ISSN 2074-8906

ПРИБОРЫ и СИСТЕМЫ РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ

ОБЩЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЕЖЕКВАРТАЛЬНЫЙ ЖУРНАЛ

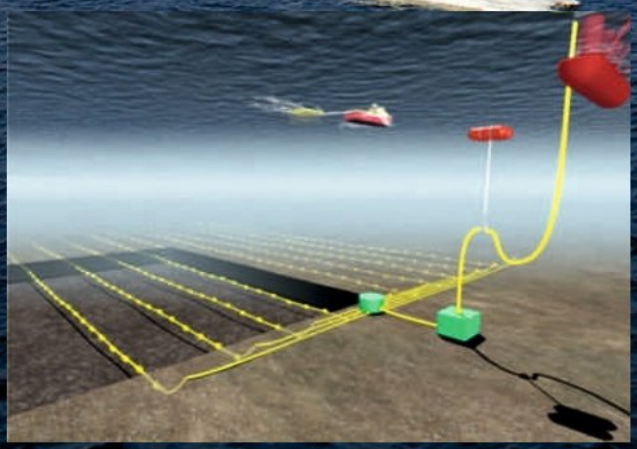
ИЮЛЬ-СЕНТЯБРЬ

03/2016

Издается с 2002 г.

ТЕМА НОМЕРА:

Геофизические исследования на акваториях



ТАКЖЕ В НОМЕРЕ:

- Особенности нефтегазоносности и формирования ресурсного потенциала углеводородов юго-востока Русской плиты
- Межскважинное сейсмическое просвечивание - опыт, методология, аппаратура

СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫЕ
ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИЕ
СИСТЕМЫ



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

СОДЕРЖАНИЕ

CONTENTS

КОЛОНКА РЕДАКТОРА

EDITORIAL

7 **Значение вашего труда переоценить невозможно!**
Турлов П.А.

Significance of your work cannot be overestimated!
Turlov P.A.

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НА АКВАТОРИЯХ

GEOPHYSICAL SURVEY IN WATER AREAS

8 **Широкополосные технологии морской сейсморазведки: сравнение альтернатив**
Ампилов Ю.П.
Аннотация: В статье рассмотрены основные конкурирующие технологии, позволяющие получить сейсмическую запись в широком диапазоне частот при морских исследованиях. Данные модификации сейсморазведки в настоящее время занимают уже около половины мирового рынка, в то время как на шельфе России они практически не применяются. Анализируются преимущества и недостатки каждого из методов. Делается вывод о предпочтении использования многосенсорных технологий в сравнении с другими решениями.
Ключевые слова: Широкополосная сейсморазведка, шельф, многокомпонентная регистрация, двухсенсорные датчики, гидрофоны, геофоны

Broadband technologies of marine seismic survey: alternatives comparison
Ampilov Y.P.
Abstract: The article describes the main competitive technologies to obtain seismic record in a wide range of frequencies for shelf studies. These modifications of seismic exploration currently hold about half of the world market, while on the Russian shelf, they almost do not apply. The author analyzes the advantages and disadvantages of each method. It is concluded that multisensory technology application is preferable as compared with another solutions.
Key words: Broad and seismic, offshore seismic, multicomponent registration, dual sensors, hydrophones, geophones

18 **Новые технологии сейсмоакустического профилирования на акваториях**
Гайнанов В.Г., Токарев М.Ю.
Аннотация: Предложены новые технологии наблюдений и обработки данных сейсмоакустического профилирования на акваториях, обеспечивающие существенное ослабление влияния отражений от поверхности воды на отраженный сигнал от изучаемых границ, повышение разрешающей способности и помехоустойчивости метода, возможность использования зарегистрированных данных для определения акустических свойств отложений.
Ключевые слова: сейсмоакустическое профилирование, акустические свойства, инженерные изыскания, многоканальные системы, заглубленная система, наклонно буксируемая коса, двухуровневые наблюдения.

New technologies for offshore acoustic profiling
Gaynanov V.G., Tokarev M.Yu.
Abstract: The new observation and data processing technologies for offshore acoustic profiling are proposed, which ensure essential reducing of the ghost reflection from water surface impact on the deep reflections, resolution and the noise immunity of survey improving, availability of the recorded data for estimation of sediments acoustic properties.
Key words: acoustic profiling, acoustic properties, engineering survey, multichannel systems, deep towed system, tilting streamer, two-level observations.

25 **Влияние параметров систем наблюдений сейсморазведки 3D на подавление кратных волн на шельфе Баренцева моря**
Савицкий Л. М.., Корнев А.С.
Аннотация: В статье рассматриваются вопросы оценки влияния плотности и распределения трасс на эффективность этапов и качество результатов обработки на примере модельных сейсмических данных. Полученные результаты могут быть использованы для оптимизации сейсмических исследований на шельфе Баренцева моря.
Ключевые слова: морские сейсморазведочные работы, системы наблюдений на шельфе, оптимизация параметров полевых работ, обработка данных, подавление кратных волн.

3D seismic acquisition layout parameters effect upon multiple waves attenuation in Barents Sea shelf
Savitsky L.M., Kornev A.S.
Abstract: The objective of this paper is to assess the effect of trace density and distribution on the efficiency of the processing steps and quality of the processing results after the example of the model seismic data. The results of the study can be used to optimize the acquisition layout for future surveys in the Barents Sea shelf.
Key words: marine seismic survey, acquisition layout, survey design, data processing, multiple removal.

30 **Оптимизация графа обработки двухкомпонентных данных сейсморазведки 3D шельфа Печорского моря**
Никульников А.Ю., Горбачев С.В., Нурмухамедов Т.В.
Аннотация: В статье рассмотрены основные особенности обработки двухкомпонентных данных, полученных в мелководной части Печорского моря. Сейсмические данные характеризуются сложной волновой картиной с наличием большого

Optimization of the processing flow of two-component 3 D seismic data, obtained in the shallow part of the Pechora sea
Nikulnikov A.Yu., Gorbachev S.V., Nurmukhamedov T.V.
Abstract: The article describes the main features of the processing of OBC data obtained in the shallow part of the Pechora Sea. Seismic wave field is characterized as a complex picture with the presence of a large number of interferences of different nature. It is shown that the

количества помех различной природы. В работе показано, что применение стандартного графа обработки двухкомпонентных данных не позволило добиться качественного результата. Адаптация графа предоставила дополнительные преимущества предложенной авторами последовательности процедур по сравнению со стандартной обработкой.
Ключевые слова: двухкомпонентная регистрация, 3D сейсморазведка, обработка данных, PZ суммирование.

use of standard graph did not lead to a qualitative result. Adaptation of graph allowed to get additional benefits of the proposed sequence of procedures compared to standard processing.
Key words: two-component acquisition, 3D seismic survey, data processing, PZ summation.

ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ

37 **Межскважинное сейсмическое просвечивание – опыт, методология, аппаратура**

Ошкин А. Н., Ермаков Р. Ю., Рагозин Н. А., Игнатьев В. И.

Аннотация: В статье рассматривается современное положение дел в вопросе межскважинного сейсмического просвечивания (МСП). Описываются применяемая аппаратура, методики полевых работ. Приведен полевой материал, в качестве ориентира для дальнейших операций с ним.
Ключевые слова: Инженерные изыскания, рудная геофизика, инженерная сейсморазведка, скважинная геофизика, межскважинное сейсмическое просвечивание.

NSTIRUMENTS AND SYSTEMS

Crosshole seismic survey – experience, methodology, equipment

OshkinA.N., Ignatiev V.I., Ragozin N.A., Ermakov R.Yu.

Abstract: In the article the current situation in the sphere of the crosshole seismic survey is considered. Applied equipment, field techniques and recorded field data are described. The field data are given in the capacity of a benchmark for the further operations with them.
Key words: engineering survey, orebody geophysics, engineering seismics, borehole geophysics, crosshole seismic survey.

ПОЛЕВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

49 **Методика получения сейсмоакустических данных высокого и сверхвысокого разрешения на акваториях с использованием системы наблюдений Splitmultiseis**

Бирюков Е.А., Исаенков Р.И., Понимаскин А.И., Иванова В.В., Токарев А.М.

Аннотация: В данной статье рассмотрены наиболее важные требования, которым должны удовлетворять сейсмоакустические данные для успешного решения инженерных задач, а также описана реализация методики получения данных высокого и сверхвысокого разрешения с помощью системы двухуровневых трехчастотных наблюдений SplitMultiSeis.
Ключевые слова: морская сейсмоакустические исследования, геологические опасности, инженерно-геологические изыскания, аппаратура, методика

FIELD TECHNOLOGIES

High and very high seismoacoustics data acquisition technique based on the surveying system SplitMultiSeis

Biriukov E.A., Isaenkov R.I., Ponimaskin A.I., Ivanova V.V., Tokarev.M.

Abstract: In this article the most important requirements, the seismoacoustics data should meet for successful solution of engineering problems, are considered. Implementation of high and very high resolution data acquisition technique based on the two-level three-frequency surveying system SplitMultiSeis is described
Key words: marine acoustic measurements, geological risks, geological engineering survey, equipment, technique.

РЕСУРСНАЯ БАЗА

62 **Особенности нефтегазоносности и формирования ресурсного потенциала углеводородов юго-востока Русской плиты**

Орешкин И.В., Орешкин А.И., Новиков С.А., Нысанова А.С., Тулегенова Г.П.

Аннотация: Рассмотрены механизмы формирования месторождений нефти и газа в Прикаспийской и на юге Волго-Уральской НГП. Показана ведущая роль комплексов - доминант в формировании крупнейших месторождений УВ в Прикаспии и значительное влияние миграции УВ со стороны Прикаспийской впадины на формирование ресурсного потенциала юга Волго-Уральской провинции.
Ключевые слова: генерация, миграция, нефтегазоносный комплекс, нефтегазосборная площадь, нефтегазоносность, месторождение УВ.

RESOURCE BASIS

Oil-and-gas occurrence and hydrocarbon resource potential formation features in the south-east of Russian plate

Oreshkin I.V., Oreshkin A.I., Novikov S.A., Nysanova A.S., Tulegenova G.P.

Abstract: The paper deals with the mechanisms of oil and gas deposit formation in the Caspian and in the south of the Volga-Ural petroleum-bearing provinces. The leading role of the dominant complexes in formation of the major HC deposits in the Caspian Region is demonstrated, as well as the substantial influence of the HC migration from the Caspian Depression on formation of the resource potential in the south of the Volga-Ural province.
Key words: generation, migration, petroleum-bearing complex, petroleum-gathering area, oil and gas occurrence, HC field.

КАЧЕСТВО

71 **Система оценки качества сейсмического материала**

Шкуратов О.И., Ячменева Л.В.

Аннотация: В статье рассмотрена проблема выбора шага дискретизации, необходимого и достаточного для регистрации и обработки с учетом конечной задачи проведения сейсморазведки - геологической интерпретации. Авторы считают, что при расчете шага дискретизации на этапе планирования работ и подбора графа обработки, следует отталкиваться от требуемой вертикальной разрешенности с учетом априорной информации о геологическом строении участка.

Ключевые слова: сейсмика, теорема Котельникова, дискретизации, передискретизация, вертикальная разрешенность, модельная сейсмограмма.

QUALITY

The system of seismic data quality estimation

Shkuratov O.I., Yachmeneva L.V.

Abstract: In the article the problem of the sampling interval choice is considered that is necessary and sufficient for seismic recording and processing subject to geological interpretation as the backend of seismic exploration. The authors consider that when calculating the sampling interval on the phase of project definition and data processing flow selection, it is necessary to make a start from the required vertical resolution subject to a priory information about geological structure of acquisition area.

Key words: seismic, Kotelnikov theorem, sampling, oversampling, vertical resolution, synthetic seismogram.

76 **Система контроля качества в реальном времени и обработки данных морской сейсморазведки ГЕОГАЛС**

Недоспасов А.А.

Аннотация: В статье представлена система контроля качества и полевой (набортной) обработки сейсмических данных ГЕОГАЛС, созданная на основе имеющегося российского ПО. Описаны входящие в данную систему программные модули. При этом основное внимание уделено модулю «Контроль качества в реальном режиме времени».

Ключевые слова: морская сейсморазведка, программное обеспечение, контроль качества, обработка данных на борту судна.

Real-time quality control and marine seismic data processing system GEOGALS

Nedospasov A.A.

Abstract: The article presents real-time quality control and marine seismic data on-shipboard processing system GEOGALS that is developed on the base of existent Russian software. The system constituent software modules are described. For all this, at the centre of attention is "Real-time quality control" software module.

Key words: marine seismic survey, software, quality control, on-shipboard data processing.

КРУПНЫМ ПЛАНОМ

82 **Геофизические работы в АО «НВНИИГГ»**

Михеев С.И.

Аннотация: В статье дана подробная информация о современном состоянии и перспективах геофизических работ, выполняемых в институте. Приведен перечень наиболее значимых (по мнению автора) работ в области геофизики, выполненных специалистами института на протяжении его более чем полувековой истории существования.

Ключевые слова: геофизика, электроразведка, сейсморазведка, сейсмоэлектроразведка, обработка и интерпретация геофизических данных.

CLOSE-UP

Geophysical works in JSC "NVNIIGG"

Mikheev S.I.

Abstract: In the article the detailed information is presented, concerning the current state and the prospects of geophysical works carried out in the institute. There is given the list of the most significant (in author's opinion) researches in the sphere of geophysics, carried out by the specialists of the institute over a period of more than half of a century history of its existence.

Key words: geophysics, electrical exploration, seismic exploration, seismic electrical exploration, geophysical data processing and interpretation.

НАШИ ПАРТНЕРЫ





















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

В оформлении обложки использовано фото с сайта gazprom.ru, а также изображение с сайта компании PGS.

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

Подписано в печать:
30.09.2016

Дата выпуска:
15.10.2016

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

Значение вашего труда невозможно переоценить!

Турлов П.А., СРО МОО ЕАГО, г.Саратов

В этом номере свое обращение к читателям я хочу начать с пусть несколько запоздалых, но от этого не менее искренних, поздравлений с праздником всех наших коллег в нефтегазовой отрасли России – Днем работников нефтяной, газовой и топливной промышленности. Ведь сказать теплые слова тем, кого уважаешь, кто своим нелегким трудом обеспечивает благополучие страны, никогда не поздно.

Официально праздник «День нефтяника» был учрежден указом Президиума Верховного Совета в 1980 году. Однако первыми праздник начали отмечать еще в начале 60-ти десятых годов тюменские нефтяники и газовики. Возможно потому, что 21 сентября 1953 года в старом сибирском поселке Березово забил газовый фонтан, положивший начало новой эры – эры добычи нефти и газа в Западной Сибири. С того времени в нефтяной промышленности страны произошли крутые перемены, которые выдвинули СССР, а позднее Российскую Федерацию, на ведущее место в мире среди стран, добывающих нефть и газ, а нефтегазовая отрасль стала самым важным сектором экономики страны.

Говоря о нефтегазовой отрасли России, нельзя не упомянуть и тех, кто помогает нефтяникам и газовикам забираться глубоко в земные недра – о работниках геофизических сервисных и приборостроительных компаний. День работников нефтяной, газовой и топливной промышленности и их праздник!

Эффективность отечественного нефтегазового комплекса невозможна без отечественного конкурентоспособного нефтегазового сервиса, использующего отечественное технологическое оборудование, отвечающего самым строгим требованиям к его эффективности, промышленной и экологической безопасности. Уверен, что общими усилиями отечественных нефтегазодобывающих, сервисных и приборостроительных компаний Россия сможет обрести технологическую независимость нефтегазовой отрасли.

Отдельные слова благодарности заслуживают российские ученые из различных предметных областей геофизики – теоретики, экспериментаторы, технологи. Их научные достижения признаны и хорошо известны геофизической общественности и, что особенно важно, они не останавливаются на достигнутом и продолжают исследования, направленные на повышение эффективности геофизических технологий поиска углеводородов. Свидетельством тому являются доклады, представленные на научно-практической конференции «Сейсмические технологии-2016», состоявшейся в апреле месяце сего года в г. Москва. Учитывая актуальность для отрасли научно-технических проблем, рассматриваемых в этих докладах, редакция продолжила публикацию докладов, представленных на конференции «Сейсмические технологии-2016», и в данном выпуске журнала, центральной тематикой которого являются **геофизические исследования на акваториях.**

Обращаю внимание читателей и будущих авторов публикаций, что на 2017 год наш план публикаций включает следующие темы выпусков журнала:

1/2017 - Полевые технологии сейсморазведки

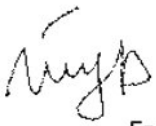
2/2017 - Электроразведка: техника и технологии

3/2017 - Генерация волновых полей разведочной геофизики

4/2017 - Камеральная обработка сейсмоданных.

Естественно, при необходимости, в тематику выпусков журнала могут быть внесены соответствующие коррективы.

Уважаемые коллеги! Желаю вам и вашим близким крепкого здоровья, благополучия, успехов в достижении поставленных целей, оптимизма и уверенности в завтрашнем дне!



П.А.Турлов

Главный редактор

Широкополосные технологии морской сейсморазведки: сравнение альтернатив

Ампилов Ю.П., МГУ им. Ломоносова, г. Москва

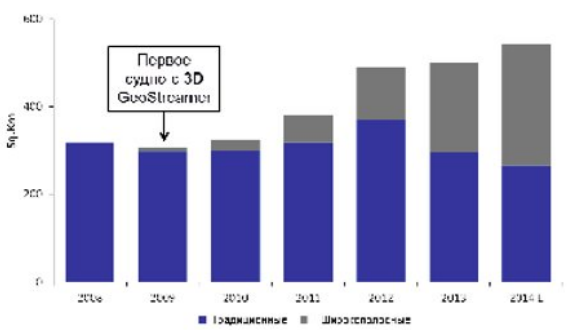
В статье рассмотрены основные конкурирующие технологии, позволяющие получить сейсмическую запись в широком диапазоне частот при морских исследованиях. Данные модификации сейсморазведки в настоящее время занимают уже около половины мирового рынка, в то время как на шельфе России они практически не применяются. Анализируются преимущества и недостатки каждого из методов. Делается вывод о предпочтении использования многосенсорных технологий в сравнении с другими решениями.

Введение

Первым и основным методом в геофизике является сейсморазведка, которая позволяет оценить структуру недр и вероятные места расположения ловушек, где могут находиться УВ. Современные методы динамической интерпретации по аномалиям отраженного сигнала нередко позволяют определить наличие нефти и газа в этих ловушках. Однако абсолютно точно этого предсказать нельзя. По крайней мере, традиционные методы морской сейсморазведки оставляют нам не так много возможностей для ответа на этот вопрос. Зачастую они помогают удовлетворительно выполнить лишь структурные построения, что не всегда достаточно для выбора оптимальных мест заложения поисковых и разведочных скважин.

Что касается морской сейсморазведки 2D, то она стала рутинным дешевым поисковым методом и в мировой практике применяется с каждым годом все меньше даже на поисковом этапе. В последние годы даже до бурения практикуют применение 3D сейсморазведки, поскольку она кратно информативнее 2D и весьма недорога в сравнении с морским бурением. При этом она позволяет свести к минимуму риск неуспешного бурения дорогостоящих скважин. Но и обычная 3D сейсморазведка при нынешних возросших технических возможностях представляется не таким эффективным инструментом, как, например, 10 лет назад.

В последние несколько лет в мире стали быстро развиваться так называемые методы широкополосной сейсморазведки (broadband seismic), информативность которых намного выше при сопоставимых или почти сопоставимых затратах на выполнение работ. И сегодня объем таких работ уже сопоставим или превышает объем традиционной 3Dсейсморазведки (рис. 1).



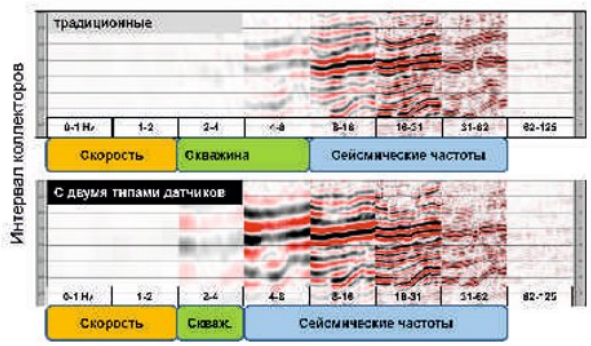
▲ *Рис. 1. Соотношение объемов широкополосной и обычной 3D-сейсморазведки на мировом рынке.*

Этого не скажешь о России, где указанные технологии даже не запрашиваются на тендерах двумя главными держателями шельфовых лицензий: Роснефтью и Газпромом, при том, что такие методы позволяют значительно повысить вертикальную разрешенность сейсмозаписи, в отдельных случаях до 2–4 м против 10–20 м в обычной 3D сейсморазведке. Достигается это отнюдь не за счет повышения частоты дискретизации записи, которая на сейсмических частотах малоэффективна, а за счет специальных аппаратно-технологических решений с последующей

специальной обработкой. Известно и большое количество решений в обработке обычных сейсмоданных, выдаваемых авторами за “широкополосную” сейсморазведку broadband, однако они не выдерживают серьезной экспертизы и зачастую оказываются весьма субъективными. В данном контексте мы также не рассматриваем возможности, так называемой геостатистической инверсии, позволяющей получить вертикальное разрешение разреза в первые метры при обычной дискретности сигнала в 2–4 мс. Речь идет лишь о нестандартных способах морских наблюдений с регистрацией дополнительной информации о сейсмических сигналах.

На очевидный вопрос о том, почему такой востребованной стала широкополосная сейсморазведка, которая уверенно вытесняет обычную, невозможно найти простой ответ, кроме общих рассуждений о повышении вертикальной разрешенности. К тому же для этого, казалось бы, требуется расширение диапазона частот в верхнюю часть спектра. Однако это не так. Присутствие нижних частот зачастую даже более важно. Если продолжать качественные аналогии, то можно вспомнить, что идеальный дельта-импульс с нулевой длительностью имеет бесконечный спектр в обе стороны.

Второй аргумент по поводу низких частот уже чисто геофизический. В последнее время все большей популярностью в сейсмической обработке и интерпретации пользуются так называемые инверсионные преобразования, представляющие собой попытку восстановить акустический импеданс из сейсмозаписи, а через него выйти на подсчетные параметры месторождения [Ампилов, 2008, 2015; Ampilov, 2010; Baardmanetal., 2010]. Для этого низкие частоты крайне важны. И если условные низкие частоты от 0 до 2–4 Гц можно получить из осредненных кривых интервальных скоростей, то в интервале 4–10 Гц приходится довольствоваться информацией, полученной при интерполяции по скважинам. Следовательно, при отсутствии большого количества скважин инверсию выполнить невозможно. Но если этот частотный интервал будет заполнен сейсмическими данными, тогда можно выполнять инверсию и при значительно меньшем объеме скважинной информации. По сути, скважины будут нужны преимущественно для калибровки результатов (рис. 2).



▲ *Рис. 2. Сопоставление частотных диапазонов обычной и широкополосной сейсморазведки.*

Главным фактором в морской сейсморазведке, препятствующим расширению диапазона регистрируемых сигналов, является дополнительное отражение-спутник от границы “вода – воздух”. Именно оно увеличивает длительность элементарного сигнала, а значит сужает его спектр. В настоящей статье мы не будем вдаваться в математические выкладки и попробуем объяснить ситуацию на качественном уровне.

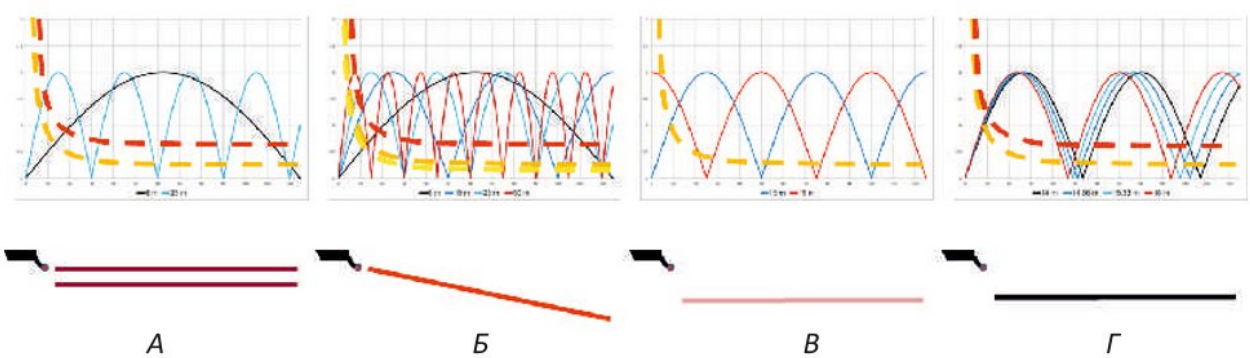
Новейшие мировые технологии широко-полосной морской сейсморазведки

Поскольку мы ведем речь о частотном диапазоне, нам будет удобно сопоставлять различные методы по параметрам амплитудного спектра сигналов.

В морской сейсморазведке традиционную косу с датчиками давления буксируют обычно на глубине 6-8 м. При этом первый лепесток ее спектральной характеристики имеет нулевое значение на частоте 60–90 Гц (черная линия на рис. 3, а). Как видно из рисунка, и низкие, и высокие частоты в пределах этого лепестка регистрируются с минимальной чувствительностью и лишь средние частоты в районе максимума лепестка регистрируются нормально. Чтобы расширить диапазон частот, надо буксировать косу на заметно меньшей глубине, чтобы "ноль" лепестка ушел далее 100 Гц. Но тогда при малейшем волнении будут возникать серьезные помехи вблизи морской поверхности. А если наоборот, погрузить косу глубже, то "ноль" первого лепестка "придет" в область полезной записи 30–50 Гц, безнадежно испортив регистрируемую волновую картину. Например, если коса пойдет на глубине 25 м, то в пределах полезной записи будут уже четыре лепестка спектральной характеристики (синяя линия на рис. 3, а) вместо одного при 6-метровой глубине косы (черная линия на рис. 3, а). Понятно, что такая запись будет малопригодной для обработки и последующей интерпретации.

Первый из рассматриваемых вариантов широкополосной технологии состоит в том, чтобы объединить эти две записи, т.е. буксировать две косы на разных глубинах. Тогда "провальные" низкие и высокие частоты на черном лепестке (глубина 6м) будут обогащены в начале и конце интервала характеристиками от "глубокой" косы (25м). Мы получим шанс после соответствующей специальной обработки получить широкополосную запись с высоким разрешением. Такие системы применяются некоторыми компаниями, но, как видно из рисунка, это заметно усложняет морские операции даже в случае 2Dсейсморазведки. При 3Dсъемке со многими косами управлять такой сложной системой буксировки на двух уровнях почти невозможно, поскольку высока вероятность различных перехлестов и заметно снижается производительность. Поэтому в современных технологиях такие системы применяются очень редко.

Другим технологическим решением является буксировка косы в наклонном положении. Поскольку регистрирующие каналы в такой косе находятся на разной глубине, то и спектральная характеристика отдельных частей косы имеет "нули" в разных интервалах спектра при разном количестве "лепестков" в полезном частотном диапазоне (см. рис. 3, б). Этот вариант предпочтительнее предыдущего в плане трудоемкости морских работ и может быть



▲ *Рис. 3. Способы расширения спектра сигнала: а – буксировка двух кос на разной глубине; б – буксировка косы в наклонном положении; в–коса с двумя типами датчиков (GeoStreamer); г–обычная коса на большой глубине (только обработка данных).*

реализован и при 3Dсейсморазведке, хотя с наклонными косами работать несколько сложнее, чем с обычными горизонтальными. Такого рода идея заложена в известной технологии Broad-seis компании CGG. Но главным недостатком здесь является то, что высокое разрешение записи можно получить лишь на итоговом суммарном временном разрезе после сложной обработки. При этом получить отдельную многоканальную сейсмограмму с широкополосной записью до суммирования невозможно ввиду разности глубин каналов.

Третье широкополосное технологическое решение является самым "элегантным" и, как показывает практика, самым эффективным. Коса буксируется в обычном горизонтальном положении, и глубина ее погружения может быть любой – от обычных 6–8 м вплоть до 25м и более при необходимости. При этом не происходит ухудшения качества материала в отличие от предыдущих случаев, когда могут быть "вырезаны" полезные частоты вблизи нулевых значений спектральной характеристики. Буксировка на повышенных глубинах позволяет оставаться на профиле и продолжать работы при высоте волн до 4–5 м, что значительно сокращает вынужденные простои по погодным условиям. Причина таких широких возможностей состоит в специальной конструкции косы. В ней наряду с традиционными датчиками давления – гидрофонами – присутствуют и датчики вертикальной скорости смещения – геофоны. Если коэффициент отражения от свободной поверхности "вода–воздух" равен (–1), т.е. сигнал от датчика давления меняет знак на обратный, то в геофоне обращения знака не происходит, так как коэффициент отражения для этой волны равен 1. Задержка отраженного от водной поверхности импульса одинакова в обоих случаях, а знаки их противоположны. Значит, при сложении сигналов от гидрофона и геофона первый импульс, соответствующий полезному отражению, усилится, а два противоположных по знаку импульса волны-спутника от границы "вода – воздух" при равной амплитуде взаимно уничтожатся (рис. 4). Разумеется, для этого должна быть произведена соответствующая обработка двух волновых полей, зарегистрированных разными системами датчиков. Спектральная характеристика косы для данного случая приведена на рис. 3, в, из которого видно, что нулевым значениям в "лепестках" гидрофона соответствуют максимальные значения в "лепестках" геофона. Таким образом получают требуемый широкополосный спектр. Данная технология разработана компанией PGS под названием GeoStreamer®.

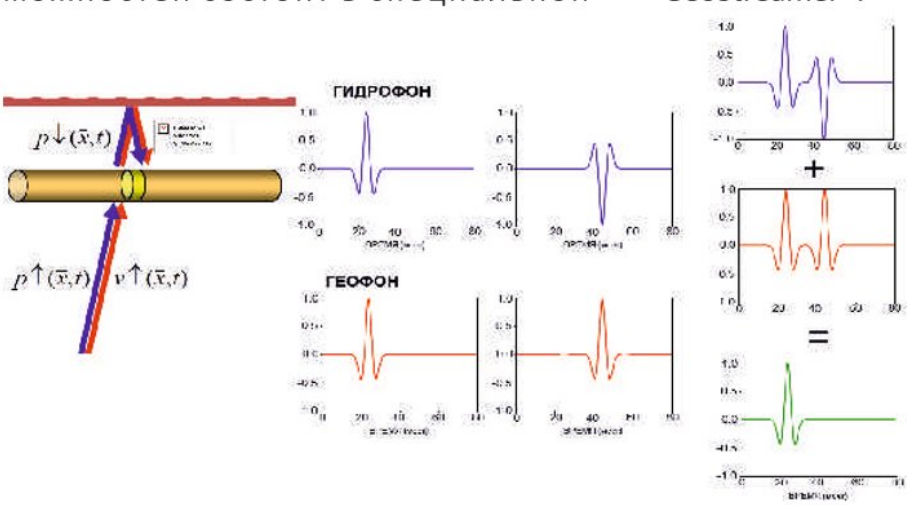


Рис. 4. Схема подавления волны-спутника в технологии GeoStreamer®.

Компания WesternGeco пошла дальше, разработав 4-компонентную косу, в которой наряду с традиционными гидрофонами имеются три геофона по взаимно перпендикулярным осям X, Y, Z, где X регистрирует компоненту скорости смещения вдоль профиля буксировки, Y – в горизонтальной плоскости перпендикулярно косе (X), Z регистрирует вертикальную компоненту скорости смещения, как и в GeoStreamer®. Технология получила название Izometrix (ранее известная как Nessie-6). Результаты опытных работ, представленные компанией WesternGeco на ежегодной конференции EAGE –2012 в Копенгагене, показали, что по оси X вдоль направления косы в значительной степени записаны шумы буксировки. Скорость смещения, записанная по оси Y, должна была помочь "интеллектуальной" интерполяции сигнала между реальными косами, т.е. создать виртуальные "синтетические" косы в промежутке наблюдений, чтобы повысить кратность и горизонтальное разрешение 3Dданных. Однако первые экспериментальные данные по этой компоненте оказались неубедительными. В итоге рабочими остались те же две компоненты, что и в технологии GeoStreamer®. До сих пор по технологии Izometrix удалось наработать небольшие опытные объемы работ. Ею оборудованы пока лишь два судна. Вместе с тем по технологии GeoStreamer®, которая эксплуатируется в коммерческом варианте с 2008 г., уже наработано свыше 400 тыс. км2 3D и около 300 тыс. пог. км 2D. Это позволило открыть несколько значимых морских месторождений. С 2015 г. этой технологией оснащен весь флот PGS, поэтому получается, что на сегодня это фактически единственная широко апробированная в мировой практике технология широкополосной сейсморазведки, доказавшая на практике свою высокую эффективность. Справедливости ради надо отметить, что компания Sercel недавно приступила к выпуску 4-компонентных морских сейсмокос Sentiel. Однако пока для нее не создано поддерживающего материального обеспечения для обработки, поэтому практические производственные результаты, по которым можно было бы судить об эффективности технологии, отсутствуют.

Что касается уже упомянутой технологии GeoStreamer®, то по комплексу показателей в производительности морских работ и геологических результатов, достигнутых в ходе масштабной апробации во всех регионах мира, она на сегодняшний день является бесспорным лидером в широкополосной морской сейсморазведке. В этой связи в следующем разделе статьи будет представлено несколько примеров ее использования.

Четвертая группа методов широкополосной сейсморазведки целиком представлена различными алгоритмами специальной обработки сейсморазведочных данных с традиционных морских кос, оснащенных только приемниками давления – гидрофонами. Как следует из вышеизложенного, для расширения спектра предпочтительнее буксировать косу на меньшей глубине, но для этого требуется, по возможности, полный штиль, чтобы соотношение сигнал – помеха было высоким. А такой погоды в некоторых районах не бывает вовсе. Иногда пытаются буксировать косы на неоптимальных глубинах до 15 м вместо 6–8м (см. рис. 3, г). Как ни покажется это парадоксальным, в таком случае более предпочтительным будет неспокойное море с умеренным волнением. Тогда нулевые значения "лепестков" спектральной характеристики не будут жестко фиксированы на шкале частот, что позволит частично восстановить при обработке утраченные частоты. Однако в

контексте данной статьи мы не рассматриваем такие, чисто алгоритмические, решения для традиционной съемки, поскольку современные методы цифровой обработки позволяют получить почти любой наперед заданный результат. При этом объективные критерии его достоверности, как правило, отсутствуют, что позволяет считать такие методы крайне субъективными. Скорее, это попытка некоторых компаний "быть в тренде" запросов на широкополосную сейсморазведку, не тратя значительных средств на модернизацию. В ряде случаев при не очень высокой компетентности служб заказчика это срабатывает, поскольку формально финальные временные раз+резы выглядят высокоразрешенными.

Ниже в табл. 1 приведены основные характеристики рассмотренных технологий широкополосной сейсморазведки и их модификаций. Обращает на себя внимание тот факт, что наиболее качественные и приемлемые результаты получают с помощью многокомпонентных кос (первая строка в таблице).

В табл. 2 этот факт подтверждается при сопоставлении геофизических параметров рассматриваемых видов съемок и возможностей геологического истолкования соответствующих результатов. Максимальное количество зеленых "галочек" имеется только в первой строке. В связи с этим далее рассмотрим дополнительные возможности "двухсенсорной" съемки с использованием технологии GeoStreamer®.

Технология сейсморазведки с двухсенсорной косой

Морская сейсмическая коса, изготовленная по технологии GeoStreamer®, внешне ничем не отличается от обычной, однако ее внутренняя "начинка" принципиально иная [Camboisetal., 2009; Dayetal., 2013]. В ней по всей длине распределены многочисленные гидрофоны и геофоны,

▼ *Табл. 1. Технические характеристики основных методов широкополосной сейсморазведки*

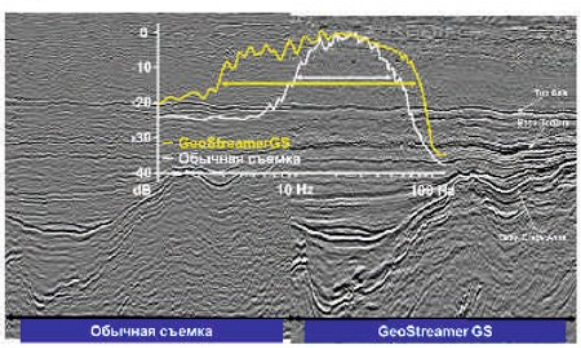
Методы	Буксирование	Подавление волн-спутников	Комментарии
Многокомпонентные косы: GeoStreamer, Nessie-6 (WG), Sentinel MS (Sercel)	Буксирование на глубине	Разделение волновых полей	Наиболее корректный и остроумный способ удаления волн-спутников приемника. Обычно используется в донных косах
Разноуровневый: DISCover (WG)	Буксирование на глубине и у поверхности	Ряд "провалов" в амплитудном спектре	Множество "провалов" получается до и после суммирования. Таким образом, требуется в 2 раза больше кос
Наклонные косы: Broadseis (CGG), ObliQ (WG)	Наклонное буксирование: от поверхности на глубину	Ряд "провалов" в амплитудном спектре	Множество "провалов" получается только после суммирования. Подавление волн-спутников до суммирования опирается на решения по обработке (ниже)
	Буксирование у поверхности	Усиление НЧ	Предполагает хорошее отношение сигнал – шум на низких частотах, несмотря на буксирование на малой глубине
Решения в области обработки: WiBand (GXT), Clari-Fi (TGS), SHarp (Dolphin), …	Буксирование на глубине	Разделение частот	Предполагает, что в частотном "провале" есть некоторый сигнал. Предпочтительна плохая погода, поскольку размываются частотные "провалы"

▼ *Табл. 2. Сопоставление возможностей альтернативных методов широкополосной сейсморазведки.*

	Развёртывание и обслуживание	Расширенный диапазон погодных условий	Усиление низких частот	Подавление волн-спутников после суммирования	Подавление волн-спутников до суммирования	Определение характеристик коллекторов	Совместимость с 4D	Разделение волновых полей
Много-компонентный	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Двух-уровневый	✗	✗	✓	✓	✓	✓	✗	✗
Наклонный	≈	✗	✓	✓	✗	✗	✗	✗
Обработка, коса у поверхности	✓	✗	✗	≈	✓	✓	✓	✗
Обработка, коса на глубине	✓	✓	✓	≈	✗	✗	✗	✗

что позволяет реализовать принцип подавления волны-спутника от свободной поверхности (см. рис. 4) и достичь квазиравномерной частотной характеристики в широком диапазоне (см. рис. 3, в). В качестве дополнительного операционного выигрыша мы получаем возможность работать в широком погодном окне при высоте волн до 4–5 м без потери качества материала. Напомним, это достигается погружением буксируемой косы на глубины 15–25 м, что невозможно сделать с традиционной косой. Значительное сокращение вынужденных простоев из-за погодных условий позволяет наряду с качеством повысить экономическую эффективность работ.

Отметим также, что кроме подавления волны-спутника в приемном устройстве такую же операцию желательно осуществить и в источнике. Для этого используется другое технологическое решение – GeoSource, а синхронное применение обеих технологий получило название GeoStreamer (GS). Совместный анализ объединенной технологии – это тема отдельной статьи.



▲ *Рис. 5. Пример сопоставления традиционной сейсморазведки и двухсенсорной технологии GeoStreamer® во временной и спектральной области.*

На рис.5 приведен один из примеров сопоставления результатов обычной сейсморазведки и GeoStreamer®. Преимущества в качестве волновой картины бесспорны, а расширение спектра в область низких частот всего на 4–5 Гц добавляет целую октаву полезного частотного диапазона. Это революционным образом сказывается на качестве последующей сейсмической инверсии, для которой уже

не требуется как в обычных случаях столь детальной информации по многочисленным скважинам, как мы отмечали во введении.

Наряду с традиционными задачами сейсморазведки применение двухсенсорной технологии позволяет решать еще одну очень важную задачу по детальному изучению скоростных характеристик и структурного строения верхней части разреза (ВЧР) до глубин в несколько сотен метров. Обычно такая задача решается с помощью специальной инженерной сейсморазведки. Но в случае с GeoStreamer® имеются дополнительные возможности. Используется эффект частично-кратных отраженных волн от придонных границ, которые для данной части разреза считаются полезными и позволяют “сгустить” систему наблюдений для этих уровней. Ведь при обычной съемке, рассчитанной на средние и большие глубины, ВЧР освещена недостаточно (рис. 6,а).

Наряду с малой кратностью наблюдений осложняющим эффектом является частотный диапазон колебаний, неоптимальный для ВЧР и не обеспечивающий надлежащего разрешения. Всех этих недостатков лишена двухсенсорная технология, с помощью которой удается получить весьма привлекательный и объективный результат в сравнении с обычной технологией (см. рис. 6,б). Следует отметить, что результат такого качества не уступает методам инженерной сейсморазведки и во многих случаях снимается необходимость проведения дополнительных сейсмоакустических исследований для выбора точек бурения и установки морских сооружений. Это чрезвычайно важно для морей Арктики с коротким безледовым периодом, где благодаря данной технологии можно сэкономить целый год, сокращая сроки ГРР.

Говоря о себестоимости работ с двухсенсорной технологией, следует отметить, что она сопоставима с обычной сейсморазведкой в части морских работ и немного выше в части обработки, поскольку используется два класса волновых полей. Но в общей суммарной стоимости работ это обычно не более 10 %. Зато очевидным образом улучшается качество и возрастает информативность сейсморазведки для решения геологических задач в сложных сейсмогеологических условиях.

Кроме перечисленных выше вариантов широкополосной сейсморазведки, в последнее время исследователи стали уделять значительное внимание мультиа-

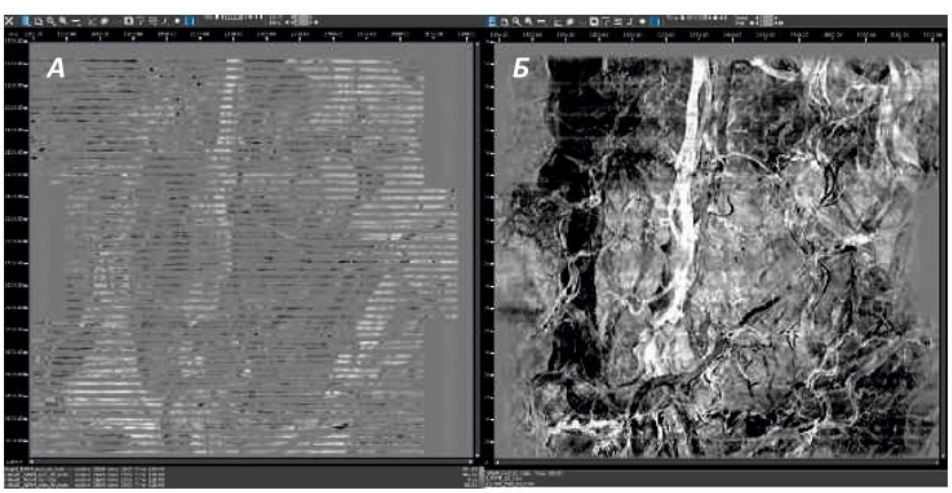


Рис. 6. Сопоставление временного среза для придонных отложений на уровне 120 мс при обычной технологии 3D (а) и технологии GeoStreamer®(б).

зимутальным (MAZ) и широкоазимутальным (WAZ) системам наблюдений, которые дают много дополнительной информации. Мы не можем уделить достаточно внимания этому, весьма важному для современной сейсморазведки вопросу. Это предмет отдельной статьи. Отметим лишь, что такие системы позволяют практически устранить зависимость результатов съемки 3D от направления отстрела профилей. Данный фактор особенно важен при наличии разноориентированных разрывных нарушений и заметной горизонтальной неоднородности и значимой анизотропии среды, что встречается довольно часто. Стоимость таких работ существенно выше, чем стандартной 3Dсъемки, даже широкополосной, однако последующая экономия на бурении полностью оправдывает затраты на проведение данных работ. К тому же появившиеся в последние годы на мировом рынке современные сейсморазведочные суда, которые могут буксировать одновременно до 24 кос длиной по 12 км (рис. 7), способны существенно удешевить такие работы благодаря своей высокой производительности. Так, суда класса RamformS могут в благоприятных условиях выполнять свыше 1000 км2 3D в неделю, и такой рекорд был установлен еще в 2009 г. на шельфе Бразилии. А современные суда класса Titan заметно превышают и эти показатели.

В завершение отметим, что, к сожалению, ни одна из перечисленных технологий не под силу российским сервисным компаниям, а основные российские заказчики в лице Газпрома и Роснефти в тендерных условиях не предусматривают применение новейших технологий и систем наблюдений, делая ставку на минимальную стоимость работ. В результате выполняемые сегодня на российском шельфе сейсморазведочные работы 3D по технологическим параметрам соответствуют тому уровню, который в мире был достигнут более 15 лет назад. Непредвзятым специалистам понятно, что такие работы морально устарели. А с учетом того, что поисковое, разведочное, а тем более эксплуатационное бурение на большинстве шельфовых участков будет задерживаться в новых условиях санкций и низких цен на нефть, следует понимать, что к моменту активного освоения придется все эти работы проводить заново, поскольку за это время технологии шагнут далеко вперед. Поэтому поговорка “Скупой платит дважды” применима к ситуации на российском шельфе в полной мере. На самом деле компаниям придется платить впоследствии еще гораздо больше. Ведь стоимость сейсморазведки 3D на огромной площади в 3 тыс. км2 кратно меньше стоимости всего одной поисково-разведочной скважины. А в результате высококачественной сейсмики, проведенной на месторождении, таких скважин можно сэкономить несколько. К сожалению, нынешние финансисты в компаниях не думают об этом, ставя во главу угла текущие сиюминутные расходы. Между



▲ *Рис. 7. Сейсмическая 3D расстановка типового судна класса Ramform S (компания PGS) в развернутом состоянии в масштабе карты Москвы.*

тем экономии никакой нет. Напротив, без таких работ компаниям в совокупности придется тратить значительно больше.

Выводы

1. Широкополосные сейсмические технологии, очень быстро завоевывающие мировой рынок, остаются невостребованными в России.

2. Применение российскими компаниями устаревших западных технологий приведет к тому, что к моменту начала разведочного бурения полученные сегодня данные станут некондиционными, и многие работы придется повторить, особенно на тех объектах шельфа, которые будут осваиваться совместно с зарубежными партнерами. А таких объектов большинство ввиду полного отсутствия отечественных технологий добычи.

3. Среди разнообразия широкополосных сейсмических технологий очевидными преимуществами обладают те, которые основаны на многосенсорных косах. Наиболее апробированной на сегодняшний день в мире является двухсенсорная технология GeoStreamer (GS).

4. Для сокращения зависимости от зарубежных технологий требуется незамедлительно предпринять все меры для возрождения отечественной геофизики, в особенности в части оборудования и аппаратуры для производства работ на шельфе, которые в настоящее время подпали под санкции.

Литература

Ампилов Ю.П., От сейсмической интерпретации к моделированию и оценке месторождений нефти и газа. М.: Геоинформмарк, 2008. 429с.

Ампилов Ю.П., Сейсморазведка на российском шельфе // Offshore [Russia].2015. № 2 (8).С.26-35.

Ampilov Y.P., From seismic interpretation to modeling and assessment of oil and gas fields // EAGE Publ.BV. The Netherlands, 2010.

Baardman R.H., Verschuur D.J., van Borselen R.G.et al., Estimation of primaries by sparse inversion using dual-sensor data//SEG Denver. 2010. Ann.Meet. Exp. Abstracts, 3468–3472.

Cambois G., Carlson D., Jones C.et al., Dual-sensor Streamer data, acquisition QC and attenuation of seismic interferences and other noises: 71thEAGE Conference & Exhibition, 2009. X033.

Day A., Klűver T., Söllner W.et al., Wavefield-separation methods for dual-sensor towed-streamer data // Geophysics.2013.V. 78, N2.P. WA55–WA70.

Новые технологии сейсмоакустического профилирования на акваториях

Гайнанов В.Г., Токарев М.Ю., Геологический факультет МГУ, г. Москва.

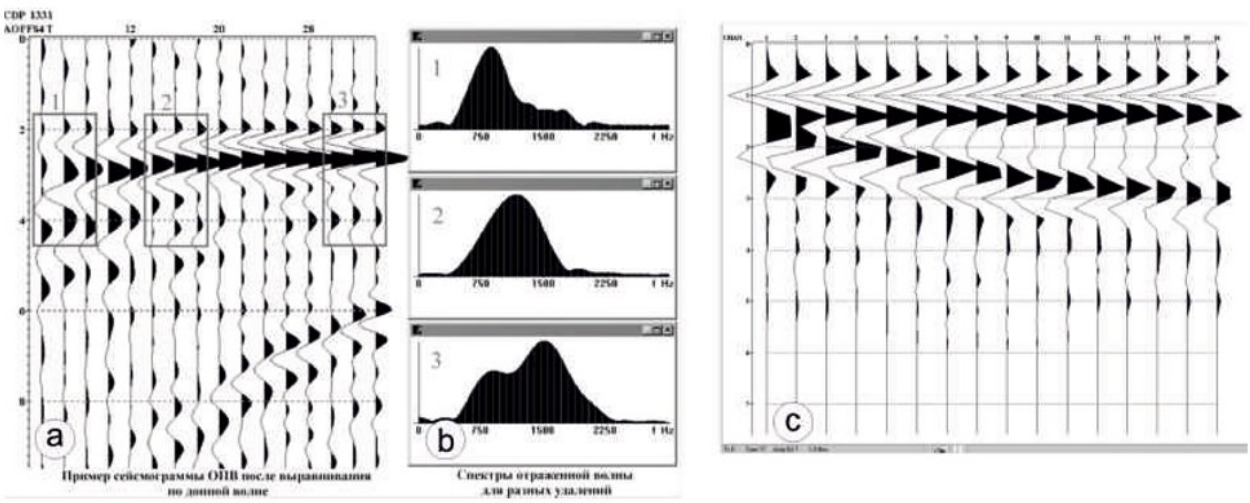
Авторы предлагают новые технологии наблюдений и обработки данных сейсмоакустического профилирования на акваториях, позволяющие существенно ослабить влияние отражений от поверхности воды на отраженный сигнал от изучаемых границ, что повышает разрешающую способность и помехоустойчивость метода, позволяет использовать данные для определения акустических свойств отложений.

Введение.

Метод одноканального непрерывного сейсмоакустического профилирования (НСП или НСАП) был изобретен в 50-е годы прошлого столетия и быстро стал популярным благодаря простоте реализации и наглядности получаемых данных. Эти достоинства позволили методу долгое время сохраниться практически неизменным – совершенствовалась в основном только аппаратура. Даже сейчас при инженерных изысканиях часто используется одноканальное профилирование.

Прогресс в развитии регистрирующих и обрабатывающих систем создал условия для реализации более сложных систем наблюдений для повышения информативности исследований. Например, уже реализованы многоканальные системы сейсмоакустического профилирования (Гайнанов и др., 2008), системы, работающие в разных частотных диапазонах (Гайнанов, Зверев, 2010), разрабатываются системы для трехмерных сейсмоакустических исследований (Шматков, Токарев, 2014).

Применение многоканальных наблюдений направлено на повышение надежности и точности построений, на оценку физико-механических характеристик отложений. Однако опыт их применения показал, что в морских условиях трудно или невозможно задавать и поддерживать одинаковую глубину буксировки для всех каналов, что приводит к изменчивости амплитуды и формы волны по каналам (рис.1). Это ухудшает избирательность направленного суммирования, снижает эффективность многих процедур обработки.



▲ *Рис. 1. Примеры сейсмограмм с изменяющейся от канала к каналу формой отраженной волны (выравнивание по донной волне: a – бумер, c - спаркер) и спектры отраженной волны для разных удалений (b). В случае (a) коса с удалением всплывала, в случае (c) – тонула.*

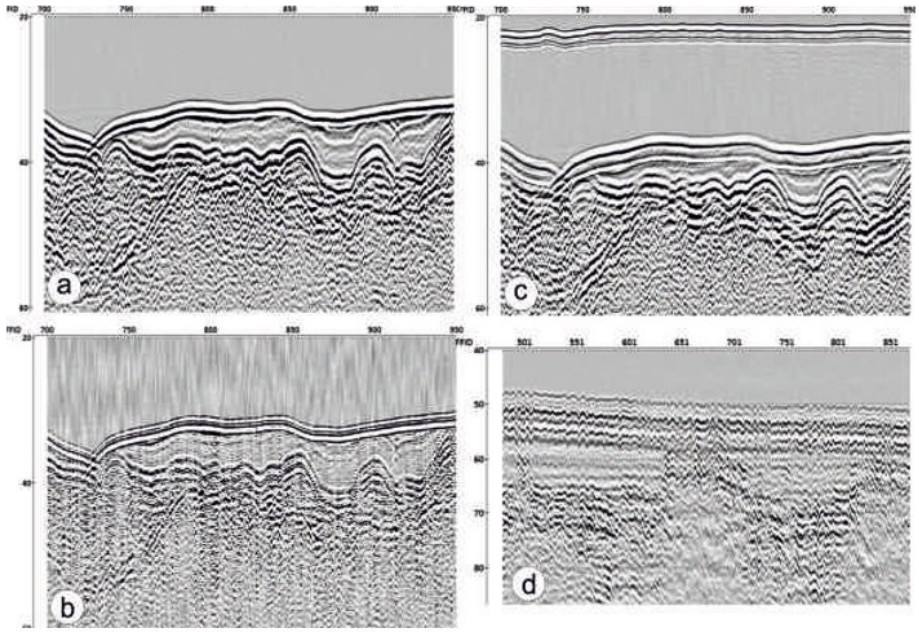


Рис. 2. Фрагменты одноканальных временных разрезов: a) источник и приемник на оптимальной глубине; b) приемник на глубине меньше оптимальной; c) приемник на глубине больше оптимальной; d) источник и приемник на глубине значительно больше оптимальной.

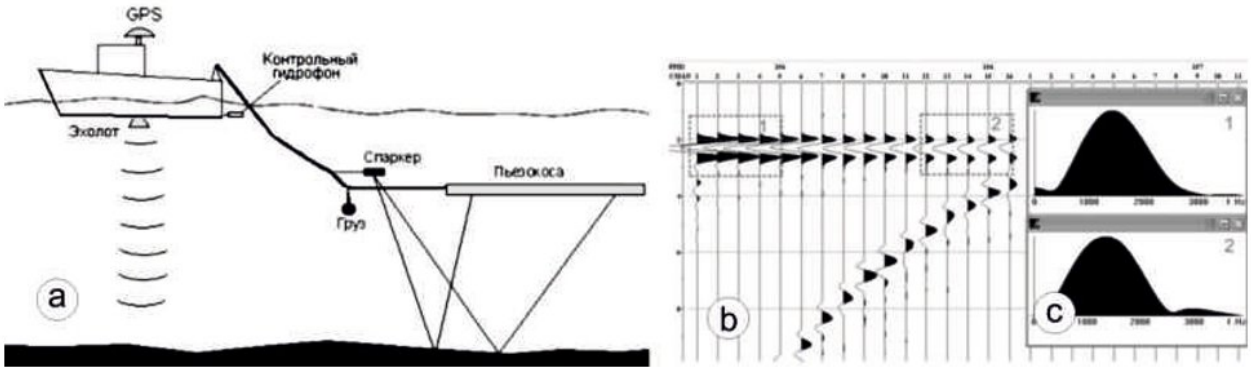
В самом начале разработки метода было показано, что для получения качественных результатов требуется буксировать источник и приемник на оптимальной глубине от поверхности воды (Калинин и др., 1974), которая равна четверти преобладающей длины волны сигнала. Тогда достигается максимальная амплитуда принимаемого сигнала при достаточно высокой разрешающей способности (рис.2,a). Буксировка источника или приемника на меньшей глубине резко снижает амплитуду принимаемого сигнала, а на большей глубине увеличивает длительность сигнала при одновременном уменьшении его амплитуды (рис.2, b,c). Буксировка на существенно большей глубине делает сигнал многофазным, а материалы становятся малопригодными для интерпретации (рис.2,d).

Отсутствие устройств для достаточно точного задания и контроля таких глубин, заставляет делать это с помощью подбора специальных грузиков и поплавков, варьируя длину кабеля и т.д. На это часто тратится много времени, иногда безуспешно. Кроме этого, буксируемая близко к поверхности сейсмоакустическая система очень чувствительна к состоянию поверхности воды – волнение моря в 1 – 2 балла уже приводит к заметному ухудшению качества получаемых данных.

Многоканальное сейсмоакустическое профилирование с заглубленной расстановкой.

Одним из вариантов решения проблемы является буксировка источника и приемной системы на значительно большей глубине, чем длина принимаемых волн, так что волна-спутник не интерферирует с основным сигналом. Это позволяет избавиться от влияния волнения моря и нестабильности глубины буксировки на форму сигнала, раза в два сокращается длительность сигнала (рис.3). Возможность контроля формы возбуждаемого импульса по прямой волне, и волне, отраженной от поверхности воды, создает условия для эффективного применения детерминированной деконволюции, определения коэффициентов отражения и AVO-анализа (Tokarev et all).

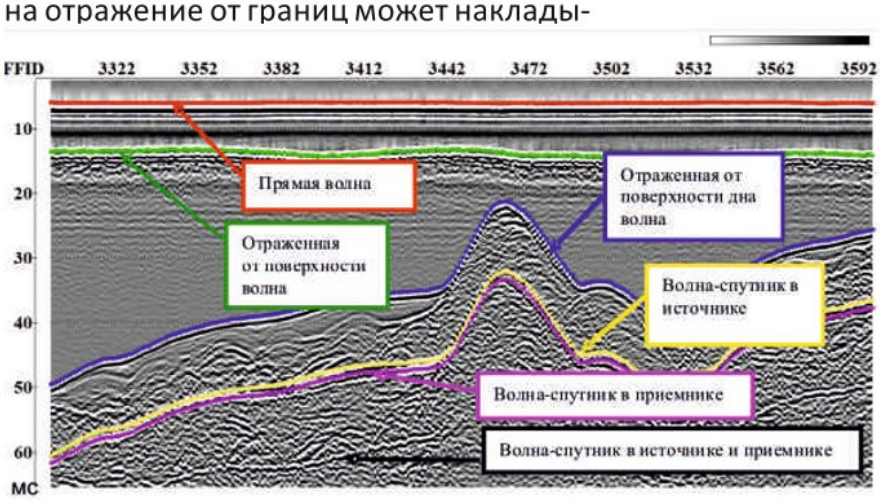
Одним из недостатков работы с заглубленной расстановкой является наличие волн-спутников, отраженных от поверхности воды. Поэтому в чистом виде регистрируются только отраженные



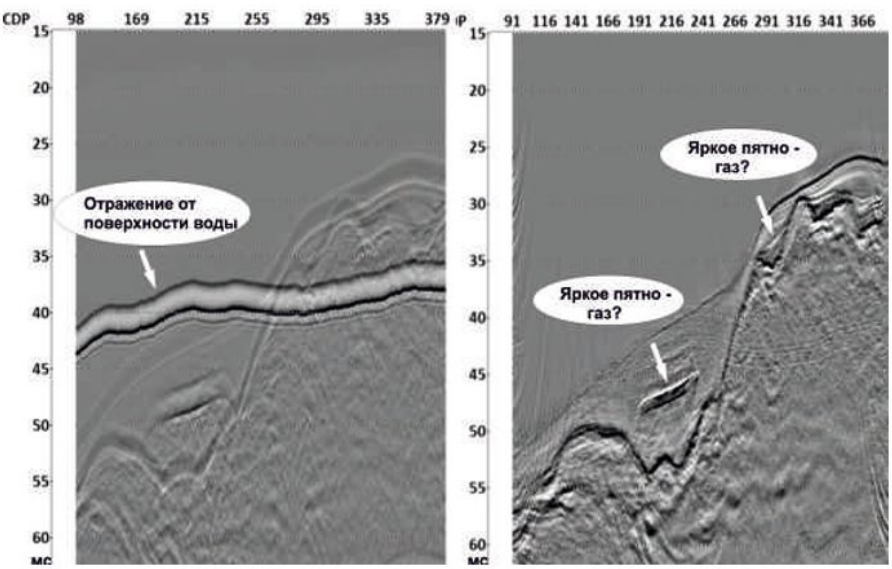
▲ *Рис. 3. Схема наблюдений с заглубленной расстановкой (a), пример зарегистрированной сейсмограммы (b) и спектры прямой волны на разных удалениях (c) (вступления прямой волны приведены к одному времени). Амплитуда прямой волны монотонно затухает с расстоянием, форма волны и частотный спектр практически не меняются.*

волны от неглубоких границ под дном, которые приходят к приемникам раньше этих спутников (рис.4).

Когда заглубление источника большое, на отражение от границ может накладываться и волна-спутник от источника (рис.5,a). Но при обработке специальными средствами часто удается достаточно сильно ослабить такие помехи (рис.5,b).



◀ *Рис. 4. Фрагмент временного разреза, полученного с заглубленной расстановкой (показаны волны-спутники).*



▶ *Рис. 5. Фрагмент временного разреза, полученный заглубленной системой, до и после обработки (стрелками показаны волна-спутник, отраженная от поверхности воды, и «яркие пятна», обусловленные небольшими скоплениями газа в осадках).*

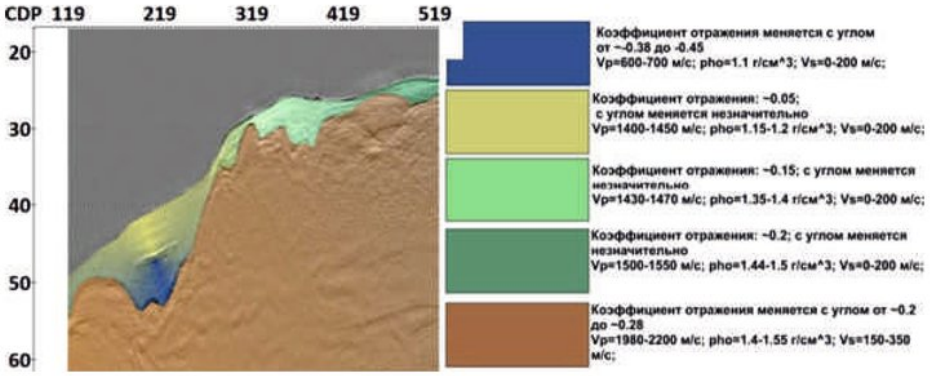


Рис. 6. Модель упругих свойств отложений.

Обработка включала в себя детерминистическую деконволюцию и миграцию, благодаря чему удалось достичь исключительно высокого разрешения (около 10 см по вертикали), и «яркие пятна» на разрезе не только стали видны, но и стала четко заметна их отрицательная полярность.

Высокая разрешающая способность и высокая точность регистрации прямой волны, детальный кинематический и динамический анализ данных, включая AVA-инверсию, позволили построить модель упругих свойств отложений и достоверно показать наличие скоплений газа в осадках (рис.6).

Профилирование с заглубленной расстановкой имеет ряд недостатков: 1) низкая скорость профилирования -1,5-2 узла, когда с обычной системой 5-6 узлов и выше; 2) работать можно только начиная с некоторой глубины воды: 3) волны-спутники часто ограничивают глубинность исследований: 4) сложность обработки данных.

Поэтому такая технология не может еще широко применяться.

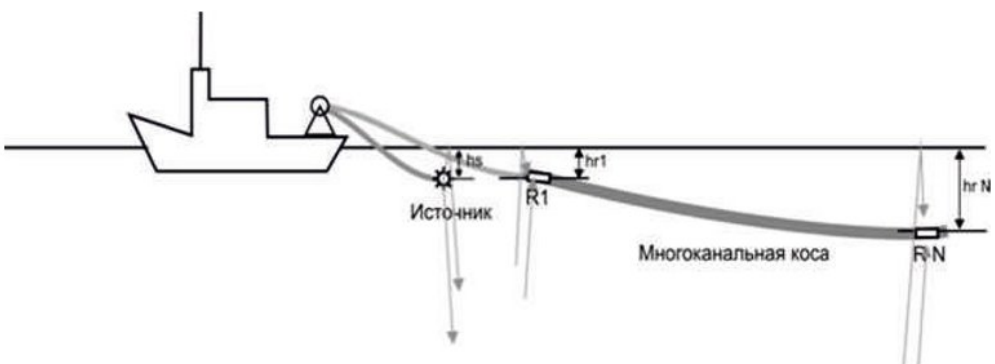
Многоканальное сейсмоакустическое профилирование с наклонно буксируемой косой.

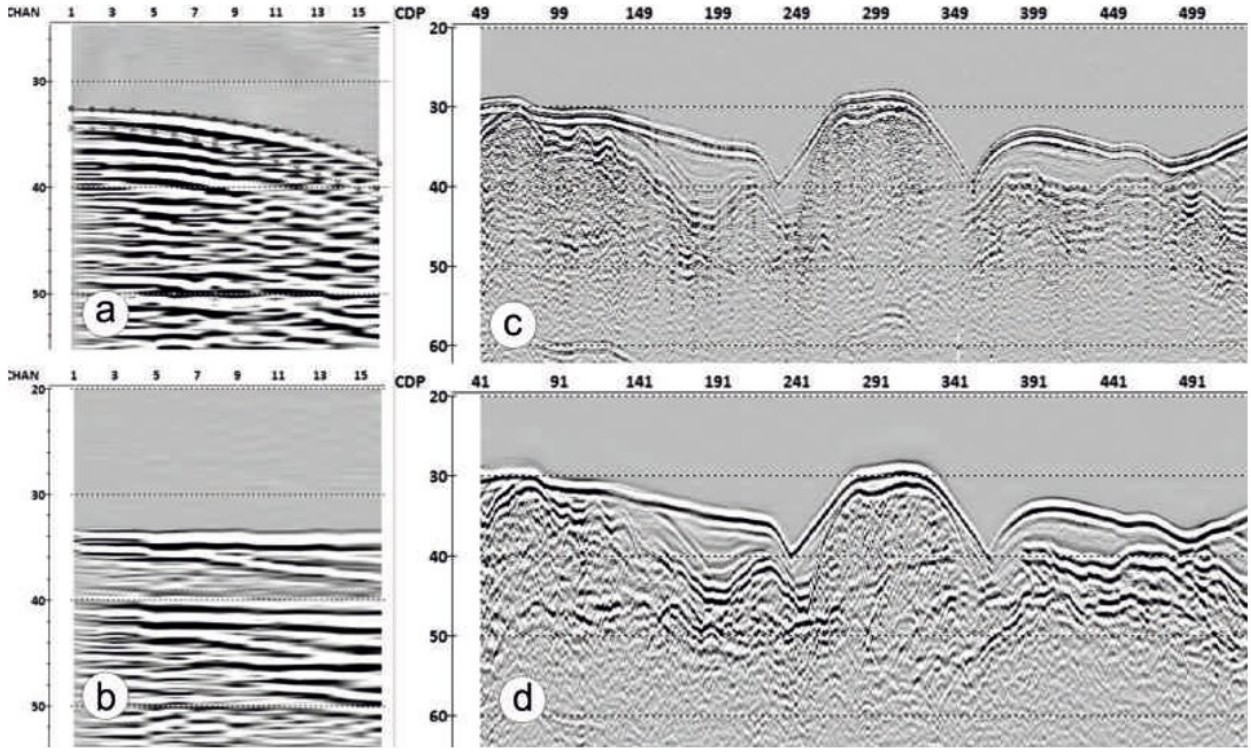
Как говорилось выше, серьезной проблемой многоканального сейсмоакустического профилирования является невозможность задавать одинаковые глубины для всех приемных каналов. Например, на многоканальной сейсмограмме (рис.1,с) по запаздыванию волны-спутника от поверхности воды видно, что заглубление приемников возрастало от головы к хвосту косы.

Мы предлагаем отказаться от использования волн-спутников для усиления суммарной отраженной волны, а наоборот, максимально ослабить волны-спутники в точке приема. Идея реализуется наклонной буксировкой многоканальной косы, так, что приемники разных каналов оказываются не на одинаковых «согласованных» глубинах, а, наоборот, на разных глубинах (рис.7).

При обработке данных перед суммированием по ОГТ вводятся статические и

Рис. 7. Наклонная буксировка многоканальной косы.





▲ *Рис. 8. Иллюстрация обработки данных с наклонной косой: a) сейсмограмма с пикировкой отражения от дна и его спутника в точках приема; b) та же сейсмограмма после ввода статических поправок за наклон косы и кинематических поправок; c) временной разрез по первому каналу; d) суммарный разрез по 16 каналам.*

кинематические поправки, выравнивающие вступления первых волн, и они суммируются синфазно. Волны-спутники суммируются с остаточными разбросами времен, и существенно подавляются. Еще большее подавление волн-спутников достигается применением специальной процедуры обратной фильтрации. Это позволяет при суммировании подавить волну-спутник и ослабить влияние волнения моря, сократить длительность сигнала (рис.8).

Преимущества данной технологии по сравнению с приповерхностной буксировкой всех каналов:

1. Гораздо проще буксировать многоканальную косу наклонно – можно задавать согласованную глубину только для источника и первых каналов косы, последующие каналы могут идти на все больших глубинах (рис.7). Точный расчет заглублений и нейтральной плавучести косы не требуется.

2. Достигается значительно более высокая, чем по традиционной технологии, разрешающая способность исследований, так как обработка направлена на выделение сигнала, сформированного только в источнике.

3. Обеспечивается более высокая стабильность и меньшая зависимость суммарного сигнала от условий буксировки и состояния моря.

По сравнению с заглубленной расстановкой, данная технология не обеспечивает регистрацию прямой волны от источника, а также суммарный отраженный сигнал все же зависит от условий буксировки и состояния поверхности воды. Поэтому полученные данные мало годятся для динамического анализа и определения акустических свойств отложений.

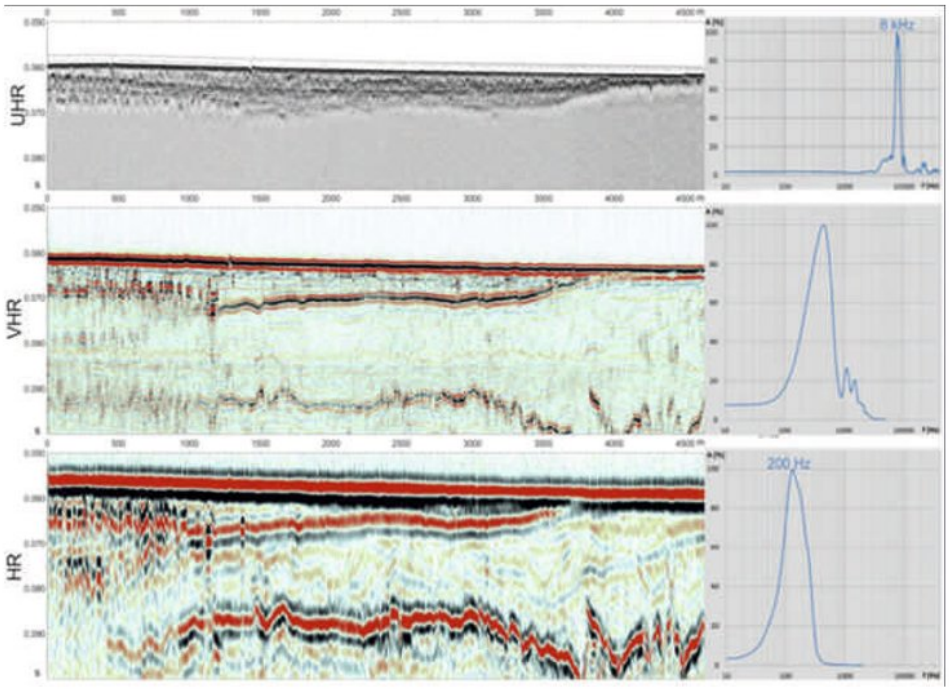


Рис. 9. Примеры данных, полученных методикой двухуровневых трехчастотных сейсмоакустических наблюдений: глубинность UHR - 20м, разрешающая способность – 0,5м, глубинность VHR - - 100м, разрешающая способность – – 1 м, глубинность HR – 500м, разрешающая способность 3 м.

Методика двухуровневых трехчастотных сейсмоакустических наблюдений.

Сейсмоакустическое профилирование выполняется одновременно с тремя системами, работающими в трех частотных диапазонах:

1. Параметрический профилограф (UHR) с центральной частотой 8 кГц.

2. Электроискровой источник «Спаркер» с регистрацией заглубленной 16-канальной косой (VHR)– центральная частота сигнала около 500 Гц.

3. Пневматический источник с регистрацией 96-канальной косой (HR)– центральная частота сигнала около 200 Гц.

Данной методикой были проведены региональные инженерные изыскания в море Лаптевых. Примеры полученных данных приведены на рис.9.

Заключение.

Таким образом, в настоящее время мы имеем возможности реализовать различные технологии сейсмоакустического профилирования на акваториях для решения как производственных, так и научных задач.

Литература

1. Калинин А.В., Калинин В.В., Пивоваров Б.Л., Определение основных параметров непрерывного сейсмического профилирования с электроискровым источником // Прикладная геофизика, вып. 73, 1974. с. 69 – 94.

2. Гайнанов В.Г., Токарев М.Ю., Зверев А.С., Росляков А.Г., Многоканальное сейсмоакустическое профилирование на разных частотных диапазонах – реальные возможности // Разведка и охрана недр. 2008. № 1, С. 35–38.

3. Гайнанов В. Г., Зверев А. С., Сейсмоакустический комплекс для двухчастотного профилирования на акваториях // Океанология, 2010, том 50, № 4, с. 649–653.

4. Шматков А.А., Токарев М.Ю., Новая методика трёхмерных сейсмоакустических наблюдений на мелководных акваториях // Экспозиция Нефть Газ.-2014.-№6.-с. 39-42.

5. Tokarev M.Y., Kuzub N.A., Pevzner R.L., Deep-towed high-resolution seismic system for investigation of the uppermost subbotom sediments at shallow waters // EAGE Near Surface 2006.

info@split-k.com +7(495) 930-80-58
www.split-k.com

Москва, Ленинские горы 1, строение 77
научная компания ООО "Сплит"



Инженерные сейсмоакустические исследования на акваториях

Тестовые испытания сейсмоакустического оборудования

Оценка влияния сейсмоакустических работ на окружающую среду

Проведение учебно-практических школ и практик в рамках программ повышения квалификации

Оптимизация систем наблюдений сейсморазведки 3D на шельфе Баренцева моря

Савицкий Л. М., Корнев А. С., ООО «СЖЖ Восток», г. Москва

В статье рассматриваются вопросы оценки влияния плотности и распределения трасс на эффективность этапов и качество результатов обработки на примере модельных сейсмических данных. Полученные результаты могут быть использованы для оптимизации сейсмических исследований на шельфе Баренцева моря.

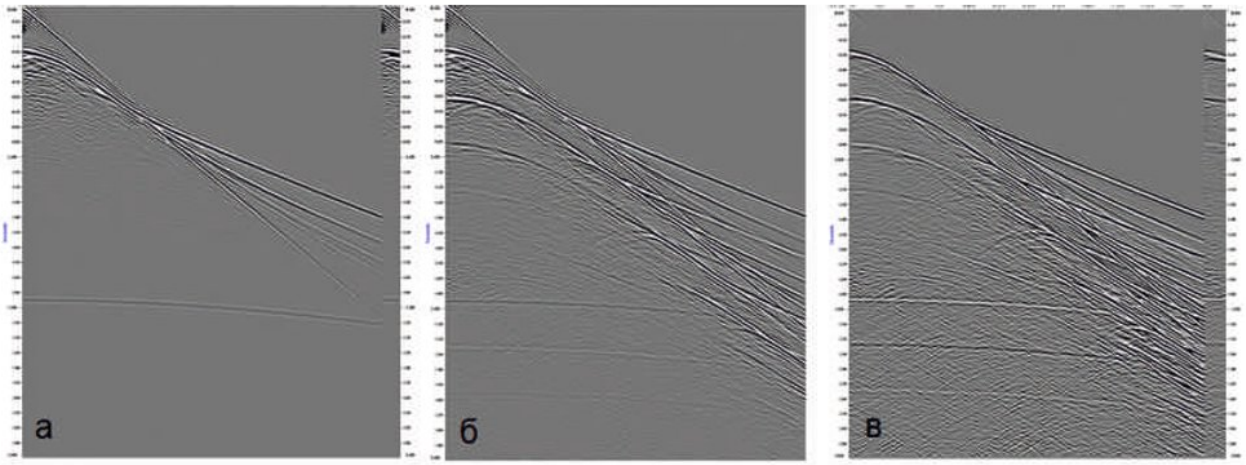
Введение

Разведанные запасы на шельфе Баренцева моря составляют значительную часть от общих запасов углеводородов шельфа РФ. Добыча на шельфе стоит значительно дороже, чем на суше, поэтому на шельфе уделяется особое внимание качеству сейсмических работ, проводимых для поиска нефтегазовых месторождений. В настоящий момент большую популярность имеют трехмерные наблюдения, которые позволяют получить более детальную информацию. Такие работы довольно дорогостоящие, поэтому важно найти оптимальное соотношение между параметрами съемки и затратами на их проведение. Район характеризуется сложным геологическим строением, а также жестким и неглубоким морским дном. Такие условия формируют комплексное сейсмическое поле. Одной из основных проблем при обработке сейсморазведочных данных в данном регионе является наличие кратных волн, связанных с водным слоем. В данной статье рассмотрена зависимость качества подавления кратных волн от параметров съемки. Анализ результатов тестирования выполняется на суммарных разрезах после 2D временной миграции до суммирования, что позволяет решать поставленную в исследовании задачу оценки влияния параметров систем наблюдения на качество сейсмического изображения.

Были рассмотрены 3 варианта узкоазимутальных съемок (Таблица 1). Основные отличия между вариантами выделены ниже в таблице.

Табл. 1.

	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
Число кос (к-во)	12	10	12
Длина косы (м)	6000	6000	6000
Расстояние между косами (м)	50	75	75
Число источников (к-во)	1	2	2
Интервал ПВ (пункт взрыва) (м)	**18.75**	**37.5 (18.75 flip-flop)**	**37.5 (18.75 flip-flop)**
Кратность	**160**	**80**	**80**
Размер бина XL (м)	**25**	**18.75**	**18.75**
Размер бина IL (м)	6.25	6.25	6.25
Наибольшее из минимальных удалений (м)	**285**	**340**	**415**
Ширина покрытия кос (м)	550	675	825



▲ *Рис. 1. а) 3D-модельные данные первичных отражений; б) 3D-модельные данные первичных отражений + кратные отражения; в) 3D-модельные данные первичных отражений + кратные отражения (с коррекцией амплитуд).*

Для проведения исследований были смоделированы синтетические сейсмограммы, соответствующие указанным выше вариантам съёмок и глубиной водного дна 300мс. Исследования выполнялись путем тестирования различных процедур обработки, сопоставления результатов и оценки влияния параметров съемки на сейсмическое изображение.

Тесты включали:

- Построение синтетических сейсмограмм ПВ с параметрами геометрии вариантов 1, 2 и 3
- Тестирование трехмерного подавления кратных волн

Анализ влияния параметров сейсмической съемки на подавление кратных волн на примере модельных данных

Данное исследование описывает моделирование трех геометрий сейсмических съемок и их последующий анализ на предмет качества подавления кратных волн. Ниже приведены примеры синтетических сейсмограмм ПВ с первичными и кратными отражениями (Рис. 1).

Синтетические сейсмограммы ПВ формировались с интервалом ПВ 18.75м и шагом пунктов приема 12,5м, которые были прорежены для того, чтобы получить три варианта геометрий сейсмических съемок:

- Интервал ПВ 18,75м с 12-ю сейсмическими косами и сепарацией 50м
- Интервал ПВ 37,5м с 10-ю сейсмическими косами и сепарацией 75м
- Интервал ПВ 37,5м с 12-ю сейсмическими косами и сепарацией 75м

Для подавления кратных волн использовались:

- Трехмерное построение модели кратных волн, метод MWD [Pica et al., 2005; Wang et al., 2011].
- Адаптация и вычитание модели кратных волн в области пунктов приема

Модель кратных волн рассчитывалась для каждого варианта после интерполяции данных:

- Для варианта 1 на сетку 6,25х12,5м
- Для варианта 2 и 3 на сетку 6,25 х 9,375м

Параметры адаптивного вычитания кратных волн были подобраны для варианта 1 и применены также для варианта 2 и 3. Параметры не были протестированы для каждого варианта отдельно. Сравнение выполнялось как на внутренней, так и на внешней сейсмической косе для каждого варианта.

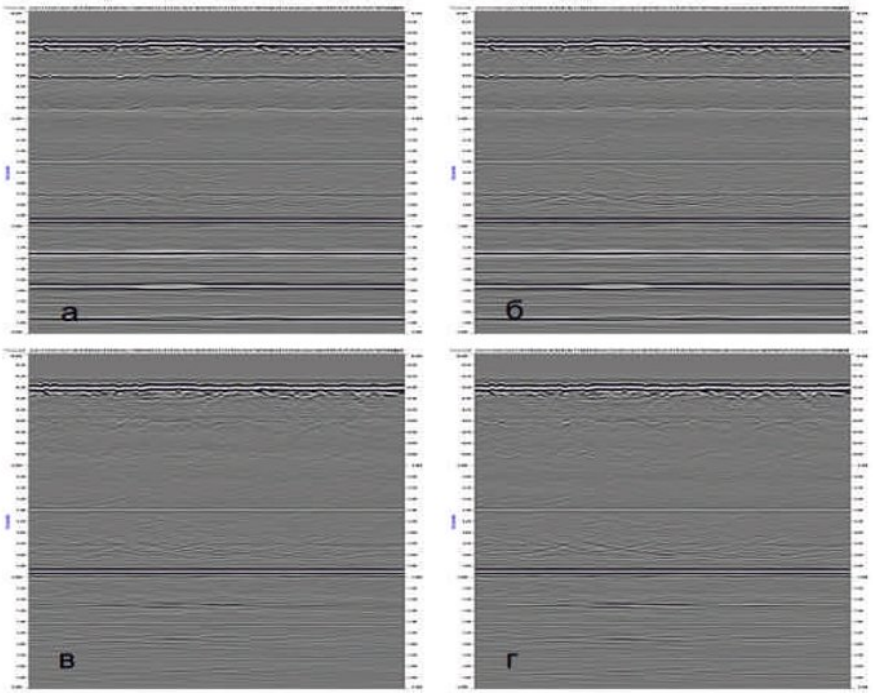


Рис. 2. а) Суммарный разрез до подавления кратных волн – вариант 1 (интервал ПВ 18.75м, поперечный размер бина 25м); б) Суммарный разрез до подавления кратных волн – – вариант 2 и 3 (интервал ПВ 37.5м, поперечный размер бина 18.75м); в) Суммарный разрез после подавления кратных волн – вариант 1 (интервал ПВ 18.75м, поперечный размер бина 25м); г) Суммарный разрез после подавления кратных волн – – вариант 2 и 3 (интервал ПВ 37.5м, поперечный размер бина 18.75м)

Влияние кратности и интервала ПВ на подавление кратных волн

Первый тест был выполнен на одном 3D профиле для того чтобы оценить результат трехмерного подавления кратных волн для внутренней сейсмической косы для варианта 1, 2 и 3. Минимальное удаление было равным для трех вариантов. Различия были в интервалах ПВ, которое составляло 18,75м для варианта 1 и 37,5м для вариантов 2 и 3, а также в бине для расчёта модели кратных волн: была выполнена интерполяция данных на сетку 6,25x12,5м для варианта 1 и 6,25x9,375м для варианта 2 и 3.

На внутреннем кабеле была выполнена 2D временная миграция до суммирования и получен суммарный разрез, как с применением, так и без применения процедуры подавления кратных волн. Рисунок 2 показывает результаты подавления кратных волн.

После применения процедуры подавления кратных волн было выполнено сравнение помех остаточных кратных на 2D суммарных разрезах после временной миграции до суммирования варианта 1 с

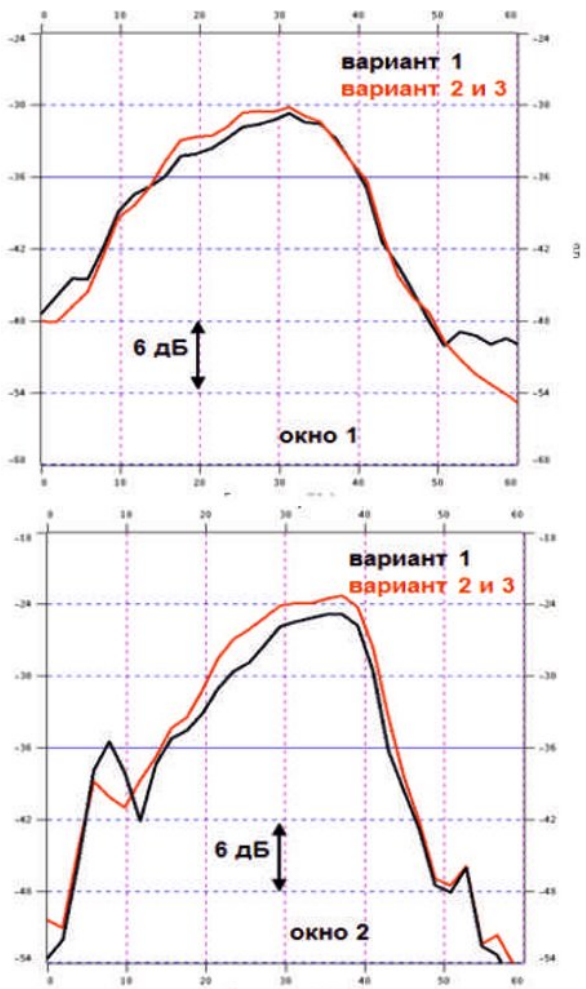


Рис. 3. Сравнение энергии остаточного шума после подавления кратных волн на внутренней приемной косе.

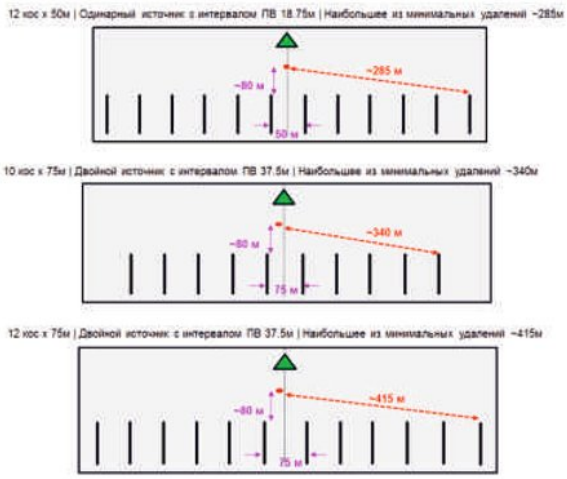
вариантами 2 и 3. Остаточный шум кратных волн рассчитывался в двух окнах:

- Остаточные кратные волны, связанные со свободной поверхностью, от водного дна: 500-900мс
- Остаточные кратные волны, связанные со свободной поверхностью, от отражения на времени 2с: 2200-2500мс

Наблюдался эффект меньшего интервала ПВ, а так же большей кратности для варианта 1 при подавлении остаточных кратных волн. При сравнении амплитудных спектров уровень остаточных кратных для варианта 1 ниже на 2-3дБ в сравнении с вариантами 2 и 3 (Рис. 3).

Влияние наибольшего из минимальных удалений на подавление кратных волн.

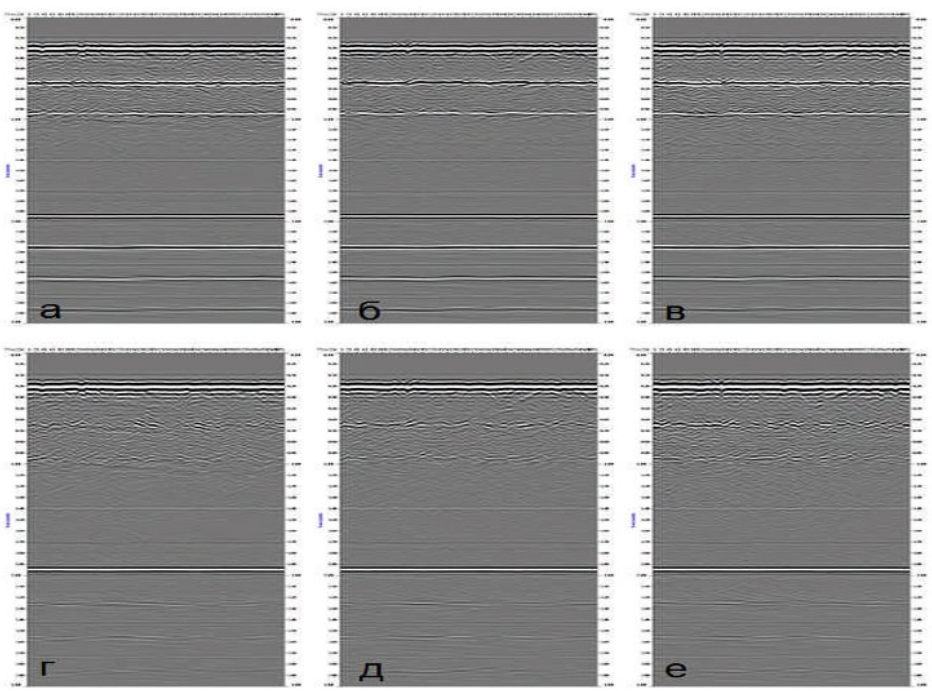
Для анализа влияния наибольшего из минимальных удалений на подавление кратных волн было выполнено сравнение



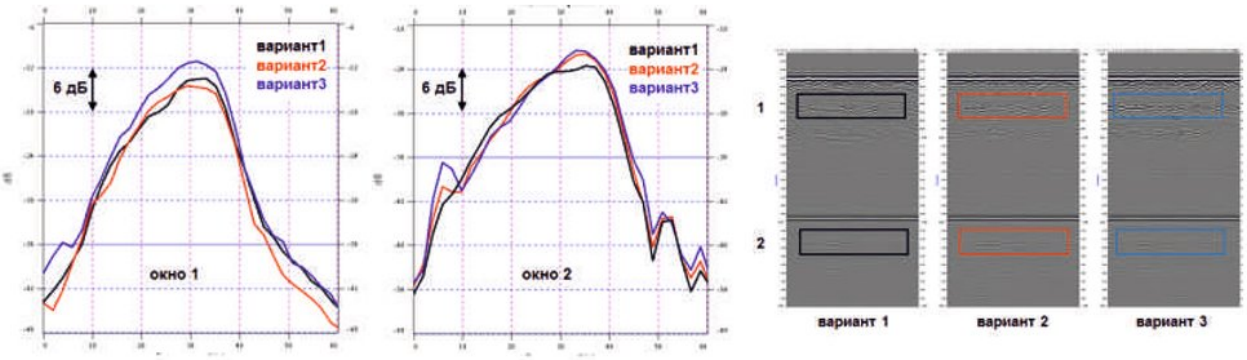
▲ *Рис. 4. Геометрия вариантов 1, 2 и 3 – – наибольшее из минимальных удалений.*

результатов на внешних приемных косах для каждого варианта. Минимальное удаление для внешнего кабеля каждого из вариантов составило (Рис. 4):

- Вариант 1 - 285м
- Вариант 2 - 340м
- Вариант 3 - 415м



▲ *Рис. 5. а) Суммарный разрез до подавления кратных волн – вариант 1 (удаление 285м); б) Суммарный разрез до подавления кратных волн – вариант 2 (удаление 340м); в) Суммарный разрез до подавления кратных волн – вариант 3 (удаление 415м); г) Суммарный разрез после подавления кратных волн – вариант 1 (удаление 285м); д) Суммарный разрез после подавления кратных волн – вариант 2 (удаление 340м); е) Суммарный разрез после подавления кратных волн – вариант 3 (удаление 415м).*



▲ *Рис. 6. Сравнение остаточного шума после подавления кратных волн на внешней приемной косе.*

Сравнение выполнялось на суммарных разрезах (0-20° после 2D временной миграции до суммирования). Подавление кратных волн выполнялось с использованием всех трасс внешнего кабеля, но для визуализации расчет суммарного разреза выполнялся с равным минимальным удалением для каждого варианта. Таким образом, первые трассы для кабеля вариантов 1 и 2 удалялись, что соответствовало минимальному удалению 415м, по аналогии с вариантом 3 (Рис. 5).

На результатах тестов, выполненных на внешней приемной косе, наибольшая разница между вариантами видна для подавления кратных волн, связанных с водным слоем.

Для первого окна уровень остаточных кратных волн для вариантов 1 и 2 примерно сопоставим. Вариант 3 показывает более высокий уровень остаточных кратных приблизительно на 3дБ. Для окна 2 уровень остаточного шума трех вариантов сопоставим (Рис. 6).

Выводы

• Результаты тестирования показали, что интервал ПВ оказывает на подавление кратных волн от водного дна, связанных со свободной поверхностью. Тем не менее, интервал ПВ не оказывает влияния на подавление кратных волн от отражающих горизонтов ниже 1.5с. Кратные волны от отражающих горизонтов ниже 1.5с не подвергаются эффекту аляйсинга в области сейсмограмм ОСТ при интервале ПВ 37.5м (75м между трассами в сейсмограмме ОСТ). Таким образом, уменьшение расстояния между трассами не дает улучшения качеству подавления кратных волн в нижней части разреза.

• Ширина покрытия кос, а также значение минимального удаления влияют преимущественно на верхнюю часть разреза. Для кратных волн от водного дна, связанных с водной поверхностью, наблюдается возрастание остаточного шума в среднем около 2дБ из-за большей ширины покрытия.

• На нижнюю часть разреза и кратные волны от горизонтов 1.5с и 2с ширина покрытия сейсмических кос не оказывает значительного влияния. Все три варианта съемок дают схожие результаты.

Литература

1. Pica, A., Poulain, G., David, B., Magesan, M., Baldock, S., Weisser, T., Hugonnet, P. and Hermann, P. 2005. 3D Surface-related multiple modelling. 67th EAGE Conference and Exhibition.

2. Wang, P., Jin, H., Xu, S. and Zhang, Y. 2011 Model-based water-layer demultiple. SEG Technical Program Expanded Abstracts.

Оптимизация графа обработки двухкомпонентных данных сейсморазведки 3D шельфа Печорского моря

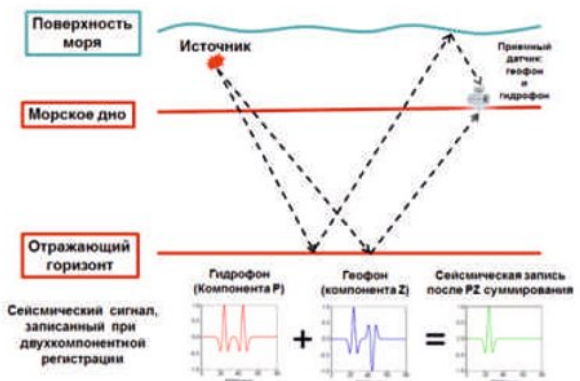
Никульников А.Ю., Горбачев С.В., Нурмухамедов Т.В.,
ООО «РН-Шельф-Арктика», г. Москва

В статье рассмотрены основные особенности обработки двухкомпонентных данных, полученных в мелководной части Печорского моря. Сейсмические данные характеризуются сложной волновой картиной с наличием большого количества помех различной природы. В работе показано, что применение стандартного графа обработки двухкомпонентных данных не позволило добиться качественного результата. Адаптация графа предоставила дополнительные преимущества предложенной авторами последовательности процедур по сравнению со стандартной обработкой.

Введение

В рамках данной работы представлен пример обработки сейсморазведочных данных 3D, полученных на шельфе Печорского моря с использованием двухкомпонентного донного оборудования (гидрофон и геофон). Исследуемый район [1] находится в прибрежной зоне и характеризуется малыми глубинами моря (от 5 до 30 м). Сейсмогеологические условия и небольшая глубина морского дна приводят к тому, что в зарегистрированном волновом поле наблюдается интенсивный фон волн-помех.

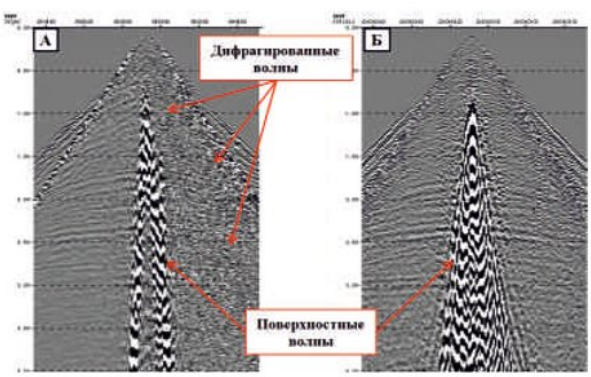
Сейсмическая запись, полученная с помощью датчиков различного типа (геофона и гидрофона) [2], дает возможность разделить поле на восходящую (однократно отраженные волны) и нисходящую (частично-кратные волны) компоненты. Последующая обработка данных, включающая в себя процедуру суммирования записи обеих компонент (PZ суммирование), позволяет эффективно подавить кратные волны и волны-спутники со стороны пункта приема, распространяющиеся внутри водного слоя [3, 6]. На рисунке 1 показана принципиальная схема двухкомпонентной регистрации сейсмического сигнала, а так же технология суммирования полученных данных для устранения волн спутников.



▲ *Рис. 1. Схема двухкомпонентной регистрации сейсмических данных и процедуры PZ суммирования.*

Анализ исходных данных

На исходных данных двух компонент имеется большое количество волн-помех различной природы (рис. 2). Наиболее интенсивными помехами являются поверхностные и высокочастотные дифрагированные волны, образующиеся в придонных отложениях.



▲ *Рис. 2. Сейсмограмма ОПВ по гидрофонам (А) и геофонам (Б).*

Для оценки уровня помех и подбора оптимальных процедур и параметров обработки по площади были рассчитаны различные атрибуты сейсмической записи: абсолютная и среднеквадратичная амплитуды, доминантная частота, ширина спектра сигнала, абсолютная и среднеквадратичная амплитуды микросейсм и другие. Карты среднеквадратичной амплитуды и доминантной частоты представлены на рисунке 3. На них хорошо видно, что интенсивность высокоамплитудных помех варьируется по площади, а так же носит ярко выраженный зональный характер, не коррелируемый с рельефом дна. Данные помехи присутствует практически во всём спектре зарегистрированной записи, значительно осложняя волновую картину каждой компоненты. При этом интенсивность помех на записи геофонов и гидрофонов различна, что приводит к необходимости применения различных графов к каждой из них. На рисунке 4 представлены предварительные временные разрезы.

Обработка данных

«Классический» граф обработки двухкомпонентных данных подразумевает применение PZ суммирования практически к исходным данным после приведения их амплитудно-частотных и

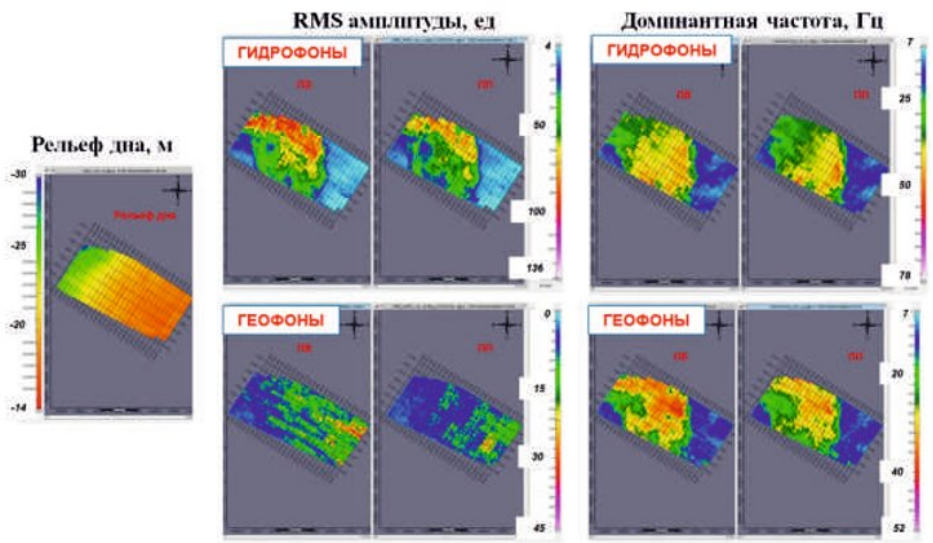


Рис. 3. Карты атрибутов контроля качества данных сейсмической записи по гидрофонам и геофонам.

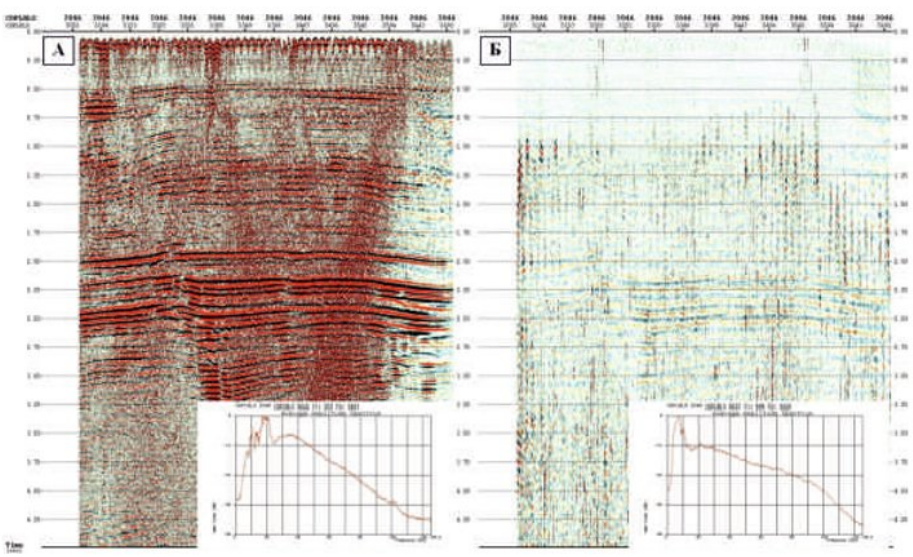


Рис. 4. Пример предварительных временных разрезов по гидрофонам (А) и геофонам (Б).

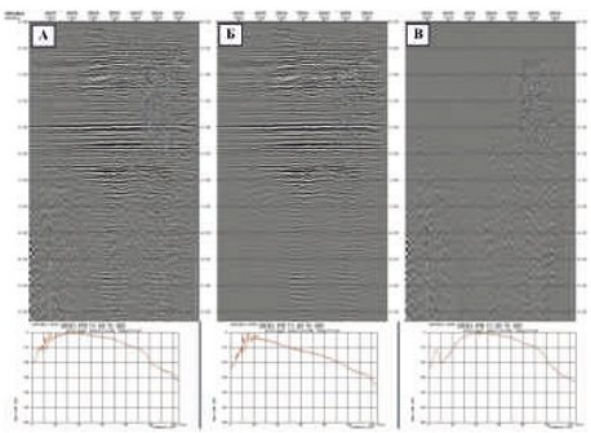
фазово-частотных характеристик. В ходе применения такого подхода были получены неудовлетворительные результаты, что было обусловлено в первую очередь особенностью зарегистрированных данных, характеризующихся наличием мощной высокочастотной помехи на большей части площади, большими различиями в амплитудно-частотных и фазовых характеристиках компонент.

После анализа результатов работы процедуры PZ суммирования, рассчитанной по «классическому» графу, было решено вернуться на предыдущий этап и выполнить специальную обработку сейсмограмм, заключающуюся в предварительном подавлении помех, сигнатурной деконволюции по обеим компонентам, более корректном согласовании амплитудных и фазовых характеристик геофонов и гидрофонов. На рисунке 5 представлен «классический» граф обработки и «адаптированный», включающий в себя этап предварительной обработки данных перед PZ-суммированием.

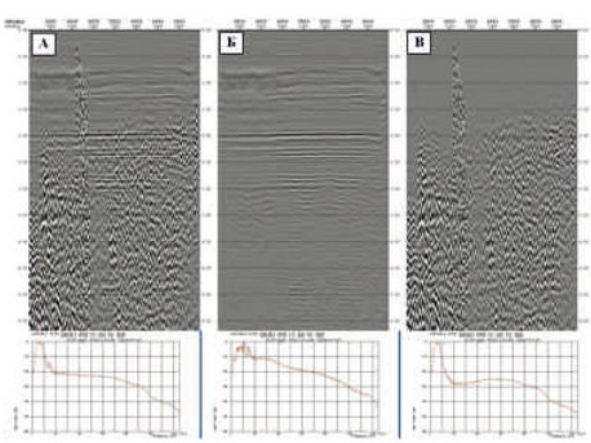
Рассмотрим особенности предлагаемого «адаптированного» графа. На первом этапе для ослабления волн-помех различной природы к каждой из компонент была применена методика, основанная на разделении сигнала и шума по амплитуде в разных частотных диапазонах. Далее в каждом частотном диапазоне было выполнено ослабление волн-помех до уровня меньшего или равного сигналу [5]. На рисунках 6 и 7 представлены примеры временных разрезов ОСТ по гидрофонам и геофонам до и после шумоподавления. Хорошо видно, что предварительное подавление помех увеличивает соотношение сигнал/помеха и значительно повышает когерентность отражений.



▲ *Рис. 5. Сравнение »классического» графа обработки двухкомпонентных данных (А) и «адаптированного» графа с учетом специальной подготовки данных до PZ суммирования (Б).*



▲ *Рис. 6. Временные разрезы и их амплитудно-частотные спектры по гидрофонам до подавления помех (А), после (Б) и разность (В).*



▲ *Рис. 7. Временные разрезы и их амплитудно-частотные спектры по геофонам до подавления помех (А), после (Б) и разница (В).*

После подавления помех к данным была применена сигнатурная деконволюция. При стандартном подходе данная процедура применяется только для записи гидрофона. По нашему мнению, в случае двухкомпонентной регистрации ее необходимо применять к обеим компонентам, так как амплитуды вторичных пульсаций регистрируются как гидрофонами, так и геофонами.

После применения процедур предварительной обработки данных геофонов и гидрофонов необходимо выполнить согласование фазово-частотных и амплитудно-частотных характеристик. Необходимость приведения формы сигналов, записанных датчиками различного вида, обусловлена в первую очередь тем, что геофоны и гидрофоны измеряют различные параметры колебательного процесса среды. При этом измеренные значения давления, регистрируемые гидрофонами, имеют фазовую задержку относительно скорости, регистрируемой геофонами. Так же, датчики геофонов и гидрофонов имеют различную чувствительность, а их АЧХ не являются идентичными. В большинстве случаев учет фазового сдвига сигнала, регистрируемого гидрофоном ($-\pi/2$) [4], и расчет коэффициентов с целью приведения амплитуд не позволяют эффективно выполнить последующее PZ-суммирование. Возможные причины этого могут заключаться в несоответствии фактических АЧХ и ФЧХ приборов относительно заявленных производителем и не идеальными условиями приема (контакт приемника со средой). По этому для приведения характеристик записи двух компонент необходимо рассчитывать фильтры, учитывающие частотно-зависимые фазовые задержки.

При обработке данных, рассматриваемых в данной статье, согласование АЧХ и ФЧХ характеристик записи геофонов и гидрофонов выполнялось в два этапа. В первую очередь была проведена оценка формы импульса для каждой компоненты, после чего сигнал обоих датчиков приводился к минимально-фазовому виду. После этого выполнялся расчёт фильтра приведения записи геофонов к гидрофонам.

Тем не менее, после согласования спектральных характеристик сигналов некоторое различие в уровне амплитуд сохранилось. Данная проблема была решена расчетом и вводом амплитудных коэффициентов. В зависимости от программного обеспечения, эта процедура может быть реализована как отдельными модулями, так и в составе программы PZ суммирования. Данный подход включает в себя несколько этапов. Для каждой пары трасс гидрофона и геофона в скользящем окне рассчитывалась средняя абсолютная амплитуда. Далее к каждому отсчету трассы применялся коэффициент, исходя из рассчитанной средней амплитуды в окне. Каждая пара трасс (геофон и гидрофон) суммировалась, в результате чего на выходе была получена трасса с ослабленными волнами-спутниками и кратными волнами. Таким образом, специальная подготовка данных, предшествовавшая процедуре PZ суммирования, позволила корректно скомпенсировать различие амплитудно-частотных и фазовых характеристик двух компонент.

На рисунке 8 представлены временные разрезы по гидрофонам, геофонам и после PZ суммирования. По сравнению с классическим, применение адаптированного подхода позволило эффективнее ослабить кратные волны внутри водного слоя и повысить когерентность основных отражающих горизонтов (рис. 9). В результате были получены данные с более

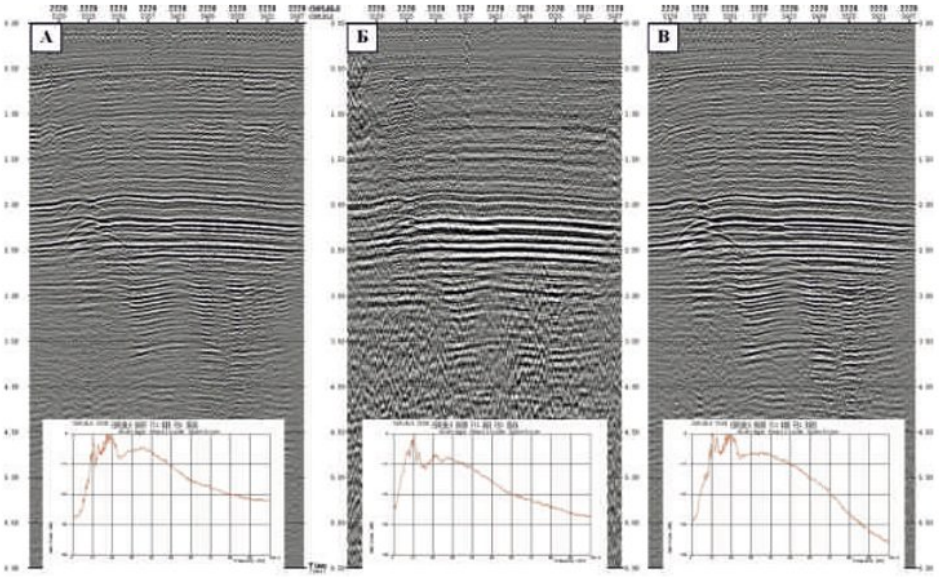


Рис. 8. Временные разрезы и их амплитудно-частотные спектры по гидрофонам (А), геофонам (Б) и результат PZ суммирования (В).

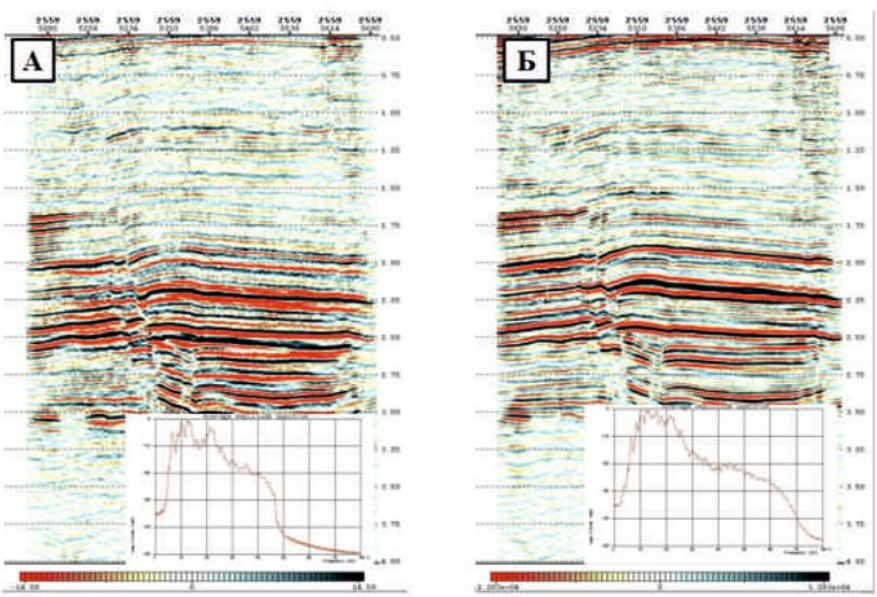


Рис. 9. Временные разрезы и их амплитудно-частотные спектры после обработки с применением «классического» графа (А) и «адаптированного» (Б).

высоким соотношением сигнал/помеха и большей шириной спектра полезного сигнала за счет устранения высокочастотной шумовой компоненты.

Выводы

Работа с двухкомпонентными данными, полученными в регионе со сложными сейсмогеологическими условиями, является сложной задачей, требующей применения нестандартных методов и многоитерационных подходов для получения качественного результата обработки. Выбор корректной последовательности процедур графа является одним из наиболее весомых факторов, влияющих на качество итогового результата. Также, при обработке подобных данных особое значение имеет положение процедуры PZ суммирования в графе обработки.

В результате проведенной работы показано, что применение предварительного подавления помех и сигнатурной деконволюции к данным гидрофона и геофона позволяет значительно повысить эффективность работы процедуры PZ суммирования при обработке двухкомпонентных данных. С помощью данного подхода удалось получить качественный результат, существенно влияющий на

стабильность работы последующих процедур. С точки зрения геологической интерпретации, полученные данные позволяют провести более детальный анализ динамических характеристик сейсмической записи.

Вопрос обработки двухкомпонентных данных, при всей кажущейся простоте, каждый раз требует поиска нестандартных решений. Разработанная методика может быть рекомендована в качестве одного из методических подходов к обработке данных 2С и 4С в сложных сейсмогеологических условиях.

Литература

1. Горбачев С.В, Титов А.Б. Широкоазимутальные сейсморазведочные работы с донным оборудованием на Арктическом шельфе Печорского моря // Научно-практическая конференция «Сейсмические технологии», Москва, ИФЗ РАН им. О.Ю. Шмидта, 21-23 апреля 2014.

2. Жгенти С.А., Запорожец Б.В., Лещенко Д.П. Использование синхронного PZ-приема колебаний при сейсморазведке в транзитных зонах для подавления интерференции волн в ближней зоне приемника // Технологии сейсморазведки, 3, 2008.

3. Соловьянова И. П., Шабунин С. Н., 2004, Теория волновых процессов: Акустические волны. Учебное пособие: Екатеринбург,

4. Al-Saleh S.M., Nietupski D.A. A robust dual summation method: Application to OBC data from the Arabian Gulf // CSEG National Convention, 2005.

5. Jason Choo, Jon Downton and Jan Dewar, LIFT: A New Practical Approach To Noise And Multiple Attenuation; Paradigm: Calgary,2003.

6. Hugonnet P., Boelle J.L., Herrmann P., Prat F., Lafram A. PZ Summation of 3D WAZ OBS Receiver Gathers // EAGE Conference & Exibition, 2011.

Подробнее об авторах



Никульников
Алексей Юрьевич

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



Горбачев
Сергей Викторович

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



Нурмухамедов
Тимур Ваисович

менеджер по обработке сейсмических данных Управления реализации ГРР ООО «РН-Шельф--Арктика».

GDS-II®

геофизическая цифровая система управления виброисточниками



GDS DUAL ACCELEROMETR



двойной акселерометр

ИННОВАЦИОННОЕ ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Специальные Геофизические Системы Данных

info@gds.ru www.gds.ru
+7 (495) 234 27 94

имитатор виброисточника



GDS VibSim

GDS VibQC



автономная система контроля качества работы вибраторов

Межскважинное сейсмическое просвечивание - - опыт, методология, аппаратура

■ Ошкин А. Н., Ермаков Р. Ю., МГУ им. М.В. Ломоносова, г. Москва
■ Рагозин Н.А., АО «Институт «Оргэнергострой», г. Москва
■ Игнатьев В.И., ООО «ГЕОДЕВАЙС», г. Санкт-Петербург

В статье рассматривается современное положение дел в вопросе межскважинного сейсмического просвечивания (МСП). Описываются применяемая аппаратура, методики полевых работ, приводится полевой материал, как ориентир для дальнейших операций с ним. Статья будет интересна в первую очередь тем, кто ищет новые возможности решения инженерно-геологических и геологоразведочных задач. Целью статьи является популяризация метода МСП, незаслуженно редко применяемого при изысканиях.

Введение.

Метод межскважинного сейсмического просвечивания (МСП) разработан и применяется на практике с середины прошлого века [Сейсмическая..., 1990]. Его суть заключается в возбуждении упругой волны в одной скважине, регистрации в другой и дальнейшем анализе её характеристик.

В отличие от наземных методов сейсморазведки, МСП обладает рядом преимуществ, главное из которых – приближение источников и приемников к объекту исследования, и отвязка от неоднородного и поглощающего приповерхностного слоя. В отличие от каротажных работ, область исследования околоскважинного пространства в методе МСП несравненно больше и может достигать сотен метров.

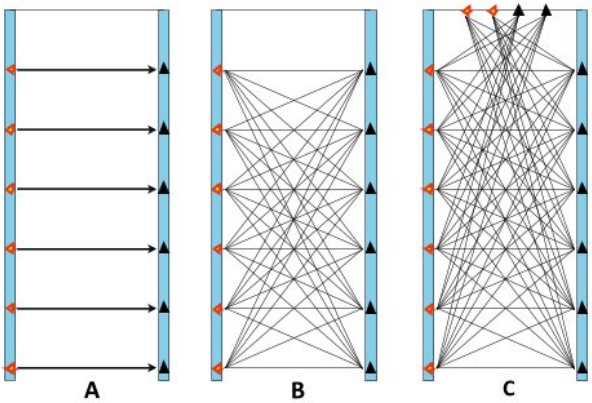
Существует 4 основные методики проведения МСП:

- однолучевое параллельное просвечивание на продольных волнах;
- многоволновое параллельное просвечивание;
- томографическое просвечивание на продольных волнах;
- многоволновое томографическое просвечивание.

Существуют и более расширенные варианты метода, когда в наблюдениях, в том числе, участвует дневная поверхность или же исследования проводятся в шахтах и штольнях в произвольной плоскости (рис.1).

На практике чаще всего реализуют наблюдения с возбуждением и регистрацией только продольных (P) волн. Это связано с относительно простотой аппаратурно-методической реализацией наблюдений, высокой скоростью производства работ и достаточно быстрой обработкой получаемых данных. Стандартным подходом к обработке получаемых данных является томографическая инверсия времен прихода первых вступлений [Ефимова, 2006; Сейсмическая ..., 1990; Болгаров 2009; Тихоцкий и др., 2011], которая позволяет восстановить распределение скорости (V)упругой волны и, при многоазимутальном покрытии исследуемой среды, параметр анизотропии (Vx/Vz) в межскважинном пространстве. В последнее время становится популярной инверсия не только времен, но и амплитуд первых вступлений, которые в сумме позволяют получить распределение декремента затухания (Q) в исследуемой среде. Восстановление распределения скорости продольной волны (Vp) обычно позволяет с достаточной достоверностью говорить о геометрии геологических объектов и их свойствах, однако переход к прогнозу прочностных и деформационных характеристик возможен только при наличии информации о распределении скоростей продольных и поперечных (S) волн.

Зарубежные изыскатели не всегда прибегают к полнолучевому МСП и зачас-



▲ *Рис. 1. Виды МСП: А – параллельное просвечивание; В – томографическое просвечивание; С – томографическое просвечивание с добавлением данных источников и приемников, расположенных на поверхности.*

тую ограничиваются прозвучиванием на параллельных лучах. Однако стоит отметить, что за пределами России значительно выше внимание к многоволновым наблюдениям, что, судя по всему, обусловлено большей доступностью скважинных источников поперечных волн, которые давно являются стандартным оборудованием для межскважинного просвечивания, более развитым рынком геофизических услуг, меньшей зависимостью заказчиков от жесткого регулирования и регламентирования видов и объемов, необходимых к выполнению работ. Стоит отметить, что зарубежные изыскатели в основном руководствуются регулярно дополняемым стандартом ASTM D4428/D4428M, в котором, в том числе, описаны все основные требования к конструкции скважин, производству и обработке данных многоволновых наблюдений. Безусловно, наличие адекватного современным техническим возможностям общепринятого стандарта, который на момент публикации статьи имеет ревизию от 2014 года, весьма благоприятно сказывается на развитии метода МСП в целом и его многоволновой модификации. Тем не менее, в последнее время на российском рынке ситуация претерпевает изменения и компании, профессионально занимающиеся МСП, постепенно оснащаются современным оборудованием, включающим комплекты излучателей поперечных волн и скважинные 3С регистрирующие системы.

Говоря о применимости метода нельзя не отметить, что МСП не имеет конкурентов при исследованиях в зонах плотной застройки и гористой местности, когда доступ к поверхности затруднен или невозможен. Благодаря действительно высокой разрешающей способности во всём диапазоне глубин исследуемого объекта, МСП позволяет эффективно решать такие задачи, как выявление зон «непроливов» и зон разуплотнения стены в грунте, выполнение контроля качества инъекционных работ, определение состояние ледопородного ограждения, обнаружение карстовых проявлений на больших глубинах и, при реализации многоволновых наблюдений, детального изучения физико-механические свойства исследуемого объекта. Важной особенностью метода является отсутствие каких-либо требований к типу модели среды, а следовательно, МСП с успехом может применяться как на горизонтально-слоистом разрезе, так и на разрезах с геологическими телами произвольной формы. Все это определяет МСП как эффективный метод городской геофизики, геофизики на особо ответственных объектах, как один из методов рудной геофизики.

Краткий обзор рынка современных аппаратурных и программных решений для производства МСП.

Среди зарубежных производителей, серийно выпускающих аппаратуру для МСП и малоглубинного ВСП, стоит отметить «Geotomographie» (Германия), «SOLGEO» (Италия), «Geostuff» (США),

«PASI» (Италия) и «Geometrics» (США). Несмотря на небольшой список производителей, далеко не все предлагают полный комплекс оборудования. Например «Geostuff» предлагает примитивные одноточечные аналоговые 3С зонды, «GeospaceTechnologies» и «Sercel» предлагают телеметрические 3С одноточечные и многоточечные системы регистрации, «PASI» рекламирует 3С зонды и малоэффективные механические скважинные молоты, позволяющие генерировать SV волну, а «Geometrics» и вовсе поставляет только скважинные гидрофонные косы. От своих конкурентов выгодно отличается компания «Geotomographie», которая производит полный комплекс разнообразного оборудования, начиная от накопителей энергии с излучателями P и SH волн, до разнообразных, в том числе многоточечных, 3С зондов и гидрофонных кос.

Из отечественных производителей необходимо выделить компании «ГЕОСИГНАЛ» (г.Москва), «СибГеофизПрибор» (г.Новосибирск) и «ГЕОДЕВАЙС» (г.Санкт-Петербург). Первые 2 производителя предлагают высококачественные сейсмостанции и телеметрические одноточечные скважинные 3С зонды ТЕЛСС-ВСП и SGD-SLMGNOME, соответственно. Компания «ГЕОДЕВАЙС» выпускает компактные накопители энергии Jack с линейкой сейсморазведочных излучателей Pulse, SVat и Shock для генерации, соответственно, P, SV и SH волн в скважинах, многоточечные 3С зонды и гидрофонные косы.

Наиболее известные и популярные программные реализации томографической инверсии: ZondST2d и ZondST3d («ZondSoftware»,г. Санкт-Петербург), FirsTomoи XTomo-LM (X-geo», г. Санкт-Петербург), TOMOXpro (GeoTomo, США)и Reflexw (Sandmeie geophysical research, Германия).

Подготовка скважин к проведению МСП.

Качество данных МСП напрямую зависит от конструкции используемых в работе скважин, поскольку в основном именно конструкцией и определяется качество акустического и механического контакта излучателя и приемника с исследуемой средой. Если скважины располагаются в плотных коренных породах или бетонных массивах сооружений, обсадку скважин необходимо производить при выполнении двух условий: проведение работ планируется с использованием спаркера и/или гидрофонных кос; наблюдается сильная утечка воды в трещиноватых интервалах пород. Обсадку следует выполнять только полиэтиленовыми трубами, в которых скорости распространения упругих волн близки к скоростям вмещающих пород. Применение стальной обсадки ведет к появлению определенных сложностей в обработке сейсмических записей, обусловленных искажающим влиянием колонны труб, по которым с высокой скоростью распространяются акустические волны. Особенно существенны эти искажения в случае, если сигнал от излучателя подходит к приемнику под значительным углом. Важно понимать, что искажения, связанные с высокоскоростными трубными волнами возникают в скважинах, используемых для размещения как излучателей, так и приемников. В некоторых случаях для выполнения межскважинного просвечивания необходимо производить цементирование затрубного пространства. Основные требования и технологии подготовки скважин к выполнению МСП подробно описаны в стандарте ASTM D 4428/D 4428M.

Однолучевое параллельное просвечивание.

По стандарту ASTM D 4428/D 4428M параллельное просвечивание выполняет-

ся в скважинах, разнесенных друг от друга на дистанцию от 3 до 6 метров.

Подразумевается, что на столь малом расстоянии возможным отклонением лучевых траекторий от кратчайшего расстояния между источником и приемником можно пренебречь. Тем не менее, такой дистанции достаточно для «разбега» во времени первых вступлений Ри Sволн и пикировки фаз с относительно малым вкладом погрешности пикирования. Результатом параллельного просвечивания является вертикальное распределение скоростей Vp и/или Vs в межскважинном пространстве.

Аппаратурное обеспечение параллельного просвечивания на Р волнах является относительно простым, поскольку геофизической группе достаточно иметь высокочастотную сейсмостанцию, легкую кабельную линию с одним согласованным с сейсморегистрирующим каналом гидрофоным модулем, регистрирующим изменение давление в точке измерения (Н-компонента), и комплект электроискрового источника, состоящего из накопителя энергии, высоковольтной кабельной линии с закрепленным на конце электроискровым излучателем – спаркером (рис.2).



▲ *Рис. 2. Накопитель энергии Jack-1200 с подключенным пультом дистанционного управления JackPad и скважинный спаркер Pulse (производитель ООО «ГЕОДЕВАЙС»)*

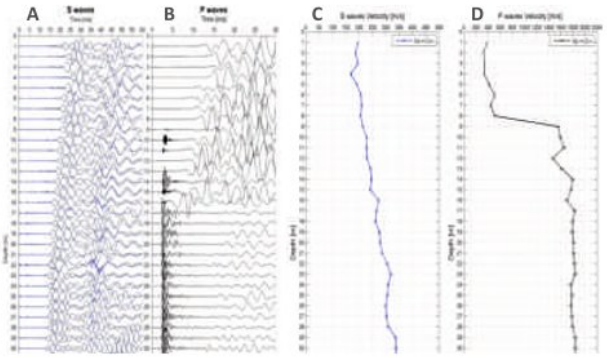
Задачей блока накопителя энергии является формирование короткого (первые микросекунды) высоковольтного (обычно 2.5-6 кВ) электрического импульса значительной энергии (обычно 0.5-2 кДж), обеспечивающего формирование ионизированных парогазовых полостей высокого давления [Владов М.Л., и др., Новые…] на электродной группе спаркера, как правило, помещенной в контейнер с солёной водой, низкое сопротивление которой обеспечивает исключительно стабильный электрический разряд, и, как следствие, стабильную сигнатуру источника (рис.3). При взрывном расширении парогазовой полости давление в ней резко падает, что приводит к резкому падению температуры, конденсации пара и последующему схлопыванию полости, которое не приводит к паразитным пульсациям.



▲ *Рис. 3. Сменная электродная группа спаркера Pulse, подключенная к герметичному кабельному высоковольтному разъему (контейнер с соленой водой снят)*



▲ *Рис. 4. Оборудование для параллельного МСП (производитель «SOLGEO» Srl): А –высоковольтная кабельная линия с комплектом скважинных излучателей Р и SV волн «SPARKER»и «GEOS-H» соответственно; В–комплект сменных скважинных приемников с кабельной линией: прижимной трехкомпонентный геофонный зонд ATG-14 и гидрофонный модуль.*



▲ *Рис. 5. Данные параллельного МСП (дистанция 4 метра): А – сводная сейсмограмма (Z-компонента) просвечивания на S волнах – обращение фаз первых вступлений получено при генерации SV+ и SV- поляризации сигнала; В– сводная сейсмограмма (Н-компонента) просвечивания на Р волнах; С и D–вертикальное распределение скорости S и Р волн, соответственно, в межскважинном пространстве.*

Для параллельного просвечивания на Sволнах используют скважинные прижимныеэлектродинамические излучатели, позволяющие создавать разнополярные импульсы смещения в вертикальном направлении, тем самым возбуждая волны SV+ и SV– поляризации. Преимуществами использования SV-источника являются возможность регистрации сигнала компактным одноточечным прижимным геофонным зондом (рис.4), отсутствие необходимости ориентации оборудования в скважинах и простое выделение вступлений поперечных волн на вертикальной (Z) компоненте регистрации без применения поляризационного анализа (рис.5).

Томографическое просвечивание на продольных волнах.

Томографическое просвечивание подразумевает «плотное» и многоазимутальное покрытие исследуемой среды сейсмическими лучами. При выполнении данного вида работ в водонаполненных скважинах используют спаркеры и многоканальные сейсмические косы с количеством приемных гидрофонных модулей до 24штук и шагом между модулями в 1 или 2 метра (рис.6).



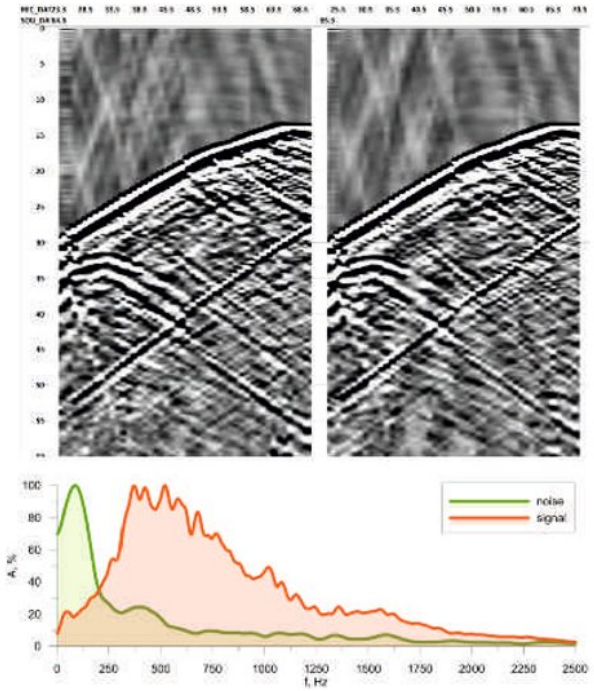
▲ *Рис. 6. Скважинная гидрофонная 24-х канальная сейсмическая коса на катушке со скользящими контактами и батарейным блоком, обеспечивающим питание предварительных усилителей (производитель ООО «ГЕОДЕВАЙС»)*

Использование приемной установки из одного или нескольких гидрофонных модулей возможно, но малоцелесообразно в виду значительного роста времени выполнения работ.

Использование спаркера и гидрофонной приемной установки достаточно выгодно по ряду причин:

- сферической диаграммы направленности излучателя и приемника;
- дешевизны скважинных снарядов, нивелирующей риск их потери при завалах ствола скважины;
- высокой частоты сигнала (сотни герц – 1-2 килогерца), обеспечивающей высокую разрешающую способность;
- высокой скорости полевой съемки;
- стабильного акустического контакта, позволяющего работать с кинематическими и динамическими характеристиками волнового поля.

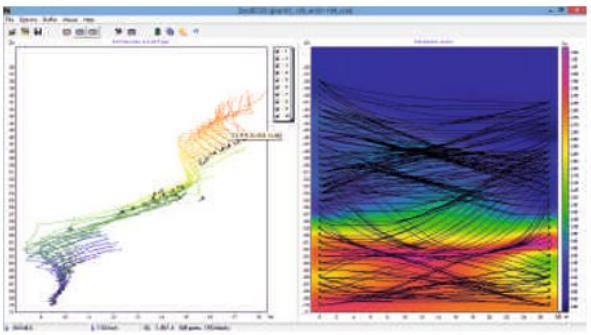
Крайне редко в данном виде работ применяют источники другого типа, такие как погружные скважинные сейсмичес-



▲ *Рис. 7. Пример полевых данных МСП на Р волнах, полученных с использованием спаркера и гидрофонной приемной установки: вверху –сейсмограммы ОПВ, для двух положений ПВ; внизу – амплитудные спектры сигнала и шума, зарегистрированного до момента прихода волны.*

кие ружья, использующие для генерации сигнала взрыв монтажного патрона, и малогабаритные малообъемные пневмопушки [Ragozin…, 2011]. Относительно редкое использование пневмоисточников обусловлено не только меньшим удобством и относительно низкой скоростью их работы по сравнению со спаркерами, но и наличием паразитных пульсаций в сигнатуре источника.

Поскольку наблюдения при производстве МСП проводятся ниже приповерхностного неоднородного слоя и на достаточно высоких частотах, негативное влияние шумов, обычно имеющих несколько меньший частотный диапазон, ограничено.При правильной постановке работ и грамотном подходе к получению данных, качество сейсмических записей в большинстве случаев является хорошим, с высоким значением соотношения сигнал/помеха.



▲ *Рис. 8. Рабочее окно программы ZondST2d. Слева показано совпадение наблюденных и расчётных годографов, справа восстановленная скоростная модель с трассированием сейсмических лучей. В правой части известнякового основания выделяется карстовая полость, в левой части падение скорости вероятно связано с зоной разуплотнения.*

Типичный пример данных, полученный на дистанции между скважинами в 25 метров в условиях песчано-глинистого разреза, имеет соотношение сигнал/шум в диапазоне 70-100 (рис.8).Амплитудно-частотный анализ записи показывает, что полезный сигнал (первые проходящие и отраженные Р-волны) находится в полосе частот 250 – 1100 Гц, а основная энергия шумовой составляющей лежит в диапазоне 0-200 Гц. Пикирование первых вступлений по таким данным для их последующей томографической обработки обычно не вызывает каких-либо затруднений.

Сейсмическая томографическая инверсия – метод восстановления характеристик по множеству пересекающих среду сейсмических лучей. Построение томографического изображения среды выполняется путем итерационного изменения модели начального приближения таким образом, чтобы минимизировались невязки между наблюденными и рассчитанными по восстанавливаемой модели данными. Основные алгоритмы выполнения томографической инверсии описаны в [Ефимова, 2006; Сейсмическая …, 1990; Болгаров… 2009; Тихоцкий и др.,2011]. Для получения качественного результата томографичес-

кой инверсии необходимо построить корректную начальную модель с распределением скорости, приближенно соответствующей скоростям в исследуемой среде, и задать правильную дискретизацию модели. Последующая тонкая настройка параметров регуляризации томографической инверсии позволяет восстановить корректное распределение скорости распространение упругих волн (рис.8), анизотропии скорости, декремента затухания и параметра чувствительности.

Многоволновое томографическое просвечивание.

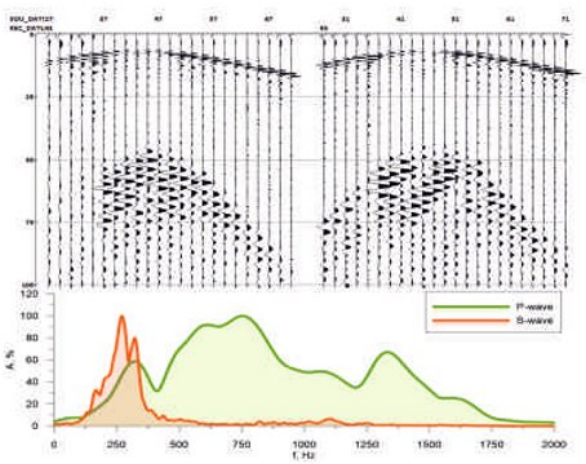
Описанная выше методика выполнения томографическогоМСП на Р волнах обладает двумя принципиальными недостатками:

- возбуждение сигнала спаркером, скважинными пневмопушками или сейсмическими ружьями возможно только в водонаполненных скважинах;
- отсутствие поперечных (S) волн на получаемых сейсмических записях.

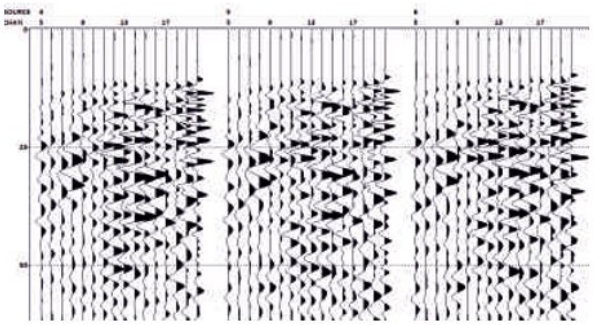
Данные проблемы успешно решаются с помощью применения излучателей продольных волн и поперечных волн SH поляризации, фиксируемых в скважине с помощью специальных прижимных устройств, и регистрации данных трехкомпонентными (3С) прижимными сейсмическими модулями, количество которых при производстве томографического МСП обычно составляет до 8 штук. Использование описанных выше SV излучателей в данном случае малоэффективно, поскольку максимум диаграммы направленности источников такого типа расположен в плоскости перпендикулярной оси скважины и амплитуды SV волны быстро уменьшаются с ростом угла возвышения.

Необходимо сказать, что еще в работе [Пузырев, 1967] была показана способность помещенных в скважину источников типа «центр расширения» возбуждать кроме Р волн и S волны SV поляризации, имеющие максимум в диаграмме направленности под углами 45° к оси скважины. В некоторых случаях оказывается, что из-за неоднородностей среды эти волны могут прослеживаться в значительно большем диапазоне углов (рис.9). Однако использование связки из всенаправленного спаркера и 3С прижимных регистрирующих модулей лишь частично закрывает вопрос с регистрацией поперечных SV волн и, как показала практика авторов, надежных результатов удается достичь далеко не всегда. Часто SV волны, возбужденные таким образом, теряются в шуме, что не позволяет с уверенностью выделять их в общей волновой картине (рис. 10).

Наиболее известными излучателями S волн SH поляризации являются «BIS-SH» (производитель «Geotomographie») и «SHock» (производитель «ГЕОДЕВАЙС», рис. 11). Данные источники генерируют SH-волну за счёт удара бойком в одну из стенок скважины. Прижим бойка обеспечивается с помощью надуваемой камеры,



▲ *Рис. 9. Пример исходных полевых данных при работах с 3С приемником и спаркером. Вверху – две сейсмограммы ОПВ, для двух положений ПВ. Внизу – спектры Р- и S-волн. Для возбуждения сигнала использовался накопитель «Jack» в комплекте с излучателем «Pulse». Регистрация данных велась прижимным телеметрическим 3С зондом «ТЕЛСС-ВСП».*



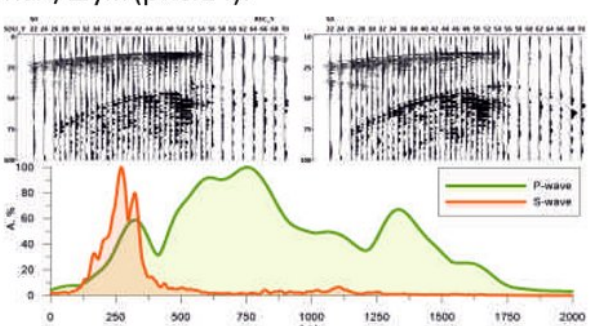
▲ *Рис. 10. Пример отрицательного результата при работах с 3С прижимным приемником и всенаправленным спаркером. Аппаратура, система наблюдений и геологические условия те же, что и на рис. 9.*

в которую через пневмоэлектрическую линию подается сжатый воздух с поверхности. Асимметричность удара достигается за счёт демпфирования сейсмического импульса тем же пневматическим прижимным устройством, выполняющим роль «глушителя» и существенным образом снижающим силу воздействия излучателя на противоположную стенку скважины. Создание возбуждений SH+ и SH– поляризации производится путем разворота излучателя в скважине с помощью вращения на дневной поверхности достаточно жесткой на скручивание пневмоэлектрической линии и выполнения серий ударов в противоположных друг-другу и одновременно перпендикулярных просвечиваемой плоскости направлениях.

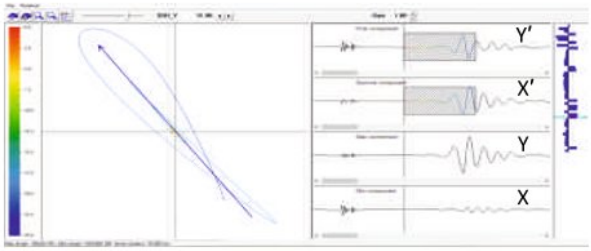


▲ *Рис. 11. Скважинный излучатель поперечных волн SH поляризации Shock (производитель ООО «ГЕОДЕВАЙС»).*

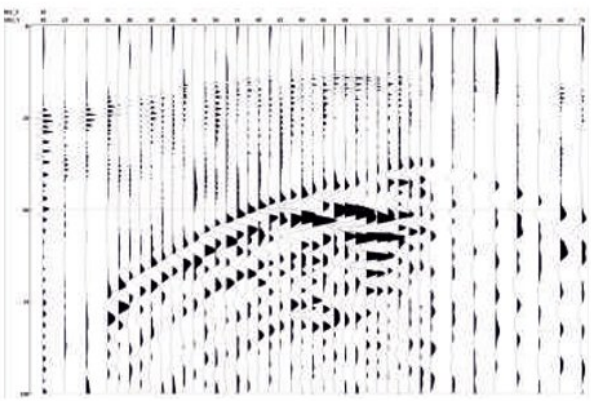
В отличие от SH источников, приемные 3С зонды обычно являются неориентируемыми, поскольку большинство из них опускаются в скважину на гибком и легко скручиваемом кабеле. Для преобразования «неориентированных» X'Y'Z' 3С записей (рис. 12) в ориентированные XYZ, где ось X горизонтальна и направлена на скважину с источником, Y горизонтальна и перпендикулярна X, а Z вертикальна и взаимно перпендикулярна X и Y, в заданном временном окне выполняется расчёт углов ориентации и производится ориентировка 3С записей. Окно расчёта должно включать вступления волны, по которой производится ориентировка, и включает ту часть записи, поляризация которой близка к линейной. Углы рассчитываются по матрице ковариации с определением собственных значений и векторов данной матрицы. Выполнение ориентировки сейсмических 3С записей от источника S волн SH поляризации позволяет собрать максимум энергии SH волны на Y компоненте (рис.13), а вычитание сейсмограмм от направленных в противоположные стороны возбуждений позволяет дополнительно увеличить соотношение сигнал/шум (рис.14).



▲ *Рис. 12. Пример исходных полевых данных, полученных АО «Институт «Оргэнергострой» на площадке проектируемого размещения АЭС «Пакш-2» (Венгрия) при производстве работ с 3С приемником и источником поперечных волн Shock. Слева вверху сейсмограмма ОПВ для X компоненты, справа – Y. Произведено наложение ударов SH+ и SH-. Внизу спектры P и S волн. Расстояние между скважинами составляет около 25 м.*

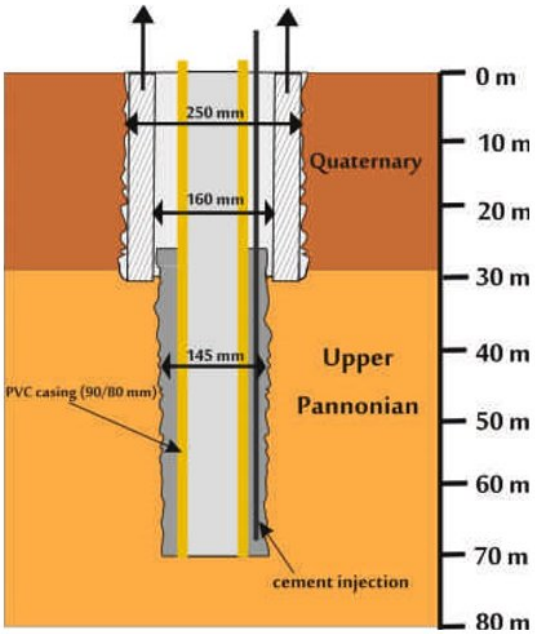


▲ *Рис. 13. Иллюстрация процесса ориентировки сейсмической записи в плоскости XY в программе RadExProPlus. Слева – – визуализация «траектории движения зонда», справа – сейсмические записи неориентированных (X′ и Y′) и ориентированных (X и Y) компонент записи.*



▲ *Рис. 14. Пример данных, приведенных на рис. 12 после ориентировки 3С записей и вычитания «правых» и «левых» ударов. Хорошо видно, что соотношение сигнал/ /шум SH волны резко возросло и уверенное выделение вступлений поперечной волны не представляет проблемы.*

Данные, представленные на рисунках 12-14, получены в условиях геологического разреза, который до глубины 26 м представлен песчано-гравийными отложениями четвертичного возраста: в кровле – пылеватые пески, в подошве – пески гравелистые и гравийно галечные. Ниже залегают отложения формации Pannonia – очень плотные пылеватые пески с прослоями более крупнозернистых песков и глин. На рисунке 15 на фоне геологического разреза схематично показана конструкция скважин, использованных при проведении работ. На рисунках 12 и 14 хорошо



▲ *Рис. 15. Пример конструкции скважин, использованных при проведении работ на площадке проектируемого размещения АЭС «Пакш-2» (пример данных представлен на рисунке 12). Нижняя часть скважины зацементирована, верхняя после удаления обсадной колонны засыпана песком.*

видно, что поперечные волны регистрируются в интервале глубин 26-70 метров, т.е. в диапазоне цементации затрубного пространства, в то же время продольные Р-волны, хорошо видны во всем диапазоне глубин.

При подготовке скважин к производству многоволнового МСП необходимо обеспечить хороший механический контакт обсадной трубы с окружающей её горной породой. Самым надежным способом обеспечения такого контакта является цементация затрубного пространства, процесс выполнения которой достаточно подробно описан в стандарте ASTM D 4428/D 4428M. В редких случаях обсадная труба постепенно «обжимается» окружающими породами и регистрация S волн становится возможной без цементации – пример таких данных показан на рисунке 9, где разрез был представ-

лен переслаиванием песков и глин. В случае «подвисания», т.е. отсутствия надежного механического контакта обсадной трубы с окружающими породами, возможность выполнения работ на S-волнах полностью исключается.

Опыт авторов и приведенные в статье примеры данных, полученных при реализации многоволнового сейсмотомографического межскважинного просвечивания, показывают возможность успешного проведения работ и получения качественных данных на расстояниях до 25-35 метров между скважинами в условиях низкоскоростного разреза. Обработка таких материалов позволяет выполнить томографическую инверсию, получить распределение скоростей продольных и поперечных волн в исследуемой среде, рассчитать распределение динамических модулей упругости между скважинами, изучить и уточнить механические, петрофизические и геологические характеристики исследуемой среды, такие как предел прочности на сжатие, модуль деформации, трещиноватость, пористость, анизотропия и т.д.

Заключение.

Как показано в статье, метод МСП позволяет получить детальное распределение скоростей продольных (P) и поперечных (S) волн в межскважинном пространстве на всю глубину исследований. Данные такой детальности и достоверности невозможно получить используя другие методики, особенно если исследуемая среда находится под фундаментами действующих сооружений, а также в других случаях, когда проведение работ с поверхности невозможно, либо сильно затруднено. От распределения скоростей P и S волн можно легко перейти к пространственному распределению таких параметров как модуль сдвига, модуль Юнга, коэффициент Пуассона, напрямую используемых при проектировании сооружений. МСП не имеет альтернатив в поисках карстовых пустот на больших глубинах, зон трещиноватости и других аномалий, связанных с изменением физико-механических свойств массива горных пород, приводящих к появлению локальных аномалий скорости продольных или поперечных волн.

Периодическое выполнение МСП на одном и том же объекте с успехом может решать задачи мониторинга состояния массива горных пород. Особый интерес представляет задача оценки степени изменения свойств грунтов в основании зданий и сооружений в период эксплуатации, относительно их свойств до начала строительства. К таким объектам относятся в первую очередь сооружения энергетического комплекса (АЭС, ГЭС), высотного строительства и другие объекты повышенной ответственности и опасности.

МСП помогает в изучении вопроса улучшения сейсмических свойств грунтов путём создания свайного поля на площадках сложенных дисперсными и водонасыщенными грунтами. Проведение МСП до и после строительства свайного основания позволяет получить количественную оценку изменения сейсмических свойств, что особо актуально при строительстве на сейсмически активных территориях. Метод также может применяться с целью выполнения неразрушающего контроля таких этапов строительства, как создание стены в грунте, формирование ледопородного ограждения, выполнения инъекционных работ.

На рынке геофизических услуг основными заказчиками МСП являются органи-

зации занимающиеся проектированием и строительством объектов повышенной опасности и ответственности, такие как предприятия госкорпорации «Росатом», «Метрострой», «Мосметрострой», «Мос ИнжПроект» и другие.

Благодаря возможности изучения геологических тел произвольной формы, в том числе имеющих сложное внутреннее строение, метод также интересен компаниям занимающимся поиском и разведкой месторождений полезных ископаемых и анализом их состояния. У авторов статьи есть опыт выполнения межскважинного просвечивания на расстояниях более 100 м между скважинами на продольных (Р) волнах.

Приведенные в статье материалы наглядно демонстрируют современный уровень технологий в вопросах излучения и регистрации продольных и поперечных волн в межскважинном пространстве. На сегодняшний день в России доступен полный аппаратурно-программный комплекс, предназначенный для решения самых сложных задач методом МСП.

Коллектив авторов отмечает и позитивно оценивает перспективность развития российского рынка межскважинного сейсмического просвечивания.

Литература

1. Болгаров А.Г., Рослов Ю.В. Межскважинная сейсмическая томография для решения инженерно-геологических задач / Технологии сейсморазведки. 2009. №1. С. 105-111.

2.Ефимова Е.А. Сейсмическая томография. / Москва, Изд-во МГУ, 2005.

3. Пузырев Н. Н.Поперечные и обменные волны в сейсморазведке. / Москва, Недра, 1967. 288 с.

4. Сейсмическая томография /Под ред. Г. Нолета. М.: Мир, 1990.416 с.

5.Тихоцкий С. А., Фокин И. В., Шур Д. Ю. Активная лучевая сейсмическая томография с использованием адаптивной параметризации среды системой вэйвлет-функций/ Физика Земли. 2011. № 4. С. 67–86.

6. ASTM D4428 / D4428M – 14. Standard Test Methods for Crosshole Seismic Testing. https://www.astm.org/Standards/D4428.htm.

7. Ragozin N.A, Mindel I.G, Trifonov B.A. Experience of borehole seismic surveys by method of reversed vertical seismic profiling. Extended abstract. Near Surface 2011 - the 17th European Meeting of Environmental and Engineering Geophysics, 12 - 14 September 2011, Leicester, United Kingdom.

8.Владов М.Л., Стручков В.А., Тихоцкий С.А., Фокин И.В., Шмурак Д.В. Новые лабораторные исследования электроискрового источника / конф. Сейсмические технологии 2016.

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

Методика получения сейсмоакустических данных высокого и сверхвысокого разрешения на акваториях с использованием системы наблюдений SplitMultiSeis

Бирюков Е.А., Исаенков Р.И., Понимаскин А.И., Иванова В.В., Токарев А.М.

В настоящее время в связи с активным освоением Арктического шельфа одним из актуальных направлений развития нефтегазовой отрасли является повышение безопасности строительства и эксплуатации морских добывающих комплексов. Для эффективного решения задач инженерно-геологических изысканий в первую очередь, для выявления и характеристики геологических опасностей необходимо получать данные высокого и сверхвысокого разрешения. В данной статье мы рассказываем о наиболее важных требованиях, которым должны удовлетворять сейсмоакустические данные для успешного решения инженерных задач, а также показываем реализацию методики получения данных высокого и сверхвысокого разрешения с помощью системы двухуровневых трехчастотных наблюдений SplitMultiSeis.

Введение.

В настоящее время в связи с активным освоением Арктического шельфа одним из актуальных направлений развития нефтегазовой отрасли является повышение безопасности строительства и эксплуатации морских добывающих комплексов. С точки зрения геологии угрозу безопасности представляют такие процессы и явления как: сейсмичность; оползни; тектонические нарушения; газонасыщенные пласты, находящиеся под высоким поровым давлением; газовые гидраты; многолетнемерзлые породы и многие другие. Причем зоной особого интереса для морского строительства является верхняя часть геологического разреза (как правило, до 100 м по грунту).

Для эффективного решения задач инженерно-геологических изысканий, в первую очередь, для выявления и характеристики геологических опасностей, необходимо получать данные высокого и сверхвысокого разрешения. Таким образом, необходима методика работ для получения таких данных и критерии оценки качества данных. Стоит заметить, что нельзя просто использовать методики стандартные для нефтяной сейсморазведки (10-100Гц), так как необходимо учитывать специфику работ на высоких частотах.

В данной статье мы рассказываем о наиболее важных требованиях, которым должны удовлетворять сейсмоакустические данные для успешного решения инженерных задач. В качестве примера будет рассмотрено, как эти требования учитывались при получении данных высокого и сверхвысокого разрешения с помощью системы двухуровневых трехчастотных наблюдений SplitMultiSeis.

Методика SplitMultiSeis.

Методика, реализованная с помощью программно-аппаратурного комплекса SplitMultiSeis, разработана специально для эффективного решения задач инженерных изысканий. Она состоит из поверхностных и заглубленных систем наблюдений с использованием разных типов источников, что позволяет оптимизировать процесс получения данных.

Сейсмоакустическое профилирование выполняется в трехчастотном диапазоне:

Параметрический профилограф - Ультравысокоразрешающая сейсморазведка (СУВР , eng. ultrahighresolution-seismic, UHR) - центральные частоты записи 8 кГц и 100 кГц;

Электроискровой источник «Спаркер» с регистрацией заглубленной 16-канальной косой. - Сверхвысокоразрешающая

сейсморазведка (ССВР , eng. veryhighresolutionseismic, VHR) - центральная частота сигнала около 500 Гц;

Акустический пневмоисточник «пушка» с регистрацией 96-канальной косой - Высокоразрешающая сейсморазведка (СВР, eng. highresolutionseismic, HR) – центральная частота сигнала около 200 Гц.

Полный комплекс работ предполагает, что одновременно (за один проход судна) выполняется пять различных видов геофизических и гидрографических методов, а именно:

- батиметрическая съемка многолучевым эхолотом (МЛЭ);
- гидролокация бокового обзора (ГЛБО);
- непрерывное сейсмоакустическое профилирование в двухчастотном варианте (СУВР);
- сейсмическая заглубленная съемка сверхвысокого разрешения (ССВР);
- сейсмическая съемка высокого разрешения (СВР).

Так же осуществляется навигационное обеспечение всех видов работ.

Схема расположения всего геофизического, гидрографического и навигационного оборудования представлена на Рис.1.

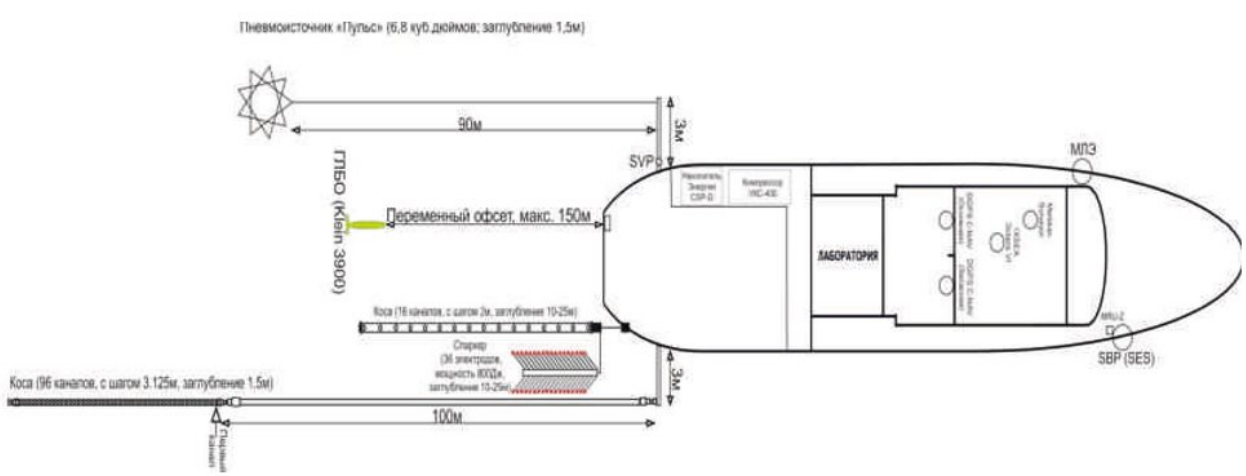
Данная методика была протестирована в условиях Белового моря, использовалась в производственных региональноинженерных работах в море Лаптевых (получен 1501 погонный километр сейсмоакустических данных).

Аппаратура сейсмической съемки сверхвысокого разрешения с заглубленной косой (ССВР)

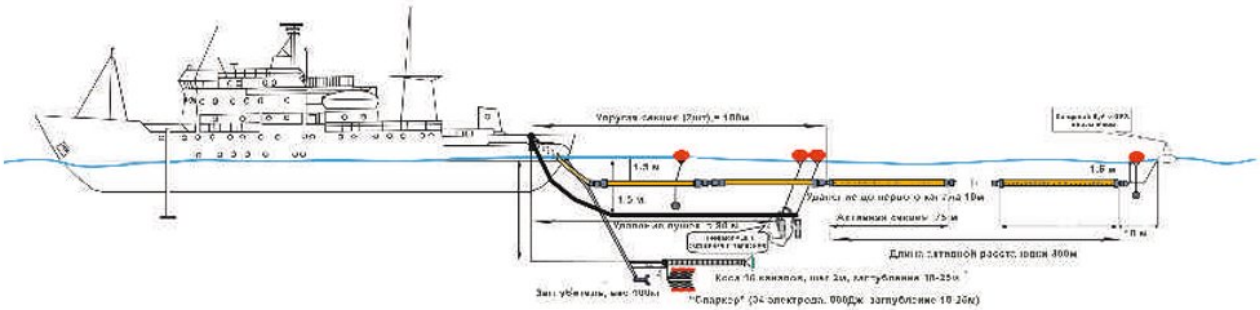
В табл. 1 приведены основные параметры используемой аппаратуры при проведении работ методикой ССВР. Аппаратура была подобрана таким образом, чтобы оптимизировать процесс работы, получать данные достаточного качества. Излучатель был сконструирован таким образом, чтобы влияние направленности для диапазона углов от 0 до 30 градусов и частот от 0 до 3 кГц не превышало 10%. Группирование каналов отсутствует, что обеспечивает диаграмму приема сигнала близкой к сферической.

Аппаратура сейсмической съемки высокого разрешения (СВР)

В табл. 2 приведены основные параметры используемой аппаратуры при проведении работ методикой СВР. Для уточнения положения линии приема, к концевой части был установлен буй с приемником GPS.



▲ *Рис. 1а. Методика двухуровневых трехчастотных наблюдений, реализованная с помощью программно-аппаратурного комплекса SplitMultiSeis.*

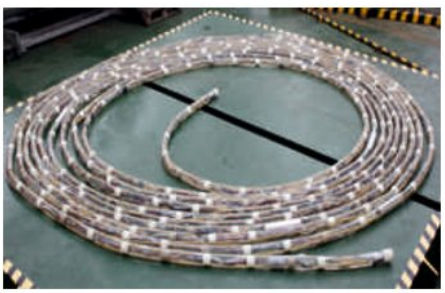


▲ *Рис. 1б. Методика двухуровневых трехчастотных наблюдений, реализованная с помощью программно-аппаратурного комплекса SplitMultiSeis.*

▼ *Табл. 1. Основные параметры аппаратуры, используемой при проведении работ методикой ССВР.*

Устройство	Параметры	Иллюстрация
Электроискровой источник Geodevice	Количество электродов: 36/10/5 Расстояние между электродами: 2 см База группирования: 34 см	
Источник импульсного сигнала Geodevice	Энергия разряда: 800 Дж Емкость: 240 мкФ	
Регистрирующее устройство Split	Количество каналов: 16 Шаг между каналами: 2 м Длина приемного устройства: 30 м Группирование каналов: отсутствует	
Сейсмостанция Split	Параметры записи: Шаг дискретизации: 0.1 мс Время записи: 800 мс Разрядность АЦП: 14 бит	

Табл. 2. Основные параметры аппаратуры, используемой при проведении работ методикой СВР.

Устройство	Параметры	Иллюстрация
Пневмоисточник Пульс	Используемое рабочее давление: 140 атм Объём: 100 см^3 Интервал возбуждения: ~ 4м Центральная частота возбуждаемого сигнала: 250 Гц	
Регистрирующее устройство Си Технолоджи	Количество каналов: 96 Шаг между каналами: 3.125 м Длина приемного устройства: 300 м Группирование каналов: прямоугольное, 4 приемника на базе 1.5 м	
Сейсмостанция Си Технолоджи	Параметры записи: Шаг дискретизации: 0.25 мс Время записи: 1500 мс Разрядность АЦП: 24 бита	

Основные критерии для получения данных высокого и сверхвысокого разрешения:

Позиционирование

Для корректной обработки и интерпретации важным фактором является правильное позиционирование системы наблюдения. Волнение моря, подводные течения, изменения курса судна могут привести к отклонению реального положения системы наблюдений от рассчитанного теоретическим образом. Такие отклонения приводят к подвижкам положения источника и приемника. При работе на частотах порядка 50-100 Гц длина волны составляет около 15-30 метров в водной толще, а потому погрешности определения координат в первые метры несущественны. Однако при работе с высокочастотными источниками

(250-500 Гц) длины волн становятся равными 3-6 метров, а потому и точность определения координат должна быть не больше метра.

К сожалению, на данный момент практически невозможно найти навигационную систему, которая позволяла бы получать требуемую точность позиционирования и при этом была финансово доступна для использования в инженерных работах. (MissiaenT., 2005)

Однако сейчас развиваются альтернативные подходы к позиционированию, основанные на акустической привязке, датчиках давления, расположенных на косе и т.д. Некоторые проблемы позиционирования, например, с определением заглубления приемников, могут быть решены на этапе обработки.

Требования к источнику.

Спектральные характеристики

Исходя из требования высокого разрешения на получаемых данных большое внимание при выборе параметров методики следует уделять источнику. Наиболее важные параметры источника, определяющие вертикальную и горизонтальную разреженность записи, которые можно будет достичь при последующей обработке - это ширина полосы частот сигнала и центральная частота. Чем шире полоса – тем импульс уже и разрешение выше. Разрешающая способность на данных СВР должна быть примерно 2.5-5м и ширина полосы примерно от70 до 250Гц. На данных ССВР разрешение должно быть 0.5-1.5 м и ширина полосы частот от 150 до 750 Гц (Шматков А.А., 2016)

При работе методикой SplitMultiSeis в качестве источника заглубленной части системы использовался электроискровой источник «спакер». Спектральные характеристики сигнала «спаркера» зависят от глубины погружения источника, мощности и количества электродов. Зависимость видимого периода описывается эмпирической формулой (Калинин, Пивоваров и др, 1983)

$$T = \frac{1{,}15U^{0{,}5}C^{0{,}3}}{(1+0{,}1h_u)^{\frac{5}{6}}}$$

где U – напряжение, C –емкость, h_u - заглубление источника.

Таким образом, при работе с источником «спаркер» можно с помощью изменения мощности источника и количества электродов варьировать спектральные характеристики сигнала, что является важнейшим фактором для работ в прибрежных зонах, в условиях меняющихся глубин моря и позволяет адаптировать систему к решению широкого диапазона геологических задач.

Направленность

Другим важным параметром источника является направленность. Источники, характеризующиеся высокой направленностью, будут показывать снижение центральной частоты и ширины спектра сигнала на дальних удалениях. (Verbeek, 1995) Таким образом, для проектировки съемки таким образом, чтобы было возможно обеспечить равномерное покрытие на всем диапазоне удалений, направленность источника должна быть либо сферической, либо известной заранее. Если для последующей обработки важна сохранность формы сигнала во всем диапазоне удалений, например, для таких процедур как AVO анализ, необходимо также учитывать направленность источника. Рассмотрим метод расчета диаграммы направленности для группы источников.

Параметры группы наиболее просто рассчитываются для случая, когда криволинейностью годографа наблюденной волны можно пренебречь, т.е. сейсмичес-

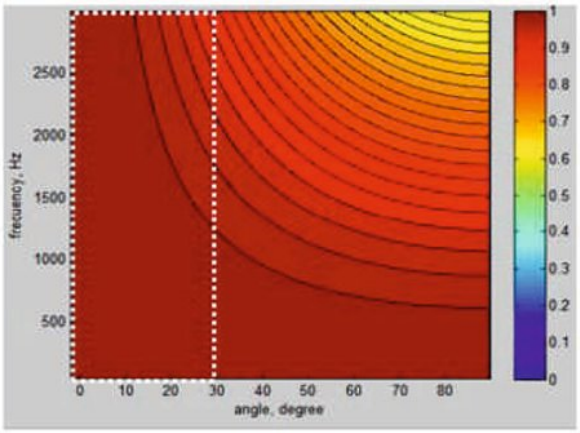
кие волны можно считать локально плоскими, а их кажущиеся скорости в пределах базы группы – постоянными. Диаграмму направленности можно рассчитывать по формуле для плоских монохроматических волн (Фейнман и др, 1965):

$$K(\omega) = \frac{\sin\left(\frac{n\varphi}{2}\right)}{\sin\left(\frac{\varphi}{2}\right)}$$

$$\varphi = \frac{\omega \Delta x}{V} \sin\alpha,$$

где ω - круговая частота волны, Δx - расстояние между приемниками, n - количество приемников в группе, V- скорость распространения волн в среде, α – угол подхода волны, отсчитываемый от вертикали, φ – фазовое запаздывание волны для одного из пары близстоящих приемников.

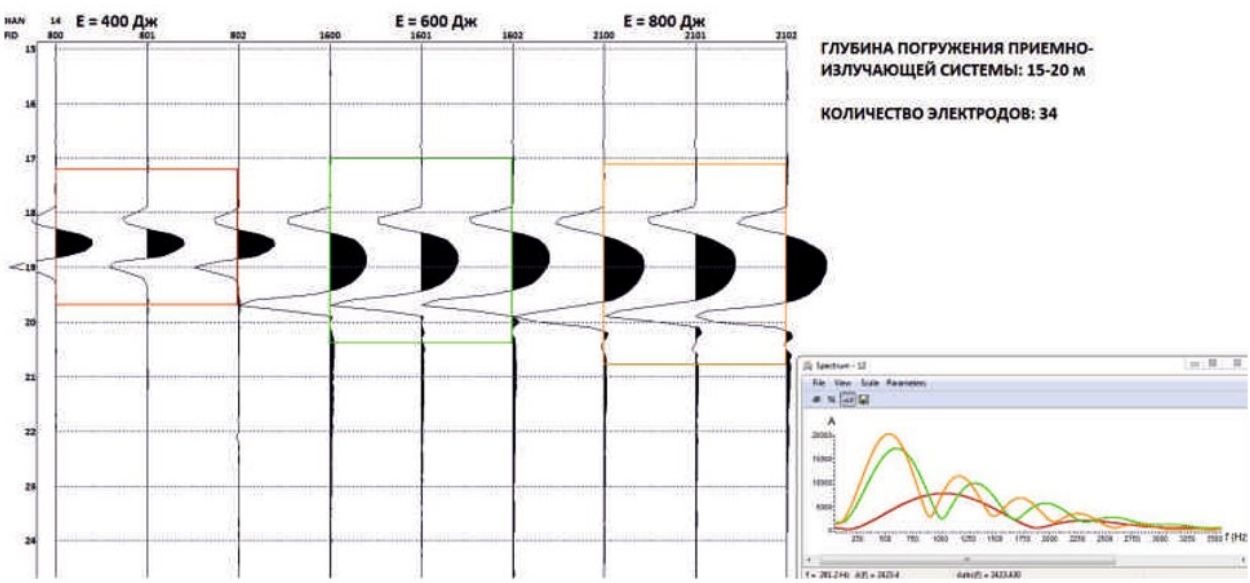
В системе SplitMultiSeis был выбран многоэлектродный спаркер, сконструированный таким образом, что в полезном диапазоне частот его сигнал не подвержен влиянию направленности. Рассчитанная направленность источника показана на Рис. 2., сигнал и его спектр при различных условиях возбуждения показан на Рис. 3.



▲ *Рис. 2. Характеристика направленности электроискрового источника. По горизонтальной шкале – углы излучения, отсчитываемые от нормали к свободной поверхности, по вертикали – частота сигнала.*

Максимальное изменение амплитуды сигнала в диапазоне частот 0-3 кГц и углов 0 – 30 градусов составляет 12 % для частоты 3 кГц и угла 30 градусов. Основная часть энергии сигнала (из анализа амплитудного спектра рисунок 3) сосредоточена в диапазоне частот до 1.5 – 2 кГц. Частоты в диапазоне от 0 до 1000 Гц (первый лепесток амплитудного спектра сигнала) практически не подвержены влиянию направленности. (Токарев, Пирогова, 2015).

▼ *Рис. 3. Сигнал прямой волны, зарегистрированный дальним каналом при различных параметрах наблюдений.*



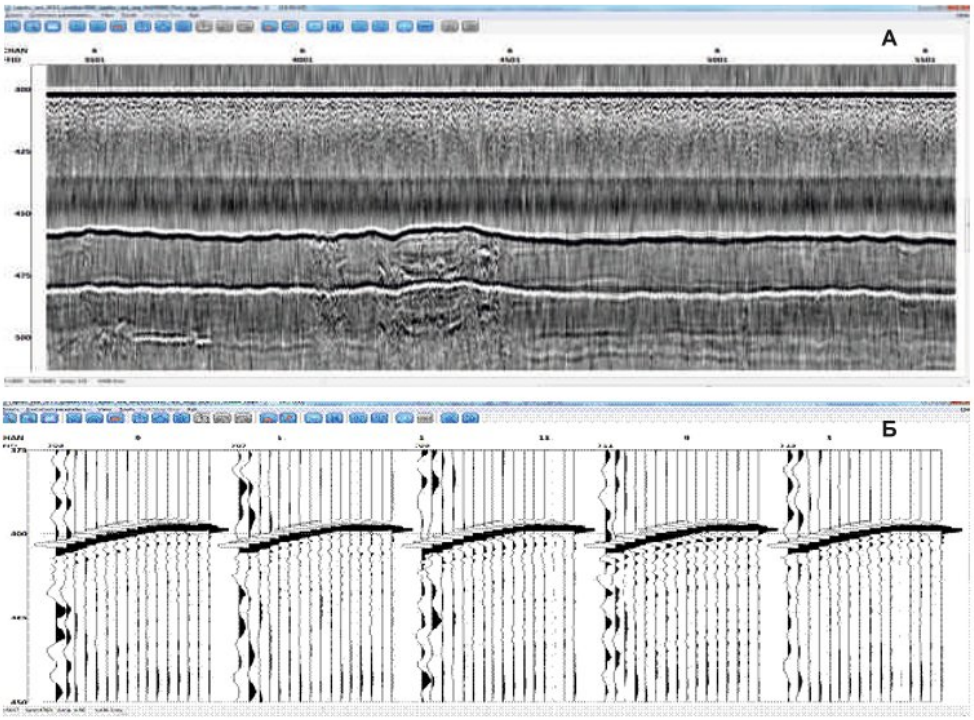


Рис. 4(а, б). Отражения от источника пушка на данных заглубленной косы.

Стабильность сигнала

Также необходимо уделять большое внимание стабильности сигнала. За счет многоуровневой системы наблюдения при работе методикой SplitMultiSeis, помимо того, что используются стандартные методы набортного контроля качества сигнала (гидрофон в ближней зоне, просмотр амплитудного спектра сигнала, просмотр соотношения сигнал/шум) открываются дополнительные возможности контроля качества данных. Заглубленной системой можно регистрировать сигнал пневмоисточника, причем на такой сигнал не будет влиять ни группирование, ни заглубление поверхностной косы, что позволяет уверенно оценивать заглубление и стабильность работы источника. Пример такой записи показан на рисунке 4.

Требования к приемной группе

Пространственный алиасинг

В первую очередь при планирование съемки необходимо стараться избежать пространственного алиасинга. Наличие пространственного алиасинга- один из сильнейших факторов, влияющих на качество обработки. Пространственный алиасинг возникает, если шаг между двумя соседними точками приема слишком велик и это приводит к временному разрыву, большему, чем видимый период для одной и той же волны (Sheriffand Geldart, 1983). Таким образом, оптимальный интервал между приемниками d x будет функцией угла отражения и максимальной частоты сигнала (MissiaenT., 2005).

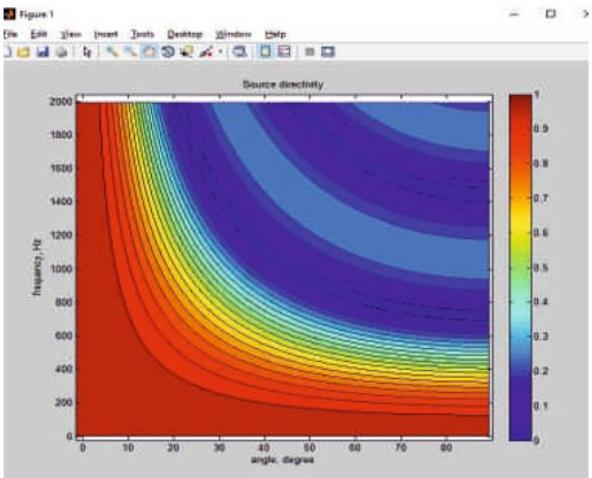
$$\sin(\theta_{\max}) \le \frac{V}{2 f_{\max} \Delta x}$$

В комплексе SplitMultiSeis шаг между каналами был выбран таким образом, чтобы избежать пространственного алиасинга: 3,125 метра у приповерхностной косы, а у заглубленной - 2м. Таким образом, при центральной частоте от 250-500Гц, расстоянии между приемниками в 3,125 метров, скорости в воде 1480 м/с и максимальной частоте сигнала в 500 Гц пространственного алиасинга можно будет избежать для событий, пришедших под углом менее 30 градусов. При тех же параметрах, но шаге между приемника-

ми в 2 метра, алиасинга удастся избежать для событий, пришедших под углами в 48 градусов

Направленность приемной группы

Для применения процедур динамического анализа важно также иметь представление о диаграмме направленности приема. Направленностью заглубленной косы можно пренебречь, так как в ней каналы не группированы (см. табл 1), важно оценить направленность поверхностной системы. Это необходимо для корректной обработки, дальнейшей интерпретации динамических параметров данных. Пример диаграммы для показана на рисунке 5.



▲ *Рис. 5. Характеристика направленности группированного канала. По горизонтальной шкале – углы подхода волны, отсчитываемые от нормали к свободной поверхности, по вертикали – частота принимаемого сигнала.*

Форма импульса

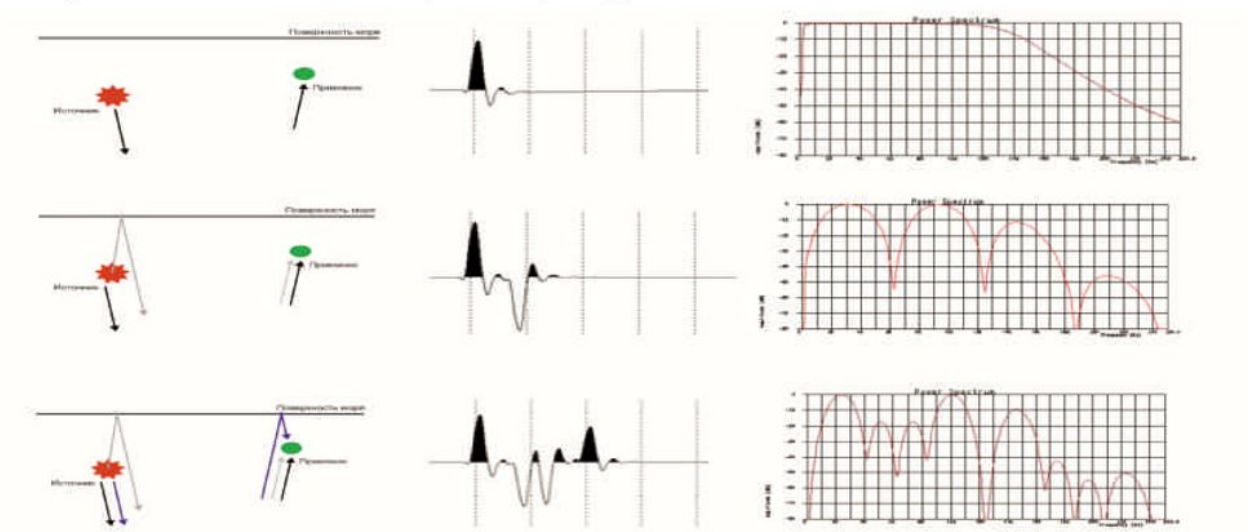
Для оценки геологических опасностей необходимо в процессе обработки повышать разрешение в данных такими процедурами как деконволюция, получать дополнительную информацию для интерпретации из динамического анализа и инверсии. Для проведения этих процедур нужно знать форму импульса сигнала.

При производстве работ с приповерхностной системой наблюдения, сигнал отраженной волны осложняется волнами-спутниками (Рис. 6).

Волна-спутник – это отраженная от поверхности моря упругая волна, возбуждаемая источником. Таким образом, импульс является результатом интерференции отраженной волны и волны-спутника.

В отличии от приповерхностной системы, при заглублении приемно-излуча-

▼ *Рис. 6. Принципиальная схема формирования сигнала, сигнатура и ее спектр для волны, отраженной от дна (сверху), волны, отраженной от дна и осложненной волной-спутником за источник (по центру) и волны, отраженной от дна и осложненной волнами-спутниками за источник и приемник(снизу).*



ющей системы волна спутник имеет временную задержку больше длины импульса и не влияет на спектр отраженной волны. Поэтому можно из данных извлечь импульс источника, свободный от интерференции.

Комбинирование приповерхностной системы с заглубленной при проведении съемки, как в системе SplitMultiSeis, обеспечивает дополнительную регистрацию волнового поля однократно отраженных волн без влияния свободной поверхности (поверхность граничащих сред вода-воздух). За счет этого форма зарегистрированного сигнала стабильнее по профилю, что обеспечивает высокое качество последующего динамического анализа. Более того, в случае заглубленной методики появляется возможность оценки реальной сигнатуры излучаемого импульса для каждой трассы профиля.

Кинематический анализ

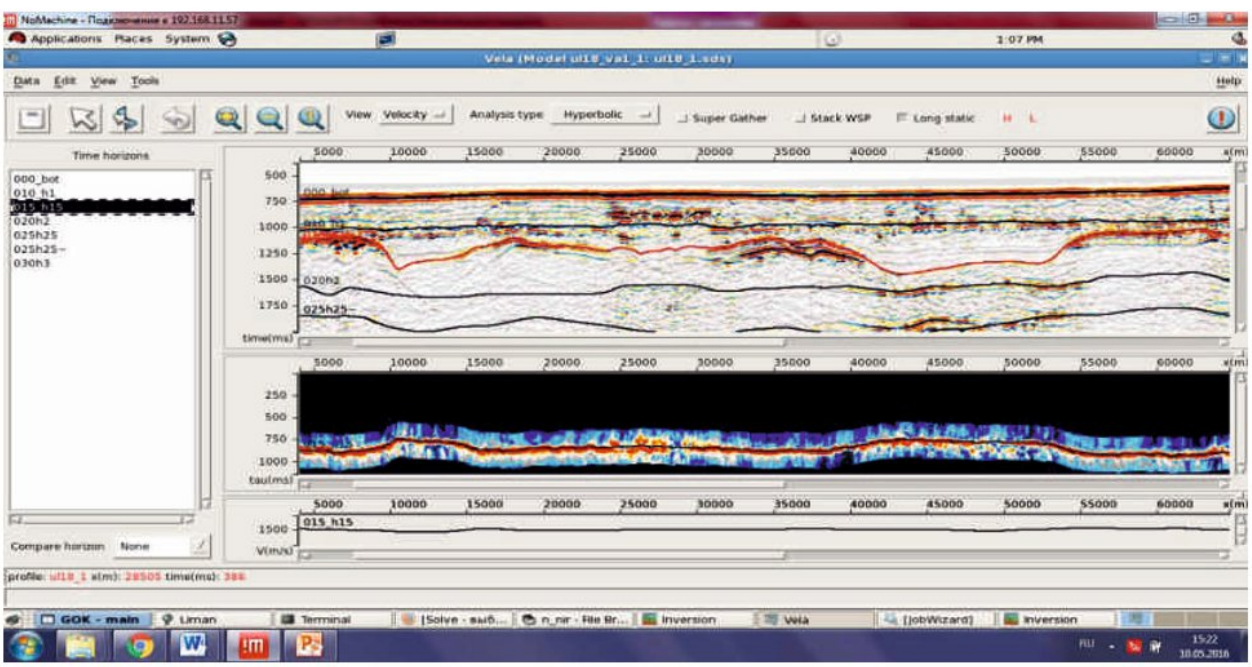
Знание о скоростях являются ключевыми не только непосредственно для суммирования по ОГТ, а также для проведения инверсии, дальнейшей интерпретации данных для выделения геологических опасностей.

Оптимальные скорости можно определить путем вертикального скоростного анализа и уточнить посредством горизонтального. На точность скоростного анализа будет влиять, в первую очередь длина годографа, которая напрямую зависит от длины расстановки. Величина длины годографа, достаточная для эффективного скоростного анализа, зависит, в свою очередь, от сейсмогеологических условий, глубины моря, скоростных контрастов. Частый шаг между приемниками и большая длина приповерхностной косы в системе SplitMultiSeis позволяет достигнуть высокой точности скоростного анализа. Пример спектра скорости для данных, полученных методикой SpliMultiSeis представлен на Рис. 7.

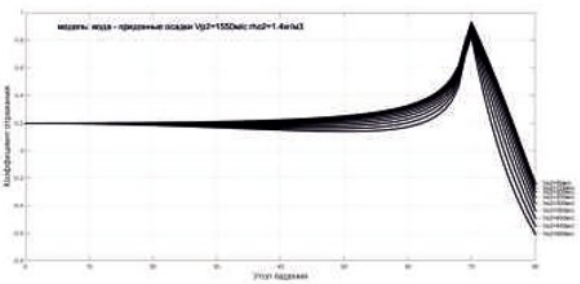
Диапазон углов падения-отражения

Диапазон углов падения-отражения должен удовлетворять требованиям AVO (amplitude-versus-offset) анализа; Стоит

▼ *Рис. 7. Горизонтальный спектр скорости по данным полученным методикой SplitMultiSeis.*



отметить, что для инженерных задач на акватории целевой интервал геологического разреза составляет первые десятки метров от морского дна. В данном интервале отложения, как правило, представлены слабо консолидированными мягкими осадками, акустические свойства которых незначительно изменяются как по глубине, так и по латерали. Для дифференциации таких осадков по упругим свойствам с помощью акустических методов, требуется широкий диапазон углов падения, обычно >30°.



▲ *Рис. 8. Изменение AVO-отклика от морского дна для придонных осадков с различными Vs.*

Как видно из рисунка 8, AVO-отклик различных придонных осадков существенно различается только при углах падения более 30 градусов. В связи с этим, необходимо иметь широкий диапазон углов, чтобы успешно проводить AVO-анализ.

Заглубление системы, параметры которой аналогичны приповерхностной системе (активная длина регистрирующей линии), позволяет расширить диапазон углов отражения регистрируемых волн, что, в свою очередь, повышает точность и эффективность кинематического анализа времен прихода волн, а также AVO (amplitude-versus-offset) –анализа. Таким образом, использование заглубленной системы при работе с методикой SplitMultiSeis позволяет провести эффективную оценку динамических характеристик записи.

Контроль качества и система сбора

При наличии множества требований к данным, необходимо непосредственно на этапе сбора контролировать их качество. Для этого в системе сбора должна быть предусмотрена возможность контроля формы импульса сигнала, спектра сигнала, возможность визуализации как сейсмограмм, так и данных общего пункта приема. Система сбора данных SplitMultiSeis разработана специально под специфику получения данных высокого и сверхвысокого разрешения, и предусматривает контроль всех важнейших факторов.

Заключение

Разработка методик инженерных морских сейсмоакустических исследований для выделения геологических опасностей, требований к методикам для целей дальнейшего динамического анализа, интерпретации являются актуальными задачами в настоящее время. В качестве примера одной из методик для получения данных достаточного разрешения была предложена методика, реализуемая с помощью программно-аппаратурного комплекса SplitMultiSeis.

Комплекс SplitMultiSeis дает возможность проводить работы на глубинах от 10м , покрывая таким образом почти все российские акватории, за исключением транзитных зон. При этом за один проход судна выполняется 5 видов работ, что значительно сокращает время и затраты на проведение съемки. Заглубленная съемка ССВР позволяет продолжать съемку при значительном ухудшении

погодных условий, что также увеличивает производительность выполнения работ. Наблюдения на разных уровнях и частотах открывают дополнительные возможности контроля качества, что позволяет надежно и оперативно определять сбои работы различных компонент комплекса.

Стабильность исходного сигнала и возможность его контроля позволяют устойчиво определять динамические атрибуты записи.

Резюмируя вышеизложенное, система SplitMultiSeis позволяет проводить работы на высоком уровне, получать данные, на основе которых возможна детальная интерпретация, выделение геологических опасностей. Подобная методика показала полезность при проведении работ в море Лаптевых, где позволила значительно сократить временные затраты и оптимизировать процесс получения данных.

На основание данных, полученных с помощью двухуровневой трехчастотной системы SplitMultiSeis, были выделены геологические опасности в диапазоне глубин от первых до сотен метров. Совместная интерпретация данных разного разрешения повысила достоверность выделения таких объектов как приповерхностный газ, многолетнемерзлые породы и т.д.

Литература

1. Калинин А.В., Калинин В.В., Пивоваров Б.Л. Сейсмоакустические исследования на акваториях, М. Недра, 1983.

2. Токарев М.Ю., Пирогова А.С., Определение упругих свойств газонасыщенных осадков по данным сверхвысокоразрешающих сейсмоакустических наблюдений с заглубленной системой. Кандалакшский залив, Белое море, Технологии сейсморазведки, № 3, с. 66-74, 2015.

3. Фейнман Р., Лейтон Р., Сэндс М. Фейнмановские лекции по физике, том 3, Мир, 1965.

4. Шматков А.А., Разработка методики трехмерных сейсмоакустических наблюдений на мелководных акваториях, Кандидатская диссертация по специальности 25.00.10 - Геофизика, геофизические методы поисков полезных ископаемых (техн. науки), 2016.

5. Missiaen T., 2005, VHR 3D marine seismics for shallow water investigations: some practical guidelines. Marine Geophysical Researches 26, 145–155.

6. Sheriff R.E., Geldart L.P. Exploration seismology (Data-processing and interpretation) (vol.2), Cambridge University Press – 1983.

7. Verbeek N., 1995, Aspects of high resolution marine seismics.PhD thesis, University of Utrecht, 134 p.

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.

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

Особенности нефтегазоносности и формирования ресурсного потенциала углеводородов юго-востока Русской плиты

- Орешкин И.В., Орешкин А.И., Новиков С.А., АО «НВНИИГГ», г.Саратов
- Нысанова А.С., Тулегенова Г.П., НАО КазНИТУ, г. Алматы (Казахстан)

В статье рассмотрены механизмы формирования месторождений нефти и газа в Прикаспийской и на юге Волго-Уральской НГП. Показана ведущая роль комплексов - доминант в формировании крупнейших месторождений УВ в Прикаспии и значительное влияние миграции УВ со стороны Прикаспийской впадины на формирование ресурсного потенциала юга Волго-Уральской провинции.

Территория, рассматриваемая в данной статье, ограничивается с запада границей Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (НГП), юго-восточным склоном Токмовского свода, северными границами Жигулевского свода, Бузулукской впадины и Оренбургского свода, а также включает Прикаспийскую НГП, ее российский и казахстанский участки.

В подсолевых отложениях Прикаспийской НГП в настоящее время открыты такие уникальные скопления УВ как: Астраханское газоконденсатное, Карачаганакское нефтегазоконденсатное, нефтяные Тенгиз и Кашаган, Жанажольская группа нефтяных и газоконденсатных месторождений.

На Волого-Уральской части территории открыто только одно крупнейшее Оренбургское нефте-газо-конденсатное месторождение, а в основном промышленные залежи нефти и газа здесь относятся к классу мелких и средних. При этом севернее, в Волго-Уральской НГП, известно большое количество крупных месторождений углеводородов (УВ) и одно уникальное – Ромашкинское нефтяное месторождение.

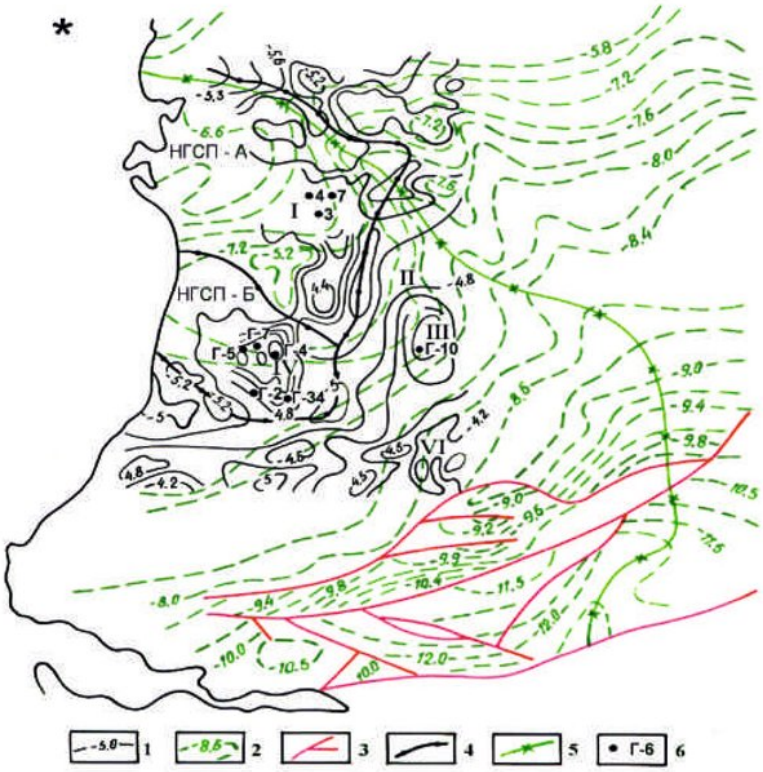
В геологии общеизвестно, что для корректной оценки перспектив региона и для успешного поиска месторождений любых видов полезных ископаемых, наряду с изучением геологического строения региона, необходимо понимание условий формирования и закономерностей распределения месторождений в конкретных геологических условиях данной территории.

Для формирования залежей УВ требуется:

- наличие ловушки и достаточно обширной нефтегазосборной площади;
- наличие протяженных литологически выдержанных путей миграции углеводородов;
- достаточное количество генерированных углеводородов.

В пределах Прикаспийской НГП залежь Астраханского месторождения (АСГКМ) лишь частично заполняет крупнейшую ловушку и представлена газоконденсатной смесью значительно недонасыщенную жидкими УВ. По перечисленным особенностям АСГКМ коренным образом отличается от Тенгизского и Кашаганского нефтяных месторождений. Залежи Тенгиза и Кашагана характеризуется максимальной заполненностью ловушки и представлены нефтяными пластовыми системами, предельно насыщенными растворенным газом, при отсутствии свободного газа. При этом по ряду параметров (литология, тип РОВ, геотермический режим, соленосная покрышка, удаленность от зоны ее выклинивания и т.д.) АСГКМ и Тенгиз – Кашаганская зона весьма сходны.

Как показывают расчеты, АСГКМ, в современном его объеме, могло сформироваться за счет собственного генераци-



Изогипсы по горизонту: **1** - $П_1$, **2** - $П_3$; **3** - разрывные нарушения; границы НГС площадей по горизонту: **4** - $П_1$, **5** - $П_3$; **6** - глубокие скважины; площади: **I** - Каратон, **II** - Каратон Южный, **III** - Маткен, **IV** - Тенгиз, **V** - Колтык Восточный, **VI** - Юбилейная.

Рис. 1. Нефтегазосборные площади по отражающим горизонтам П1 и П3.

онного потенциала подсолевого палеозоя Астраханского свода. Мощными источниками преимущественно газообразных УВ для Астраханского свода, особенно начиная с юрского времени, могли являться также подсолевые отложения Сарпинского мегапрогиба и Центрально-Прикаспийской депрессии, что и явилось причиной значительного превышения газообразных в сумме УВ АСГКМ и, в результате, недонасыщенности его пластовой смеси жидкими УВ.

Основным источником УВ для Тенгиза и Кашагана являлись мощные девонские нефтегазоматеринские породы, содержащие сапропелевое, либо гумусово-сапропелевое рассеянное органическое вещество (РОВ), преимущественно липоидного состава [9]. Палеоплан кровли девона показывает, что основной миграционный поток постоянно был направлен с юга на север, т.е. со стороны Южно-Эмбинского поднятия, где эти нефтегазоматеринские породы (НГМП) к концу карбона находились на глубинах около 5000 м, т.е. на стадии главной фазы нефтеобразования (ГФН).

Расчеты масштабов генерации и эмиграции УВ производились только в пределах современного нефтегазоносного бассейна (НГБ) Прикаспийской впадины [9] (Рис. 1).

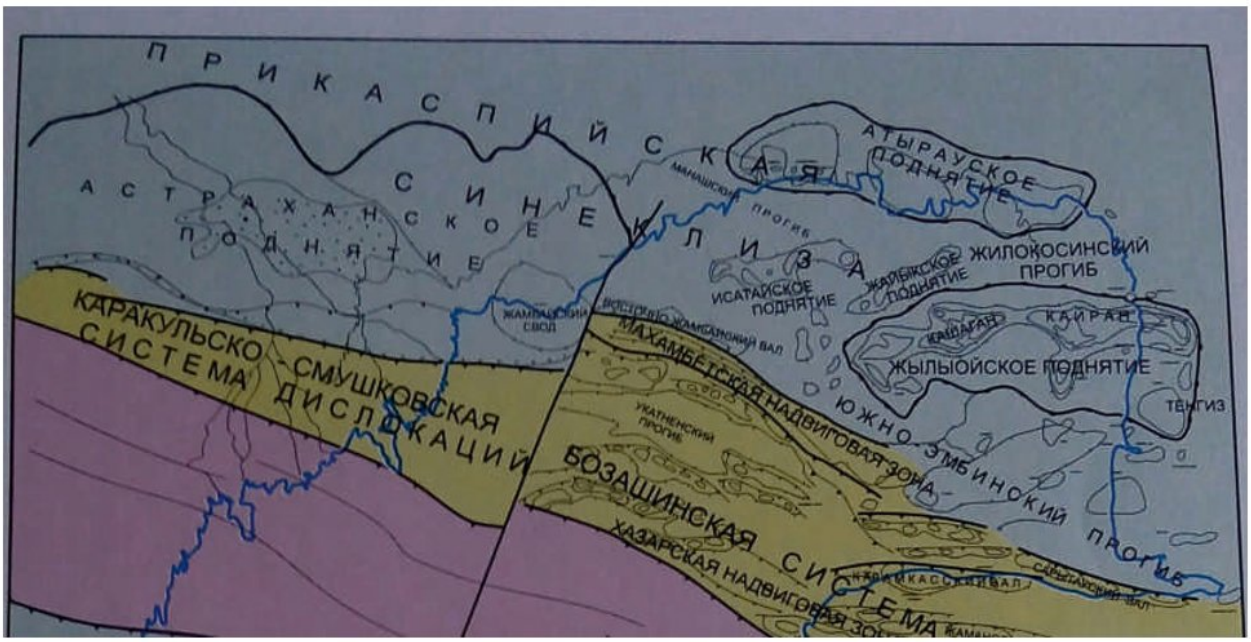
Однако до начала инверсионных движений на рубеже карбона и перми мощным очагом генерации являлся Южно-Эмбинский авлакоген. На миогеосинклинальном этапе девонско-нижнекаменноугольные отложения, например в районе Туресая, могли находиться на глубинах до 5000-5600 м, т.е. являлись мощным очагом генерации.

Определяющее значение, в формировании нефтегазоносности Каратон-Тенгизской зоны, имеют нижние части

палеозойского осадочного чехла, предположительно позднедевонско-раннекаменноугольного возраста.

Каратон-Тенгизский массив и Астраханско-Актюбинская система поднятий разделены Манашским и Жилойкосинским прогибами [9, 2] (Рис. 2).

радаевской покрышки обусловило гидродинамическую связь двух карбонатных НГК и возможность латерально-вертикальной миграции УВ из основного НГМ девонско-турнейского комплекса в вышележащий визейско-нижнепермский вмещающий залежь резервуар.



▲ *Рис. 2. Структурно-тектоническая карта акватории Каспийского моря (казахстанской части) и прилегающих территорий по палеозойскому комплексу. По данным [2].*

В результате, Кашаган-Тенгизский НГР в отличие от Астраханско-Актюбинской системы поднятий изолирован от мощного подтока сюда газообразных УВ из внутренних частей Прикаспийской впадины.

Вопрос формирования Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения (КНГКМ) рассматривался в [5, 7].

Расчетами установлено, что КНГКМ могло сформироваться только при наличии подтока УВ, генерированных большей частью осадочного чехла в пределах Карачаганакско-Джамбейтинской нефтегазосборной площади (НГСП) [7]. Здесь на долю вмещающего визейско-башкир-ского нефтегазоносного комплекса (НГК) приходится всего 6%. Остальные 94% приходятся на верхнедевонско-турнейский НГК. Отсутствие на Карачаганакском поднятии

В результате проведенных исследований был дан прогноз существования севернее Карачаганака преимущественно нефтяных и газоконденсатных залежей, что впоследствии подтвердилось открытием Ташлинского месторождения в Казахстанской части Прикаспийской НГП .

При изучении механизма формирования залежей Жаркамысского и южной части Темирского сводов рассмотрена нефтегазосборная площадь месторождений Жанажол, Урихтау, Синельниковское и Кожасай. Расчетным путем установлено, что в пределах нефтегазосборных площадей (НГСП) генерационного потенциала вмещающих карбонатных (КТ-I, КТ-II) и разделяющих их терригенных толщ недостаточно для формирования этих месторождений по жидким УВ [10].

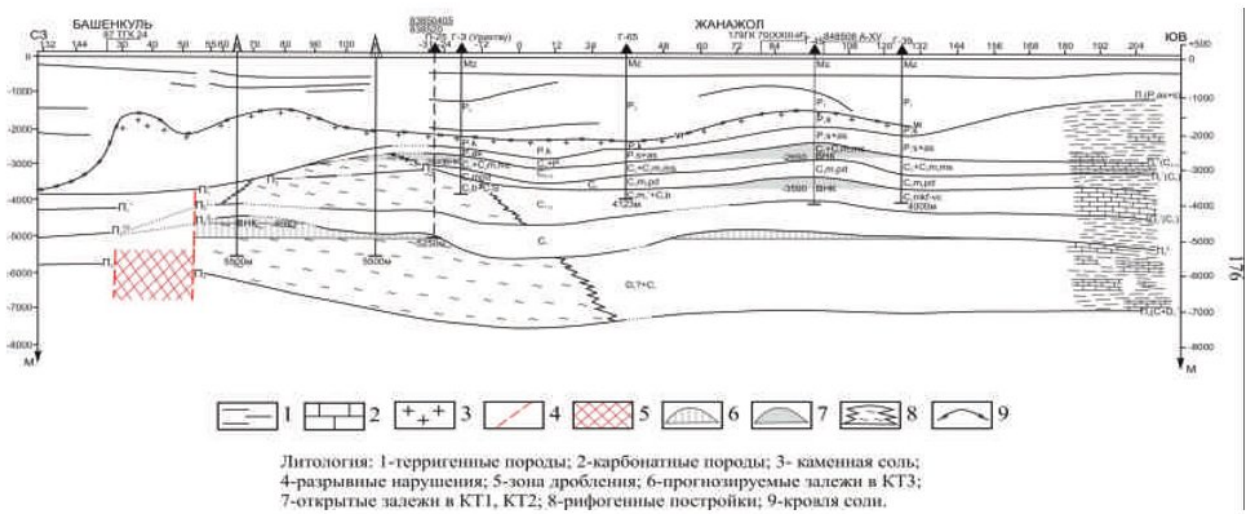
Изменчивости литологического состава терригенных пород и палеоструктурный анализ показывают, что дополнительными источниками УВ здесь не могли быть ни латеральная миграция с запада из внутренних частей Прикаспийской впадины, ни примыкавший с востока миогеосинклинальный прогиб. В результате основным поставщиком УВ являлась вертикальная миграция по тектоническим нарушениям в толщи КТ-2 и КТ-1 из нижележащих отложений. Это предположение подтверждается детальными флюидодинамическими исследованиями на месторождениях Кожасай, Урихтау и Кенкияк, а также особенностями гипсометрии ВНК и наличием "воронки внедрения" водогазонефтяной зоны в тело залежи в КТ-II Жанажольского месторождения [10]. Этот вывод позволил разработать критерии оценки степени перспективности локальных объектов Жаркамысско-Темирского района, которые впоследствии были подтверждены результатами поискового бурения. В частности, подтвердились отрицательные оценки перспектив нефтегазоносности площадей Аккудук, Аккум, Аккемир, Бактыгарын и др. и, напротив, на высоко оцененной структуре Локтыбай в последующем было открыто нефтяное месторождение.

Приведенные фактические данные и результаты расчетов позволяют предположить существование в районе месторождений Жанажол и Урихтау в отложениях толщи КТ-3 газоконденсатной залежи (залежей) с нефтяной оторочкой (Рис. 3).

Данные лабораторных исследований и оценка генерационного потенциала показывают, что основным источником УВ для Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ОНГКМ) являлись внутренние участки Прикаспийской впадины, объединенные в единую НГСП. Важнейшим фактором формирования ОНГКМ явилось объединение в единый резервуар вмещающего среднекаменноугольно-нижнепермского НГК с отложениями нижележащего девонско-нижнекаменноугольного, обладающего более значительным НГМ потенциалом [6, 7].

О существовании подтока УВ из Прикаспийской впадины к Оренбургскому НГКМ свидетельствуют особенности углеводородного состава миграционных битумоидов (из продуктивных горизонтов месторождений УВ) в нижнепермских отложениях. Как было показано в работе [8], по мере удаления от впадины вверх по моноклинали наблюдается относительное обогащение эпигенетичных битумоидов парафиновыми (более миграцион-

▼ *Рис. 3. Сейсмогеологический разрез по профилю 848508 XII "И".*



Литология: 1-терригенные породы; 2-карбонатные породы; 3- каменная соль; 4-разрывные нарушения; 5-зона дробления; 6-прогнозируемые залежи в КТ3; 7-открытые залежи в КТ1, КТ2; 8-рифогенные постройки; 9-кровля соли.

носпособными) и обеднение ароматическими (менее миграционноспособными) УВ [11]. Таким образом, Оренбургское месторождение, тектонически входящее в состав Волго-Уральской антиклизы и соответствующей НГП, генетически обязано своим формированием миграции УВ из Прикаспийской впадины (НГП).

Из шести рассмотренных крупнейших скоплений УВ в Прикаспийской впадине и ее ближайшем обрамлении, на пяти непосредственно (Тенгиз, Кашаган, Карачаганак, Астраханское, Оренбургское,) и на одном по комплексу косвенных данных (Жанажол) установлена гидродинамическая связь вмещающих каменноугольно-нижнепермских отложений с нижележащими комплексами девонско-турнейского возраста, являющимися доминантными НГМ комплексами региона.

Для двух преимущественно карбонатных НГК Прикаспийской НГП – верхнедевонско-нижнекаменноугольного и средне-верхнекаменноугольного, предполагается возможность дальней латеральной миграции от осевой части впадины до её бортовых уступов в пределах обширных нефтегазосборных площадей. Аккумуляция в пределах этих НГК осуществляется в основном в верхних частях разреза под региональной соленосной покрышкой. Все это в комплексе создает благоприятные условия для формирования крупных скоплений УВ. Иллюстрацией изложенной модели нефтегазонакопления служат известные в настоящее время крупнейшие месторождения региона (Астраханское, Тенгиз, Кашаган, Карачаганак, Оренбургское), приуроченные именно к карбонатным НГК.

Для карбонатно-терригенного средне-верхнедевонского НГК в целом также предполагается формирование скоплений УВ в пределах единых крупных НГСП. Значительно более высокая расчлененность разреза на коллекторские и экранирующие пласты и меньшая степень выдержанности разреза по простиранию предполагают меньшую вероятность дальней латеральной миграции и меньшие масштабы межпластовых перетоков и, в результате, возможность формирования крупнейших залежей.

В отложениях нижнепермского НГК, представленных в основном кремнисто-глинисто-карбонатными осадками, масштабы как вертикальной, так и латеральной миграции весьма невысоки. Вероятность формирования крупных скоплений УВ в таких отложениях также невысока. Небольшие залежи здесь приурочены к невыдержанным по простиранию карбонатным пластам. В заполнении таких ловушек углеводородами участвовал небольшой объем окружающих их нефтегазоматеринских пород.

Одним из основных условий формирования скоплений углеводородов, генерированных НГМП, является их миграция из «очагов генерации».

Существование латерального миграционного потока от прибортовой зоны Прикаспийской впадины в юго-восточные участки Волго-Уральской НГП достаточно демонстрируется характером распространения газовых залежей, тяготеющих именно к этому району (Волгоградская, Саратовская, юг Самарской и Оренбургской областей). Севернее известны только нефтяные залежи с растворенным в нефтях газом. При этом отмечается изменение состава свободных газов на запад и на север от бортовой зоны Прикаспийской впадины. В частности, для большинства нефтегазоносных комплексов по мере удаления от бортовой зоны Прикаспийской впадины отмечается переход от жирных метановых к сухим метановым свободным газам. Для визейско-нижнебашкирского нефтегазоносно-

го комплекса (НГК) – основного продуктивного комплекса в Прикаспийской впадине, характерен переход от метановых сернистых к метановым газам на север от бортовой зоны Прикаспийской впадины (Рис. 4).

Дополнительным подтверждением влияния Прикаспийской НГП на формирование ОНГКМ является соотношение метана и его гомологов в составе нефтерастворенных газов Оренбургского участка с газами залежей западного и северо-западного обрамления впадины. В частности, соотношение CH4/C2H6+в в нефтяных газах Оренбургского участка прибортовой зоны, литологически раскрытой в сторону Прикаспийской впадины, составляет от 3,22 до 0,48. Район саратовско-волгоградского обрамления, изолированный от подтока УВ из внутренних частей впадины, характеризуется отношением CH4/C2H6+в от 3,36 до 6,23.

Анализ состава нефтей в залежах южной части Самарской области свидетельствует о наличии здесь различных очагов генерации УВ. Первый охватывает залежи нефти северо-западного борта Бузулукской впадины и Жигулевского свода, второй – южный склон Альметьевской вершины и Ставропольской впадины [1].

На юге Волго-Уральской провинции расположена унаследованная Воскресенская впадина, расположенная в непосредственной близости от прибортовой зоны Прикаспийской впадины.

Как видно из структурной карты по кровле терригенного девона (Рис 5) Воскресенская впадина практически изолирована от миграционного потока со стороны Прикаспийской впадины и ее прибортовой зоны.

Сопоставление составов ардатовской нефти Калининского месторождения, единственного месторождения в Воскресенской впадине, с одновозрастными нефтями месторождений Степновского вала показывает, что нефть Калининского месторождения значительно более обогащена смолами, асфальтенами и



Рис. 4. Схема распределения состава свободных газов в визейско-нижнебашкирском НГК юга Волго-Уральской НГП.

Условные обозначения:

Типы газов: 1 - метановый, сухой, 2 - метановый, сернистый; Месторождения: 3 - нефтяные, 4 - нефтегазовые, 5 - газовые, 6 - газоконденсатные, 7 - нефтегазоконденсатные.

серой по сравнению с нефтями месторождений Степновского вала, в т.ч. расположенными в непосредственной близости (Первомайское, Восточно-Сусловское, Любимовское) (Табл. 1).

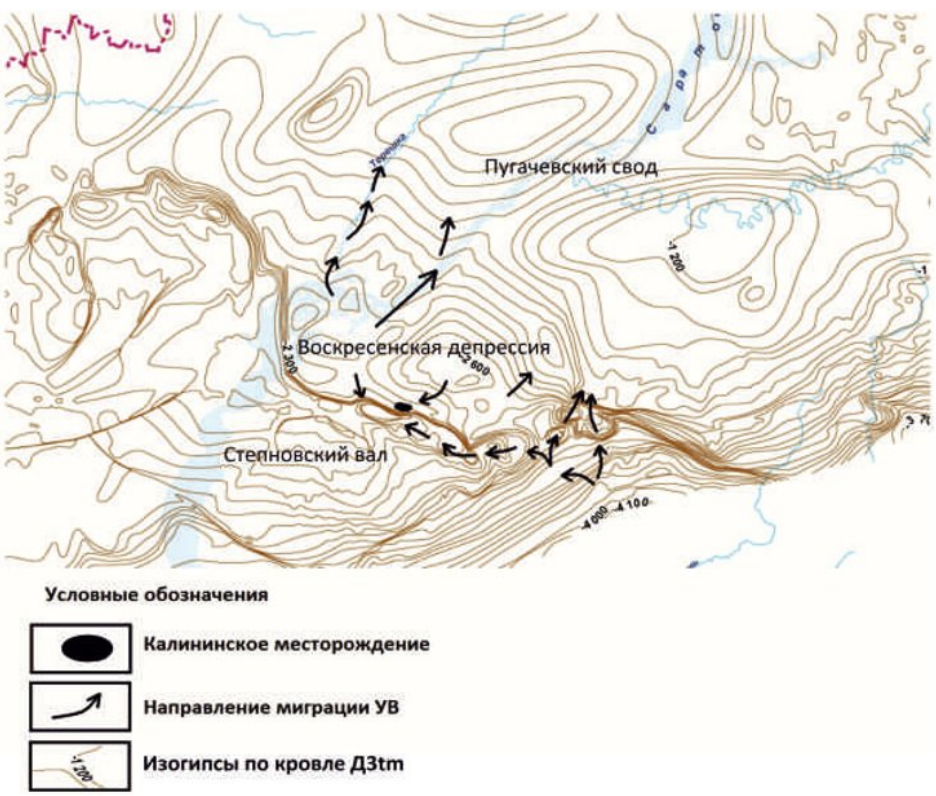
▼ *Табл. 1. Компонентный состав нефтей Степновского вала и Калининского месторождения.*

Тектонический элемент (ЗНГН)	Смолы	Асфальтены	Сера
Степновский вал	6	1	0,21-0,55
Калининское	15,58	3,66	1,23

Приведенные данные свидетельствуют о том, что залежи Степновского вала и Калининского месторождения формировались за счет различных очагов генерации. Для Степновского вала значительную, возможно определяющую роль играла миграция УВ со стороны прибортовой зоны Прикаспийской впадины. Тогда как Калининское месторождение, видимо, сформировалось за счет собственного источника в Воскресенской впадине.

На юге Волого-Уральской НГП можно выделить участки как подверженные притоку УВ со стороны прибортовой зоны или даже внутренних частей Прикаспийской впадины (Оренбургский, Пугачевский своды, Степновский вал, прибортовая моноклиналь и т.д.), так и обеспеченные в основном собственным генерационным потенциалом (Воскресенская, Бузулукская, Ставропольская впадины и т.д.). Условия миграции УВ со стороны Прикаспийской впадины на различных участках не одинаковы.

На Оренбургском участке, между терригенной толщей ордовик-силурийского возраста и региональной галогенной покрышкой кунгура, промежуточные флюидоупоры практически отсутствуют. Преобладание в разрезе карбонатных отложений и, как результат, раскрытость недр этого участка Волго-Уральской НГП на юг, создает благоприятные условия для масштабной миграции УВ из внутренних частей Прикаспийской впадины. В результате основные запасы УВ (Оренбургское



◀ *Рис. 5. Направления миграции УВ в районе Воскресенской впадины.*

НГКМ) здесь сосредоточены под региональной соленосной покрышкой кунгура.

На Волгоградско-Саратовском участке сформировался экранирующий барьер, образованный смыканием глинистой мелекесско-верейской толщей депрессионных отложений ассельско-артинского возраста и сульфатно-галогенной толщей кунгура и замещением на юг карбонатных НГК среднего-нижнего карбона и верхнего девона на депрессионные терригенно-карбонатные отложения

Основным источником жидких и газообразных УВ для данного участка Волго-Уральской НГП являлся северо-западный участок прибортовой зоны Прикаспийской впадины, где нефтематеринские породы терригенного девона прошли главную зону нефтегенерации (стадии катагенеза МК1, МК2 – нефтяное окно) и вошли в главную зону преимущественно газогенерации (стадии катагенеза МК3, МК5 – газовое окно). В результате для этой территории характерно распределение некрупных залежей по разрезу от бийских до нижнепермских отложений.

Исходя из генетических критериев генерации углеводородов, значительная доля газовых залежей в косьвинско-алексинском и в верейско-мелекесском комплексах, вероятно, объясняется значительно большей долей гумусовой составляющей в их суммарном органическом веществе, по сравнению с карбонатно-терригенным комплексом среднего-верхнего девона.

Для косьвинско-алексинского комплекса заметную роль играет его нахождение в главной фазе газообразования на юге территории – в прибортовой зоне Прикаспийской впадины, юге Бузулукской впадины и юго-востоке Каменско-Ровенской моноклинали.

Таким образом, приведенный фактический материал свидетельствует о весьма значительном влиянии процессов миграции УВ из глубокопогруженных палеозойских отложений Прикаспийской впадины на формирование залежей нефти и газа в южной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Особое внимание при оценке перспектив нефтегазоносности юга Волго-Уральской НГП следует уделять палеоструктурному анализу формирования как локальных структур, так и более крупных тектонических элементов, особенно с инверсионной историей развития. На протяжении более чем 60 лет геологи не могут решить проблему поисков в терригенном девоне на территории правобережья Саратовской и Волгоградской областей. Основной причиной такого положения является значительное несоответствие структурных планов терригенного девона и вышележащих отложений.

К инверсионным структурам здесь относятся: Аткарская, Карамышская, Линевская впадины, Ртищевско-Баландинский, Елшано-Сергиевский, Казанлинский вал и т.д.

С начала среднего девона здесь на месте современных положительных элементов формируются зоны прогибания, а на месте отрицательных – зоны приподнятого залегания. В послепалеозойское время в результате инверсии движений происходит коренная перестройка структурного плана. Эта перестройка связана с двумя фазами тектогенеза – предсреднеюрской и преднеогеновой, сопровождавшимися структурообразующими движениями.

Все сказанное выше свидетельствует также о необходимости учета условий формирования скоплений УВ при регулярной количественной оценке прогнозных ресурсов нефти и газа. Однако, при разработке каждых новых Методических указаний и руководств их авторы все

дальше отходят от возможности учета обеспеченности процессов формирования залежей УВ самими УВ. Так в Методических указаниях……1975 г. [3] в требованиях к эталонным и расчетным участкам было указано: «Как эталонный, так и расчетный участки должны располагаться в пределах единого элемента нефтегазогеологического районирования и по возможности быть замкнутыми в структурном и миграционном отношении». А в методическом руководстве… 2000 г. [4] ни о какой миграционной замкнутости речи не идет, а выделение эталонного участка зависит не от особенностей формирования в его пределах скоплений УВ и даже не от его геологического строения, а по существу только от сложившейся на данное время истории его изучения и опоискования.

Положительный опыт практического применения методики бассейнового моделирования на региональном и зональном уровне показывает [6,7-10], что данная методика может и должна использоваться и при количественной оценке прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата. В частности, эталонный и расчетный участки должны представлять собой НГСП, выделенные на структурных картах по подошве флюидоупора, перекрывающего данный НГК.

Также, учитывая рассмотренные выше различия в характере развития различных тектонических элементов, необходим учет тектонической истории их развития при выделении эталонных и расчетных участков.

Литература

1. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа Волго-Уральской области. Том V, Куйбышевское Поволжье. – М.: Недра, 1973. – 293 с.

2. Марабаев Ж.Н., Жолтаев Г.Ж. и др. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Северного и Среднего Каспия. Астана, 2005. –195 с.

3. Методические рекомендации по геохимическим методам поисков месторождений нефти и газа. – М.: ОНТИ ВНИИЯГГ, 1975.

4. Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России. – М.: ВНИГНИ, 2000. – 82с.

5. Навроцкий О.К., Федоров Д.Л. и др. Геохимические особенности формирования Карачаганакского месторождения. // Советская геология, 1986, № 12 – с. 109-113.

6. Орешкин А.И. Роль миграции в формировании залежей нефти и газа юга Волго-Уральской НГП. // "Трофимуковские чтения – 2013". Новосибирск. Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука. СО РАН. – 2013. – с. 108-111.

7. Орешкин И.В. Влияние дальней миграции и условий аккумуляции углеводородов на нефтегазоносность периферийных частей осадочных бассейнов. // Недра Поволжья и Прикаспия. – 1996. – Вып. 10. – с. 12-15.

8. Орешкин И.В. Генетические критерии оценки перспектив нефтегазоносности подсолевых отложений Прикаспийской впадины.// Геология нефти и газа. 1983, № 10. – с. 20-25.

9. Орешкин И.В. Особенности формирования месторождений и прогноз нефтегазоносности юго-восточной части Прикаспийской впадины. //Геология нефти и газа. – 1992. – № 10. – с. 10-12.

10. Орешкин И.В., Постнова Е.В. и др. Условия формирования залежей углеводородов и локальный прогноз нефтегазоносности подсолевых отложений восточной части Прикаспийской впадины.// Недра Поволжья и Прикаспия. – 1991. – Пробный выпуск. – с. 33-39.

11. Жузе Т.П. Миграция углеводородов в осадочных породах. – М.: Недра, 1986. – 188 с.

Система оценки качества сейсмического материала

Шкуратов О.И., Ячменева Л.В. (ООО НПК «Геопроект», г. Саратов)

Задача оценки качества сейсмического материала актуальна на любом этапе производства сейсморазведочных работ. Такая оценка необходима при проведении полевых работ с целью недопущения полевого брака, при приёмке материала в обработку, в процессе обработки для корректной оценки эффективности применяемых процедур обработки, на этапе интерпретации для оценки качества и достоверности выделенных объектов и т.д.

В ООО НПК «Геопроект» разработана собственная *система оценки качества сейсмического материала МОГТ-3Д*. Основные процедуры расчёта включены в комплекс программ **Razrez** [1]. Возможен расчёт **двадцати** атрибутов сейсмического волнового поля:

- *минимальная амплитуда,*
- *средняя амплитуда,*
- *максимальная амплитуда,*
- *среднеквадратичная амплитуда,*
- *период,*
- *длина положительного полупериода,*
- *длина отрицательного полупериода,*
- *когерентность* (коэффициент подобия),
- *соотношение сигнал/помеха,*
- *разрешенность,*
- *преобладающая частота осредненного спектра,*
- *амплитуда преобладающей частоты осредненного спектра,*
- *ширина полосы пропускания осредненного спектра,*
- *нижняя частота пропускания осредненного спектра,*
- *амплитуда нижней частоты пропускания осредненного спектра,*
- *верхняя частота пропускания осредненного спектра,*
- *амплитуда верхней частоты пропускания осредненного спектра,*
- *средняя частота спектра в заданной полосе частот,*
- *амплитуда средней частоты спектра,*
- *изрезанность спектра в заданной полосе частот.*

Некоторые из атрибутов рассчитываются по одиночным трассам, некоторые – по группам трасс. По одиночным трассам рассчитываются амплитудные и частотные атрибуты, а также разрешенность, по группам трасс – когерентность и соотношение сигнал/помеха. На основе анализа рассчитанных атрибутов можно делать выводы о качестве сейсмической информации. Для визуализации атрибутов используется программа **KolOc2Inp**.

Количественные характеристики сейсмических волновых полей могут быть рассчитаны для *суммарных кубов* и для *сейсмограмм*. Для суммарных кубов параметры рассчитываются *вдоль выбранных горизонтов* в заданном интервале. Для сейсмограмм могут быть проведены аналогичные расчёты (при этом в сейсмограммы должны быть введены кинематические поправки), а также расчёты характеристик в заданном *фрагменте сейсмограмм* или *вдоль линейного годографа преломленной волны*, определяемой её скоростью и временем на нулевом удалении.

При работе *по сейсмограммам* рассчитывается *по одной оценке* каждого параметра, полученные значения относятся к точке с базовыми координатами сейсмограммы. Расчеты потрассных параметров для сейсмограмм усредняются по всем анализируемым трассам сейсмограммы. Для *кубов* расчеты по группам трасс ведутся на скользящей базе, результаты относятся к центру базы. Расчеты потрассных параметров для кубов осуществляются последовательно для каждой трассы суммарного куба.

В результате расчетов программа записывает *текстовый файл с набором рассчитанных параметров и их координатной привязкой*. Для выбора необходимого параметра и его подготовки к визуализации используется программа KolOc2Inp. Для этого в программу загружаются либо карты по кубу данных из интерпретационного комплекса Инпрес (ЦГЭ), либо (если расчеты велись по сейсмограммам ОПВ или ОПП) файлы с таблицами Shot или Station из обрабатывающей системы

Focus. Для каждой точки карты или таблицы программа находит соответствующий параметр в файле с рассчитанными атрибутами и заменяет им параметр исходной карты или таблицы. Результирующие карты или таблицы загружаются в Инпрес или Focus для последующей визуализации и анализа.

Ниже приведены некоторые результаты применения данной методики при проведении обработки и интерпретации сейсмических данных МОГТ-3Д по Пойменному лицензионному участку Астраханской области. Обработка была ориентирована на выделение полезных волн, подавление волн-помех и расширение частотного диапазона сейсмической записи при уверенном прослеживании отражений в подсолевом интервале разреза.

Одной из задач при проведении этих работ являлась задача оценки искажающего влияния кровли соленосных отложений на качество волнового поля ниже подошвы соли, и, соответственно, на результаты прогноза коллекторских свойств в целевом подсолевом интервале разреза.

По сейсмическому кубу, полученному после временной миграции до суммирования, в интервале 300 мс ниже отражающего горизонта **C_2b** (кровля карбонатных башкирских отложений среднего карбона) были рассчитаны количественные характеристики: среднеквадратичная амплитуда, разрешенность, отношение сигнал/помеха (С/П), когерентность, изрезанность амплитудно-частотного спектра, преобладающая частота амплитудно-частотного спектра, ширина полосы пропускания амплитудно-частотного спектра на уровне 0.5.

На рисунках 1 - 7 представлены карты распределения перечисленных количественных оценок с наложенным структурным планом кровли соли, так как именно соленосная толща является основным искажающим фактором динамики подсолевой часть разреза. Для выяснения наличия корреляционных связей рассчитанных количественных оценок с конфигурацией кровли соли значения параметров сглаживались до уровня флуктуаций кровли соли.

На рисунках также показаны рассчитанные коэффициенты корреляции (Ккор) представленного параметра и конфигурации кровли соли.

Несмотря на визуально отображающуюся зависимость значений среднеквадратичной амплитуды со структурным планом кровли соли (см. Рис. 1), коэффициент корреляции составляет всего (**-0.21**), что свидетельствует о слабом влиянии соли на энергию сейсмической записи в подсолевом интервале разреза. Однако, того же нельзя сказать о других амплитудных оценках. **Ккор** для параметра разрешенность (в сглаженном варианте) составил **0.68** (см. Рис. 2), для С/П – **0.53** (см. Рис. 3), для когерентности – **0.66** (см. Рис. 4), что соответствует визуальному восприятию коррелируемости этих оценок с кровлей соли.

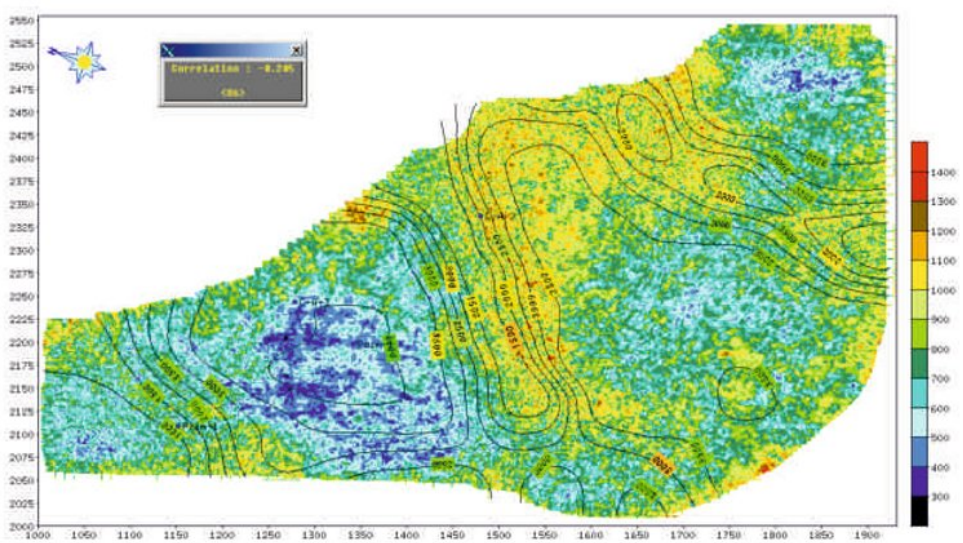


Рис. 1. Среднеквадратичная амплитуда в интервале 300 мс ниже C_2b с наложенным структурным планом по кровле соли.

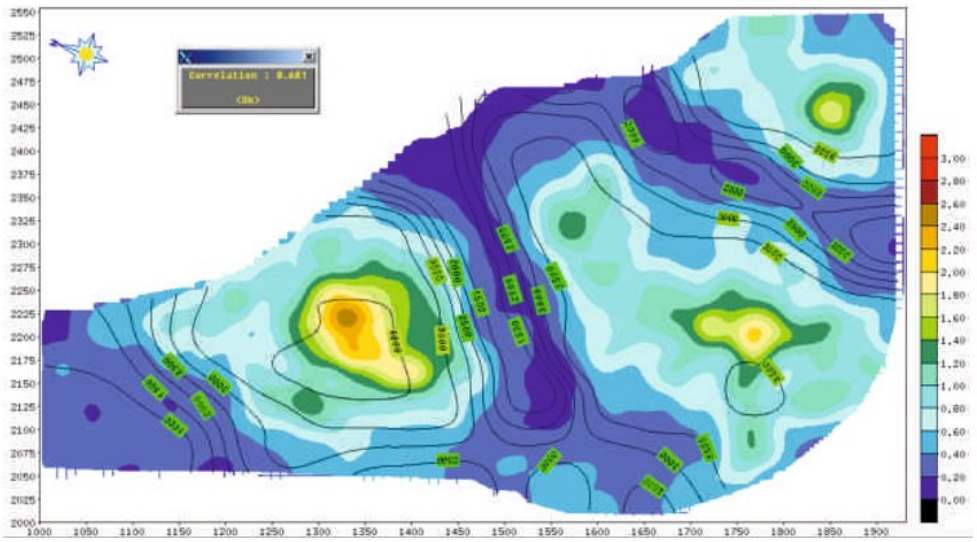


Рис. 2. Разрешенность (сглаженная) в интервале 300 мс ниже C2b с наложенным структурным планом по кровле соли.

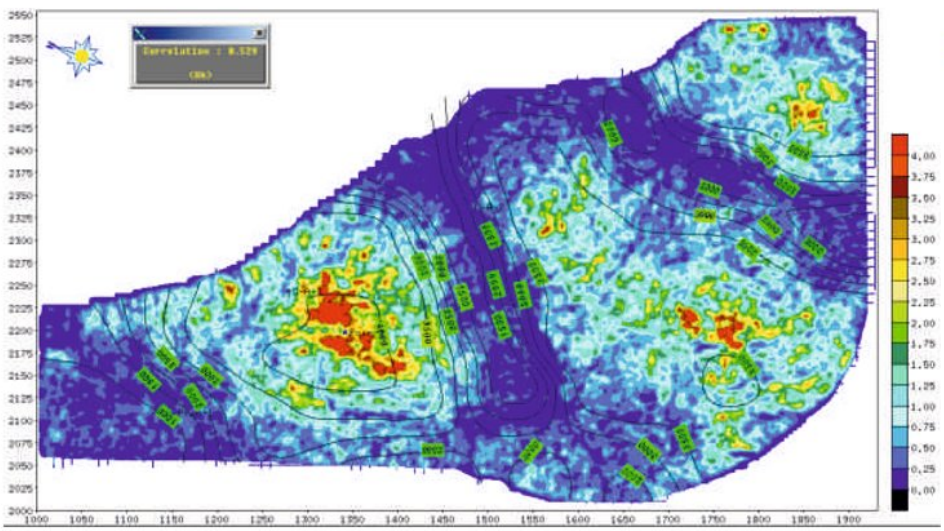


Рис. 3. Отношение сигнал/помеха в интервале 300 мс ниже C2b с наложенным структурным планом по кровле соли.

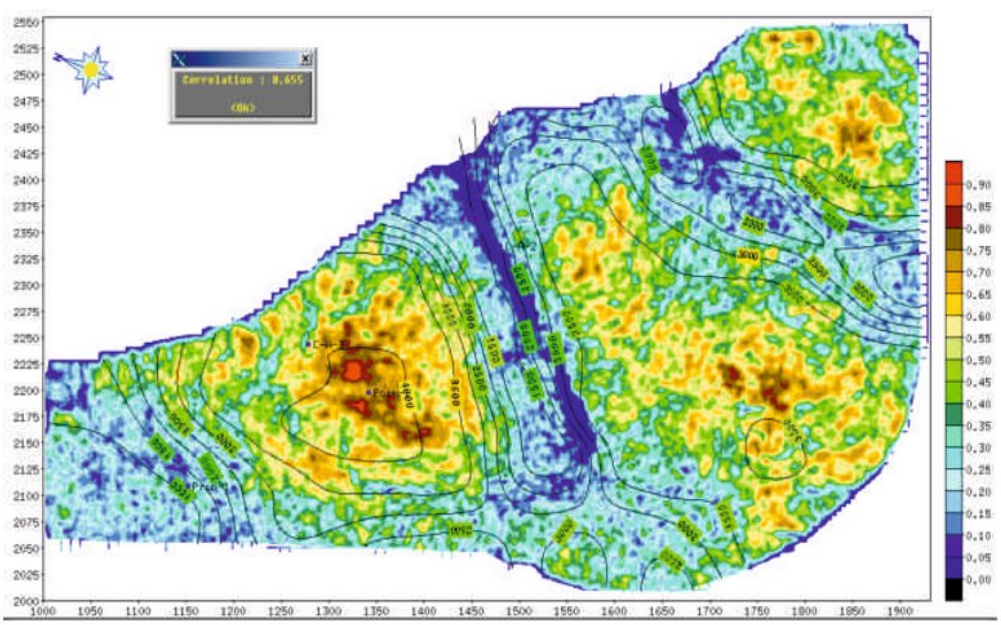
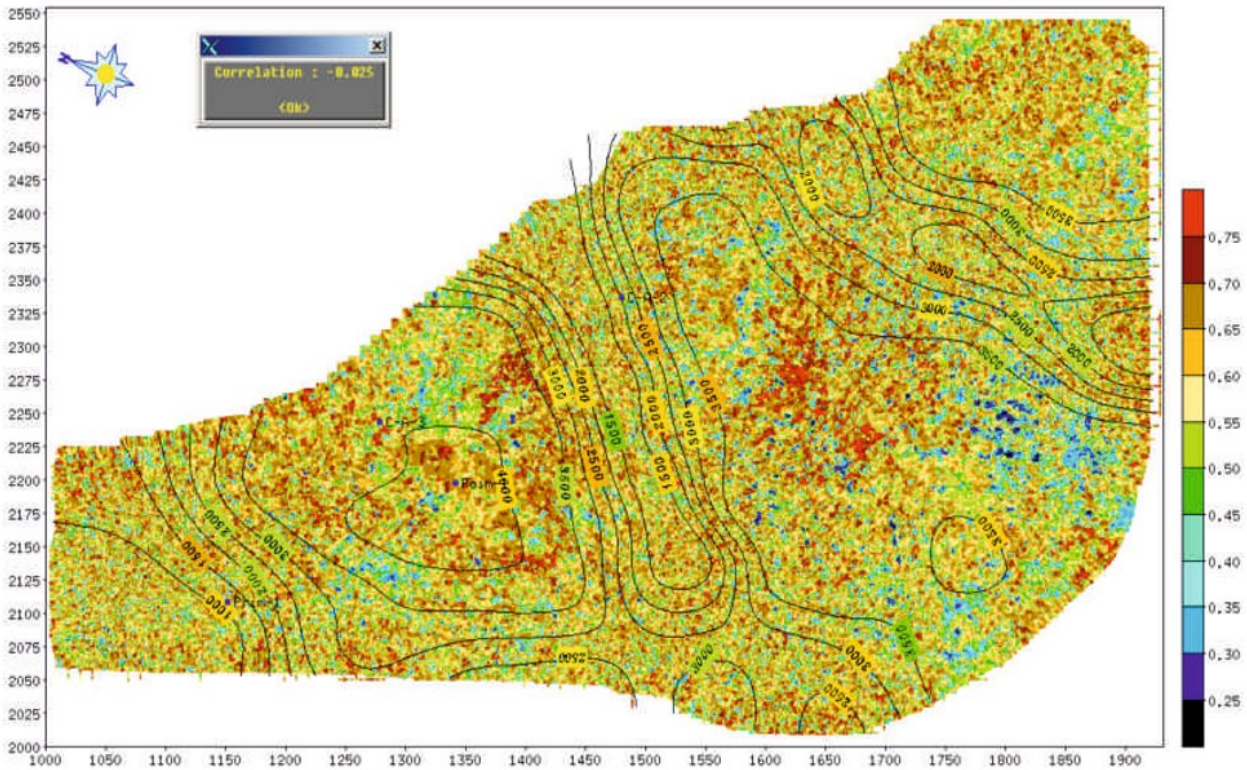
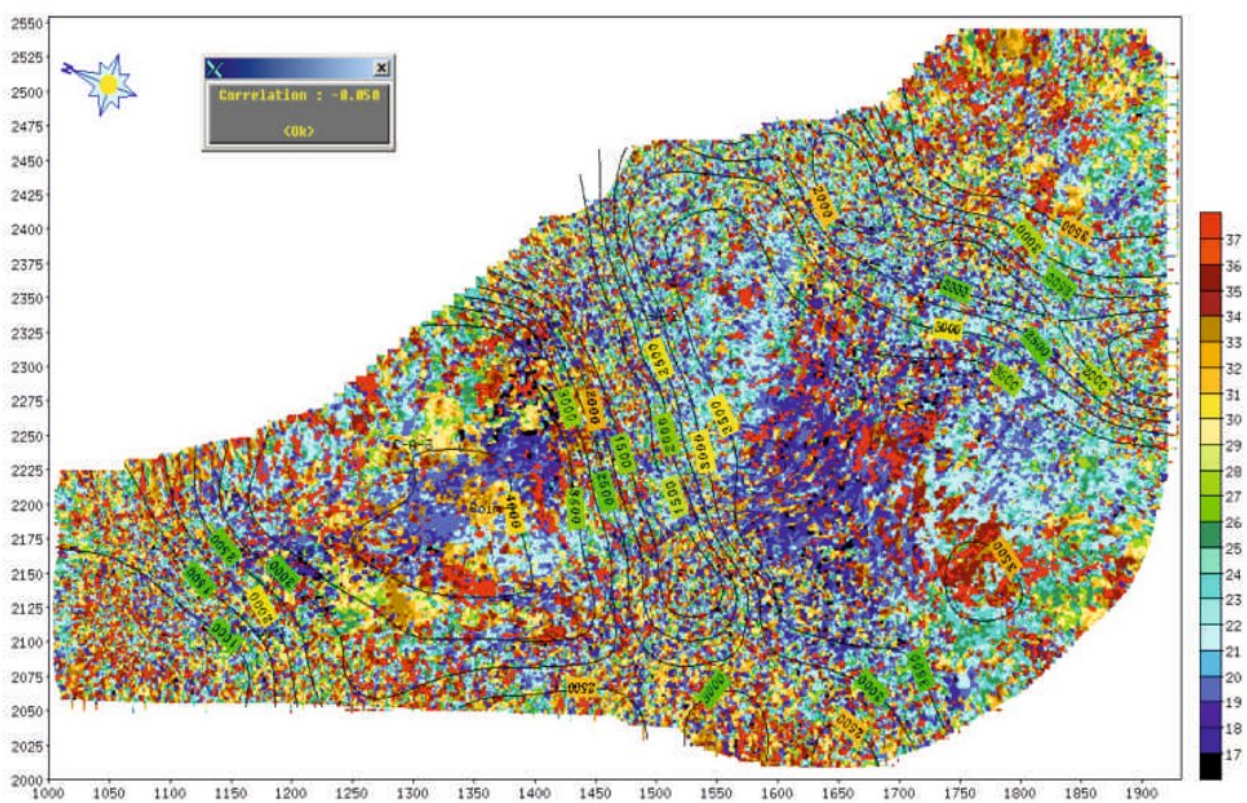


Рис. 4. Когерентность в интервале 300 мс ниже C2b с наложенным структурным планом по кровле соли.



▲ *Рис. 5. Изрезанность амплитудно-частотного спектра в интервале 300 мс ниже C_2b с наложенным структурным планом по кровле соли.*



▲ *Рис. 6. Преобладающая частота амплитудно-частотного спектра в интервале 300 мс ниже C_2b с наложенным структурным планом по кровле соли.*

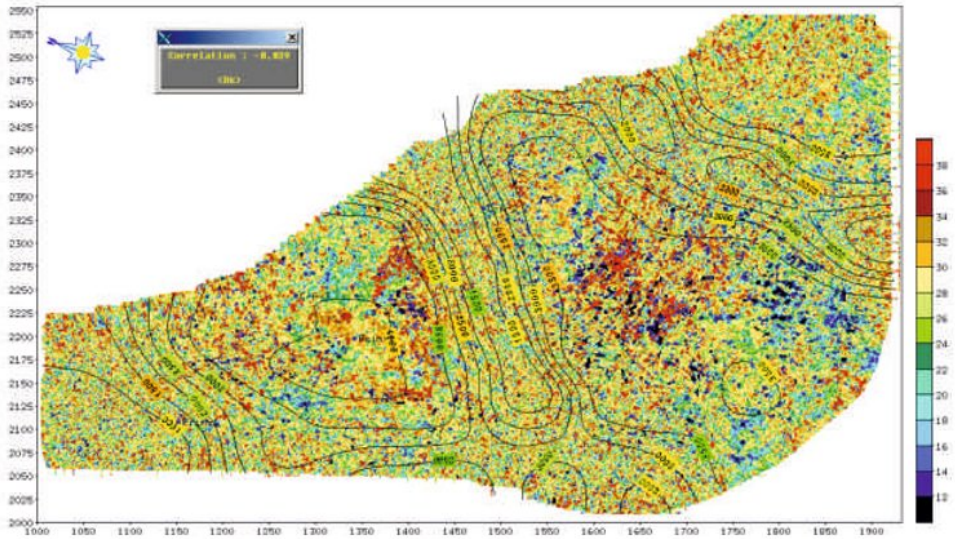


Рис. 7. Ширина полосы пропускания амплитудно-частотного спектра в интервале 300 мс ниже C_2b с наложенным структурным планом по кровле соли.

Следует отметить, что амплитудные оценки волнового поля имеют *большие* значения в пределах мульдовых зон съёмки (см. Рис. 1 - 4, где глубина соли больше 3500 м), тогда как под куполами значения *уменьшаются*. Это свидетельствует о сильном искажающем влиянии соляных куполов на амплитудные характеристики сейсмической записи в интервале подсолевых отложений, и это влияние не удаётся в полной мере скомпенсировать применением временной миграции до суммирования.

На рисунках 5 - 7 представлены карты параметров спектральных оценок: изрезанность, преобладающая частота и ширина полосы пропускания амплитудно-частотного спектра. Для этих оценок, в сравнении с амплитудными параметрами, отмечена иная ситуация, практическое отсутствие корреляции с конфигурацией кровли соли. **Ккор** для параметра изрезанность амплитудно-частотного спектра составил (**-0.025**) (см. Рис. 5), для преобладающей частоты амплитудно-частотного спектра – (**-0.05**) (см. Рис. 6), для ширины полосы пропускания амплитудно-частотного спектра – (**-0.025**) (см. Рис. 7). Это в первую очередь свидетельствует о том, что в процессе обработки *был корректно восстановлен частотный состав* сейсмической записи.

Полученные оценки сейсмических данных свидетельствуют о том, что достоверность динамического анализа и возможного прогноза коллекторских свойств *башкирских отложений* под соляными куполами более низкая, чем в пределах межсолевых мульд. Однако, количественно оценить снижение достоверности в рамках решавшихся задач не представляется возможным.

Разработанная в ООО НПК «Геопроект» система оценки качества сейсмического материала МОГТ-3Д достаточно эффективна и может быть использована на различных этапах сейсморазведочных работ.

Литература

1. Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ № 2003612580 «RAZREZ». Реестр программ для ЭВМ, Москва, 2003.

Подробнее об авторах



Шкуратов
Олег Игоревич

к.г.-м.н,
главный технолог
ООО НПК Геопроект



Ячменева
Людмила Васильевна

к.г.-м.н, зам. директора
по производству
ООО НПК Геопроект

Система контроля качества в реальном времени и обработки данных морской сейсморазведки ГЕОГАЛС

Недоспасов А.А., компания ГЕОГАЛС, г. Москва

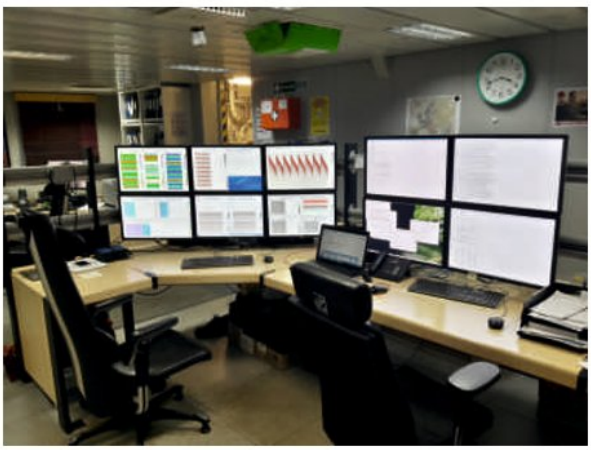


Рис. 1. Общий вид рабочих мест группы контроля качества и набортной обработки. Слева – место оператора RealTime QC.

В настоящее время ситуация на рынке программного обеспечения, предназначенного для контроля качества и обработки морских сейсмических данных, сложилась таким образом, что все основные пакеты программ принадлежат западным производителям. В современных условиях, когда объявлены санкции в отношении России, использование этих пакетов программ становится затруднительным или даже невозможным. Многие западные производители вынуждены ограничить использование этого ПО или препятствовать ему при проведении сейсморазведочных работах на шельфе России, к примеру, в Арктике или при глубине моря более 160 м.

Компания «Геогалс» поставила своей целью создать систему контроля качества и полевой (набортной) обработки сейсмических данных на основе имеющегося ПО российского производства. Следует отметить, что специалисты компании "Геогалс" имеют многолетний опыт работы с различными зарубежными системами контроля качества и обработки данных, что позволило задать высокие требования для новой российской разработки и говорить о реальном импортозамещении в данном сегменте.

После детального исследования рынка существующих российских программных продуктов, предназначенных для обработки и анализа сейсмических данных, в качестве основы был выбран программный продукт компании "Деко Геофизика" - RadEx Pro, уже хорошо зарекомендовавший себя в качестве системы контроля качества при проведении наземных работ [1].

В 2014 г. компании "Геогалс", "Деко Геофизика" и Центр анализа сейсмических данных МГУ заключили эксклюзивное соглашение на разработку специализированного программного обеспечения для набортного контроля качества и обработки сейсмических данных - ГЕОГАЛС. Сложность задачи состояла в том, что было необходимо фактически с нуля создать специальный модуль, обеспечивающий анализ и визуализацию всех требуемых параметров в реальном режиме времени и позволяющий производить оценку данных на каждом пикете, то есть каждые 7-10 секунд. Первые положительные результаты были получены в ходе полевого сезона 2015 г., когда были проведены опытно-методические работы непосредственно на борту судна.

Система ГЕОГАЛС организована так, что позволяет создавать более 30 различных потоков оценки и анализа данных, самые необходимые из которых (12-18) выводятся на шести мониторах оператора. В навигационном сезоне 2016 г. система ГЕОГАЛС была успешно запущена в производственном режиме на морских проектах 3D.

Набортная система контроля качества ГЕОГАЛС позволяет осуществить следующие этапы контроля сейсмических данных:

- контроль качества морских сейсмических данных в реальном режиме времени с формированием отчета в конце профиля (Real Time QC);
- оценка сейсмических данных, статистика и качества проведенных работ по профилю (Offline QC);
- стандартная обработка сейсмических данных с получением куба ближних удалений. (Standard Processing);
-обработка сейсмических данных по графу Fast Track;
- возможность корреляции основных опорных горизонтов в реальном режиме времени и проведение по ним картопостроения.

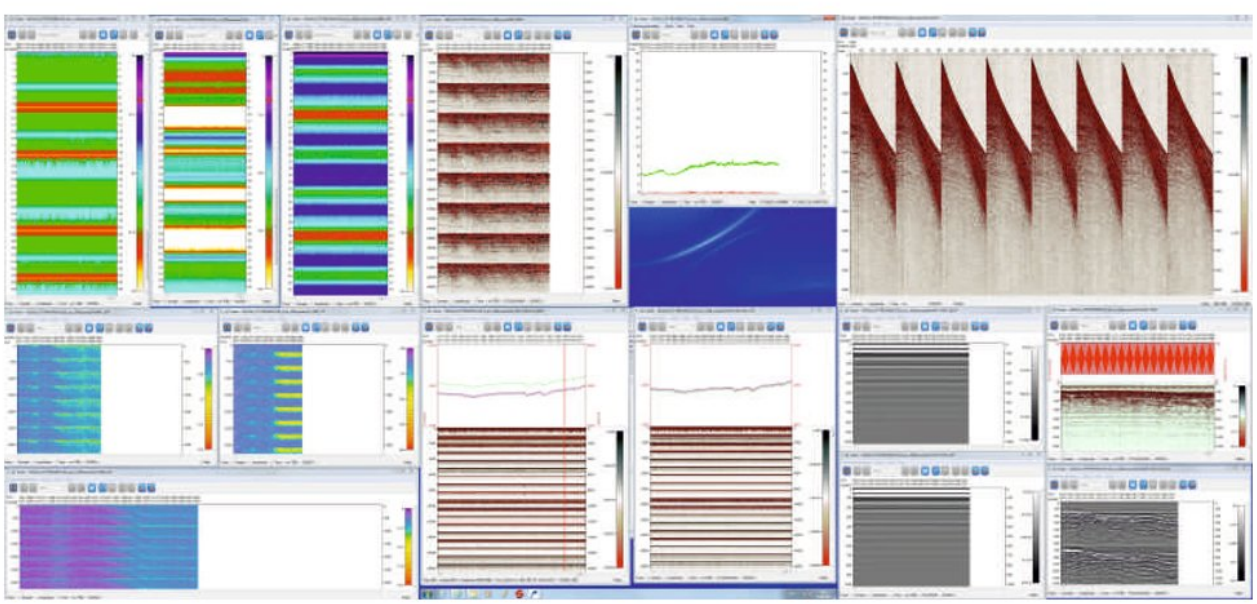
В данной статье, при рассмотрении модули системы ГЕОГАЛС, особое внимание будет уделено модулю **Контроля качества в реальном режиме времени**, так как **Offline QC** и **Стандартная набортная обработка** являются общепринятыми. А обработка **Fast Track** требует отдельного обсуждения, так как различные заказчики выдвигают различные требования к ее глубине и графу.

Модуль RTQC (контроль качества в реальном режиме времени)

Морские сейсморазведочные работы 3D – дорогостоящие исследования на шельфе. Соответственно, экономические потери в случае, если данные впоследствии забракованы контролем качества, также очень высоки. Контроль качества сейсмических данных в реальном режиме времени позволяет оперативно оценивать кондиционность данных. В случае нарушения спецификации (например, повышенный шум моря, сейсмическая интерференция, геометрия приемников или неправильная работа источников) профиль может быть прерван и/или могут быть приняты меры, позволяющие сохранить требования спецификации (изменение скорости судна; связь с судном, вызывающим интерференцию; переключение источников на запасные). По окончании профиля отчет о контроле качества формируется за несколько минут и предоставляется представителю Заказчика и Начальнику партии, что позволяет быстро и эффективно планировать дальнейшее продолжение работ.

Устройство и основной функционал.

Для обеспечения RT QC на шесть мони-



▲ *Рис. 2. Общий вид экранов RT QC.*

торов оператора выводится ряд окон контроля качества и анализа различных параметров. Окна обновляются с каждым выстрелом. Параметры визуализации подобраны с целью, в первую очередь, привлечения внимания оператора в случае выхода контролируемых параметров за пределы спецификации. Выделим следующие группы окон (имея в виду, что конкретный набор окон и параметров несколько меняется в зависимости от требований конкретного контракта):

1. Сейсмограмма. В окне отображаются сейсмограммы всех кос на каждом выстреле. Мониторинг сейсмограмм позволяет оперативно выявлять, например, зацепы на косах, интерференцию от другого сейсмического судна, наводки на косы, шумы и т.д. Есть возможность изменять временной интервал и делать предварительный анализ (фильтрацию) сейсмограмм.

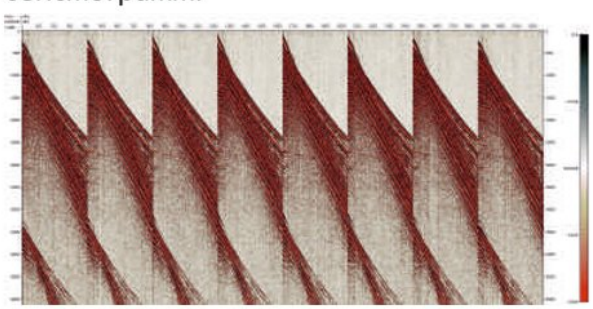


Рис. 3. Окно сейсмограммы. Отчетливо виден автоподрыв пневмоисточника.

2. Группа окон контроля пневмоисточников. На морских проектах 3D, в силу сложного устройства групп пневмоисточников, контроль ПИ в реальном времени особенно важен.

В окнах этой группы отображаются: сейсмограммы и суммарные разрезы, полученные с гидрофонов на источниках, отдельно по правому и левому бортам; время до первичного импульса и его амплитуда; период вторичной пульсации пузыря. Дополнительно на суммарные разрезы с гидрофонов каждого борта выводятся графики давления в каждой линии ПИ.

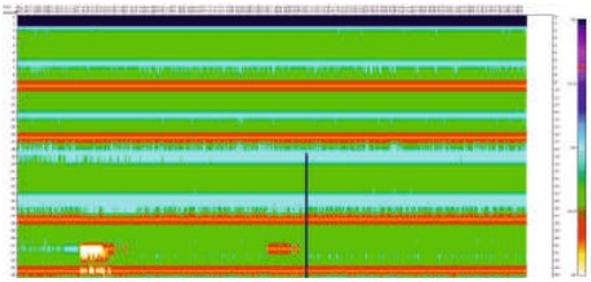


Рис. 4 Период вторичной пульсации пузыря. Видны утечки ПИ, пропуск выстрела.

Мониторинг этих окон позволяет оперативно выявлять утечки ПИ, автоподрывы и т.д.

3. Группа карт среднеквадратичных амплитуд. Выводятся среднеквадратичные амплитуды в зонах начала записи (water column), целевых отражений, конца записи.

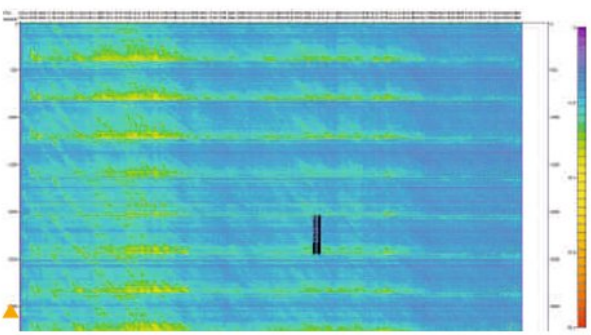


Рис. 5. Карта среднеквадратичных амплитуд в конце записи. Отчетливо видны ошибки телеметрии на одной из кос.

4. Разрезы ближних удалений, общий и отдельно по каждому борту источников. К этой же группе относится окно графика отношения амплитуд между двумя бортами ПИ.

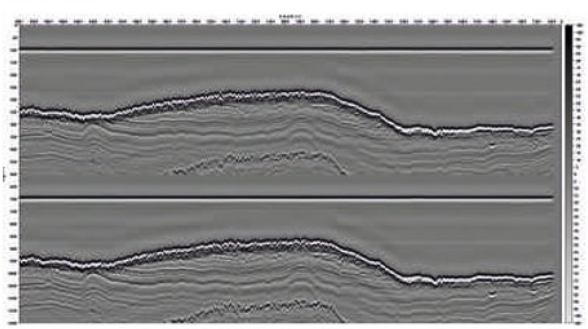
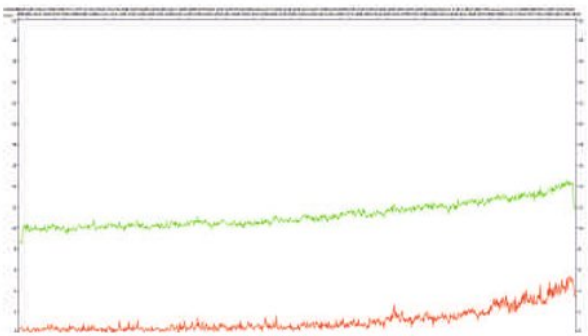


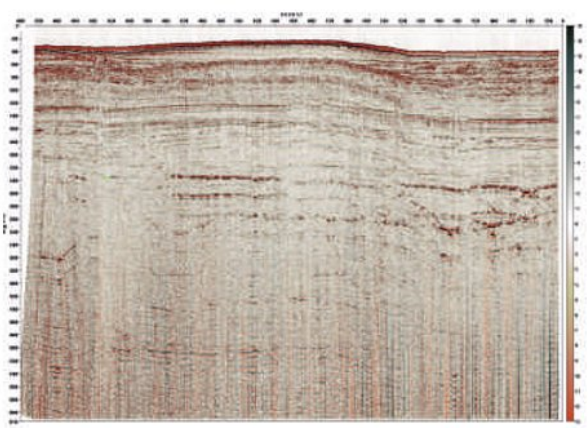
Рис. 6. Разрезы ближних удалений, полученные по двум бортам источников.

5. Окно графика шума моря (swell noise). Позволяет оперативно отслеживать приближение к границам спецификации по шуму и выход за эти границы.



▲ *Рис. 7. Уровень шума моря. Отчетливо видно возрастание шума вследствие ухудшения погодных условий. Профиль был прерван по шуму.*

6. Окно суммированного разреза (brute stack) по одной из кос в реальном режиме времени.



▲ *Рис. 8. Суммарный 2D разрез вдоль линии профиля по произвольной точке источник-приемник.*

По окончании профиля скриншоты окон автоматически включаются в Отчет по профилю (EOL report), который формируется в течение нескольких минут и предоставляется представителю Заказчика на борту.

Следующие модули Системы контроля качества ГЕОГАЛС будут подробно описаны в следующих публикациях журнала по мере их оптимизации и внедрения в производственный режим.

Модуль OfflineQC (контроль данных и статистика после завершения отстрела профиля и составление отчета).

Данный модуль разработан и находится в стадии производственных испытаний. Последовательность всех процедур выполняется по завершении профиля. Обязательным условием является контрольное считывание полевых данных и контроль записи на полевых лентах. Рассчитываются среднеквадратичные амплитуды по каждому приемному каналу (предоставляются в виде таблицы или графика).

После получения навигационных данных производится бинирование и присвоение геометрии (с последующим контролем геометрии, navQC). Данные с присвоенной геометрией выгружаются в формат SEG-Y для передачи Заказчику. После контроля и присвоения геометрии заканчивается подготовка отчета о завершении профиля (EOL).

Модуль стандартной набортной обработки сейсмических данных (находится в стадии оптимизации).

Граф стандартной набортной обработки согласуется с Заказчиком отдельно на каждом контракте, однако обязательными результатами на выходе являются куб ближних удалений (а также разрезы по inline, crossline и временные срезы) и куб скоростей.

Модуль обработки Fast Track сейсмических данных (находится в стадии тестирования).

Граф Fast Track индивидуален для каждого проекта и согласуется с Заказчиком отдельно на каждом контракте, однако обязательным условием является получение обработанного куба фактически одновременно с окончанием полевых работ на объекте.

Модуль предварительного картопостроения по выделенным сейсмическим горизонтам (находится в стадии производственного внедрения).

Модуль позволяет проводить корреляцию основных опорных горизонтов в реальном режиме времени и делать на основе этих данных картопостроение по исследуемой площади. Так же как и Fast Track, данные по картопостроению должны быть предоставлены фактически одновременно с окончанием полевых работ на объекте.

В настоящее время в различных стадиях разработки и тестирования находятся следующие версии системы:

- для инженерных изысканий;
- для работ в транзитной зоне;
- для супервайзинга.

Литература

1. Программа обработки сейсмических данных RadExPro, www.radexpro.ru, 2016

Объявление для подписчиков

Журнал «Приборы и системы разведочной геофизики» издается с 2002 года и является единственным тематическим периодическим изданием в современной России, освещающим актуальные проблемы геофизического приборостроения.

Наряду с публикациями, посвященными сугубо практическим вопросам геофизического приборостроения, в журнале 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.

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

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.

Журнал включен в Российский индекс научного цитирования (РИНЦ).

Периодичность издания 4 номера в год (ежеквартально).

Web-сайт журнала: psrgeo.ru
Адрес редакции: 410019, г.Саратов, ул. Крайняя, 129, ИнформГеофизСервис
Электронная почта: turlov@mail.ru
Телефон: +7 (8452) 64-14-32

Продолжается подписка на 2017 и последующие годы.



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

Редакция журнала выходит с инициативой о создании в журнале новой рубрики

«КРУПНЫМ ПЛАНОМ»

в которой предполагается размещать информационные и рекламные материалы о ведущих российских НИИ, кафедрах ВУЗов, предприятиях и организациях, деятельность которых связана с поиском и разведкой полезных ископаемых и, в частности, с нефтегазовой геофизикой. Целесообразность такой рубрики определяется важной и постоянно растущей ролью, которую играют геофизические методы поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых в обеспечении экономичекой стабильности нашей страны.

Редакция считает, что информация, размещаемая в данной рубрике, будет полезна всем, интересующимся современным состоянием различных направлений разведочной геофизики в нашей стране, традиционно группируемым по методам разведки (сейсмическая, гравимагнитная, электромагнитная, комплексная интерпретация и т.д.) и теми, кто это состояние определяет.

Мы будем благодарны всем, приславшим свои замечания или пожелания по уточнению содержания данной рубрики, форме представления информационных материалов и т.д.

Первый выпуск данной рубрики посвящен –

Саратовскому Нижне-Волжскому научно-исследовательскому институту геологии и геофизики (НВ НИИГГ)

Геофизические работы в АО «НВНИИГГ»

Михеев С.И., АО «НВНИИГГ», г. Саратов

В статье дана подробная информация о современном состоянии и перспективах геофизических работ, выполняемых в институте. Приведен перечень наиболее значимых (по мнению автора) работ в области геофизики, выполненных специалистами института на протяжении его более чем полувековой истории существования.

История института была заложена в 1956 году формированием в Саратове филиалов двух ведущих в своих областях московских институтов: ВНИИ геофизики и Всесоюзного НИИ геологоразведочного нефтяного института. Эти структуры были образованы в Саратове после открытия в октябре 1941 г. знаменитого Елшанского нефтегазового, а затем Соколовогорского, Песчаноуметского и других месторождений. В 1961 году произошло объединение филиалов и создание на их основе нового предприятия - НИИ геологии и геофизики. Одной из его главных задач стало методическое обеспечение геофизических работ, разработка и внедрение в производство новых геофизических технологий.

Современное состояние и перспективы геофизических работ в институте во многом определяются предшествовавшими достижениями. Остановимся далее на обсуждении наиболее значимых (по мнению автора) из ранее созданных в стенах НВНИИГГ разработок в области геофизики.

Наиболее известной разработкой специалистов института в области геофизики является, вероятно, метод зондирования становлением поля в ближней зоне (ЗСБ). Наблюдения в нем проводятся при размерах установки, меньших глубины исследования. Появление и распространение метода ЗСБ (авторы В.А. Сидоров, В.В. Тикшаев, 1967 г.) было обусловлено недостаточной разрешающей способностью предложенного ранее Л.Л. Ваньяном и другими исследователями метода зондирования становлением поля в дальней зоне (ЗСД). Идея проведения зондирований при малых размерах уста-

новки была принципиально новой, так как в середине 60-х годов считалось, что зондирования при малых разносах принципиально невозможны. В настоящее время метод ЗСБ получил всеобщее признание и широкое применение при поисках нефтегазовых месторождений, решении инженерных, экологических и других задач. Развитие обсуждаемого метода привело к созданию “саратовской школы электроразведчиков”

Среди разработок НВНИИГГ так же весьма большую известность получила энергетическая теория интерференционных систем [1]. Энергетический метод, предложенный в конце 50-х - начале 60-х годов Беспятовым Б.И., Юрченко В.Г. как альтернатива спектральному методу, позволяет вычислять прогнозные оценки эффективности интерференционных систем. Это дает возможность оперативно, на объективной основе выбирать параметры полевых систем (кратность профилирования МОГТ, характеристики групп источников и приемников сейсмических колебаний и пр.). Авторы метода внедрили его в большом количестве организаций, где благодаря физической наглядности и адаптированному для решения практических задач программному обеспечению он получил всеобщее, за редкими исключениями, признание отечественных геофизиков. К сожалению, в настоящее время исследования по развитию теоретических основ интерференционных систем в институте, как, впрочем, и в других организациях, ведутся лишь в инициативном порядке. Между тем, проблема выбора оптимальных параметров систем наблюдений по-прежнему остается весьма актуальной. Поэтому разрозненные работы в данном направлении продолжаются. В качестве примера результатов таких работ

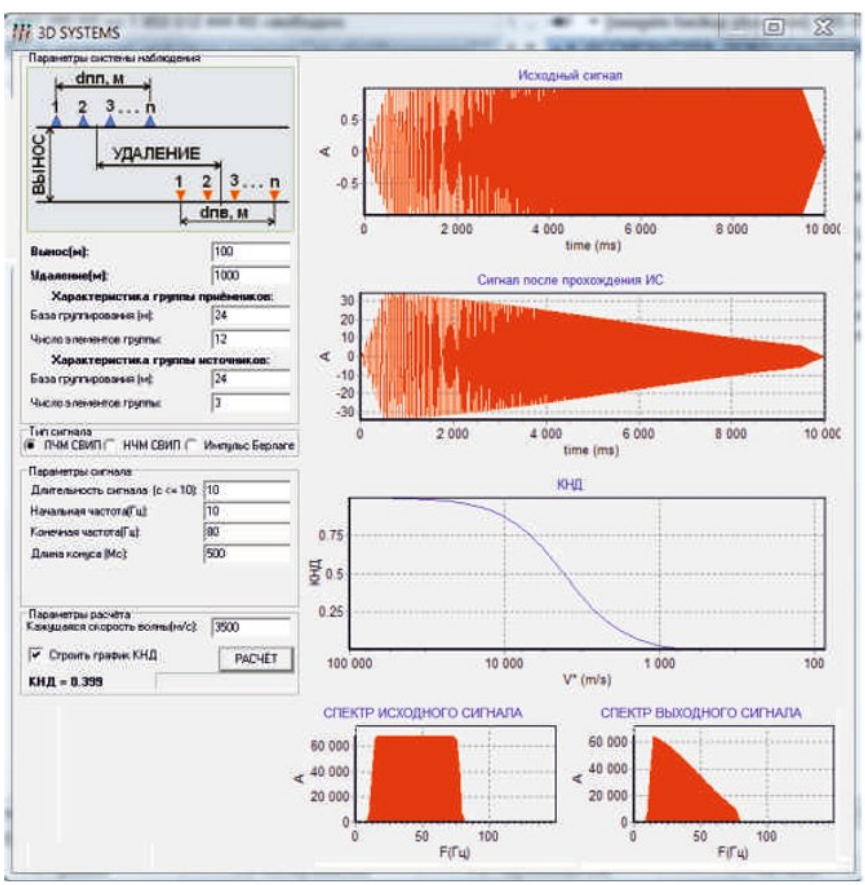


Рис. 1. Рабочее окно программы анализа характеристик интерференционных линейных и 3D систем в вибросейсе с примером результатов расчета для конкретных параметров системы наблюдений.

можно привести программу анализа характеристик интерференционных линейных и 3D систем в вибросейсе (Михеев С.И., Михеев А.С., 2014г.). Рабочее окно данной программы с примером результатов расчета для конкретных параметров системы наблюдений приведен на рис. 1.

Примером активно использующейся и развивающейся разработки может служить технология построения сейсмоэлектрических временных разрезов (СЭВР-ов), предназначенная для совместной интерпретации данных МОГТ и ГИС, а также электроразведки ЗСБ в единой системе координат [11, 19]. Методика основана на использовании корреляционной связи между временами регистрации сейсмических и электромагнитных сигналов.

Свое развитие технологические приемы СЭВР получили в технологии COMINTER [8], позволяющей строить согласованные физико-геологические модели на основе комплексирования сейсмического, электромагнитного и потенциальных полей. В развитие данной технологии Соколовой И.П. разработаны новые критерии диагностики сейсмогеоэлектрических аномалий для оценки характера флюидонасыщения коллекторов.

В последние годы разработана новая модификация СЭВР для учета искажающего влияния скоростных неоднородностей верхней части разреза в сейсморазведке по материалам малоглубинной модификации ЗСБ.

Практика геологоразведочных работ требует эффективного решения задач прогнозирования состава и свойств пород. Систематические исследования в данном направлении ранее были выполнены под руководством В.А.Шестюка [23]. На настоящий момент большую востребованность имеет разработанная в НВНИИГГ технология вероятностного литологического прогнозирования (ВЛП), предложенная Е.Г.Скорняковой, И.А Титаренко. В ее основе лежит статистический подход к решению обратной динамической задачи сейсморазведки методом подбора [18, 20].

В НВНИИГГ также разработана и с положительными результатами опробована высоконаправленная поляризационная модификация ОГТ (ВП ОГТ). Методика ВП ОГТ ориентирована на выделение продольных PP и обменных поперечных PS волн [15].

В ней для регистрации применяется специальная платформа на которой под определенным углом установлены сейсмоприемники. Высоконаправленный прием волн разного типа достигается в результате преобразований регистрируемых компонент. ВП ОГТ апробирован с положительными результатами в Бузулукской впадине, Саратовском Правобережье, во внутренних частях Прикаспийской впадины, в пределах Оренбургского вала и др.

Практически с момента образования в институте совершенствуются и разрабатываются новые способы возбуждения упругих колебаний. Из разработок по данному направлению отметим способ монохроматической вибросейсморазведки, а также способ многоуровневой вибросейсморазведки [9].

При разработке способа монохроматической вибросейсморазведки исполнители работ (В.А.Михайлов и др.) разработали теоретические основы анализа и синтеза операторов монохроматического преобразования для гармонических сигналов ограниченной длительности, а также методику полевых работ и способы обработки монохроматических виброграмм (патент РФ № 1721561).

Для повышения надежности картирования отражающих горизонтов и более уверенного выделения связанных с ловушками углеводородов аномалий волнового поля в 2005 г. была предложена, а затем запатентована [7] технология полевых работ в комплексе с предварительным преобразованием полевых сейсмозаписей. Комбинирование в едином цикле наблюдений различных приемных апертур позволяет значительно повысить качество результатов без дополнительных затрат.

В русле развития методик невзрывного возбуждения упругих колебаний выполнялись также исследования по разработке новых и совершенствование ранее созданных технологий наземно-скважинной сейсморазведки. Результаты этих исследований легли в основу усовершенствованной В.А.Михайловым технологии вертикального сейсмического профилирования в процессе бурения (ВСП ПБ). Попутно была разработана серия пьезодатчиков, обеспечивающих регистрацию волнового поля в сложных условиях работы.

Реализованная в институте идея многоуровневого подхода при геофизических работах заключается в обеспечении технико-методических условий получения высококачественной информации обо всех целевых уровнях геологического разреза на основе единого технологического цикла. По результатам выполненных исследований в 2004 г. были подготовлены методические рекомендации по применению многоуровневой вибросейсморазведки на опорных профилях в масштабе отрасли (Михеев С.И. и др.).

Принципиально новым направлением работ НВНИИГГ по развитию геофизических технологий явилась разработка поисковых методов, основанных на принципах нелинейной геофизики. Исследовательские работы по изучению нелинейных явлений ведутся в институте уже более 20 лет, причем, частично совместно с ведущими специалистами других организаций: Института геоэлектромагнитных исследований ОИФЗ РАН, Наро-Фоминского филиала «ВНИИГеофизика», саратовского технического университета и др. Акцент при этом делается на прогнозирование нефтегазоносности разреза. Примерами полученных результатов могут служить изобретения [13, 14]. Убедительные материалы, подтверждающие результативность изучения нелинейных явлений при нефтегазопоисковых работах, получены В.А.Михайловым на профилях МОГТ в юго-западной части Верхнекамской впадины, С.И.Михеевым при картировании отражающих границ в надсолевом интервале разреза Новоузенской зоны Прикаспийской впадины и др.

Большое внимание в институте уделяется проблемам скоростного анализа сейсмических данных. В институте разработаны оригинальные программно-алгоритмические комплексы построения скоростных моделей сред (О.В.Куколенко, И.И.Хараз и др.). Так, с целью повышения точности скоростного анализа данных МОГТ в НВНИИГГ разработан оригинальный алгоритм и программный комплекс «SUMSKOR» (свидетельство регистрации №2002611696). В основе комплекса заложены алгоритмы, реализующие направленное суммирование по годографам ОГТ, а также глубинные построения с учетом преломления луча на промежуточных границах. Предложен также способ определения интервальных скоростей по значениям времен t0 и tl, где l-фиксированное расстояние приемник-источник.

Разработанные технологии обеспечивают определение скоростей с ошибками не более 3 - 5 %.

Начиная с 1992 года НВНИИГГ проводились работы по изучению сейсмической опасности территории Поволжья. Работы велись под руководством В.А. Огаджанова. В результате этих исследований совместно с ОИФЗ РАН составлена карта общего сейсмического районирования территории Поволжья. На настоящий момент данные исследования приостановлены в связи с проблемами их финансирования.

Значительное место в комплексе геофизических работ института до недавнего времени занимали малоглубинные геофизические исследования. Они включают малоглубинную модификацию электромагнитной разведки - зондирования становлением поля в ближней зоне (МЗСБ) и малоглубинную сейсморазведку (МПВ и МОГТ). По нашему мнению, среди работ института в обсуждаемом направлении весьма перспективны разработанные в институте рекомендации по применению геофизических технологий для целей геологической съемки масштабов 1:200 000 и 1:1 000 000.

В последние годы институт выполнял оригинальные исследования по применению малоглубинной электроразведки для определения статических поправок. Многочисленные эксперименты, выполненные в пределах Саратовской области и Восточной Сибири, показали возможность эффективного учета неоднородностей верхней части разреза в сейсморазведке по электроразведочным данным.

По инициативе института при производстве региональных исследований уже более 20 лет применяется методика многократного профилирования с широкой апертурой (ОГТ - «ША»), т.е. системы наблюдения ОГТ с увеличенными разносами источник-приемник Xmax = 6-14км. Так, при отработке регионального профиля Оренбург-Маныч, проходящего вдоль бортового уступа во внутренней части Прикаспийской впадины, в результате применения методики ОГТ - «ША» выделены устойчивые динамически выраженные отражения на временах t=11.6 - 12.9с (поверхность Мохоровичича).

В настоящее время вышеуказанные и другие разработки продолжают в той или иной мере совершенствоваться, используются в различных геофизических организациях. При этом в самом институте геофизические работы сейчас выполняются в отделе геофизических исследований, а также в филиале - "Саратовская геофизическая экспедиция (СГЭ)". Отделом геофизических исследований руководит Титаренко И.А., СГЭ относительно недавно возглавил опытный производственник Спицын И.В. Геофизические исследования имеют, в основном, прикладной характер и охватывают практически все составляющие их элементы: от полевых работ до геологической интерпретации наблюденных данных.

За счет средств госбюджета и средств нефтяных компаний СГЭ ежегодно отрабатывает значительный объем профилей МОГТ. Например, в 2016 г. полевые работы МОГТ суммарным объемом около 2-х тысяч погонных километров проводятся в Оренбургской и Ульяновской областях. Полевые наблюдения проводятся двумя полностью укомплектованными сейсмопартиями. Полученные записи обрабатываются и совместно с данными ГИС интерпретируются. В рамках объектов геологоразведочных работ одновременно с новыми материалами, как правило,

переобрабатываются и переинтерпретируются архивные сейсмозаписи.

Объем выполняемых в настоящее время институтом научно-исследовательских работ в области технико-методического обеспечения геофизических работ относительно невелик. Руководство нефтяных фирм полагает нецелесообразным финансировать подобные работы в условиях, когда в большом количестве предлагаются для использования готовые разработки. Государственные же заказы почти полностью связаны с производством региональных геологоразведочных работ. Так, начиная с 2014 г. и по настоящее время институт проводит НИР по единственному проекту «Разработать технологию комплексного применения продольных (PP) и обменных (PS) волн для прогноза структурных и неструктурных ловушек нефти и газа» (Государственный контракт № ОК-03-34/28 от 15.12.14 г.)

Обсуждая роль НВНИИГГ в развитии новых геофизических технологий, отметим то обстоятельство, что институт не только проводит собственные исследовательские работы по разработке новых технико-методических приемов, но и охотно сотрудничает в этом вопросе с другими предприятиями. Так, в последние годы с участием специалистов института прошли испытания вибраторы «Русич» (ГЕОСВИП), бескабельная телеметрическая сейсморегистрирующая система SCOUT (СКБ СП), аппаратурно-методический комплекс адаптивной сейсморазведки АВИС (ООО «Геофизические Системы Данных»), импульсный гидропневматический источник сейсмических волн ГПИ-2 (ОАО «Инженерно-технический центр «Силовые импульсные системы», фирма «RALOT») и др. Участие в тестировании новых геофизических технологий дает возможность первыми ознакомиться с их достоинствами и недостатками, получить опыт работы, выбрать оптимальные варианты технического перевооружения предприятия и тем самым обеспечить себе преимущества на рынке геофизических услуг. Так, после проведенных испытаний технологии адаптивной вибросейсморазведки (АВИС) последовало ее приобретение и широкое использование при производстве региональных и поисково-оценочных геологоразведочных работ. Такая же ситуация сложилась с источниками СВ-27/150БКГ и "Енисей-КЭМ-4", сейсмоприемниками GS-One и др.

Разработка новых геофизических технологий, обеспечение их высокой геологической эффективности требует использования соответствующего технического оснащения и программного обеспечения. Для производства полевых сейсморазведочных работ СГЭ в настоящее время обладает двумя комплектами по пять виброисточников «ГЕОСВИП» марки СВ-27/150БКГ и R-Vib (ООО ВИОН, ION). Высокие технические и эксплуатационные характеристики вибрационных установок обеспечиваются, помимо прочего, применением наиболее совершенных систем управления PELTON (США) и GDS II (НПП «Специальные геофизические системы данных). Это, с одной стороны, позволяет повысить качество полевых материалов, с другой – добиваться чистоты экспериментов по совершенствованию способов невзрывного возбуждения. Особо подчеркнем, что наличие системы GDS II дает возможность применять технологию АВИС.

Помимо вибраторов при сейсмических работах применяется импульсный электродинамический источник "Енисей-КЭМ-4" на шасси УРАЛ 5571.

Для регистрации сейсмических колебаний в СГЭ имеется три телеметрические системы «ПРОГРЕСС-Т2» (ОАО «СКБ СП»). Кроме того, «на вооружении» есть две линейные сейсморазведочные станции «Прогресс-Л» для малоглубинных наблюдений МПВ и МСК.

Методические возможности института расширились после приобретения в 2015 году высокочувствительных сейсмоприёмников GS-One (600 шт.). Данные сейсмоприемники являются новой разработкой компании OYO GEOSPACE и имеют чувствительность в 6 раз выше по сравнению с чувствительностью обычных электродинамических сейсмоприёмников. Тем самым обеспечивается возможность выполнения геофизических работ с одиночными сейсмоприёмниками с более плотной расстановкой, что соответствует современным тенденциям развития сейсмического метода.

Традиционно институт проводил и проводит значительные объемы электроразведочных работ. Выполняемые собственными силами СГЭ полевые электроразведочные наблюдения последние годы проводятся методом МТЗ комплектом пятиканальных измерительных станций MTU-5 фирмы «Phoenix Geophysics» (Канада), позволяющих регистрировать электрические (Ex, Ey) и магнитные (Hx, Hy, Hz) компоненты магнитотеллурического поля.

Важной, быстро развивающейся составляющей геологоразведочного процесса является обработка и интерпретация полевых геофизических материалов. На настоящий момент они выполняются в институте с использованием наиболее известных отечественных и зарубежных программно-алгоритмических комплексов, а также, разработанных в институте авторских программ. Из зарубежных применяются программные комплексы признанных мировых лидеров: Focus (Paradigm Geophysical, США/Израиль), ProMAX (Halliburton,США), Kinqdom Suite (Seismic Micro-Technology, США), GeoGraphix ® Discovery 5000 (Halliburton, США), GeoDepth (Paradigm Geophysical, США/Израиль), Jason (Fugro Jason, США).

При экспресс-обработке используются также отечественные обрабатывающие комплексы Seis Win (ООО «Геофизические системы данных", Россия), RadExPro (ООО «ДЕКО-Геофизика СК» Научный Парк МГУ)

Контроль качества полевых материалов осуществляется с применением программы SeisCont (ВНИИгеосистем, Россия).

Надежной базой для геологической интерпретации получаемых геофизических данных, разработки новых геофизических технологий работ является значительный объем геологической и геофизической информации, накопленной в НВНИИГГ по территории Прикаспийской, Волго-Уральской и другим НГП. Институт располагает уникальной информационной базой: полевые сейсмические записи, диаграммы ГИС (около 1,5 млн. км каротажа), патентные фонды (около 60 тыс. единиц учета), научная библиотека, кернохранилище (более 700 тыс. образцов керна), справочно-информационный центр (более 220 тыс. единиц учета), коллекции образцов минералов, горных пород, нефтей, воды созданных на материале керна скважин, пробуренных за последние 50 лет. Наличие перечисленных и других материалов благотворно сказывается на научной и производственной деятельности предприятия, обеспечивает ему серьезные конкурентные преимущества в сфере геофизических работ.

Свидетельством признания роли НВНИИГГ как научного и методического координатора геофизических работ служит то обстоятельство, что начиная с 2001 года по заданию МПР РФ институт курирует геологоразведочные, в том числе геофизические работы на террито-

рии Волго-Уральской, Прикаспийской и Северо-Кавказской нефтегазоносных провинций. Выполнение кураторских функций требует оперативного решения задач оптимизации комплексов и методик геофизических работ, обобщения получаемых различными организациями материалов, обоснования приоритетных направлений геологоразведочных работ. Для решения возникающих задач в 2006 г. была создана супервайзерская служба. Частным результатом ее деятельности явилась разработка под руководством С.И.Михеева «Руководства по оценке кондиционности (качества) выделения нефтегазоперспективных объектов по данным сейсморазведки 2D-МОГТ».

Происходящие в геологической отрасли структурные изменения коснулись и НВНИИГГ. В 2015 году институт был преобразован в акционерное общество. На момент написания статьи институт вступает в новый этап своего развития уже в составе государственного холдинга «Росгеология».

После обсуждения состояния геофизических исследований укажем на проблемы, препятствующие достижению институтом еще более значимых результатов. К таким проблемам, в первую очередь, можно отнести:

- недостаточный объем финансирования НИР по разработке новых геофизических технологий;
- старение научных кадров института, характерное практически для всех научных организаций страны;
- недостаточное моральное и материальное поощрение научных достижений;
- отсутствие эффективного механизма внедрения научных разработок в практику геофизических работ.

Несмотря на отмеченные трудности, научно-исследовательские работы с задачами совершенствования технологий геофизических работ в институте проводились и будут проводиться. Доказательством тому служит высокая активность специалистов НВНИИГГ в изобретательской деятельности. Практически ежегодно ими оформляются заявки на изобретения.

Обобщая вышеприведенные данные можно заключить, что геофизические подразделения института, в основном, сохранили высококвалифицированных специалистов, эффективно выполняют научные и производственные работы, кадровый состав медленно, но пополняется молодыми специалистами. Все это дает основания с оптимизмом смотреть в будущее.

Литература

1. Беспятов Б.И. Методические основы повышения эффективности сейсморазведки методом отраженных волн. -Саратов, изд-во СГУ, 1972, 280 с.

2. Михайлов В.А., Глечиков В.А., Сахнова Е.Я. Основные принципы формирования интегральных операторов монохроматического преобразования сейсмозаписей // Геологическое изучение и использование недр: Научн.-тех. информ. сб. / ЗАО «Геоинформмарк». -М., 1997, вып. 6, 42-47 с.

3. Михеев С.И. Технология высокоразрешающей многоуровневой вибросейсморазведки / Изобретения и рацпредложения в нефтегазовой промышленности. Вып. 5. Москва, ВНИИОЭНГ, 2005. – с. 6 – 8

4. Михеев С.И., Гестрин С.Г., Живодрова М.В. Теория и перспективы использования ангармонических эффектов в вибрационной сейсморазведке / Недра Поволжья и Прикаспия. Вып. 34. - Саратов, 2003. - с. 42 –45

5. Михеев С.И., Живодров В.А., О.П.Резепова, Б.В.Бучарский, А.Д.Бессонов. Определение статических поправок по данным малоглубинных электромагнитных зондирований становлением поля в ближней зоне / Недра Поволжья и Прикаспия. Вып. 31. - Саратов, 2002. - с. 41 –48

6. Озерков Э.Л. Пути использования сейсмоэлектрического взаимодействия полей

для прогнозирования залежей нефти и газа // Сб.рефератов Межд. Геофизической конференции SEG-ЕАГО,-М., 1992, 164-165 с.

7. Описание изобретения к патенту РФ № 2252436. Способ сейсморазведки с применением интерференционных систем возбуждения упругих волн для обеспечения оптимальных параметров регистрации и обработки в зависимости от глубины и изменения скорости / Живодров В.А., Хараз И.И., Резепова О.П. // БИ, 2003, № 13

8. Описание изобретения к патенту РФ №2154847. Способ геофизической разведки при поисках нефтегазовых месторождений / Смилевец Н.П., Соколова И.П. // БИ , 2001, № 12

9. Описание изобретения к патенту РФ № 2169382. Способ многоуровневой вибросейсморазведки / Михеев С.И., Михайлов В.А., Живодров В.А.// БИ, 2001, № 17

10. Описание изобретения к патенту РФ № 2148838. Способ обработки сейсмических данных / Хараз И.И., Михайлов В.А., Лепешкин В.П., и др. // БИ, 2001, №29

11. Описание изобретения к патенту РФ № 2155977. Способ геофизической разведки / Смилевец Н.П., Соколова И.П. // БИ, 2000, № 12

12. Описание изобретения к патенту РФ № 2105324. Способ сейсмической разведки при поиске нефтегазовых месторождений /Бутенко Г.А, Михайлов В.А., Тикшаев В.В.// БИ, 1998, № 5.

13. Описание изобретения к патенту РФ № 2119180. Способ геофизической разведки / Хараз И.И., Михайлов В.А.,Тикшаев В.В. и др. // БИ, 1998, № 26

14. Описание изобретения к патенту РФ № 2105324. Способ сейсмической разведки при поисках нефтегазовых месторождений / Бутенко Г.А., Михайлов В.А., Тикшаев В.В. // БИ, 1998, № 5

15. Описание изобретения к патенту СССР №1329410. Способ регистрации сейсмических колебаний / Куколенко О.В. // БИ, 1987, №13

16. Описание изобретения к патенту СССР № 935847. Способ поиска газовых месторождений / Иванкин В.П., Беспятов Б.И., Ломовцева Б.Я. // БИ, 1982, №2

17. Селезнев В.А., Живодров В.А. Принципы повышения эффективности импульсных электромагнитных сейсмоисточников малой мощности для исследования малых глубин / Приборы и системы разведочной геофизики, СО ЕАГО, № 1, 2003, с. 12-16

18. Скорнякова Е.Г., Титаренко И.А. Сейсмопетрофизическое прогнозирование методом ВЛП. Геофизика, спецвыпуск "Технология сейсморазведки" 11, 2003, с. 100-102.

19. Смилевец Н.П. Новый подход к комплексной интерпретации геофизических данных. - «Геофизика», № 6, 1997

20. Титаренко И.А., Скорнякова Е.Г., Мифтахов Р.Л. Вероятностный литологический прогноз, - Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ № 980516, РФ, 1998

21. Хараз И.И. Методика изучения скоростей по годографам сейсмических волн и их интерпретация в сложнопостроенных средах: монография. Саратов: Изд-во СРО МОО ЕАГО, 2004-144с.

22. Хараз И.И., Резепова О.П.,Живодров В.А., Денисов В.Н. Оптимизация параметров полевой методики в комплексе с новой технологией предварительной обработки сейсмозаписей / Геофизика, ЕАГО, Спецвыпуск «Технология сейсморазведки- 11»,2003 г. с. 194-200.

23. Шестюк В.А. Применение комплекса геофизических методов для прогнозирования разреза и его нефтегазоносности в условиях прибортовой зоны Прикаспийской впадины. Саратов: Изд-во СГУ, 1984, 156 с.

Подробнее об авторах



Михеев
Сергей Иванович

Д.г.-м.н., заместитель генерального директора ФГУП «НВНИИГГ по геофизике, профессор СГУ.



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**

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