсной базы УВ сырья региона.

Сегодня АО «НВНИИГГ» — это единственная государственная организация в Поволжско-Прикаспийском регионе, способная обеспечивать научное, методическое, аналитическое и информационное сопровождение всех видов геологоразведочных работ на территории Приволжского и Южного Федеральных округов. Значительные по объему полевые сейсморазведочные и электроразведочные работы проводит Филиал НВНИИГГ — Саратовская геофизическая экспедиция. Геофизическая экспедиция на протяжении всего своего существования была и является опытно-методической базой для большинства отечественных конструкторских бюро в области разработки геофизического оборудования. Если испытанные нами технологии оказываются эффективными, они получают широкое внедрение в практику геологоразведочных работ.

г. Саратов, ул. Московская, д. 70
Факс: 8-8452-263-243

География проводимых институтом исследований весьма обширна и охватывает не только территории Приволжского, Южного и Северо-Западного округов. Также АО «НВНИИГГ» имеет значительный опыт работ в Восточной Сибири, на шельфе Баренцева, Карского и Каспийского морей.

Институт обладает высоким научным потенциалом, в нем работают 10 докторов, 14 кандидатов наук, 1 действительный член и 2 члена-корреспондента РАЕН, 3 действительных члена Академии горных наук, 2 академика МАМР, 3 члена AAPG, 1 член Российской экологической академии.

Институт располагает надежной базой для научно-исследовательских работ, мощной информационной геологической и геофизической базой: полевые сейсмические записи, диаграммы ГИС (около 1,5 млн. км каротажа), патентные фонды (около 60 тыс. единиц учета), в том числе 150 собственных патентов и авторских свидетельств, научная библиотека (порядка 50 тыс. единиц хранения), кернохранилище (более 700 тыс. образцов керна, 100 тыс. литологических шлифов, 400 тыс. палеонтологических шлифов), справочно-информационный центр (более 220 тыс. единиц учета), уникальные палеонтологические коллекции института, коллекции образцов минералов, горных пород, нефтей, воды созданных на материале керна скважин, пробуренных за последние 50 лет.

Институт обладает современным программно-алгоритмическим обеспечением для интерпретации геофизических данных, моделирования бассейнов и резервуаров УВ. Созданная интегрированная интерпретационная технология на базе авторских разработок института и программных пакетов признанных мировых лидеров, таких, как HALLIBURTON, PARADIGM, LANDMARK, ROXAR, BEICIP-FRANLAB и др., обеспечивает создание постоянно действующих геологических моделей бассейнов, зон нефтегазонакопления, площадей и месторождений углеводородов.

В АО «НВНИИГГ» разработана, документально оформлена, внедрена и поддерживается в рабочем состоянии система менеджмента качества с учетом всех требований ГОСТ Р ИСО 9001-2008 и специфики деятельности организации.

Институт организует крупные региональные совещания по обмену опытом и геологической информацией, по созданию региональных комплексных проектов проведения геофизических и буровых работ в пределах Российской Федерации и СНГ.

В 1991 году институт учредил и регулярно издает региональный научно-технический журнал «Недра Поволжья и Прикаспия», который освещает современные проблемы геологии, геохимии, промысловой и разведочной геофизики, бурения, охраны недр.

ГЕОЛОГИИ И ГЕОФИЗИКИ

E-mail: director@nvniigg.san.ru
http://www.nvniigg.ru/

Новые результаты полевых испытаний импульсного гидропневматического источника сейсмических волн ГПИ-2

- Гафаров Р.М., Иванов Д. В., Ягудин И.Р., ОАО «Башнефтегеофизика», г. Уфа,
- Селезнев В.А., Михеев С.И., АО «НВНИИГГ», г. Саратов,
- Экомасов С.П., ОАО «Инженерно-технический центр «Силовые импульсные системы», г. Москва,
- Паоло Барбиери, фирма «RALOT», г. Москва

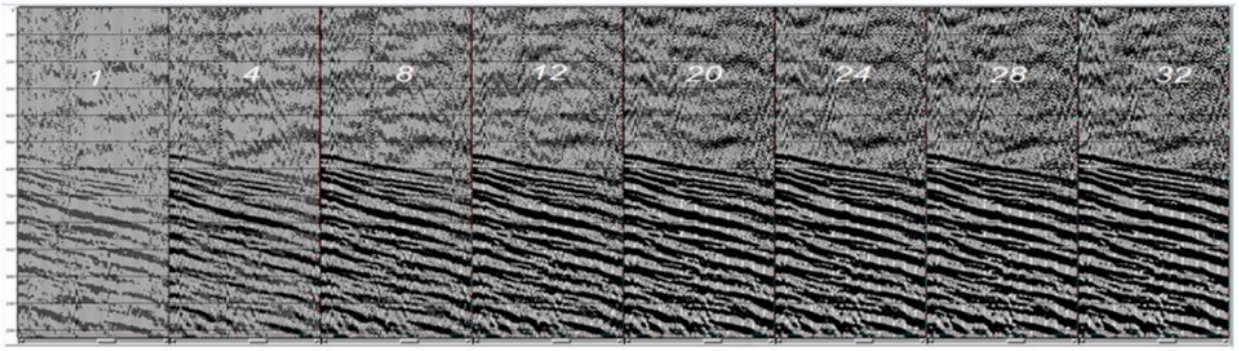
В ранее опубликованной статье [1] нами были описаны результаты опробования в полевых условиях импульсного гидропневматического источника сейсмических волн ГПИ-2 [5, 8]. Анализ этих результатов позволил констатировать высокую сейсмическую эффективность гидропневматического источника, не уступающую источнику ГСК-6М. Одновременно отмечено, что для реализации потенциальных возможностей ГПИ-2, широкого внедрения его в практику сейсмических исследований состав и содержание описанных в статье [1] опытно-методических работ (ОМР) следует расширить. В соответствии с этим зимой 2015 г. был выполнен новый цикл ОМР. Он проведен силами ОАО «БАШНЕФТЕГЕ-ОФИЗИКА» с целью сопоставления характеристик ГПИ-2 с характеристиками других источников: электромагнитного импульсного КЭМ-4, вибрационного NOMAD-65. Помимо прочего, в задачи ОМР входила оценка возможности использования ГПИ-2 при работах МОГТ и повышения качества получаемого сейсмического материала.

Опытные работы были выполнены на линейном профиле 2D в пределах Знаменского участка, расположенного в западной части Республики Башкортостан. В тектоническом отношении данный участок находится натерритории центральной части Южно-Татарского свода. На указанном профиле с шагом 5 метров был расставлен 701 пункт приема ис разными источниками отработаны волновые зондирования. Шаг пунктов возбуждения составлял 50м. Для приема упругих колебаний использовались точечные группы сейсмоприемников (СП), установленных вокруг пунктов приемапо радиусу 0.5м. С целью повышения надежности выводов о сейсмической эффективности протестированных источников прием сейсмических колебаний осуществлялся также глубинным контрольным прибором (ГКП), погруженным в скважине глубиной 40м. Скважина располагалась в центре расстановки СП.

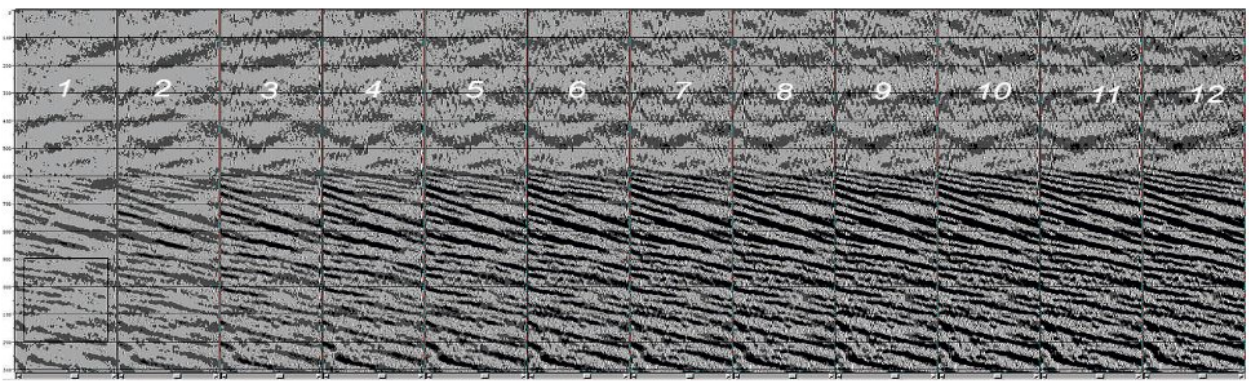
В ходе ОМР опробовалось разное количество накоплений упругих воздействий. При возбуждении сейсмических колебаний виброисточником NOMAD-65 генерировался широкополосный ЛЧМ – свип длительностью 12с. Начальная частота свипа (Fн) составляла 7 Гц, конечная частота Fк = 140 Гц. Для предотвращения возникновения нелинейных искажений вибратор работал с нагрузкой 60%от максимальной. Начальный и конечный тайпер свип-сигнала - 0.5 с.

Регистрация данных проводилась телеметрической системой «SERCEL 428 XL» с шагом квантования по времени 0.5мс., длительность корреллограммы 3 с. Корреляционное преобразование, в случае тестирования виброисточника, осуществлялось до накопления виброграмм.

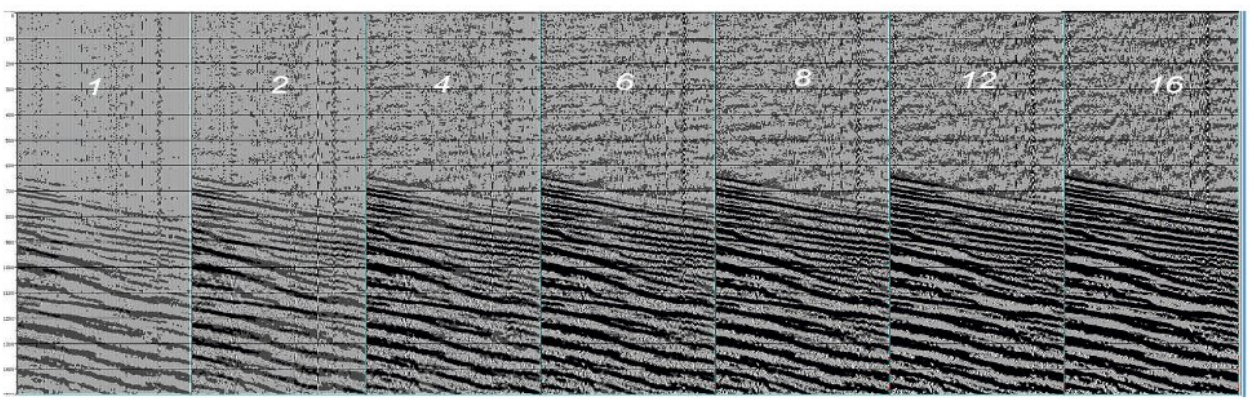
На первом этапе ОМР на трех пикетах профиля (ПВ 1001,ПВ 1351 и ПВ 1701)были отработаны серии физическихнаблюдений с различным количеством накоплений сейсмических воздействий (N). В качестве примеров далее приведены монтажи сейсмограмм ОПВ на ПК 1001 для источника КЭМ-4 (рис.1), ГПИ-2 (рис. 2), NOMAD-65 (рис.3).



▲ *Рис. 1. Монтаж сейсмограмм ОПВ с разным количеством накоплений для источника КЭМ-4. ПВ 1001.*



▲ *Рис. 2. Монтаж сейсмограмм ОПВ с разным количеством накоплений для источника ГПИ-2. ПВ 1001.*



▲ *Рис. 3. Монтаж сейсмограмм ОПВ с разным количеством накоплений для источника NOMAD-65.ПВ 1001.*

Визуальный анализ сейсмограмм на рис. 1,2.3, отвечающих одинаковому количеству накоплений, не позволяет отдать безусловного предпочтения какому либо из источников. Примечателен значительный рост качества сейсмограмм при малых N. Далее с 3-го 4-го накоплений визуально выявить происходящие изменения качества записи затруднительно. Вместе с тем, изменения в зарегистрированных записях для протестированных источников при различном количестве накоплений есть. Об этом свидетельствует анализ осредненных значений амплитуд (А), вычисленных во временном окне записи. Наблюденные величины А в случае расположения пункта возбуждения на ПК 1001, сведены в таблицы 1,2,3 для источников КЭМ-4, ГПИ-2 и NOMAD-65 соответственно.

Сравнение значений А для импульсных источников КЭМ-4 и ГПИ-2 при одинаковом количестве накоплений сейсмических воздействий показывает преимущества второго. Так, при N = 12 наблюденные амплитуды, в случае применения ГПИ-2,превышают зарегистрированные амплитуды для КЭМ-4 в 1.1, 1.5 и 1.27 разна пикетах ПК 1001, 1351 и 1701 соответственно. Близкая ситуация наблюдалась и для других пунктов возбуждения. В этом можно убедиться, проанализировав содержимое таблиц 4 и 5. В них приведены данные для источников КЭМ-4 и ГПИ-2 при расположении ПВ на ПК 1351 (таблица 4) и ПК 1701 (таблица 5). Например, на ПК 1351при N = 12 наблюденные амплитуды, в случае применения ГПИ-2, в 1.6 раз превышают аналогичные амплитуды для КЭМ-4, на ПК 1701 – в 1.3 раза.

Отметим, что в большинстве экспериментов с накоплением сейсмических воздействий рост наблюденных амплитуд с высокой точностью описывался линейной моделью. Например, для источника ГПИ-2 при его расположении на ПК 1701 уравнение регрессии, связывающее наблюденные амлитуды с количеством накоплений записывается следующим образом:

Табл. 1. Осредненные амплитуды первых вступлений волн, вычисленные по сейсмограммам ОПВ при разном количестве накоплений. Источник КЭМ-4.

ПК 1001								
Кол-во накоплений	1	4	8	12	20	24	28	32
Амплитуда	36	112	213	316	521	625	730	833
ПК 1351								
Амплитуда	31	101	206	315	531	639	753	875
ПК 1701								
Амплитуда	37	115	218	320	529	634	740	844

Табл. 2. Осредненные амплитуды первых вступлений волн, вычисленные по сейсмограммам ОПВ при разном количестве накоплений. Источник ГПИ-2.

ПК 1001												
Кол-во накоплений	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Амплитуда	41	70	97	126	155	185	212	230	260	287	315	341
ПК 1351												
Амплитуда	28	100	139	183	226	265	306	342	380	417	447	487
ПК 1701												
Амплитуда	43	84	116	147	177	205	237	271	303	338	371	406

Табл. 3. Осредненные амплитуды первых вступлений волн, вычисленные по сейсмограммам ОПВ при разном количестве накоплений. Источник NOMAD-65.

ПК 1001							
Кол-во накоплений	1	2	4	6	8	12	16
Амплитуда	18100000	35900000	71200000	107000000	142000000	213000000	284000000
ПК 1351							
Амплитуда	19700000	39000000	77700000	116000000	155000000	232000000	308000000
ПК 1701							
Амплитуда	18100000	34000000	67500000	102000000	135000000	200000000	267000000

$$A = 14.86+24.96*N.$$

Качество приближения данной регрессией значений A характеризуется относительно небольшим значением среднеквадратичной погрешности σ = 4.99. При опробовании различного вида нелинейных регрессий снизить σ более чем на 0.31 не удалось. Близкая ситуация, но, с еще меньшим выигрышем от использования нелинейных регрессий отмечена для всех проведенных экспериментов.

Для получения более полного и разностороннего представления о качестве получаемого с разными источниками сейсмического материала при его обработке помимо амплитуд вычислялись и анализировались оценки отношения сигнал/помеха (S/N). Их значения при разном количестве накоплений сейсмических воздействий приведены в уже упоминавшихся ранее таблицах 4 и 5. Отметим, что данные по S/N, полученные для ПК 1001, не приведены по причине их практически полного совпадения с данными для ПК 1351.

Судя по содержащимся в таблицах 4 и 5 данным, источник ГПИ-2 выигрывает по сравнению с КЭМ-4 не только по наблюденным амплитудам, но и по оценкам отношения сигнал/помеха. К примеру, при N = 12 оценка S/N для ГПИ-2 превышает оценку S/N для КЭМ-4 в 1.5 раз и в 1.4 раза для ПК 1351 и ПК 1701 соответственно.

Полученные на первом этапе результаты ОМР подтвердили известную из теории и практики значительную роль строения зоны малых скоростей в формировании характеристик генерируемых упругих волн. Примером, подтверждающим данное утверждение экспериментальных исследований, может служить изложенная в работе [3] ситуация со сравнительным испытанием газодина-

Табл. 4. Наблюденные амплитуды (A) и оценки отношения сигнал/помеха (S/N) при разном количестве накоплений(N) на ПК 1351.

Источник КЭМ											
N	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
A	51	75	90	125	160	180	205	230	260	290	310
S/N	1.55	2. 1	2.2	2.5	2.7	2.8	2.9	3.15	3.81	4.3	5.16
Источник ГПИ											
N	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
A	100	140	185	220	270	300	345	386	420	450	495
S/N	4.1	3.71	4.85	5.33	5.74	5.7	5.6	6.45	6.61	7.21	7.62

Табл. 5. Наблюденные амплитуды (A) и оценки отношения сигнал/помеха (S/N) при разном количестве накоплений(N) на ПК 1701

Источник КЭМ											
N	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
A	65	80	115	140	175	195	210	245	260	290	310
S/N	2.1	2.2	2.41	2.5	2.75	3.01	3.35	3.6	3.85	4.01	4.25
Источник ГПИ											
N	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
A	90	115	145	175	220	238	270	300	340	380	400
S/N	2.9	3.2	3.71	4.01	4.4	4.49	4.55	4.9	5.3	5.51	5.8

мических источников. Описанные в этой работе исследования показали, что в различных сейсмологических условиях оценки энергий воздействия источников ГСК-4 отличались в полтора раза, а для источников ГСК-10 — более чем в два раза. В нашем случае наблюденные амплитуды сейсмических сигналов и оценки отношения сигнал/помеха для разных пикетов возбуждения также значительно отличаются. Например, для источника ГПИ-2 при 12 накоплениях упругих воздействий наблюденная амплитуда и S/N на ПК 1351равны 495 и 7.62 (см. табл. 4), а на ПК 1701 – 400 и 5.8 (см. табл. 5). То есть, наблюденные A и S/N на разных пикетах различаются в 1.24 и 1.31 раз. Еще более значительные различия в амплитудах сейсмических сигналов для разных пикетов отработки ПВ источником ГПИ-2 отражены в таблице 2.

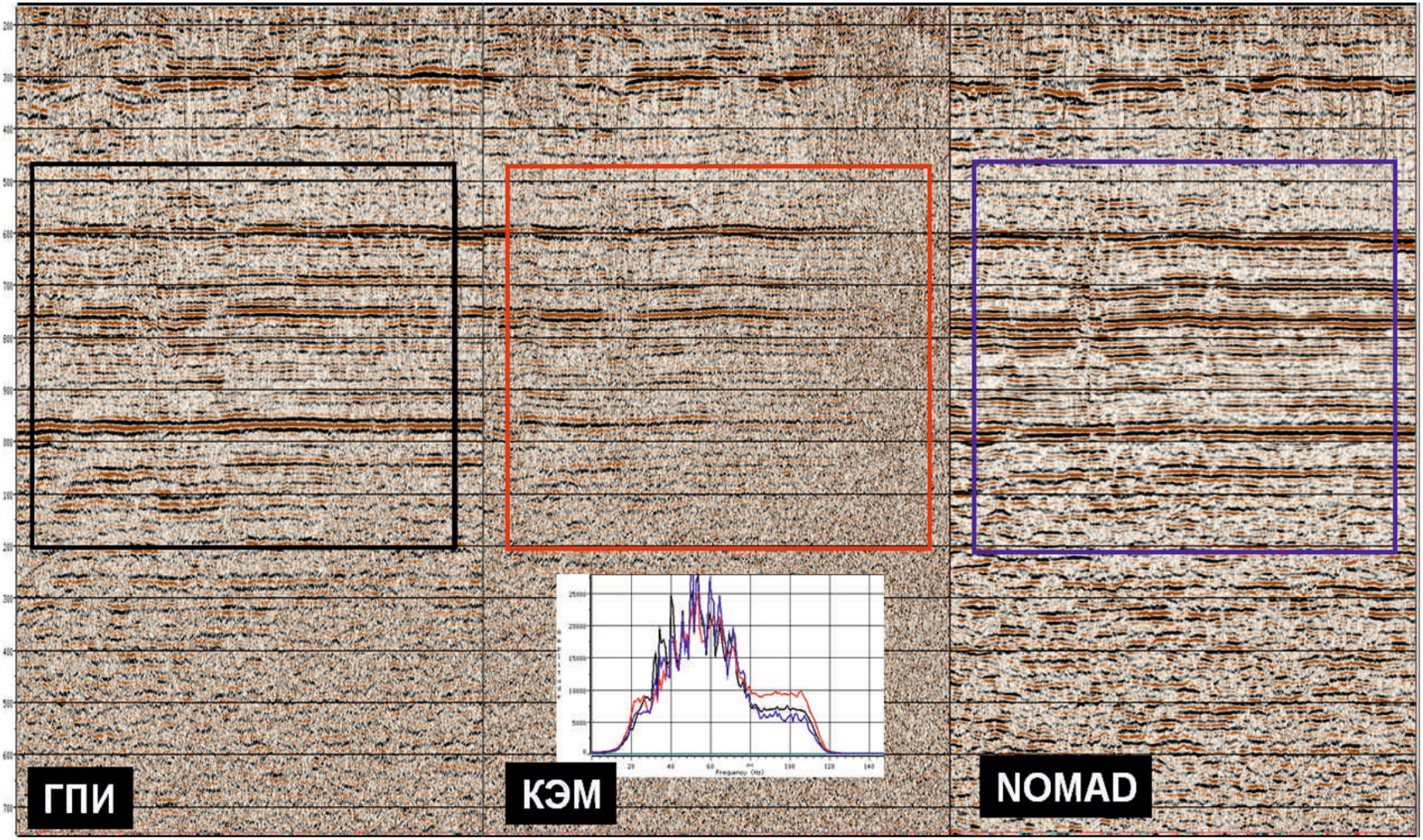
Второй этап ОМР был посвящен отработке и анализу результатов волновых зондирований. На рис. 4 приведен монтаж временных разрезов выполненных зондирований после процедуры нормировки амплитуд для всех трех протестированных источников: ГПИ-2, КЭМ-4 и NOMAD-65.

Накапливаний сейсмических воздействий в обсуждаемом случае не производилось. Визуальный анализ рис. 4 убеждает в значительно лучшей прослеживаемости отраженных волн на разрезе, соответствующем применению ГПИ-2 по сравнению с КЭМ-4. Значительно лучше также их динамическая выраженность. Разрез волнового зондирования, отвечающий варианту использования NOMAD-65, выигрывает как по прослеживаемости и динамической выраженности отраженных волн, так и по уровню нерегулярных помех у разреза для ГПИ-2. Однако, отмеченный выигрыш не столь значителен как при сравнении результатов возбуждения колебаний источниками ГПИ-2 и КЭМ-4.

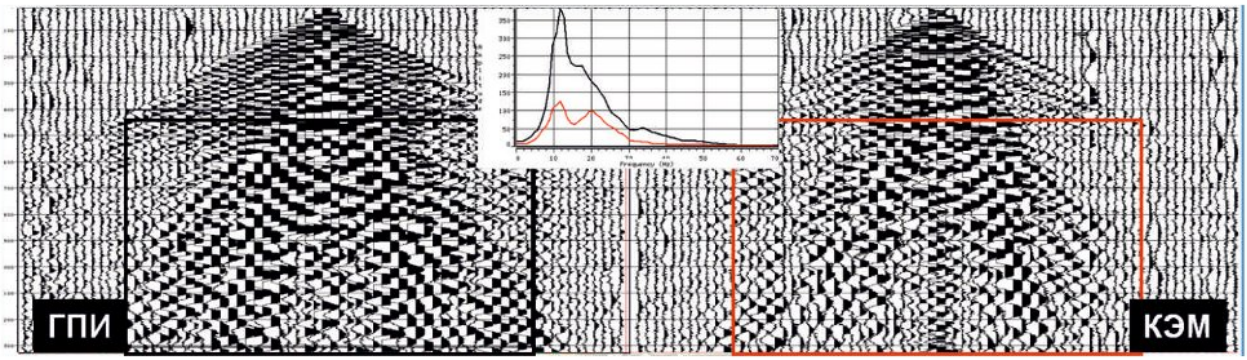
На рис. 4 показаны также нормированные по максимуму амплитудно-частотные спектры сейсмической записи. Они вычислены в выделенных на данном рисунке временных окнах и позволяют констатировать качественную схожесть частотных характеристик всех тестируемых источников. Небольшие расхождения наблюдаются лишь в высокочастотной области спектра, где, на первый взгляд, некоторое преимущество имеет КЭМ-4. Однако, в случае анализа ненормированных спектров, указанное преимущество теряется.

Рис. 5 демонстрирует монтаж сейсмограмм ОПП, записанных с помощью заглубленного сейсмоприемника GS-20DX при тестировании импульсных источников.На рисунке показаны также амплитудно-частотные спектры записи и временные окна, использованные для их вычисления.

Визуальный анализ приведенного на рис. 5 монтажа сейсмограмм позволяет сделать заключение о том, что амплитуды зарегистрированных сигналов на сейсмограмме для ГПИ-2 существенно превышают амплитуды сигналов на сейсмограмме для КЭМ-4. Инструментальный контроль показал различие максимальных амплитуд зарегистрированных сигналов на выходе сейсмоприемника для тестируемых источников почти в 2 раза. В случае возбуждения колебаний источником ГПИ-2 максимальная амплитуда составила 14.7 мкВ, в случае КЭМ-4 - 7.6 мкВ. Амплитудно-частотные спектры записей источников в целом схожи. Вместе с тем, амплитуды гармонических составляющих спектра для ГПИ-2 в два и более раза больше по сравнению с амплитудами гармоник той же частоты для КЭМ-4. Этого, исходя из отмеченного выше соотношения амплитуд во временной области и теоремы Рэйли, следовало ожидать.



▲ *Рис. 4. Монтаж временных разрезов волновых зондирований после процедуры нормировки амплитуд для источников ГПИ-2, КЭМ-4 и NOMAD-65. Выделены временные окна, использованные для расчета амплитудно-частотных спектров.*



▲ *Рис. 5. Монтаж сейсмограмм ОПП и спектров для случая регистрации упругих колебаний заглубленным сейсмоприемником GS-20DX. Выделено временное окно, использованное для вычисления амплитудно-частотных спектров сигналов.*

Обобщение полученных в ходе выполненных ОМР результатов приводит к следующим выводам:

- в условиях выполненных экспериментов источник ГПИ-2 незначительно проигрывает NOMAD-65 по соотношению сигнал/помеха. Одновременно он выигрывает по этому показателю по сравнению с КЭМ-4, обеспечивая получение лучших по динамике и прослеживаемости горизонтов на временных разрезах;

- наблюденные амплитуды сейсмических сигналов для КЭМ-4 и ГПИ-2 в большинстве случаев растут при увеличении количества накоплений упругих воздействий по близкому к линейному закону;

- все три протестированных источника характеризуются близким частотным составом возбуждаемых колебаний.

По мнению авторов статьи, приведенные в ней материалы свидетельствуют о хороших перспективах внедрения источника ГПИ-2 в практику геологоразведочных работ. Причем, он уже может применяться при решении задач изучения верхней части разреза и, после реализации некоторых описанных ниже дополнительных мероприятий, при изучении целевых глубинных интервалов при поисково-разведочных работах на нефть и газ. Помимо прочего, широкому внедрению в практику гидропневматического источника будет способствовать высокая безопасность его эксплуатации. Он не требует, как в случае газодинамического источника, использования взрывоопасной смеси кислорода и пропана. Не действует, как в случае применения КЭМ-4, такой негативный производственный фактор, как опасное напряжение. Для полной реализации потенциальных возможностей данного источника в практике ГРР осталось решить несколько частных задач:

- устранить несоответствие силы удара и массы источника. Как показали выполненные в ходе ОМР полевые эксперименты, такое несоответствие может приводить к отрыву при работе плиты и передних колес автомобиля УРАЛ, на котором сейчас смонтирован ГПИ, от земли. В результате в некоторых случаях источник производит повторные спонтанные удары плитой о землю уже после отработки им рабочего воздействия на грунт;

- завершить работы по отладке синхронизации запуска ГПИ и сейсмостанции с применением известных систем синхронизации (SGD, ССВ и т.д.);

- применению ГПИ-2 с задачами поиска и разведки месторождений нефти и газа предпослать сравнительную оценку производительности полевых работ с гидропневматическим и вибрационным источником. Возможно, что ГПИ- 2 будет более производителен по

сравнению с вибратором, обеспечивая схожее качество сейсмического материала. В пользу такого предположения свидетельствует то обстоятельство, что за время отработки одного накопления вибратором (в рассмотренном случае длина свипа - 12 с., запись - 3с, задержка - 1 с.) можно отработать около четырех накоплений ГПИ-2 (запись - 3 с., задержка - 1 с.).

Литература

1. Селезнев В.А., Михеев С.И., Экомасов С.П., Паоло Барбиери.Сравнительные полевые испытания импульсного гидропневматического источника сейсмических волн ГПИ-2 / Приборы и системы разведочной геофизики, №2(52)/2015.

2. Михеев С.И., Мичурин А.В., Федотов С.А. Основные проблемы развития отечественных геофизических технологий и аппаратуры / Нефтесервис, 2009. №1

3. ФонберштейнЕ.Г., ЭкомасовС.П. Процессы генерирования сейсмических волн импульсными наземными источниками / Москва:издательство «МТГ», 2007.

4. ФонберштейнЕ.Г., ЭкомасовС.П. Гидропневматические источники сейсмических волн для инженерных изысканий, поисков и разведки месторождений нефти и газа/ Геофизический вестник, Москва, ЕАГО, 2011.-№6.

5. Шнеерсон М.Б., Майоров В.В. Наземная невзрывная сейсморазведка./ Москва: 1988.

6. ЭкомасовС.П., Федотов С.А. Импульсный гидропневматический источник сейсмических волн / Приборы и системы разведочной геофизики, № 1, 2015.

УВАЖАЕМЫЕ ЧИТАТЕЛИ!

Журнал «Приборы и системы разведочной геофизики» является единственным тематическим периодическим изданием в современной России, освещающим актуальные проблемы геофизического приборостроения.

С 2015 г. журнал «Приборы и системы разведочной геофизики» входит в список ведущих периодических изданий, рекомендованных Высшей аттестационной комиссией Минобразования России для публикации основных научных результатов **диссертаций на соискание ученой степени доктора и кандидата наук.**

Рецензирование рукописей, поступающих в редакцию, в том числе обязательное для соискателей ученой степени, позволяет поддерживать высокий уровень публикаций.

С каждым годом расширяется география публикаций. С нами сотрудничают авторы более чем из 40 городов Российской Федерации, а также из Украины, Белоруссии, Азербайджана, США, Франции, Китая.

Журнал ориентирован на широкий круг представителей геофизического сообщества. Поэтому рекламодатели, размещающие рекламу своей продукции и услуг на страницах нашего журнала, могут быть уверены в том, что она привлечет внимание представителей целевой аудитории и, как следствие, приведет к развитию бизнеса (увеличению продаж товаров или услуг).

Мы открыты к сотрудничеству!

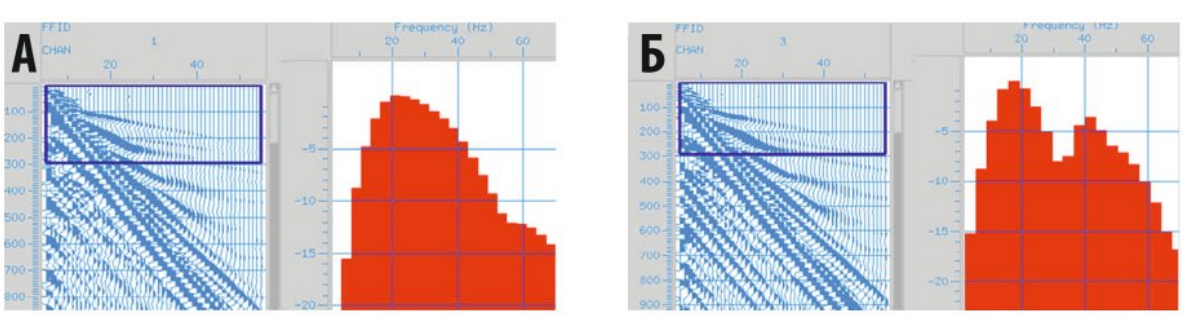
Высокое качество генерации волновых сейсмических полей обеспечит

НОВЫЙ ИМПУЛЬСНЫЙ ИСТОЧНИК ГПИ-2



Новый гидропневматический источник ГПИ-2 обеспечивает изучение верхней части разреза микросейсмокаротажом (МСК) и методом преломленных волн(МПВ), а также изучение глубинных интервалов осадочного чехла методами ОГТ и ВСП

Технические характеристики источника:	
Рабочий орган	гидропневматическая камера;
Количество камер, шт.	2;
Максимальное усилие в ударном импульсе, МН (т)	до 2,7 (270);
Частота рабочих циклов, Гц (ед./мин)	0,083 (5);
Масса гидропневматической камеры, кг	1000;
Масса источника, кг	18 300;
Рабочий диапазон температур, °С	-40 ÷ +40;
Возможность группирования источников для изучения глубинных интервалов осадочного чехла методами ОГТ и ВСП	Обеспечена;
Работа в режиме накопления	Возможна;
Транспортная база	а/м Урал 4320.



Амплитудно-частотные спектры сейсмических записей в окне 0-300 мс при возбуждении источником ГСК-6М (А) и ГПИ-2 (Б)

Изготовитель - «RALOT» г. Москва
тел: (495)726-59-87
e-mail: ralot_moscow@mail.ru

RALOT engineering

Коммерческий представитель
Паоло Барбиери
Моб.: 8 926 706 0951

Технологии адаптивной вибросейсморазведки (АВИСейс) повышают качество и эффективность сейсморазведочных работ

Жуков А.П., ООО "ГСД", г. Москва

Проблема повышения эффективности и качества сейсморазведочных работ приобретает все большую актуальность. Сейсморазведка, бурение, испытание и исследование скважин составляют основу геологоразведочных работ (ГРР) в России при решении проблемы наращивания и долгосрочного управления ресурсами и запасами нефти и газа. Таким образом, внедрение в производство геологоразведочных работ на нефть и газ новых методов, технологий и аппаратурно-технических средств, по-прежнему является важнейшей задачей. Особенно важно обеспечить высокий технологический уровень проведения полевых работ и высокое качество получаемых в поле сейсмограмм. Затраты на проведение полевых сейсморазведочных работ составляют сегодня порядка 80% от стоимости полного цикла сейсморазведочных работ. Потеря или снижение качества полевых данных ведет к большим экономическим потерям, ограничивает использование современных технологий обработки и анализа сейсмоданных, без которых сегодня невозможно построение достоверной геофизической модели геологического строения изучаемых территорий.

В настоящее время вибрационная сейсморазведка является одним из основных геофизических методов поиска и разведки полезных ископаемых и изучения глубинного строения земных недр. Помимо реализации высокопроизводительных методик выполнения полевых работ, вибрационные источники по сравнению с импульсными источниками имеют такие преимущества, как: возможность управления параметрами возбуждения колебаний, универсальность и повсеместность применения, безопасность применения, мобильность, экологическая безопасность, высокая экономическая эффективность, более высокая информативность получаемых геофизических данных.

Одна из общих проблем, стоящих перед сейсмическим методом, является потеря средне-высокочастотных составляющих возбуждаемого сигнала в результате фильтрующего действия земной толщи (в первую очередь, ВЧР). При обработке сейсмических данных применяется ряд процедур (например, деконволюция), позволяющих расширить частотный диапазон зарегистрированных колебаний. Однако, при небольших соотношениях сигнал / помеха в высокочастотной области на исходных сейсмограммах применение данных процедур может не дать ожидаемого результата.

Как было указано выше, вибросейсмический метод, в отличие от взрывного или невзрывного импульсного возбуждения колебаний, обладает возможностью управления параметрами излучаемого сигнала, что позволяет во многих случаях решить данную проблему.

Расширить амплитудный спектр регистрируемых сейсмических сигналов возможно путем использования свипов с нелинейным законом изменения текущей частоты, а также комбинированных свипов, состоящих из нескольких ЛЧМ-сигналов, разделенных промежутками времени.

Однако трудности практической реализации этого подхода к решению

проблемы повышения доли высоких частот в спектре посылаемого свип-сигнала связаны с неудобством ручной перенастройки параметров нелинейного свипа к меняющимся вдоль профиля сейсмогеологическим условиям. Обычно, для всей площади работ используется один тип нелинейного свипа, выбранный на участке проведения опытных работ. При этом, конечно, не удаётся на всех участках площади достичь желаемого результата.

Для оптимизации расчёта произвольных нелинейных сигналов при отработке исследуемой площади была разработана технология адаптивной вибрационной сейсморазведки (АВИСейс).

Внедрение АВИСейс, построенной на использовании нелинейных свип-сигналов, адаптированных к сейсмогеологическим условиям каждой площадки возбуждения на профиле, стало возможным с появлением системы управления вибраторами GDS-I (Geophysical Digital System) и специального программного обеспечения (Equalizer), созданных специалистами ООО «Геофизические системы данных». Equalizer при этом обеспечивает автоматизированный контроль в реальном времени спектра регистрируемого поля отраженных волн, формирование корректирующего нелинейного свип-сигнала и передачу его на виброисточники. Благодаря автоматической адаптации параметров свип-сигнала к меняющимся вдоль профиля условиям возбуждения достигается эффект расширения спектра сигнала и, соответственно, повышения разрешенности поля отраженных волн. Кроме того, достигается стабилизация формы и динамических характеристик сигнала вдоль профиля. Достаточно подробно технология АВИС и ее особенности описаны в работах [1-4].

GDS-I – многофункциональная геофизическая цифровая система управления виброисточниками, оснащенная радиосвязью и встроенными GPS / GLONASS приёмниками. Система управления состоит из универсальных устройств, каждое из которых способно работать в двух режимах:

- Encoder – связь между сейсмостанцией и вибраторами по радио;
- Decoder – управление вибраторами.

Отличительные особенности блоков-управления GDS-I:

- Современная элементная база;
- Компактная конструкция;
- Совершенный алгоритм регулирования фазы и силы;
- Помехозащищенный способ радиосвязи;
- Возможность работы по методу адаптивной вибрационной сейсморазведки;
- Возможность работы по каналу RTI (Recorder Truck Interface) со всеми отечественными и зарубежными сейсмостанциями и виброисточниками;
- Конструкция блока проста в эксплуатации и ремонте.

GDS-I реализует все стандартные возможности работы с ЛЧМ и НЧМ свип-сигналами. Кроме этого реализовано:

- вычисление параметров адаптивного свип-сигнала;
- вычисление параметров функционального нелинейного свип-сигнала по спектру адаптивного свип-сигнала;
- вычисление и запись в память GF(T) – (Ground Force – «действующая сила») для использования при деконволюции виброграмм и районирования площади по условиям возбуждения;

Программа «VP» выполняет функции управления и контроля вибросейсмического комплекса. Основные функции программы заключаются в задании

параметров работы дешифраторов, установленных на вибраторах, приёме отчётов о работе вибратора после каждого запуска – PSS (Post Sweep Service) и навигация.

Для повышения производительности сейсморазведочных работ, а также для контроля за положением вибраторов на площади, применяется система спутниковой навигации. Управляющая блоком GDS-I программа позволяет определять и контролировать координаты источников на площади работ, как оператором сейсмической станции, так и оператором вибратора. Для работы с навигацией на вибраторе к Дешифратору подключается планшетный компьютер с установленной программой управления и введенными координатами пунктов возбуждения.

Технология АВИСейс позволяет значительно повышать разрешенность сейсморазведки без уменьшения соотношения сигнал/шум в широком диапазоне глубин.

Применение АВИСейс не влияет на сроки полевых работ т.к. адаптация сигналов происходит в реальном времени.

Эффективность технологии подтверждена на практике результатами опытно-методических и производственных работ, проведенных в различных сейсмогеологических условиях на территории Российской Федерации: в пределах Русской платформы, в условиях соляно-купольной тектоники в Оренбургской области, на севере Западно-Сибирской низменности и в других местах. В целом, полученные материалы свидетельствуют о высоких потенциальных возможностях технологии АВИСейс.

Вместе с тем, экспериментальные и производственные исследования эффективности технологии АВИСейс в различных сейсмогеологических условиях показали, что дальнейшее повышение эффективности технологии АВИСейс связано с необходимостью оптимизации методики автоматизированной настройки параметров адаптации системы управления вибраторами и, в частности, необходимостью расширения частотного диапазона сигналов, генерируемых вибраторами, в сторону низких частот.

Серийно произведенные виброисточники устойчиво работают в диапазоне 8-10 до 100-150 Гц, что в целом позволяет решать большой круг геологических задач, чем и обусловлено их широкое применение при проведении сейсморазведочных работ.

Начиная с 2008 года за рубежом и в России проведен ряд экспериментальных работ [8-12] с вибрационными источниками, доказывающих необходимость уменьшения начальной частоты вибровоздействия с традиционных 8-10 Гц до 1.5-3 Гц. Обусловлено это как необходимостью расширения частотного диапазона зондирующего сигнала, и, как следствие, получение более компактного сейсмического импульса (5-6 октав) и большей динамической выразительности сигналов, так и более широкими возможностями извлечения литологических характеристик изучаемой земной толщи при дальнейшей обработке зарегистрированных данных с применением алгоритма инверсии сейсмических данных [13 – 15].

Определим интервалы частотного диапазона возбуждаемого вибрационного сигнала следующим образом:

- от 1-1.5 Гц до 10 Гц – ультранизкочастотный интервал;
- от 10 до 60 Гц – среднечастотный, и
- от 60 до 100 Гц и более – высокочастотный интервал.

Как было отмечено выше, задача частичной компенсации средне– высокочастотного затухания зондирующего

свип-сигнала, обусловленного фильтрующим действием земной толщи, решается при помощи использования технологии адаптивной вибросейсморазведки АВИСейс [6–7].

Посылка свип-сигнала в ультранизкочастотном диапазоне возможна двумя способами:

1) через проектирование специальных сигналов, позволяющих реализовать возбуждение ультранизких частот стандартными виброисточниками без ущерба для их конструкции (или так называемых в иностранных публикациях dwell-свипов);

2) через конструирование специальных «низкочастотных» виброисточников, позволяющих возбуждать эти частоты. Очевидно, что оптимальный вариант дает совмещение этих двух подходов.

Рассмотрим более подробно пути реализации рассматриваемой задачи, проблемы и пути их преодоления.

В специально сконструированных сигналах (типа «dwell-свип») ультранизкочастотная часть (1.5-10 Гц) изменяется по нелинейному закону таким образом, чтобы инерционная масса виброисточника в указанном частотном диапазоне не развивала амплитуду колебаний, опасных для конструкции виброузла источника.

Одна из задач, которая также должна быть учтена при конструировании dwell-свипа - сохранение в низкочастотном диапазоне (1.5-10 Гц) энергии, которая обеспечивала бы получение равномерного амплитудно-частотного спектра по всей длительности зондирующего свип-сигнала.

Это ведет к увеличению длительности низкочастотного участка свип-сигнала, причем если амплитуда будет уменьшена в 2 раза, то длительность необходимо увеличить в 4 раза и т.д. То есть, существует квадратичная зависимость увеличения длительности от изменения амплитуды в соотвествии со следующей формулой [10]:

$$f(t) = 4\,psd/D^2,$$

где psd – желаемая спектральная плотность излучаемых колебаний, D - сила.

Dwell-свипы уже широко применяются различными западными компаниями. Например, компания Schlumberger при реализации своей технологии UniQ применяет так называемый МД-свип (MD Sweep), который является одной из разновидностей dwell-свипов [9].

Недостатками конструирования МД-свипа является то, что при его расчете происходит предварительная оценка различных поверхностных условий изучаемой площади [17] и, далее – на основе опытно-методических работ он вводится как пользовательский свип-сигнал в память системы управления виброисточниками.

В России также разработан на базе отечественной системы управления GDS-II (производства компании «Геофизические системы данных») (Рис. 1) свип-сигнал такого рода, имеющий ряд преимуществ перед западными разработками. Назовем полевую технологию на



▲ *Рис. 1. Система управления вибраторами "GDS-II"*

основе такого сигнала «низкочастотной (НЧ)[1]).

В разработке GDS-II всё предельно автоматизировано, применён оригинальный запатентованный алгоритм [5], оператору сейсмостанции задаётся только диапазон частот (как правило, от 1.5-2 до 8-10 Гц), в пределах которого будет работать специальный режим оптимальной посылки свип-сигнала. Этот режим выполняет две функции:

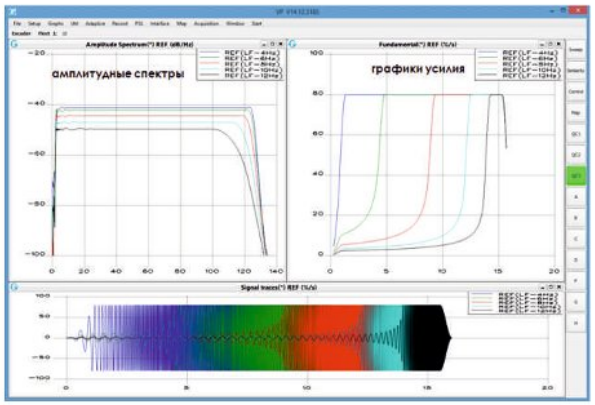
1 – не позволяет инерционной массе виброисточника превышать допустимые пределы амплитудных колебаний, то есть обеспечивает безопасную работу стандартного виброисточника в указанном частотном диапазоне (2-10 Гц);

2 – посылает в земную толщу колебания с указанной частотой и сопоставимые по своей энергии со спектральной плотностью оставшейся части зондирующего сигнала. Начиная с 10 Гц и до конечной частоты возбуждается обычный ЛЧМ-свип-сигнал или сигнал, рассчитанный по технологии АВИСейс.

На Рис. 2 показаны характеристики различных dwell-свипов в зависимости от той или иной конечной частоты низкочастотной части свип-сигнала, которые были опробованы при испытаниях на источниках СВ-30/100Б «Русич» производства компании «Геосвип».

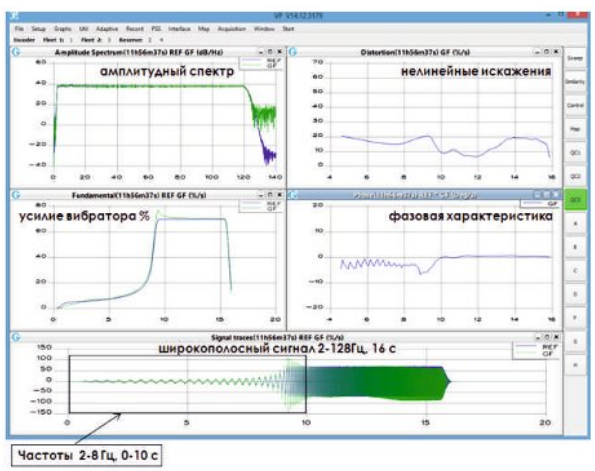
На Рис. 3 показаны графики сигнала, снятого при возбуждении виброисточником «Русич» (система управления GDS II) низкочастотного сигнала с начальной частотой $F_н$= 2 Гц, $F_{кон}$= 128 Гц, $F_{нч}$= 8 Гц.

На графиках хорошо видны следующие закономерности: для того, чтобы был реализован равномерный спектр



▲ *Рис. 2. Семейство широкополосных сигналов 2-128 Гц.*

сигнала, при помощи специально рассчитанного нелинейного dwell-свипа необходимо низкочастотную часть свип-сигнала (2-8 Гц, 2-9 Гц, 2-10 Гц) возбуждать в течение достаточно длительного времени, зачастую большего, чем оставшуюся – в нашем случае, от 8 (9, 10) Гц до 128 Гц.



▲ *Рис. 3. Широкополосный свип-сигнал 2-128 Гц.*

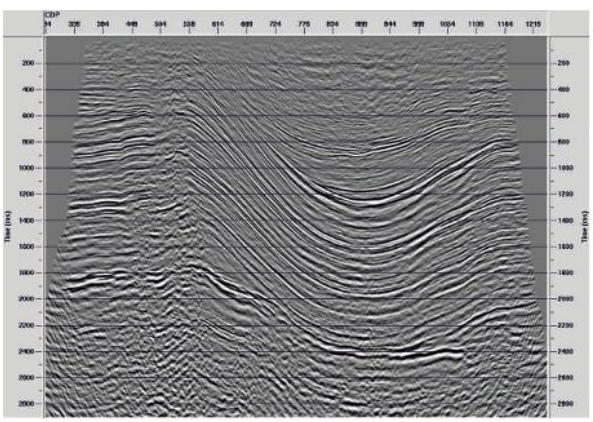
Тем не менее, данный режим может быть исключительно полезен при проведении региональных работ и работ 3Д, где требуется освещение глубинной части разреза. Очень важно, что при этом может быть использовано стандартное оборудование (в первую очередь, виброисточники) с гарантией исключения выхода из строя гидравлического оборудования при отработке низких частот.

1). «Низкочастотной» в том смысле, что начальная частота свип-сигнала находится в пределах его ультранизкочастотной части (1.5 – 6 Гц).

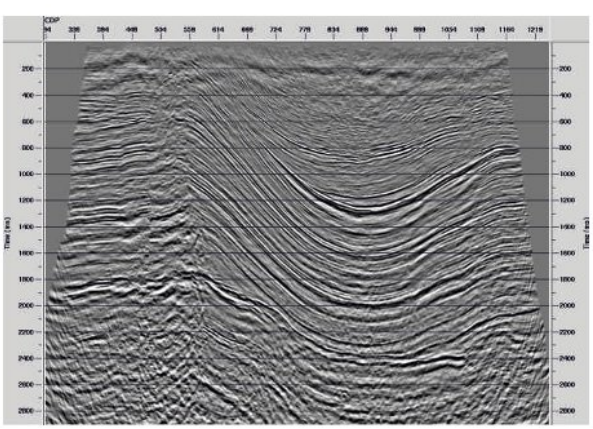
На Рис. 4б показан участок профиля, отработанного с низкочастотным свипом в Узбекистане (система управления GDS-II), по сравнению со стандартным (линейным) на Рис. 4а. Очевидна лучшая динамическая выразительность результативного временного разреза, четкое выделение разломной зоны, увеличение глубинности исследований.

Второй способ решения – создание виброисточника, позволяющего развивать полную мощность с как можно меньшей начальной частоты.

В настоящее время уже разработаны как минимум две модификации компанией Sercel (Франция) – с 5.4 Гц, компанией BGP (Китай) – с 3.0 Гц. Думается, что аналогичную разработку по силам осуществить и отечественной компании «Геосвип», **что является исключительно актуальной задачей.**



▲ *Рис. 4а. Стандартный свип 6-90 Гц.*



▲ *Рис. 4а. Низкочастотный свип 3-90 Гц.*

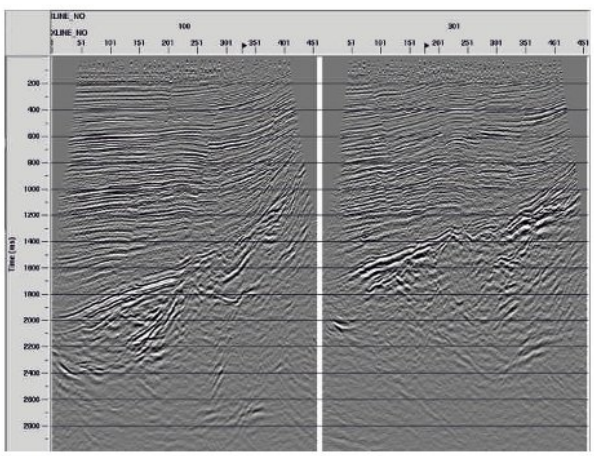
При разработке такого источника необходимо выполнить, как минимум, следующее:

1. Увеличить ход инерционной массы и ее вес;

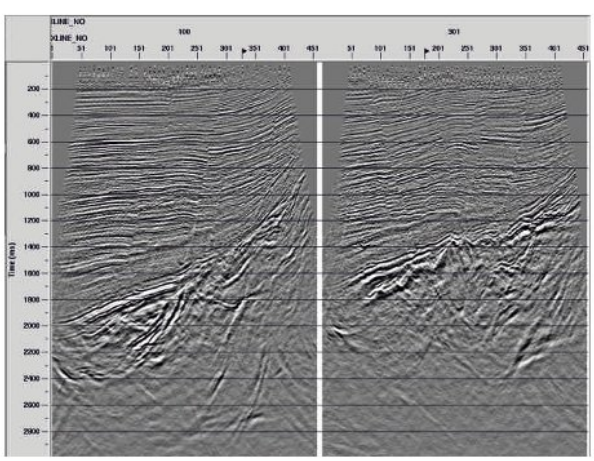
2. Сгладить пульсации потока гидравлической жидкости на низких частотах;

3. Уменьшить уровень нелинейных искажений.

В декабре 2014 г были проведены производственные работы по технологии АВИСейс на одной из площадей в Китае (Рис 5, 6).



▲ *Рис. 5. Разрез по инлайнам 100 и 301, стандартный свип.ис. 1. Плавни.*



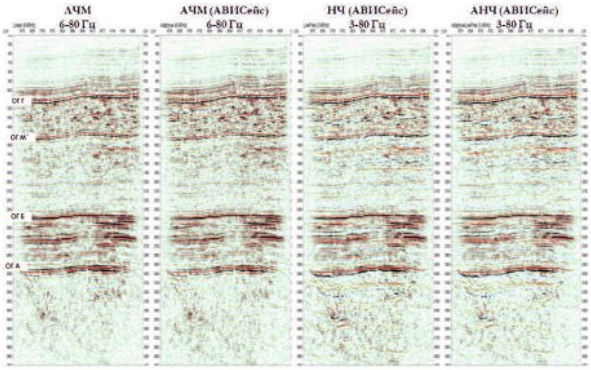
▲ *Рис. 6. Разрез по инлайнам 100 и 301, широкополосный свип 1.5-90 Гц.*

Закономерно возникает вопрос: если идёт речь о возбуждении ультранизких частот, то логично использовать при регистрации сейсмоприёмники с более

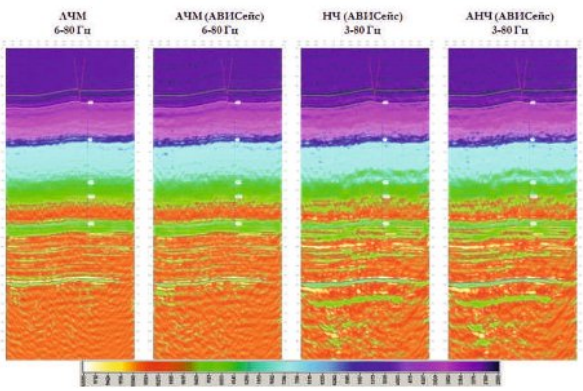
низкой резонансной частотой. Такие сейсмоприёмники разработаны и серийно производятся (Франция – 5 Гц, Китай – 4.5 Гц). И в ближайшие годы неминуем переход на данные типы геофонов. Однако, в настоящее время практически все полевые сейсморазведочные партии укомплектованы сейсмоприёмниками с резонансной частотой 10 Гц. Тем не менее, опыт использования «низкочастотного возбуждения» в России, Омане и Китае показывает, что геологическая информативность существенно возрастает и в этом случае [14, 16, 17].

Рассмотрим эксперимент, выполненный на севере Тюменской области с целью сравнения технологий возбуждения линейного, низкочастотного и комбинированного – низкочастотно-адаптивного сигналов. Последняя является уникальной российской разработкой, не имеющей мировых аналогов, и обеспечивающей возбуждение как ультранизких частот, так и компенсацию затухания средне-высокочастотной части зондирующего сигнала, обусловленного фильтрующим действием земной толщи (назовём данный сигнал и технологию «широкополосной» (АНЧ) или, в англоязычной аббревиатуре Broadsweep.

Сравнение временных разрезов, полученных по единому графу обработки с применением деконволюции демонстрирует увеличение глубинности в случае НЧ- и АНЧ-сигналов, динамической выразительности, расширение спектра ФАК как в низкочастотную, так и высокочастотную части. Также, при последующей инверсии в разрезы акустического импеданса, виден значительный прирост геологической информативности, особенно в районе складчатого фундамента, на временах более 3 сек (Рис. 7, 8, 9, 10).



▲ *Рис. 7. Сравнение временных разрезов. Повышение глубинности без потери разрешенности.*



▲ *Рис. 8. Результат псевдоакустической инверсии.*



▲ *Рис. 9. Сравнение ЛЧМ, АНЧМ, НЧ и АНЧ сигналов.*

Симбиоз современной системы управления GDS-II и источника нового поколения позволит в кратчайшие сроки выйти на мировой уровень в области возбуждения упругих колебаний с вибрационными источниками.

Таким образом, в настоящее время на основе систем управления GDS-I и GDS-II реализованы три технологии АВИСейс:

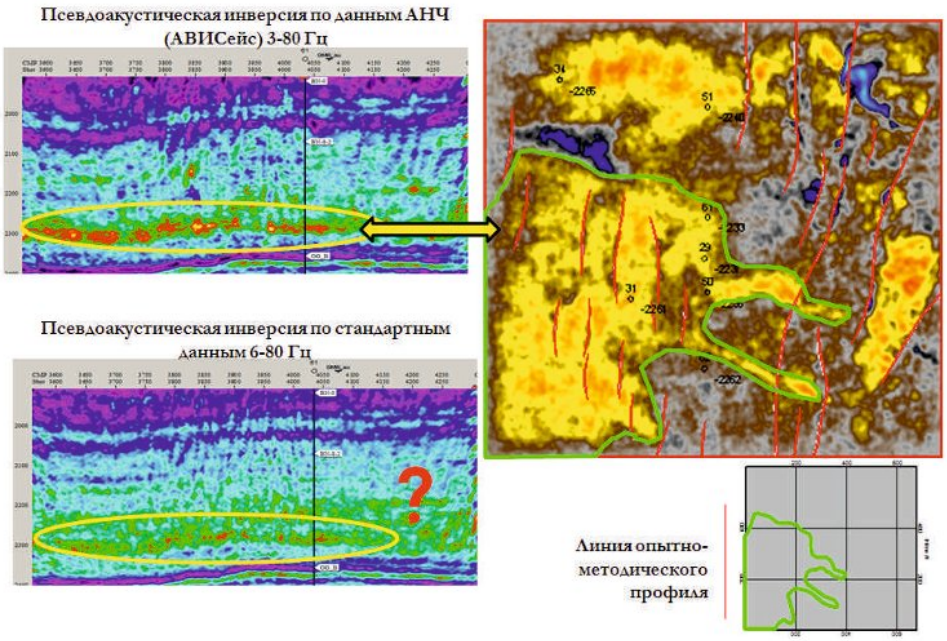


Рис. 10. Проявление дистальной части конуса выноса. Неоком.

- адаптивная базовая (АЧМ), позволяющая компенсировать средне-высокочастотное затухание энергии, обусловленное фильтрующим действием земной толщи;

- «низкочастотная» (НЧ), позволяющая смещать начальную частоту вибрации в сторону «ультранизких» частот;

- «широкополосная» (АНЧ), позволяющая производить расширение спектра посылаемых колебаний как в сторону «ультранизких» частот, так и в сторону высокочастотной части спектра.

Использование данных модификаций адаптивной вибросейсморазведки позволяет:

1. Получать данные, сопоставимые и превышающие по динамической выразительности взрывные.
2. Уже сейчас реализовать режим низкочастотного воздействия на стандартных виброисточниках и сейсмоприемниках.
3. Достичь расширения спектра в широком диапазоне частот.
4. Увеличить глубинность исследований и контрастность изображения тектонических нарушений.
5. Обеспечивать оптимальное применение алгоритмов инверсии сейсмических данных с целью определения литологических характеристик исследуемой земной толщи.
6. В значительной степени повысить детальность и, соответственно, достоверность окончательной геологической модели месторождения.

Как итог – технология широкополосной наземной вибросейсморазведки высокого разрешения.

Автор выражает благодарность за помощь в написании статьи Некрасову И.А., Короткову И.П. и Гридину П.А.

Литература

Жуков А.П., Шнеерсон М.Б. [2000] Адаптивные и нелинейные методы вибрационной сейсморазведки / М.: ООО «Недра-Бизнесцентр»

Жуков А.П. и др. [2011] Сейсморазведка с вибрационными источниками / «Издательство ГЕРС», Тверь

Жуков А.П. и др. [2011] Адаптивная вибросейсморазведка в условиях неоднородного строения верхней части геологического разреза / Технологии сейсморазведки №2., 5-12

Жемчугова В.А. Бербенев М.О., Наумчев Ю.В. [2015] Использование новых технологий сейсморазведочных работ для повышения эффективности геологоразведочных работ (На примере верхнемеловых отложений севера Западной Сибири) / Технологии сейсморазведки №4., 80-88

Патент на изобретение № 2570587 от 22.10.2014г / Гридин П.А., Жуков А.П., Шехтман Г.А.

А.П.Жуков, И.В.Тищенко, В.С.Горбунов и др. [2015] Первые результаты работ по адаптивной технологии вибросейсморазведки на примере изучения геологического строения северо-восточной части Жигулевско-Пугачевского свода / Приборы и системы разведочной геофизики. № 3(37)

А.П.Жуков и др. [2014] / Технология адаптивной сейсморазведки», доклад на конференции «Современные технологии»

Bagaini C. [2007] Enhancing the low-frequency content of vibroseis data with maximum displacement sweep [Conference]. - [s.l.] : 69th Conference & Exhibition, EAGE

Bagaini, C. [2008] Low-frequency vibroseis data with maximum displacement sweeps. Leading Edge, May, 582-591

Tellier, N. and others [2015] Vibroseis equipment for efficient low-frequency generation and high-productivity operations. First Break 33, January, 77-83

Sallas, J. [2010] How do hydraulic vibrators work? A look inside the black box. Geophysical Prospecting 58, 3–17

Wei, Z. and Pan, Y. [2015] Vibroseis source improvements towards broadband land acquisition. First Break 33, January, 61-65

Baeten, G. and others [2013] The use of low-frequencies in a full-waveform inversion and impedance inversion land seismic case study. Geophysical Prospecting, doi 10.1111/1365-2478.1210

Mahrooqi, S. and others [2012]. Land seismic low frequencies: acquisition, processing and full wave inversion of 1.5 - 86 Hz. SEG Las Vegas Annual Meeting

Sirgue, L. [2006] The Importance of Low Frequency and Large Offset in Waveform Inversion. 68th Meeting, EAGE, Extended Abstracts, A037

Glushchenko F. Ofowena A. [2015] Broadband Surveys Conducted in Abu Dhabi, UAE [Conference]. - [s.l.] : EAGE Broadband Seismics Workshop, 16-17 November 2015, Abu-Dabi

Zhukov, A.P. [2014] Adaptive Vibroseis (AVSeis): Hardware, Software and Applications. SEG Houston Annual Meeting

Подробнее об авторе



Жуков
Александр Петрович

доктор технических наук,
профессор МГУ,
Директор ООО
"Геофизические
Системы Данных"



SCOUT

Бескабельная сейсмосистема

SCOUT - это решение геофизических задач в области сейсморазведки, электроразведки и микросейсмики.

SCOUT работает в труднодоступных местах в комплексе с кабельной системой любого производителя.

Система оснащена всеми необходимыми инструментами контроля состояния полевых блоков и датчиков.

Диапазон рабочих температур от -40 до +70 °C.

СПЕЦИАЛЬНОЕ КОНСТРУКТОРСКОЕ БЮРО СЕЙСМИЧЕСКОГО ПРИБОРОСТРОЕНИЯ

SKBSP.RU

РОССИЙСКОЕ ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Россия, 410019, г.Саратов, ул. Крайняя, 129 , тел.: (8452) 53-45-06; 570-500, факс: (8452) 27-21-01

sales@skbsp.ru | **www.skbsp.ru**

Первые результаты наблюдения сейсмо-электрических эффектов и потенциалов вызванной поляризации на газоконденсатном месторождении в естественных шумовых полях Земли

Шайдуров Г.Я., Кудинов Д.С., Потылицын В.С., Шайдуров Р.Г. Кохонькова Е.А.,
Сибирский Федеральный Университет, г. Красноярск

Введение

Основной проблемой поиска и разведки углеводородов в Восточной Сибири является чрезвычайная неоднородность верхней части разреза, осложненной трапповыми включениями магматических пород, маломощностью продуктивных залежей (порядка 10 м.) с экранированием солевыми отложениями. В этих условиях традиционные методы сейсморазведки не дают однозначных результатов, велика вероятность пропуска. Из 10 дорогостоящих скважин лишь 1-2 подтверждаются выходом полезного продукта.

Использование комплекса геофизических методов, безусловно, улучшают качество распознавания залежей нефти и газа. По этой причине привлечение новых физических параметров, удешевление постановки работ являются сегодня чрезвычайно актуальным.

Из новых направлений идентификации продуктивных залежей является технология АНЧАР [1, 2], основанная на регистрации сейсмических сигналов в течение достаточно большого времени (минуты и более) после воздействия на разрез взрывом или ударом невзрывных источников. В [3] описана пассивная технология сейсморазведки, основанная на регистрации микросейсм. Классическим способом геокартирования по кажущемуся сопротивлению является магнитно-теллурический метод, заключающийся в наблюдении магнитных либо электрических компонентов теллурических токов в диапазоне инфранизких частот (0.01-1Гц.) [4].

Еще одним электроразведочным способом, применяемым в разведке углеводородов, является метод вызванной поляризации (ВП), реализуемый путем регистрации переходных характеристик электрических потенциалов при пропускании через разрез поляризующего тока от специальных источников [5, 6]. Метод традиционно используется при поиске полиметаллических руд. При этом, появление потенциалов ВП объясняется разрядом двойного электрического слоя на границах раздела электронной (руда) и ионной (окружающая горная порода, насыщенная водой) проводимостей.

Потенциалы ВП на границах залежей углеводородов, по-видимому, имеют другое происхождение, поскольку речь идет о границе раздела пористой породы насыщенной диэлектриком (углеводороды) в ионопроводящей среде. В этом случае на окружающую среду идет разряд электрической энергии, накопленный в диэлектрике. Новые возможности электроразведки при поиске углеводородов изложены в [6].

Первая публикация по сейсмоэлектрическому методу, по – видимому, сделана А. Г. Ивановым в 1940 г. [7]. В последние годы появилось достаточно много работ по этому направлению, в частности, по использованию сейсмоэлектрических явлений при поиске углеводородов [8, 9, 10].

В [10] опубликованы результаты лабораторных исследований по оценке фазового сдвига между электрическими и акустическими сигналами, в зависи-

В нормальном поле дисперсия разности $\left[E_x(t)-\tilde{k}E_y(t)\right]^2$ должна стремиться к нулю. Знаменатель (1) означает операцию нормировки этой разности по дисперсии опорного шумового сигнала.

Прибор одновременно вычисляет функцию взаимной корреляции (ВКФ) сигналов $E_x(t)\otimes E_y(t)$, несущую информацию о постоянной времени τ разряда потенциалов ВП.

$$R_{EE}(\tau)=\frac{\int_0^T E_x(t)\cdot E_x(t-\tau)dt}{\int_0^T E_x^2(t)dt}, \qquad (2)$$

А также ВКФ $R_{SS}(\tau)$ – сейсмических шумов (рис. 2б).

$$R_{SS}(\tau)=\frac{\int_0^T E_S(t)\cdot E_S(t-\tau)dt}{\int_0^T E_S^2(t)dt}, \qquad (3)$$

Параметр сейсмо-электрического эффекта определяется через коэффициент взаимной корреляции электрического Ee(t) и сейсмического Es(t) шумовых сигналов:

$$R_{ES}(\tau)=\frac{\int_0^T E_E(t)\cdot E_S(t-\tau)dt}{\int_0^T E_S^2(t)dt}, \qquad (4)$$

В этом случае шумовые сигналы снимаются одновременно на одной точке наблюдения с приемной электрической линии Ee(t) и с сейсмоприемника Es(t), рис. 2в.

На Рис. 3 приведена структурная схема прибора Шум-6, содержащего два предварительных усилителя одинаковых по частотно-фазовым характеристикам, аналого-цифровой преобразователь и микроконтроллер, реализующие цифровым способом выше приведенные алгоритмы.

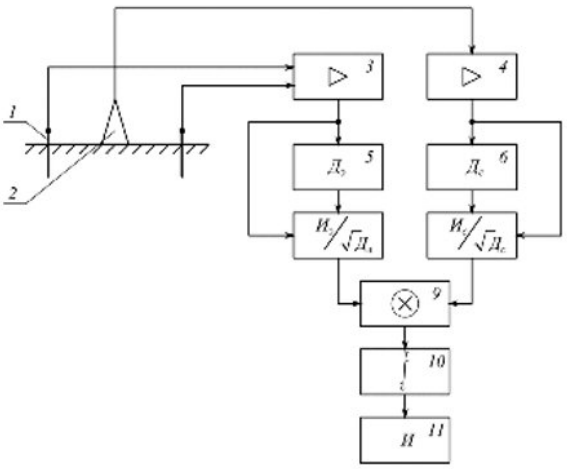


Рис. 3. Структурная схема прибора:
1 – датчик (диполь) электрического поля;
2 – сейсмоприемник; 3,4 – усилители;
5,6 – устройство вычисления дисперсий;
9 – перемножитель; 10 – интегратор;
11 – индикатор.

В августе 2014 г. опытные работы проводились на Ново–Михайловской площади Минусинского газоконденсатного месторождения, в 70 км к югу от г. Абакана (Респ. Хакасия). Газоконденсатная залежь находится на глубине 2200 м., общая площадь аномальной зоны 3×3 км^2. В 1990-1999 гг. месторождение было хорошо изучено разведочными скважинами, сейсморазведочным и электроразведочным методами. Наблюдение шумовых сигналов производилось в 4-х точках наблюдения I, II, III, IV по профилю 30° на Северо-Восток от села Ново-Михайловское (рис. 1), где точка I находилась в центре аномалии около скважины «Факел», в 90-х годах давшей сильный фонтан газа.

Точка II на расстоянии от центра аномалии 3 км, III – 6 км и IV- 12 км. Время отсчета всех параметров T было одинаковым и составляло 60 сек. Длина электрических приемных линий OM=ON составляла 100м. При наблюдении сейсмоэлектрического эффекта в центре линии MN длиной 200м. устанавливался сей-

мости от влагонасыщенности, нефтегазоснабжения, пористости вмещающей среды.

В [11, 12, 13] описаны результаты использования активного сейсмоэлектрического метода в морских условиях с одновременной подсветкой искусственными сейсмическими и электрическими источниками, на основании которых был сделан вывод о четырехкратном увеличении эффективного распознавания углеводородных месторождений.

В [12, 13] нами описан алгоритм извлечения потенциалов ВП из естественного электромагнитного поля Земли путем регистрации совокупного фазового сдвига шумовых сигналов в диапазоне частот (1-20 Гц.) с использованием градиентной установки, при одновременном приеме на две смежных электрических линий.

Был разработан двухканальный прибор ВПЕМПЗ-М1 (Шум-6), результаты испытания которого на железорудном месторождении изложены в [15]. Ниже изложены данные апробирования этого прибора на углеводородной залежи на Ново-Михайловской площади Минусинского газового месторождения (рис. 1) в 2014 г. с использованием не только электрического шумового поля для метода ВП, но и в комбинации с сейсмическими шумами. В августе 2015 г. этот эксперимент был успешно повторен на двух площадях того же месторождения (Быстрянской и Ново-Михайловской).



▲ *Рис. 1. Геологическая карта Ново-Михайловского газового месторождения. I, II, III, IV – точки наблюдения прибора ВПЕМПЗ 3-М1 (Шум-6)*

В описываемом в статье приборе реализуются следующие алгоритмы и параметры выделения информации из шумовых сигналов.

Параметр ВП:

$$\eta = \frac{\int_0^T [E_x(t) - \widetilde{k} \cdot E_y(t)]^2 dt}{\int_0^T E_x^2(t) dt}, \qquad (1)$$

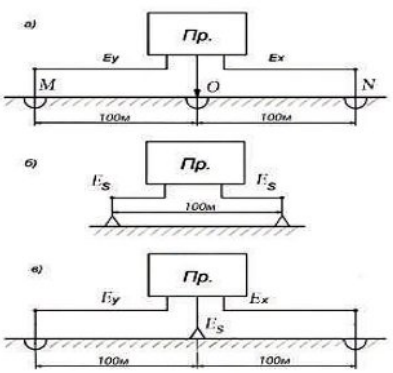
где: *Ex(t)* и *Ey(t)*, соответственно, ЭДС шумовых сигналов, наблюдаемых на двух смежных сложных электрических заземленных линиях (Рис. 2а.);

$\widetilde{k}$ – коэффициент амплитудного выравнивания сигнала, устанавливаемого микроконтроллером прибора автоматически,

[0, T] – интервал наблюдения.

Как показано в [15] разряд потенциалов ВП соответствует пропусканию шумовых сигналов через фильтр нижних частот и появлению фазового сдвига по отношению к опорному сигналу, наблюдаемому в нормальном поле.

В случае малого фазового сдвига, разность амплитуд сигналов соответствует этому сдвигу и параметр ВП η определяет уровень разности потенциалов ВП.



▲ *Рис. 2. Схема установки датчиков сигнала:*
а – для измерения параметра ВП η;
б – для регистрации ВКФ RSS(τ);
в – для регистрации ВКФ RES(τ)

смоприемник. Для заземлений электрических линий использовались неполяризующиеся электроды.

На рис. 4 сведены основные результаты наблюдений коэффициентов RES(0), REE(0), RSS(0) и η по точкам (пикетам) I, II, III, IV. Разброс показаний отсчетов измеряемых величин в течение дня при нулевом временном сдвиге τ отсчетов ВКФ доходил, по отдельным пикетам, от 10 до 30%.

На рис. 4 точками отмечены среднеквадратичные значения. Средний уровень сигнала шумов на выходе датчиков находился в пределах 20÷100 мкВ.

Судя по графикам (рис. 4), ВКФ ES (RES) спадает от точки I, расположенной в центре аномалии, вблизи скважины «Факел» от 0.99 до 0.2 – в точке IV на расстоянии 12 км от скважины. Это означает, что в аномальной зоне шумовые сейсмические сигналы совпадают по фазе с электрическими. По мере удаления в нормальную зону корреляция резко падает, по причине существенного запаздывания сейсмического сигнала относительно электрического. На расстоянии 12 км при средней скорости 4000 м/с это запаздывание может составить 3 сек, т.е. произойдет декорреляция рассматриваемых волн.

ВКФ EE (RES), т.е. между сигналами с двух смежных электрических диполей, с расстоянием от аномалии ведет себя похожим образом с RES. Максимум градиента поля мы наблюдаем в точке II на расстоянии 3 км от скважины, что может указывать на периферийный источник тока по отношению к центру аномалии, т. е растекание токов ВП с концов пластовой залежи газа.

Этот процесс подтверждается наблюдением параметра ВП η, нарастающим к периферии аномалии, в том числе и в точке IV по профилю северо-восточного направления. ВКФ SS (RSS), получаемый из сигналов двух разнесенных сейсмоприемников растет плавно от центра аномалии и периферии. Это может указывать на регистрации одинаковых, но смещенных по времени сигналов. При разносе сейсмоприемников на 200 м. и скорости 4000 м/с, запаздывание по времени составит t = 0,05 с. В частности для частоты f = 1 Гц это соответствует запаздыванию по фазе ? ? ≈ 17°. В центре аномалии уменьшение коэффициента корреляции по-видимому связано с влиянием продуктивного пласта.

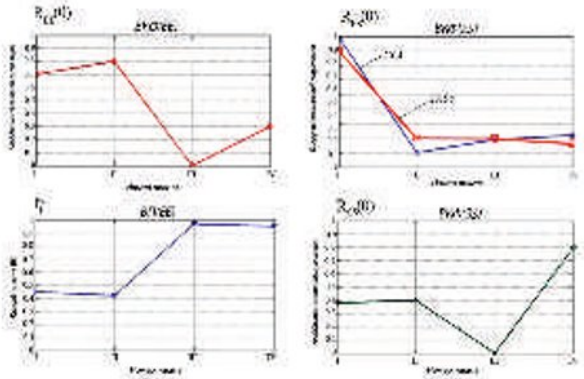


Рис. 4. Профильные характеристики коэффициентов взаимной корреляции и ВП.

Если эффект ES (RES) вызван сейсмическим возмущением, то наблюдаемый коэффициент ВКФ SS в нормальной зоне не несет информации о сейсмо-электрическом процессе и лишь характеризует интенсивность возмущающей сейсмической волны, поступающей с периферии.

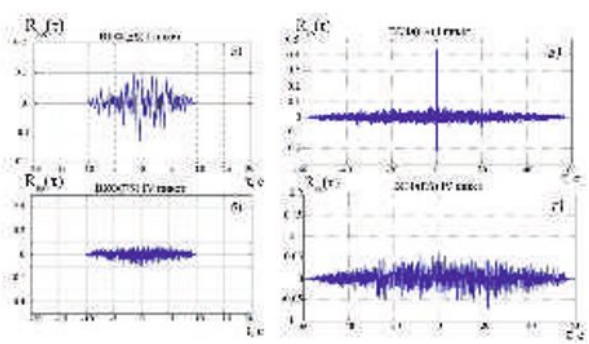


Рис. 5. Вид наблюдаемых функций ВКФ RES(τ) на Ново-Михайловской площади: а – в аномальной (точка I); б – в нормальной зоне (точка IV), время усреднения 20 с; в – в аномальной (точка I); г – в нормальной зоне (точка IV), время усреднения 60 с.

На Рис. 5 изображены ВКФ RES(τ) соответственно в аномальной (точка I) и нормальной зоне (точка IV) как функция временного сдвига τ.

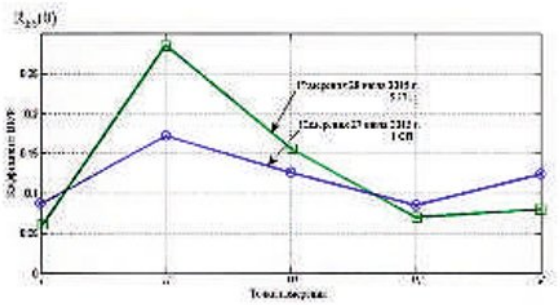
По уровню ВКФ REE(τ) (рис. 4) в центре аномалии (точка I) можно судить о том, что фазовых сдвигов нет и градиентная ЕЕ – установка по абсолютной величине RES(0) отмечает лишь дисперсию шума. Об этом же свидетельствует минимальный коэффициент ВП η в точке I. Эффект ВП проявляется на периферии аномалиями в точках II, III, IV, что свидетельствует о растекании токов ВП через края аномалии, где проявляется градиент поля Е по направлению от точки I к точке IV.

ВКФ RES(τ) (Рис. 5а.), наоборот, над центром аномалии подчеркивает низкочастотные составляющие шумового сигнала, т.е. залежь газа действует как фильтр нижних частот. При этом, над центром аномалии, фазовый сдвиг электрического и сейсмического сигналов минимален и величина RES(0) показывает совместную дисперсию шума. По мере удаления от аномалии временная форма RES(τ) приобретает обычную огибающую для полосового шума в диапазоне 1-20 Гц (рис. 5б).

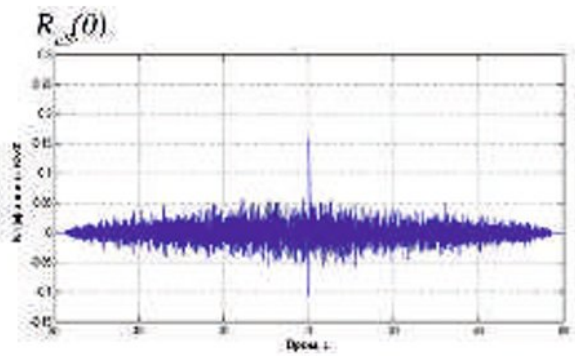


▲ *Рис. 6. Геологическая карта Быстрянской газовой площади.*

На рис. 6 приведена геологическая карта Быстрянской газовой площади с отметками точек наблюдения сейсмо-электрического эффекта (I, II, III, IV, V), расположенных между собой на расстоянии 3 км. Глубина залегания продуктивной залежи на этой площади 1800 м.



▲ *Рис. 7. Профильные характеристики коэффициентов взаимной корреляции на Быстрянской площади.*

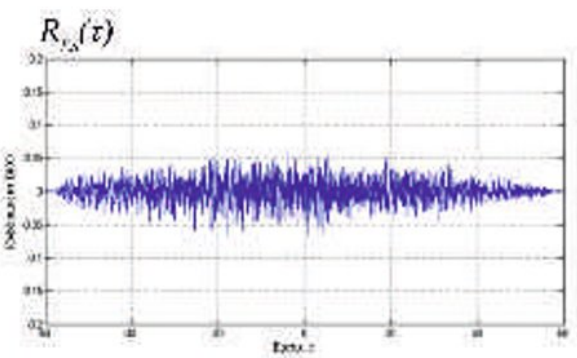


▲ *Рис. 8. Взаимно-корреляционная функция в центре Быстрянской газовой площади.*

На рис. 7, 8 показаны результаты наблюдения на Быстрянской площади (точка II – центр аномалии). Отношение сигнал/фон в точке II существенно возросло при использовании трех сейсмоприемников.

На рис. 9 приведена ВКФ в нормальной зоне (точки IV, V).

Предварительно можно сделать заключение, что параметры REE(0); REE(τ); η; RES(0); RES(τ) несут новые, по сравнению с обычной сейсморазведкой, информационные атрибуты. Требуется не только расширить объем



▲ *Рис. 9. ВКФ на периферии Быстрянской газовой площади.*

наблюдений на различных месторождениях нефти и газа, но и разработать соответствующие теоретические модели.

Гипотетическая модель физических явлений, обуславливающих наблюдаемые результаты, нам видится такой:

пластовая залежь углеводородов может быть представлена плоским конденсатором,

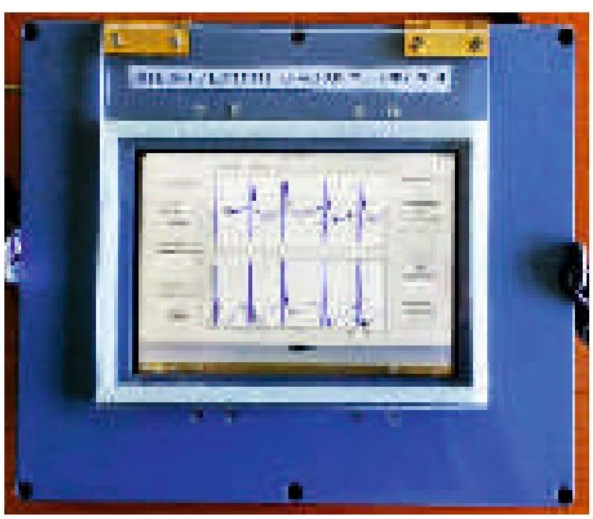
наполненным мягкой пористой породой, включающей флюиды углеводородов с

повышенной диэлектрической проницаемостью ε.

Окружающая горная порода представляет ионопроводящую среду с существенно более высокой проводимостью. Под действием постоянного электростатического поля Земли, напряженность которого на поверхности Земли составляет величину порядка Ez≈120 В/м, заряжается природный конденсатор, образуемый залежью углеводорода.

Внешнее возмущение электрическими флуктуациями теллурического поля, либо сейсмическими шумовыми волнами, приводит к процессу стекания зарядов с торцовых поверхностей залежи, электрическое поле которых наблюдается на поверхности Земли.

Важным преимуществом нового метода является его «пассивность», т.е. отпадает необходимость использовать специальные источники возбуждения электрического либо сейсмического полей.



▲ *Рис.109. Внешний вид прибора ВПЕМПЗ 3-М1.*

Ввиду несложности проведения работ с одним переносным прибором (рис. 10) массой до 3 кг, описанный метод может быть использован на стадии доразведки обнаруженных сейсморазведкой аномалий.

Просматривается вариант постановки работы сейсмо-электрическим методом путем развертывания вдоль профиля сейсмических кос и дополнительных датчиков сигналов электрического поля. В этом случае сейсмостанция может производить обработку описанными в статье алгоритмами одновременно с проведением сейсморазведочных работ как пассивным, так и полуактивным методом с использованием сейсмических излучателей.

Заключение

1. На основе взаимно-корреляционной обработки шумовых сигналов естественного электромагнитного и сейсмического полей Земли на двух площадях Минусинского газоконденсатного месторождения: Быстрянской (глубина 1800 м) и Ново-Михайловской (глубина 2200 м) было отмечен аномальный эффект, превышающий в 5-7 раз нормальный фон.

2. На Ново-михайловской площади это месторождение было отмечено также эффектом вызванной поляризации на основе фазовой и корреляционной обработки шумовых сигналов ЕЭМПЗ в диапазоне частот 1-20 Гц. На Быстрянской площади метод ВПЕМПЗ из-за недостатка времени не применялся.

3. Гипотетически зарегистрированные эффекты можно объяснить одним и тем же явлением – накоплением электрического заряда в залежи за счет электрического поля земли и появлением токов разряда на окружающую горную породу под действием флуктуаций теллурического поля (вызванная поляризация) и шумовых возмущений сейсмическими полями естественного происхождения (землетрясение и пр.).

4. Разработан переносной двухканальный прибор ВП ЕЭМПЗ-М1, позволяющий работать обоими методами. При этом ВПЕМПЗ дал положительные результаты также при работе на рудном месторождении [15].

Литература

1. С. П. Артюнов, В. Ф. Давыдов, О. Л. Кузнецов и др. Явление генерации инфразвуковых волн нефтегазовой залежью. Научное открытие, 1999, - №109.

2. Г. В. Ведерников. Изучение микросейсм при сейсморазведочных работах МОГТ для прогнозирования залежей углеводородов. Тезисы доклада МПК, 24-26 ноября 2008г. СНИИ ГИМС, Новосибирск 2009, с. 48-53.

3. Г. В. Ведерников. Прогноз залежей углеводородов по характеристикам микросейсм. Избранные статьи, Изд. Свинин и сыновья, Новосибирск, 2012, 194 с.

4. М. И. Бердичевский. Электрическая разведка методом теллурических токов. Гос. н-т изд. нефтяной и горно – топливной литературы, М.:, 1960, 231с.

5. В. В. Кормильцев. Переходные процессы при вызванной поляризации. М.: Наука, 1980, 112с.

6. Г. М. Тригубович, М. И. Эпов. Новые возможности электромагнитной разведки. Тезисы доклада научно – практической конференции 24-26 ноября 2008г., СНИИ ГИМС, Новосибирск, 2009, с.16-19.

7. А. Г. Иванов. Сейсмоэлектрический эффект второго рода / Изв. АНСССР, серия географическая и геофизическия, 1940 г., № 5, с. 18-21.

8. О. А. Потапов, С. А. Лизун, В. Ф. Кондрат и др. Основы сейсмо - электроразведки, М.: Недра, 1995, 268 с.

9. О. А. Агеева, Б. С. Светов, Г. Х. Шерман. Сейсмо-электрический эффект второго рода в горных породах, Гология и Геофизика, 40, 8, с. 51-57.

10. О. А. Агеева. Использование сейсмо - электрических преобразований в породах для прогнозирования характера насыщения порового пространства, Геофизика, № 1, 2008, с. 16-21

11. Мельников В.П., Лисов В.И., Брюховецкий О.С., Бобровников Л.З. Инновационная геофизика: бинарные технологии прямых поисков месторождений полезных ископаемых - ч. 2 // Инженер-нефтяник. - М.: 000 «Ай Ди Эс Дриллинг», - 2011.- № 2. - с.

12. Мельников В.П., Лисов В.И., Брюховецкий О.С., Бобровников Л.З. Инновационная геофизика: бинарные технологии прямых поисков месторождений полезных ископаемых - ч. 1 // Инженер-нефтяник. - М.: 000 «Ай Ди Эс Дриллинг», - 2011. - № 1. - с. 47-51

13. Мельников В.П., Лисов В.И., Брюховецкий О.С., Бобровников Л.З. Инновационная геофизика: бинарные технологии прямых поисков месторождений полезных ископаемых - ч. 2 // Инженер-нефтяник. - М.: 000 «Ай Ди Эс Дриллинг», - 2011.- № 2. - с.

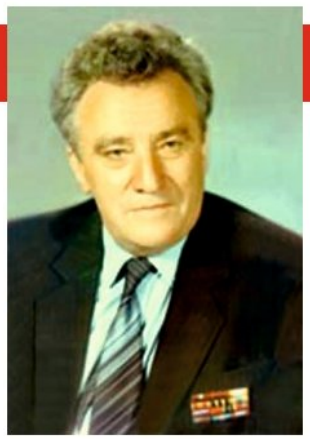
14. Г. Я. Шайдуров, Ю. Н. Козлов, Я. В. Маркушин. Дифференциальный метод извлечения информации о потенциалах ВП из естественного электромагнитного поля земли. Геофизическая аппаратура, Ленинград, Недра, 1991, с. 35-42.

15. Г. Я. Шайдуров. В. С. Потылицын. Некоторые результаты полевых испытаний метода вызванной поляризации на основе выделения информации из естественного электромагнитного поля земли. Приборы и системы разведочной геофизики. ИнформГеофизСервис, 2012, №4, с. 51-54.

ОАО « Центральная Геофизическая Экспедиция» (ЦГЭ),
Институт физики земли им.О.Ю. Шмидта РАН (ИФЗ РАН) и ООО «Геоверс»

EAGE
European
Association
of Geoscientists
& Engineers

XV Ежегодная Международная Научно-практическая Конференция



«ГАЛЬПЕРИНСКИЕ ЧТЕНИЯ - 2016»

Инновационные технологии и теоретико- экспериментальные исследования в интегрированной наземно-скважинной сейсморазведке и микросейсмике

с 11 по 15 октября 2016 г.

Конференц- зал ЦГЭ по адресу:
г. Москва, ул.Народного Ополчения, 38 корп. 3.

В рамках конференции планируются следующие мероприятия:

- научно-практическая конференция - устные и стендовые доклады;
- коммерческие и некоммерческие презентации компаний-участников: инновационные технологии сбора сейсмической информации, согласование мероприятий по импортозамещению отечественным программным обеспечением для обработки и интегрированной интерпретации геолого-геофизических, промысловых и других данных. для построения геологических и гидродинамических моделей месторождений с подсчётом запасов УВ, мониторинга разработки и применения ГРП при эксплуатации месторождений низкопроницаемых коллекторов и решения других задач.

ТЕМЫ УСТНЫХ И СТЕНДОВЫХ ДОКЛАДОВ

- Наземно-скважинная сейсморазведка 2D и 3D, интегрированная с разными модификациями ВСП. Технологические возможности и ограничения НВСП – непродольных модификаций ВСП при изучении около скважинного пространства, на всех этапах ГРР. Эффективность применения ВСП в процессе разра-ботки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений.

Изучение трещиноватости коллекторов сейсмическими технологиями наблюдений и интерпретации данных. Оценка трещинной пористости по данным азимутального НВСП, использование рассеянных обменных волн для выделения пластовых зон трещноватости.

Микросейсмические методы изучения недр Земли. Геологические результаты 3D- сейсморазведки шумя-щих сред и дифракционная томография с управляемым облучением.. Микросейсмический мониторинг для контроля качества выполнения операций ГРП. .

Повышение нефтеотдачи пластов и оптимизация обводнённости разрабатываемых коллекторов УВ Мониторинг многостадийного ГРП с дневной поверхности и другие инновационные методы увеличения нефтеотдачи пластов.

Программные, теоретико-экспериментальные и технологические разработки.

Прогнозирование ФЕС и подсчёт запасов залежей УВ по сейсмическим и скважинным данным с использо-ванием программных комплексов DV-Discovery, DV-SeisGeo и DV-Geo, разработок ЦГЭ и других отечественных компаний. О новых методах и технологиях в сейсморазведке , например, воздушной

Как видите, «Гальперинские чтения» - не только про ВСП.

Подробная информация об условиях участия, сроков представления докладов, регистрации и оформления финансовых документов: на сайтах www.geovers.com, и www.cge.ru; e-mail: vspfin@geovers.ru, и по телефонам: 7(499)192-81-35, Наталья Александровна,

для представления тезисов докладов – по тел. 7(499)192-65-39 и e-mail: vsmanukov@cge.ru

Председатель Программного комитета конференции Мануков Виктор Сергеевич

ПРИГЛАШАЕМ

геофизиков и геологов нефтегазодобывающих и разведочных компаний, ученых и специалистов НИИ, ВУЗов и НТЦ России, стран СНГ и Европы принять активное участие в работе Конференции

«Гальперинские чтения» проходят при информационной поддержке ЕАГО, EAGE и журналов: ГЕОФИЗИКА и Геофизический вестник ЕАГО, Технологии сейсморазведки, Приборы и системы разведочной геофизики, Экспозиция Нефть Газ, First Break, Вестник ЦКР Роснедра , НефтеСервис и Нефть Газ Новации.

Использование фазового спектра при анализе сейсмических данных и фазовая фильтрация

Карапетов Г.А., РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва

Аннотация. Анализируются сейсмические сигналы с точки зрения их спектральных характеристик и, в первую очередь, фазовой. Затрагиваются вопросы, касающиеся значения и использования фазы и применения фазовых фильтров в практике обработки сейсмической информации. На примере вибросигнала, показывается та дополнительная информация, которую можно извлечь из фазы. Предлагается "модель-преобразующий" способ фазовой фильтрации.

Введение

Фурье-спектры типичных геофизических сигналов комплексные, и, следовательно, представимы в одной из двух эквивалентных форм: либо действительной и мнимой частей спектра, либо модуля и фазы. Интерпретация данных в первой форме затруднительна и, как правило, не приводит к сколько-нибудь продуктивным результатам. Вторая форма является предпочтительной.

Анализ многочисленных публикаций, посвященных цифровой обработке сейсмических данных, показывает, что при выполнении спектральных преобразований практически повсеместно речь идет об амплитудных спектрах. Про фазовый спектр вспоминают, лишь чтобы констатировать одну из традиционных гипотез о "нулевой" или "минимальной" фазе. К реальной форме сигнала и, как следствие, к получаемым в процессе обработки его оценкам обращаются лишь при инверсии и то, как правило, опосредованно.

О значении фазового спектра имеется лишь небольшое число публикаций [3, 4, 7, 8, 20], в которых, однако, показывается его несравненно большее влияние на форму сигнала по сравнению с амплитудным спектром. Более того, определению достаточно уверенных оценок обеих компонент спектра также не уделяется должного внимания.

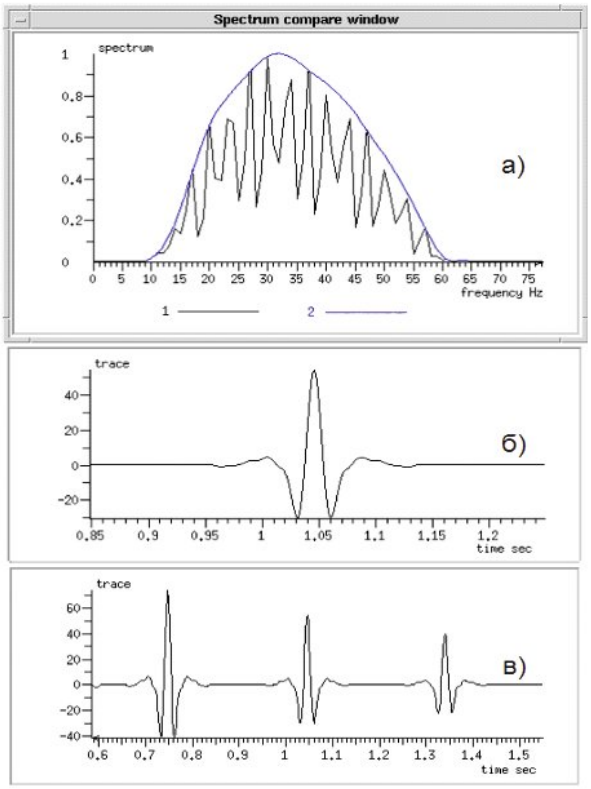
К сожалению, оценка фазового спектра является существенно более сложной и неустойчивой процедурой по сравнению с оценкой амплитудного спектра. Мы акцентируем внимание на необходимость использования фазового спектра для анализа истинной структуры сигналов. Предложен способ модель-преобразующей фазовой фильтрации, позволяющей более эффективно и целенаправленно влиять на сигнал.

Так все же амплитудный и (или) фазовый спектр?

При теоретическом рассмотрении оценок геофизических сигналов [5, 12] трудно найти что-то подобное оценкам, получаемым при обработке сейсмических данных. Это связано с тем, что мы на практике не знаем формы исходного сигнала, а все определения базируются на применении к импульсной трассе теоремы Кемпбелла [17], которая основана на модели входного процесса линейной системы в виде дробового шума (абсолютно хаотической случайной последовательности дискретных импульсов). Для такой модели импульсной трассы спектр получаемой последовательности равномерен в достаточно широком диапазоне частот.

Использование данного подхода обычно приводит к так называемому "окрашиванию" амплитудного спектра реального сигнала – т.е. умножению его на осциллирующую функцию (рис. 1).

Оценим вначале интерференцию двух одинаковых сигналов - *u(t)*, которая возникает, например, при наличии в



▲ *Рис. 1. Оценка спектра сигнала.*
а) 1- по последовательности сигналов, 2- по одному тестовому сигналу.
б) тестовый сигнал,
в) последовательность тестовых сигналов.

разрезе тонкого контрастного слоя. Его импульсная характеристика имеет вид последовательности разнонаправленных коэффициентов отражения. Если амплитудный спектр сигнала обозначить $U_0(f)$, то комбинация сигналов, отраженных от кровли и подошвы тонкого слоя, будет иметь модуль спектра вида [7]:

$$\left|\tilde{U}(f)\right| = 2\left|\tilde{U}_0(f)\sin(2\pi f\tau)\right| \quad (1)$$

где τ-двойное время пробега в плате.

Таким образом, и возникает т.н. “окрашивание”.

При наличии эквивалентного по мощности промежуточного пласта форма осциллирующей функции изменится и станет:

$$\left|\tilde{U}(f)\right| = 2\left|\tilde{U}_0(f)\cos(2\pi f\tau)\right| \quad (2)$$

Форма спектра видоизменится, поскольку не будет подавления низких частот, но при этом “просечка” (notch) сползет по частоте в два раза в область более низких частот. При различиях в коэффициентах отражения просечка уменьшится по величине, но все равно не исчезнет. При изменении времени задержки, которое может быть следствием изменения мощности слоя или угла падения луча[1], такая просечка может перемещаться по частоте и достаточно серьезно искажать реальный спектр сигнала, затрудняя корреляцию. В том случае, когда число интерферирующих сигналов в рассматриваемом интервале увеличивается, спектр (рис. 1) приобретает характерную зубчатую форму (которую зачастую можно наблюдать в большинстве обрабатывающих систем при оценке спектров трасс).

При оценках такого рода говорить о фазовом спектре вообще не имеет смысла, поскольку он не только осложнен интерференцией сигналов, но из-за ограничения по времени приобретает добавку в виде прямоугольных волн, что требует дополнительного анализа.

Другим способом оценки амплитудного спектра является его определение с использованием функции автокорреляции (т.е. через спектр мощности случайного процесса). Оценки, получаемые при таком подходе, являются более стабильными [1], но также не лишены существенных ошибок, поскольку за счет существования корреляционных связей по времени функция автокорреляции участка сейсмической трассы затухает медленнее и подвержена флуктуациям. При таком способе теряется всякая информация о фазовом спектре, и приходится выдвигать превентивные гипотезы о поведении фазы.

[1] что в некотором роде эквивалентно изменению пути в пласте

Учитывая все вышесказанное, становится очевидным то обстоятельство, что оценка фазового спектра должна выполняться для самого сигнала. Для участка сейсмической трассы (суммы интерферирующих сигналов) такое определение лишено всякого смысла из-за искажений, определяемых этими временными задержками.

Изменения спектров в ходе обработки данных

В процессе обработки сигналы претерпевают изменения как амплитудного, так и фазового спектра. В чем обычно заключаются эти изменения? Амплитудный спектр в области его значимости, если удается, выравнивается (другими словами расширяется насколько это возможно). Традиционно считается, что это обеспечивает наиболее короткий импульс, а значит, наибольшее из возможных разрешение при данном амплитудном спектре. Однако это не совсем верно, поскольку, как правило, в таких утверждениях отсутствует информация о фазовом спектре. Достаточно вспомнить различия в эффективной длительности[2] sweep-сигнала и обычного полосового симметричного фильтра, чтобы понять противоречие.

Процедура воздействия на фазу в явном виде обычно сводится к так называемому сканированию фазы [21] в виде знаковой функции с множителем ($\phi=\pm\pi\alpha/180$, где α – фазовый угол). Такое преобразование осуществляет лишь одну из возможных форм воздействия на фазу, позволяя видоизменять смешанно фазовый сигнал от нечетного к четному сигналу и обратно без изменения модуля спектра. Иногда такая процедура называется “поворотом” фазы при согласовании различных типов данных.

[2] В смысле, введенном Д.А. Агеевым

Поскольку указанная выше траектория изменения фазового спектра является одной из бесконечного множества возможных траекторий, попытаемся проанализировать хотя бы некоторые из них с позиций полезности при обработке. Не вызывает существенных возражений тезис о причинности исходного сигнала, возбуждаемого источником сейсмических волн. Несколько более проблематично выглядит гипотеза о минимальной фазовости сигнала от источника. Например, сигнал от Vapeurchock[3] не являлся таковым. Вибросигнал также не вписывается в данную модель. Сигнал от пневмоисточника (особенно группового) не соответствует этому допущению. Имеются также некоторые проблемы у ряда сигналов, связанные с дискретным представлением данных [8]. Однако в целом, и такую гипотезу можно в большинстве ситуаций признать удовлетворительной. Таким образом, исходная форма фазового спектра сигнала от источника может быть в большинстве случаев принята как минимально фазовая или близкая к ней с учетом ограничений по частоте. Здесь и далее, мы абстрагируемся от задержек исходного сигнала по времени[4], считая, что начало по времени совпадает с началом каждого сигнала. В противном случае такая задержка легко убирается вычитанием линейной составляющей фазового спектра, что также является одним из видов фазовой фильтрации.

Воздействие на реальную фазу встречается существенно реже, ввиду значительной неопределенности процедуры. Идея фазовой фильтрации затрагивается в литературе не столь часто [3, 4], хотя неявно она используется повсеместно

[3] Паровой источник компании CGG

[4] т.е. не учитываем линейную компоненту фазового спектра

(например, в обратной фильтрации, в первичной обработке вибрационных данных, в инверсии при оценке сигнала и т.д.). При этом происходит подмена понятий: вместо явной оценки фазы часто делается достаточно неуклюжая попытка преобразования ее (фазы) в по возможности близкую к нулевой. Это достаточно эффективно в ряде случаев, когда модель исходного сигнала известна или ожидаема, что, однако, не приводит к улучшению понимания процедуры воздействия на фазу, и далеко от реальности в случае несовпадения с моделью.

Фазовый спектр в процессе обработки преобразуется, по возможности, в близкий к нуль-фазовому (либо ему эквивалентный, из-за дискретизации и ограничений по времени). Это позволяет при заданном модуле спектра обеспечить наибольшее пиковое значение сигнала в необходимый момент времени t. Именно по такой траектории (рис. 2) и следует проводить в большинстве случаев изменение фазового спектра результирующего сигнала, поскольку она согласуется с практикой обработки и повторяет фактическую траекторию изменения фазового спектра при правильно выбранном графе обработки. Мы называем такой алгоритм фазовой фильтрации “модель-преобразующим” и считаем его наиболее эффективным для получения наилучшего результата.

Для того, чтобы лучше оценить преимущества анализа и использования фазового спектра рассмотрим это на примере анализа вибросигналов.

ЛЧМ сигнал и его теоретические характеристики.

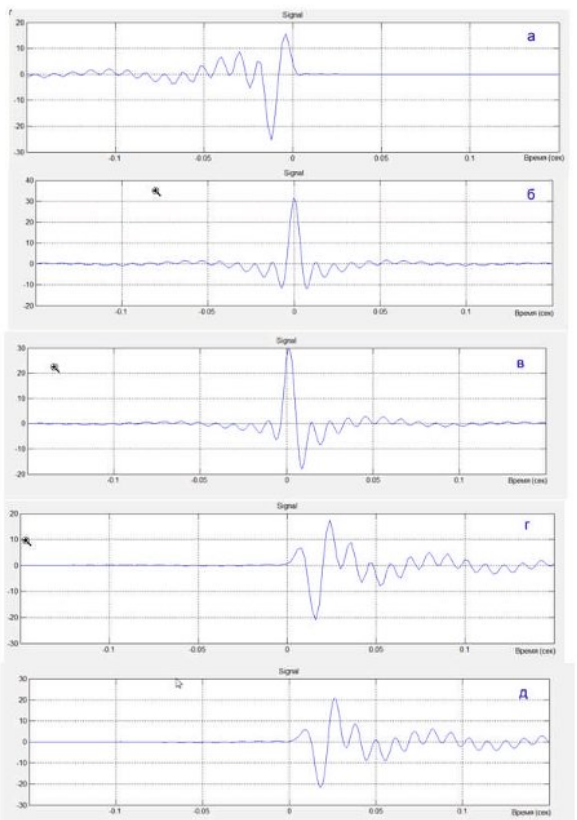
В отличие от традиционных форм описания sweep-сигналов, при которых акцентировано внимание лишь на амплитудный спектр [6, 11, 18], попробуем проанализировать их детально с позиций теории спектрального анализа.

Для этого вначале рассмотрим линейно частотно-модулированный сигнал (ЛЧМ) с прямоугольной функцией окна [16]. Допустим, что сигнал $u(t)$ начинается в момент времени $t = 0$ и его длительность равна T_u(сек).

$$u(t) = rect(\frac{T_u}{2}, T_u) \cdot \sin(\theta) = rect(\frac{T_u}{2}, T_u) \cdot \sin(2\pi(f_н + \frac{\beta t}{2})t) \qquad (3)$$

В таком сигнале мгновенная частота - $f_м$ изменяется по линейному закону, т.е.

$$f_м = \frac{1}{2\pi}\frac{d\theta}{dt} = f_н + \beta t \qquad (4)$$



▲ *Рис. 2 Модель-преобразующая фазовая фильтрация на примере импульса Клаудера (р-индекс преобразования).*
а) р=-1 максимально-фазовый сигнал,
б) р=0 нуль-фазовый сигнал,
в) р=0.25 смешанно-фазовый сигнал,
г) р=1 минимально-фазовый сигнал,
д) р=2 причинный сигнал

где $f_н$ - начальная частота, $f_к$ - конечная частота, $\beta=(f_к-f_н)\,T_и$ - скорость изменения частоты за интервал времени T_u и t - текущее время.

Изменение (девиация) частоты - Δ за время *Tu* будет равно:

$$\Delta=\beta T_и \qquad (5)$$

Используя выражение (3) найдем теоретический спектр ЛЧМ сигнала

$$\tilde{U}(f)=-\frac{i}{2}U_0\exp(-i\pi\frac{(f_н-f)^2}{\beta})\int_0^T\exp\left[i\beta\pi\left(t-\frac{(f_н-f)}{\beta}\right)^2\right]dt+$$
$$+\frac{i}{2}U_0\exp(-i\pi\frac{(f_н+f)^2}{\beta})\int_0^T\exp\left[-i\beta\pi\left(t-\frac{(f_н+f)}{\beta}\right)^2\right]dt \qquad (6)$$

Анализ выражения (6) показывает, что первая часть выражения описывает спектр сигнала в области положительных значений частоты, вторая – в области отрицательных. Поскольку действительная функция времени обладает определенной симметрией компонент спектра, остановимся для простоты на рассмотрении первого члена. Замξним переменную интегрирования t на равную

$$\xi=\sqrt{2\beta}(t+\frac{f_н-f}{\beta}) \qquad (7)$$

что позволяет получить для первого члена

$$\tilde{U}(f)=-i\frac{U_0}{2\sqrt{2\beta}}\exp(-i\pi\frac{(f_н-f)^2}{\beta})\int_{\xi_1}^{\xi_2}\exp(\frac{i\pi\xi^2}{2})d\xi \qquad (8)$$

Интеграл в последнем выражении сводится к комбинации специальных функций - интегралов Френеля [9, 14]

$$C(x)=\int_0^x\cos(\frac{\pi\xi^2}{2})d\xi \quad S(x)=\int_0^x\sin(\frac{\pi\xi^2}{2})d\xi \qquad (9)$$

подстановка, которых в (8), приводит к окончательному виду для спектра ЛЧМ сигнала в области положительных частот.

$$\tilde{U}(f)=-i\frac{U_0}{2\sqrt{2\beta}}\exp(-i\pi\frac{(f_н-f)^2}{\beta})\cdot\{C(\xi_2)-C(\xi_1)+i[S(\xi_2)-S(\xi_1)]\} \qquad (10)$$

где ξ_1 и ξ_2 в 10 соответственно равны

$$\xi_1=\sqrt{\frac{2}{\beta}}(f_н-f) \quad \xi_2=\sqrt{\frac{2}{\beta}}(f_к-f) \qquad (11)$$

Рассмотрим теперь раздельно амплитудный

$$\left|\tilde{U}(f)\right|=\frac{U_0}{2\sqrt{2\beta}}\sqrt{[C(\xi_2)-C(\xi_1)]^2+[S(\xi_2)-S(\xi_1)]^2} \qquad (12)$$

и фазовый

$$\varphi(f)=-\frac{\pi(f_н-f)^2}{\beta}+arctg\frac{S(\xi_2)-S(\xi_1)}{C(\xi_2)-C(\xi_1)} \qquad (13)$$

спектры.

Анализ выражений (12) и (13) показывает, что на их форму оказывают существенное влияние пульсации, обусловленные интегральными функциями Френеля (9) - $C(x)$ и $S(x)$. Видно, что характер пульсаций определяется длительностью сигнала T_u и девиацией частоты Δ. При увеличении длительности сигнала и расширении частотного диапазона[5] они (осцилляции) существенно изменяются: увеличиваются по частоте и поджимаются к краям частотного диапазона спектра сигнала *fн* и *fк*, но все еще остаются значительными по амплитуде [2, 14]. В центральной части этого диапазона для типичных ЛЧМ сигналов, используемых в сейсморазведке модуль спектра практически постоянен и равен

$$\left|\tilde{U}(f)\right|=\frac{U_0}{2\sqrt{2\beta}} \qquad (14)$$

Значительного уменьшения пульсаций без существенного снижения энергии сигнала добиться не удается [10, 13]. Если изменить прямоугольное окно на более гладкое, например, трапецеидальное, можно лишь уменьшить их влияние. Такая операция получила в сейсморазведке термин конусование. Теоретичес-

[5] Произведение *D=Tu*△ получило название dispersion factor [14]. В отечественной литературе - база сигнала [1].

ки данная операция обусловлена скорее механическими характеристиками вибратора и при таких значениях базы ЛЧМ сигнала, какие используются в вибросейсморазведке, влияет на процесс корреляции лишь незначительно в плане увеличения боковых лепестков. Конечно, даже такое изменение формы окна приводит к относительному уменьшению осцилляций особенно заметных на амплитудном спектре и, как следствие, к некоторому улучшению формы корреляционной функции в смысле уменьшения боковых лепестков, но приводит к расширению основного лепестка. По сравнению с эффектом Гиббса, возникающим при ограничении ряда Фурье, характер осцилляций несколько иной [13, 14], поскольку они имеют вид функций, описываемых интегралами Френеля с квадратичным аргументом, а не интегрального синуса с линейным. Способы борьбы с этими осцилляциями в виде применения т.н. анализа "парных эхо" [19] или использования более гладких весовых окон направлены с одной стороны на улучшение отношения сигнал/помеха (в смысле уменьшения боковых лепестков), с другой – на сохранение разрешающей способности.

Однако достигнуть аналогичного результата можно многими путями. В [19] показана эквивалентность предисказжений различных типов: как в виде амплитудной и фазовой модуляций, так и скорости частотной развертки. Заметим, что использование традиционных для спектрального анализа радарных систем окон в сейсморазведке приводят к существенному изменению мощности сигнала и искажению спектра. Из-за необходимости сохранения мощности сигнала в сейсморазведке большее употребление получили так называемые "щадящие" окна: трапецеидальное и "25% Tukey" [6].

На наш взгляд, использование окна "Tukey", несколько предпочтительнее, поскольку в ряде случаев улучшает поведение фазового спектра в области малых значений амплитудного спектра (что, однако, не оказывает заметного влияния). Что касается второго слагаемого (т.н. "остаточного члена") в выражении (13), то характер искажений существенно меньше регулярной составляющей фазового спектра - квадратичного члена и им обычно пренебрегают при значениях базы сигнала D>100. Однако, положение дел резко меняется после корреляции, ввиду резкого уменьшения значений фазового спектра, что требует дополнительного достаточно кропотливого анализа.

Выделение (обнаружение) регистрируемого сигнала в случае ЛЧМ посылки осуществляется при помощи согласованного фильтра, который является оптимальным при известной модели исходного сигнала. Он представляет собой масштабированную копию исходного сигнала, обращенную во времени. Для действительного сигнала это эквивалентно изменению знака фазового спектра. При таком определении оператора фильтра операция свертки становится операцией корреляции.

Описанный выше согласованный фильтр действует максимально эффективно при обнаружении сигнала, используя свойства его фазового спектра. За счет коррекции фазовых сдвигов обеспечивается когерентное суммирование всех гармонических составляющих сигнала в момент времени равный времени прихода сигнала. Именно в этот момент времени скалярное произведение сигнала и его копии максимально, что обеспечивает наибольшее из воз-

[6] Следует особо отметить, что это не окно Ханна, а, именно, одно из окон Tukey [14]. Они имеют различный характер использования.

можных сотношение сигнал/помеха, однако к этому моменту необходимо иметь уже полностью зарегистрированный обратный сигнал, что возможно лишь с задержкой по времени равной длительности сигнала Ти. При сейсмических исследованиях такая задержка не имеет принципиального значения, поскольку вначале проводится регистрация всего процесса и лишь, затем производится корреляция.

Теоретически в радиолокации результирующий сигнал определяется через обратное преобразование Фурье от квадрата модуля идеального прямоугольного спектра мощности sweep-сигнала, т.е. с точностью до множителя

$$B(\tau) = 2U_0^2 \int_{f_н}^{f_к} \cos(2\pi f\tau) df = 2U_0^2 \frac{\sin(2\pi f_к \tau) - \sin(2\pi f_н \tau)}{2\pi\tau}$$
$$U_0^2 \frac{T_и}{\beta} \frac{\sin(\pi\Delta\tau)}{\pi\Delta\tau} \cos(\pi(f_н + f_к)\tau) \qquad (15)$$

Такой импульс принято называть импульсом Клаудера. Его свойства достаточно хорошо изучены и описаны в литературе [13, 14, 18]. Пиковое значение теоретически прямо пропорционально энергии исходного сигнала (иначе говоря, длительности) и не зависит от его структуры. Ширина основного лепестка корреляционной функции зависит от девиации частоты и уменьшается по мере расширения спектра. Боковые лепестки в зависимости от весовой функции имеют максимальные амплитуды порядка 24% от амплитуды центрального лепестка. В сейсморазведке они получили термин шумы корреляции. Существенного уменьшения шумов добиться лишь изменением частотного диапазона не удается, поскольку величина $\Delta/2$ близка к средней частоте $f_0 = (f_к - f_н)/2$ сигнала, что ограничивает возможное положение нулей корреляционного импульса.

Использование традиционных для радаров весовых функций типа Дольфа-Чебышева [14] практически неприемлемо, поскольку незначительное улучшение конечного сигнала приводит к существенной потере мощности.

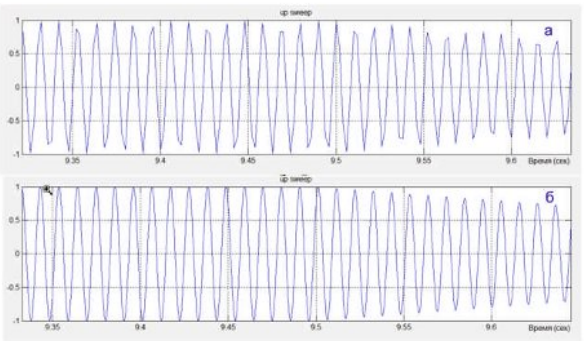
Практическое моделирование характеристик ЛЧМ сигнала.

Возможно ли, задать желаемый ЛЧМ сигнал и одновременно его спектр мощности с математической точностью? На этот вопрос теория преобразования Фурье дает отрицательный ответ.

Проблема синтеза ЧМ сигналов при одновременных ограничениях, налагаемых на спектр сигнала и его функцию корреляции задача достаточно неопределенная. При условии наличия многих факторов, которые влияют на данный процесс, единственным способом решения задачи является численное моделирование. Такое моделирование характеристик sweep-сигнала показывает, что имеется ряд достаточно тонких моментов.

Прежде всего, о самом сигнале. При традиционно используемом в сейсморазведке шаге дискретизации 2мсек имеются недостатки воспроизведения сигнала на высоких частотах (рис. 3). Они, естественно, устранимы интерполяцией (сигнал может быть восстановлен в соответствии с теоремой Котельникова), но в практической обработке приводит к незначительному, но все же ослаблению верхних частот при корреляции, поскольку в явном виде такой интерполяции не производится.

Спектральные характеристики позволяют провести более детальный анализ ситуации. В [18] показано, что при D>100 практически 98-99% энергии сигнала сосредоточено в спектре в полосе частот Δ. Фазовый спектр ЛЧМ сигнала в соответствие с (13) параболический, однако в результате численных вычислений его можно получить непосредственно лишь в пределах главного значения угла только в разрывном виде. Попытка устранения



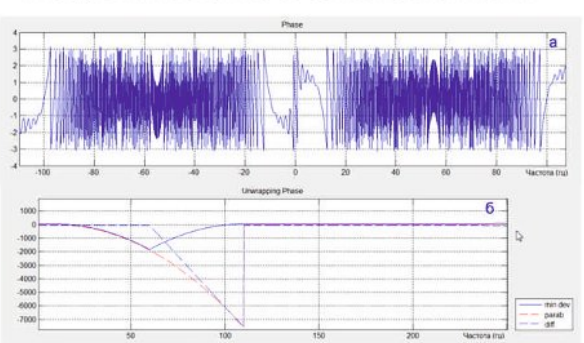
▲ *Рис. 3. Вид ЛЧМ сигналов на высоких частотах. а) без интерполяции, б) с интерполяцией*

разрывности[7] приводит к существенно отличающемуся фазовому спектру, который, однако, не препятствует обратному синтезу сигнала.

Такие различия обусловлены достаточно интересным обстоятельством. Фазовый спектр ЛЧМ сигнала меняется в достаточно больших пределах[8] и при обычных для сейсморазведки параметрах сигналов (Ти=10-12сек, fн=10гц, fк=100гц.) достигает значений в несколько тысяч радиан (рис. 4).

Такие быстрые изменения, особенно после превышения частотой развертки значения несущей частоты (fм > f0=(fк-fн)/2), таковы, что изменение фазы между двумя соседними отсчетами сигнала превышает значение π и достигает 2π при fм=fк, что существенно осложняет работу алгоритмов применяемых для восстановления непрерывного спектра. Наиболее эффективно работающий функционал, минимизирующий суммарное отклонение разрывной функции, не справляется с решением данной задачи. Дополнительную лепту при этом вносят скачки, обусловленные осцилляцией. Эта проблема не решается увеличением длительности сигнала или уменьшением шага дискретизации при доступных в сейсморазведке величинах. Более того дальнейшее увеличение длительности сигнала приводит к настолько резкому нарастанию фазового спектра, что приводит к ухудшению характеристик сигнала за счет увеличения ошибок при реализации таких быстро меняющихся фазовых характеристик. Здесь уместно отметить, что величина фазового аргумента θ в (3), не является значением фазового спектра для соответствующих по времени значений частоты из (4). Необходимо скорректировать эти значения на соответствующий набег фазы для рассматриваемой гармоники от начала сигнала. Это существенно осложняет процесс формирования развертки, хотя и не делает его принципиально невозможным.

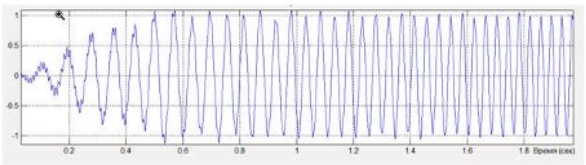
▼ *Рис. 4. Фазовые характеристики ЛЧМ сигнала. а) фазовый спектр в пределах главного угла, б) красный пунктиром – – теоретический фазовый спектр, синий - восстановленный непрерывный, синий пунктиром –разность между теоретическим и восстановленным.*



Все эти уточнения имеют смысл лишь для реализации процедуры обратного синтеза сигнала в адаптивной методике вибрационной сейсморазведки. Оценки, проведенные по результатам обратного синтеза ЛЧМ сигнала, показывают, что даже применение правильной с теоретической точки зрения фазовой характеристики требуют коррекции амплитудного и фазового спектров в областях, примыкающих к граничным частотам спектра сигнала. Любые неточности в зада-

[7] Такая процедура в иностранной литературе получила название “unwrapping”.
[8] Добавочный член не оказывает практически никакого влияния в данной ситуации.

нии фазы в этих частях спектра приводят к эффекту Гиббса в сопряженной временной области (рис. 5).



▲ *Рис. 5. Искажения при обратном синтезе ФМ сигнала*

Реальная ситуация на практике [11] существенно отличается от идеальной, рассмотренной ранее. Во-первых, регистрируемый сигнал уже не имеет равномерный спектр. Он значительно ослаблен в области верхних частот сейсмического диапазона. Вследствие поглощения и затухания, его фазовый спектр за счет дисперсии скорости с неизбежностью приобретает дополнительную фазовую составляющую [15], которая существенно видоизменяет корреляционную функцию. Эту компоненту фазового спектра можно попытаться определить, если правильно оценить амплитудный спектр регистрируемого сигнала и использовать "модель-преобразующую" фазовую фильтрацию. Во-вторых, спектр реального посылаемого в землю сигнала имеет существенно сглаженные края[9], в которых переходные зоны занимают более 10гц. Все это заставляет задаться вопросом, каким образом можно улучшить результат корреляции по возможности без дополнительного изменения полевой технологии?

Теоретически автокорреляция sweep-сигнала представляется в данном случае операцией менее эффективной с точки зрения преобразования спектра по сравнению с обратной фильтрацией [19], поскольку, как мы уже упоминали, спектр имеет значительные краевые области, в которых амплитуды гармонических составляющих плавно уменьшаются и существенно ниже, чем в центральной части спектра. В то же время автокорреляция в отличие от обратной фильтрации не требует явного определения фазового спектра для его приведения к нуль-фазовому виду, что является ее важным преимуществом, которое традиционно используется в вибросейсморазведке, однако она не может воздействовать целенаправленно на амплитудный спектр. Если бы не было изменения фазового спектра у регистрируемого сигнала и, как следствие, появление ненулевого фазового спектра у результирующего импульса (не являющегося импульсом Клаудера), то для нас были бы непринципиальны его амплитудные изменения.

Ни для кого не секрет что, регистрируемый сигнал существенно отличается от сигнала, излучаемого вибратором, и вместо автокорреляции фактически выполнятся взаимная корреляция со всеми вытекающими из этого последствиями. Попытки изменить физически соотношения гармонических составляющих в спектре вибросигнала (адаптивные методики) не получили пока широкого распространения по нескольким причинам: сложности аппаратной реализации, как ни странно, ухудшении характеристик sweep-сигнала и, наконец, невозможности получения адекватной (пропорциональной) реакции среды на дополнительную закачку высокочастотных гармоник спектра и, зачастую, слишком высокочастотных сейсмоприемников для регистрации нижних частот. Отметим, что любые узкополосные добавки к сигналу приводят к ухудшению динамической выраженности результатов, что, собственно, должно быть, очевидно.

Если же подходить к процессу получения коррелограммы как к процессу, на который возможно воздействовать поэтапно [4], и попытаться преобразовать сначала фазовый спектр, а затем амплитудный, либо наоборот, то можно сущес-

[9] Здесь и далее мы не затрагиваем вопросы, касающиеся нелинейных искажений

твенно упростить процедуру получения качественной взаимно корреляционной функции. Воздействуя на sweep-сигнал, у которого амплитудный спектр модулирован заданным образом, а фазовый остался прежним, можно не только получить симметричный (нуль-фазовый) сигнал, но и требуемый амплитудный спектр. Конечно, для такой операции желательно иметь виброграмму, однако линейность преобразований, если она все же имеет место в реальной ситуации, должна позволить воздействовать и на коррелограммы, что, однако, требует дополнительных исследований.

Заключение

Хочется надеяться, что приведенные примеры позволят более внимательно и аккуратно относиться к фазе, как наиболее важному элементу спектрального анализа, и не ограничиваться определением лишь амплитудного спектра, содержащего не столь значительную часть информации о сигнале, который мы изучаем.

Литература

1. Андерсен Т. Статистический анализ временных рядов. Перевод с англ. под редакцией Ю.К. Беляева. М. Мир, Москва, 1976. 755с.
2. Баскаков С.И. Радиотехнические цепи и сигналы. М., “Высшая школа”, 2000. 462 с.
3. Малкин А.Л., Фиников Д.Б. Оптимальный способ коррекции фазового спектра сейсмического сигнала. “Геология и геофизика”, 1988, №6, 117-125.
4. Малкин А.Л., Фиников Д.Б. Фазовая деконволюция, теоретический аспект, “Геология и геофизика”, 1988. №8, 86-93.
5. Напалков Ю.В. Спектральные представления в сейсморазведке. Ч. I, II, Ш. Учебное пособие для студентов специальности 0105 “Полевая геофизика”. МИНХ и ГП им. И.М. Губкина, Москва 1977г.
6. Жуков А.П., Колесов С.Б., Шехтман Г.А., Шнеерсон М.Б. Сейсморазведка с вибрационными источниками. Тверь, ООО “Издательство ГЕРС”, 2011. 411 с.
7. Карапетов Г.А. Спектрально-голографический способ скоростного анализа. ”Геофизика”, 2013.№5, 68-74.
8. Карапетов Г.А. Некоторые аспекты цифрового представления данных. “Геофизика”, 2014. №1, 68-72.
9. Корн Г., Корн Т. Справочник по математике для научных работников и инженеров. Перевод с англ. Под редакцией И.Г. Арамановича. М., “Наука”, 1980. 800 с.
10. Кук Ч., Бернфельд М. Радиолокационные сигналы. Пер. с английского под редакцией. В.С. Кельзона, М., “Сов. Радио”, 1971. 568 с.
11. Шнеерсон М.Б. (под редакцией). Теория и практика наземной невзрывной сейсморазведки. М., “Недра”, 1998. 527 с.
12. Bracewell R.F. The Fourier Transform and Its Applications. McGraw-Hill, 2000. 616 p.
13. Cook C.E., Paollillo J. A Pulse Compression Predistortion Function for Efficient Sidelobe Reduction in a High-Power Radar. Proceedings of the EEE, v.52, №1, 1964. 377-389.
14. Fowle E.N. The Design of FM Pulse Compression Signals, IEEE Trans. on Information Theory, Jan., 1964. 61-67.
15. Futterman W.I. Dispersive Body Waves. Journal of Geophysical Research, v. 66, №13, Dec., 1962. 5279-5291.
16. Harris F.J. On the Use of Windows for Harmonic Analysis with the Discrete Fourier Transform. Proceedings of the EEE, v.66, №1, 1978. 51-83.
17. Mac Donald D.K.C. Noise and Fluctuations: An Introduction. John Wiley & Sons, N-Y, 1962. Перевод: Введение в физику шумов и флуктуаций, М., “Мир”, 1968, 159 с.
18. Klauder J.R., Price A.C., Darlington S., Albersheim W.J. The Theory and Design of Chirp Radars. The BELL System Technical Journal, v. XXXIX, №4, 1960. 745-808.
19. Labitt M. Obtaining Low Sidelobes Using Non-Linear FM Pulse Compression. Lincoln Laboratory Project Report ATC-223.1994. 37 с.
20. Ulrych T.J. etc. The Essence of Phase in Seismic Data Processing and Inversion. SEG/San Antonio Annual Meeting, 2007. 1765-1769.
21. Yilmaz O. Seismic Data Processing. Stephen M. Doherty editor. SEG, 1978. 526p.



АО «СОЕДИНИТЕЛЬ»

РАЗРАБОТКА И ИЗГОТОВЛЕНИЕ СОЕДИНИТЕЛЕЙ И КАБЕЛЕЙ СПЕЦИАЛЬНОГО НАЗНАЧЕНИЯ

Россия, 456300 Челябинская обл., г. Миасс
Тургоякское шоссе, 11/5
тел./факс: (3513)298-594, 298-939
e-mail: info@soedinitel.com
www.soedinitel.com

Жизнь связала с сейсморазведкой?



Рекомендуем: новейшая беспроводная телеметрическая система **Sercel UNITE**



GEOSEIS

Предоставление в аренду полного спектра телеметрического оборудования Sercel 408/428; бескабельной системы UNITE. Техподдержка, сервис и обслуживание геофизического оборудования. Производство импульсных источников «Геотон»

Холдинг «ГЕОСЕЙС»
Контактная информация:
Тел. (Москва):
+7 (495) 694-19-07
+7 (495) 694-19-97
Тел. (Тюмень):
+7 (3452) 48-33-72

Электронная почта:
geoton@geoton.ru
geoseis-servis@yandex.ru
geoseisltd@gmail.com
http:
www.geoseisholding.ru
www.geoton.ru