

ISSN 2074-8906

ПРИБОРЫ и СИСТЕМЫ РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ

ОБЩЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЕЖЕКВАРТАЛЬНЫЙ ЖУРНАЛ

ЯНВАРЬ-МАРТ

01/2015

Издается с 2002 г.

ТЕМА НОМЕРА:

ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ НА ШЕЛЬФЕ И В ТРАНЗИТНЫХ ЗОНАХ



ТАКЖЕ В НОМЕРЕ:

- Импульсно-фазовый метод обработки сейсмических сигналов
- Импульсный гидропневматический источник сейсмических волн



Объединяя стихии...



XZone

ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИЕ
СИСТЕМЫ



Bottom Fish

ДЛЯ РАБОТ
НА МОРЕ



Marsh Line

ДЛЯ РАБОТ
В ТРАНЗИТНОЙ ЗОНЕ



Fly Lander

ДЛЯ РАБОТ
НА СУШЕ



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

СОДЕРЖАНИЕ

О некоторых словах на букву «И»

Турлов П.А. 7

Шельф – большие перспективы.

Большие проблемы

Савицкий А.В. 8

Аннотация: Показаны основные результаты геолого-геофизических исследований ОАО «Дальморнефтегеофизика» в Дальневосточных морях и морях Восточной Арктики. Обсуждаются основные проблемы, препятствующие эффективной работе сервисных геофизических компаний на континентальном шельфе России. Рассмотрены новые перспективные направления, позволяющие увеличить ресурсы углеводородов.

Ключевые слова: Сахалин-1, шельф, сейсморазведка, перспективы.

Влияние неустойчивости параметров возбуждения на акустические характеристики пневматических групповых источников для морской сейсморазведки

Гуленко В.И., Рудаков А.В. 15

Аннотация: В настоящей работе рассматривается влияние на характеристики возбуждаемого группой сейсмического сигнала неустойчивости параметров давления из-за влияния множества факторов: объемы рабочих камер отдельных излучателей, их количество в группе, расстояние между излучателями и геометрия их размещения в пространстве, рабочее давление сжатого воздуха, глубина погружения группы, степень синхронности срабатывания излучателей и др.

Ключевые слова: сейсморазведка, морские источники, параметры возбуждения

Проблемы импортозамещения при выполнении сейсморазведочных работ в транзитных зонах и на мелководье российского шельфа

Рослов Ю.В., Половков В.В., Воронов М.А. 24

Аннотация: В данной статье кратко рассматриваются особенности проведения сейсмических работ в транзитных зонах и оценивается возможность проведения исследований с использованием отечественного оборудования.

Ключевые слова: сейсморазведка, аппаратура, транзитные зоны.

Комплексный подход при разработке оптимальных технических условий выполнения 3D сейсморазведочных работ в мелководной части шельфа Печорского моря

Горбачев С.В., Титов А.Б. 32

CONTENTS

On some words starting with "I"

Turlov P.A. 7

Shelf - great prospects.

Big problems

Savickij A.V. 8

Abstract: The basic results of geological and geophysical studies of JSC "Dalmorneftegeofizika" in the Far East seas and seas of the Arctic are discussed along with the major problems hindering the efficient operations of the service geophysical companies on the continental shelf of Russia. New promising directions, allowing to increase the resources of hydrocarbons, are considered.

Keywords: Sakhalin-1, shelf, seismic, prospects

Influence of instability of excitation parameters on the acoustic characteristics of pneumatic group for marine seismic sources

Gulenko V.I., Rudakov A.V. 15

Abstract: In this paper we consider the impact on the excited seismic signal of instability of pressure parameters due to the influence of many factors: the volume of the working chambers of individual emitters, their number in the group, the distance between the transmitters and their geometry, the operating pressure of compressed air, the depth, degree of synchronicity et al.

Keywords: seismic, marine sources, excitation parameters

Problems of import substitution for seismic surveying in the transition zones and shallow waters of the Russian shelf

Roslov Ju.V., Polovkov V.V., Voronov M.A. 24

Abstract: This article briefly discusses the features of seismic operations in transit zones and assesses the possibility of conducting research using Russian equipment.

Keywords: seismic, equipment, transition zones

An integrated approach to the development of optimal technical conditions for carrying out 3D seismic surveys in the shallow part of the shelf of the Pechora Sea

Gorbachev S.V., Titov A.B. 32

Аннотация: В работе представлен пример выбора технологии и методики сейсморазведочных работ для изучения шельфового участка в условиях арктического климата на примере конкретного участка. Выполнено сравнение технологий работ с буксируемым и донным оборудованием. Оценены преимущества и недостатки каждой из них для конкретных условий. Приводятся рекомендации по применению разных систем наблюдения для решения геологических задач.

Ключевые слова: морские сейсморазведочные работы 3D, буксируемое и донное оборудование, проектирование работ, моделирование.

Abstract: The paper presents an example of selecting techniques for seismic surveying to study offshore areas in the arctic climate on an example of a particular area. The comparison of streamer and OBC technologies is made. Assessed are the pro et contra of all technologies for specific conditions. Recommendations are provided on the use of different surveying systems to solve geological problems.

Keywords: marine seismic survey 3D, OBC and streamers, survey design, modeling.

Опыт проведения сейсморазведочных работ в районах, прилегающих к шельфу, в транзитных зонах «море-суша» с сейсмоисточниками «Геотон»

Гурьев С.В., Лопухов Г.П., Юров А.А. 42

Аннотация: В статье раскрываются основные тезисы доклада, представленного на совещании по импортозамещению ОАО «Росгеология» компанией «Геосейс» об опыте проведения сейсморазведочных работ в районах, прилегающих к шельфу, в транзитных зонах «море-суша» с использованием сейсмоисточников «Геотон».

Ключевые слова: сейсморазведка, Геотон, транзитные зоны

Experience in conducting seismic surveys in the areas adjacent to the shelf, in transit zones "sea-land" with the "Geoton" seismic source

Gur'ev S.V., Lopuhov G.P., Jurov A.A. 42

Abstract: The article describes the main points of the report presented by "GeoSeis" at the meeting on import substitution organized by "Rosgeologiya" about the experience of the seismic survey in the areas adjacent to the shelf, in transit zones "sea-land" using seismic sources "Geoton."

Keywords: seismic, Geoton, transition zones.

От хорошего – к лучшему, или нет предела совершенству

Захаров Н.В., Шумский Б.В. 45

Аннотация: Рассматривается разработанная в «Южморгеологии» уникальная технология для выполнения сейсморазведочных исследований в лиманно-плавневых зонах, позволяющая качественно выполнять возбуждение и прием колебаний, раскладку оборудования в заболоченных районах с любыми поверхностными условиями.

Ключевые слова: сейсморазведка, транзитные зоны, аппаратура

From good - for the better, or no limit to perfection

Zaharov N.V., Shumskij B.V. 45

Abstract: The article considers a unique technology developed in "Yuzhmorgeologiya" to perform seismic studies in estuary & flooded areas. This technology allows to carry out qualitative excitation and reception of seismic waves, layout of the equipment in marshy areas with any surface conditions.

Keywords: seismic, transition zones, equipment

Сейсморазведочные работы МОГТ 2D в транзитной зоне с использованием бескабельной сейсморегистрирующей системы «SCOUT»

Берешполец А.И., Гавшин А.Н., Рюмин В.А., Середенко О.А., Чомахидзе З.Г. 50

Аннотация: В статье рассматриваются результаты использования технологии бескабельного сбора сейсмической информации в сложных ландшафтных условиях района работ (плавни - болото, лиман, суша - рисоводческая система), полученные в ходе опытных работ в 2014 г.

Ключевые слова: сейсморазведка, транзитные зоны, аппаратура, бескабельные системы

CDP 2D seismic survey in the transit zone using cable-less seismic system «SCOUT»

Bereshpolec A.I., Gavshin A.N., Rjumin V.A., Seredenko O.A., Chomahidze Z.G. 50

Abstract: The article discusses the results of the use of technology of wireless seismic system in complex landscapes of the survey area (smooth – marsh, estuary, land - rice-based system), obtained during field trials in 2014.

Keywords: seismic, transition zones, equipment, cable-less systems

Кажущаяся или фиктивная нелинейность. Практика применения при широкополосном воздействии на среду

Архипов А.А. 57

Аннотация: Исследования проявляемых геологической средой нелинейных свойств, с целью их практического применения, проводятся уже более тридцати лет. В настоящей статье рассматриваются результаты анализа «нелинейных» эффектов при широкополосном воздействии на среду, сопоставимых по выраженности с линейными составляющими волнового поля.

Ключевые слова: сейсморазведка, нелинейность, широкополосное воздействие.

Apparent or fictitious nonlinearity. The practice of using a broadband impact on the environment

Arhipov A.A. 57

Abstract: Studies of nonlinear properties of the geological environment, with a view to their practical application, have been held for more than thirty years. This article discusses the results of the analysis of the "nonlinear" effects on broadband impact on the media, comparable in magnitude with the linear components of the wave field.

Keywords: seismic, nonlinearity, broadband impact.

Технологии сейсморазведочных работ в зонах мелководья с оборудованием Xzone

Запорожец Б.В., Крутов А.Л., Леонтьев И.В. . 63

Аннотация: Статья посвящена обзору технологий полевых работ на мелководье. Рассматриваются также вопросы увязки сухопутных и морских данных.

Ключевые слова: сейсморазведка, мелководье, транзитные зоны.

Seismic surveying in shallow water areas with XZone equipment

Zaporozhec B.V., Krutov A.L., Leont'ev I.V. 63

Abstract: The article reviews surveying techniques in shallow water. We also consider the problem of matching land and marine data

Keywords: seismic, shallow water, transition zones

Импульсно-фазовый метод обработки сейсмических сигналов. Часть I. Постановка задачи

Шайдуров Г.Я., Детков В.А., Копылов М.А., Шайдуров Р.Г. 68

Аннотация: Рассматриваются неэнергетические алгоритмы обработки сейсмических сигналов на основе извлечения динамических атрибутов - фазовых параметров сигналов, позволяющих увеличить разрешающую способность сейсморазведки при поиске маломощных залежей углеводородов, характерных для Восточной Сибири.

В первой части статьи обсуждаются общие вопросы импульсно- фазовых измерений и специфика решения этой задачи при обработке сейсмических сигналов.

Ключевые слова: сейсморазведка, разрешающая способность, импульсно-фазовые измерения.

Pulse-phase method of seismic signals processing. Part I. Formulation of the problem

Shajdurov G. Ja., Detkov V.A., Kopylov M.A., Shajdurov R.G. 68

Abstract: The article considers non-energy seismic signal processing algorithms based on the extraction of dynamic attributes - phase signal parameters, enabling to increase the resolution of seismic data when targeting for thin HC deposits typical for Eastern Siberia.

In the first part of the article the common questions of pulse-phase measurements and specifics of solving this problem in seismic are discussed.

Keywords: seismic, resolution, pulse-phase measurements.

Импульсный гидропневматический источник сейсмических волн

Экомасов С.П., Федотов С.А. 73

Аннотация: В статье рассматривается устройство оригинального импульсного источника, разработанного в ИТЦ «Силовые импульсные системы».

Ключевые слова: сейсморазведка, импульсный источник.

Impulse hydropneumatic source of seismic waves

Jekomasov S.P., Fedotov S.A. 73

Abstract: The article discusses the original impulse source device developed at ITC "Power Switching Systems"

Keywords: seismic, impulse source.

О качестве супервайзерского сопровождения в сейсморазведочных работах

Большат В.М. 79

On the quality of supervision in seismic exploration

Bol'bat V.M. 79

Аннотация: В условиях современного развития 3D-съемки с громадным количеством активных каналов соблюдение требований инструкции по сейсморазведке 1986 г. может снизить плановую производительность и, в конечном итоге, сорвать геологоразведочные работы. Настоящей работой преследуется цель актуализации пересмотра для высокоплотной регистрации требований к технологии и оценке качества полевых данных.

Ключевые слова: Сейсморазведка, высокоплотные съемки, супервайзинг, контроль качества.

Abstract: In the modern state of 3D-seismic with a huge number of active channels compliance with applicable regulations of 1986 may reduce the planned performance and, ultimately, disrupt exploration. The present work aims to actualize revision of the requirements to field data for high-density recording technology.

Keywords: seismic, dense surveys, supervision, QC

Теорема отсчетов – камень преткновения между наукой и практикой?

Череповский А.В. 91

Аннотация: Рассматриваются практические аспекты применения теоремы отсчетов в сейсморазведке.

Ключевые слова: Сейсморазведка, теорема отсчетов.

Sampling Theorem - a stumbling block between science and practice?

Cherepovskij A.V. 91

Abstract: The article discusses practical aspects of sampling theorem in seismic

Keywords: seismic, sampling theorem

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,
д.т.н. А.М. Блюменцев,
д.г.-м.н. В.Я. Воробьев,
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

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

Обложка и оформление:

Д.В. Мокроусов

Вёрстка:

Д.В. Мокроусов

Тираж отпечатан в
типографии ООО
«Формат»

Тел. +7 (8452) 39-33-77
Тираж: 300 экз.

Подписано в печать:
27.03.2015

Дата выпуска:
31.03.2015

В оформление обложки использо-
вана работа Олега Кузнецова:
www.coroflot.com/Caminero

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

Издание зарегистрирова-
но в Министерстве РФ по
делам печати, телерадио-
вещания и средств мас-
совых коммуникаций за
номером ПИ № 77-7906
от 27.04.2001 г.
ISSN: 2074-8906
Web-сайт: psrgeo.ru

© Турлов П.А.,
составление, 2014
© ООО «Информ-
геофизсервис», 2014

О некоторых словах на букву «И»

■ Турлов П.А., СРО МОО ЕАГО, г.Саратов

Удивительная страна наша – Россия! До определенного времени все мы пользовались понятным всем русским словом «внедрение» и, не подозревая о существовании слова «инновация», вполне обходились без него. Сейчас же слово «инновация» чрезвычайно популярно.. При этом совершенно излишне пояснять, что указанное слово встречается исключительно в «официозе»: электронные СИМ, какие-то печатные издания, реклама, ну и, само собой разумеется, подавляющее большинство говорящих про «инновации» в России – чиновники всех рангов. Однако, если внимательнее присмотреться к этой инновационной вакханалии, то можно увидеть все те же, до боли знакомые российскому человеку «потемкинские деревни». Вероятно поэтому научно-технические специалисты – ученые, инженеры, разработчики – стараются такое модное в России слово, как «инновация», лишний раз не упоминать.

Несколько больше повезло второму модному слову на букву «и» - «инвестиция». Его используют значительно реже, а если и используют, то применительно к российским компаниям в основном в сослагательном наклонении – «кабы дали», «если бы получили» и т.д. Однако российский бизнес предпочитает инвестировать за рубежом. А без «инноваций» и «инвестиций» не везет и третьему слову на букву «и» - «импортозамещение».

Как оказалось, единственным (и, замечу, весьма жестким) способом напомнить о ценности и необходимости иметь в стране налаженное производство всей гаммы геофизического оборудования, необходимого для разведки и эксплуатации нефтегазовых месторождений, - это санкции западных стран на поставку соответствующего оборудования из-за рубежа. Это тем более стало очевидным на фоне фактически разрушенной отраслевой

научной структуры, прекращения выполнения тематических разработок, нарушенной системы связи и преемственности, пришедшей в упадок системы научных школ. А российские чиновники всех рангов продолжают повторять как мантру, что введенные против России санкции являются уникальным шансом решить все острые проблемы в экономике страны. И ничего не решают. Так и хочется сказать: «Так решайте же, наконец!» Но воз и ныне там.

Если честно, лично я уже устал от бесконечных дискуссий по поводу импортозамещения и тяжелой судьбы российского геофизического приборостроения. А само российское геофизическое сообщество, кажется, устало еще больше. Бесконечные конференции и доклады, выкладки аналитиков, форумы, круглые столы и прочие способы сотрясания воздуха вкупе с переводом бумаги и чернил – практически не приносят плодов. За редчайшим исключением. Но еще хуже то, что вопросы импортозамещения у нас упорно воспринимаются как элемент политики. Хотя корни всех бед (а равно и способы излечения) лежат в плоскости экономической. Учили же нас, что политика есть концентрированное выражение экономики. У нас же во всем впереди политика. В результате, «импортозамещение» выглядит в нашей стране теоремой, не имеющей доказательств. А доказывать надо! Жизненно необходимо!

И, как увидит читатель, ознакомившись с материалами настоящего номера журнала, это в полной мере касается проблемы освоения российского шельфа.



С уважением,

П.А.Турлов
Главный редактор

Шельф - Большие перспективы. Большие проблемы.

■ Савицкий А.В., ОАО «Дальморнефтегеофизика»

Аннотация. Показаны основные результаты геолого-геофизических исследований ОАО «Дальморнефтегеофизика» в Дальневосточных морях и морях Восточной Арктики. Обсуждаются основные проблемы, препятствующие эффективной работе сервисных геофизических компаний на континентальном шельфе России. Рассмотрены новые перспективные направления, позволяющие увеличить ресурсы углеводородов.

В декабре 2015 года ОАО «Дальморнефтегеофизика» (ДМНГ), выполнившее основной объем региональных, поисковых и детальных морских геофизических исследований в Дальневосточном регионе, внесшее свой вклад в изучение морей Восточной Арктики, Юго-восточной Азии, Тихого и Индийского океанов, будет отмечать свое 50-летие. На протяжении всей истории ОАО ДМНГ была интегрированной организацией (компанией полного цикла), обеспечивающей получение полевых геофизических данных, их обработку на ВЦ, интерпретацию и подготовку геологических материалов для оценки перспектив нефтегазоносности и обоснования рекомендаций для дальнейших работ. В настоящее время ДМНГ имеет 4 геофизических судна, два вычислительных центра, геологическую службу, оснащенных современными системами для решения широкого круга задач, большую базу данных геолого-геофизической информации, в том числе мультиклиентную. Огромный опыт организации, сумевшей не только выстоять, но и развиваться в суровых рыночных условиях, позволяет обсуждать перспективы и проблемы проведения геологоразведочных работ на акваториях Дальневосточных и Восточно-Арктических морей.

Важным этапом в истории организации является ее работа в рамках советско-японского Генерального Соглашения о сотрудничестве в области разведки, обустройства месторождений, добычи нефти и природного газа на шельфе

острова Сахалин, заключенном в 1976 году [5]. Для выполнения сейсмических исследований (МОВ ОГТ-24-48*), предусмотренных Соглашением, было проведено техническое переоснащение судов и вычислительного центра. В период 1976-1993 гг. компанией были открыты на шельфе Сахалина следующие нефтегазоконденсатные и газовые месторождения: Одоптинское (1977 г.), Чайвинское (1979 г.), Лунское (1984 г.), Венинское (1985 г.), Пильтун-Астохское (1986 г.), Изыльметьевское (1986 г.), Аркутун-Дагинское (1989 г.), Кириновское (1990 г.). Пять сотрудников ДМНГ отмечены знаком «Первооткрыватель месторождения».

В период 2004-2011 гг. усилиями недропользователей на шельфе Северного Сахалина были открыты новые месторождения: нефтегазоконденсатное Кайганско-Васюканское море, газоконденсатные Северо-Венинское, Нововенинское, уникальное по запасам Южно-Кириновское, Мынгинское и нефтяное Лебединское.

В настоящее время в Сахалинской области реализуются несколько масштабных нефтегазовых проектов. Самые первые проекты - «Сахалин-1» и «Сахалин-2» - действуют с 1996 года на условиях Соглашения о разделе продукции (СРП) и вышли на промышленную добычу уже несколько лет назад. В 2013 г. началась промышленная эксплуатация Кириновского месторождения (Проект «Сахалин-3»), в январе 2015 г. - добыча нефти на Аркутун-Дагинском месторож-

дении (Проект «Сахалин-1»). Остальные проекты пока находятся на стадии геологоразведочных работ и подготовки к добыче. Реализация всех проектов осуществляется с российским участием, доля которого в последние годы значительно увеличилась как за счёт участия в акционерном капитале операторов проектов, так и за счёт привлечения российских компаний при выполнении подрядных и субподрядных работ.

По итогам 2013 года Сахалинская область заняла 3-е место в РФ по объемам добычи газа и 9-е - по добыче нефти, в значительной степени благодаря реализации проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2».

Изученность морей Дальнего Востока и Восточной Арктики.

Континентальный шельф морей Дальнего Востока и Восточной Арктики, в недрах которого сосредоточены значительные ресурсы УВ, изучен неравномерно, что определяется поставленными задачами, источниками финансирования и существующей нормативно-правовой базой.

В истории изучения Охотоморского региона, отличающегося относительно хорошей изученностью, до 1993 г. все геолого-геофизические исследования выполнялись за счет средств государственного бюджета. С 1994 г. начался новый этап [5], отличительной чертой которого является введение новых технологических стандартов, соответствующих стандартам мировой нефтяной индустрии (цифровая коса, 2D-съемка 80*, 90* и 120* и 3D-съемка), финансовых и правовых условий проведения геолого-геофизических работ.

В постсоветское время в Охотском море и Татарском проливе за счет средств госбюджета комплексные геофизические исследования, включающие сейсморазведку МОВ ОГТ кратностью

80*, 90*, 106* и 120*, выполнены всего по 4 объектам.

В условиях ограниченного государственного финансирования региональных и поисковых геофизических съемок ДМНГ стало проводить работы за счет собственных средств и средств компаний-партнеров (Halliburton, Wavetech, TGS-Norpec, PGS) на неисключительной основе. Мультиклиентные съемки в 1994-2000 гг. выполнялись на шельфе северо-восточного Сахалина, бассейнах северо-охотского шельфа и в Татарском проливе для уточнения геологического строения перспективных объектов и проведения межрегиональной сейсмо-стратиграфической корреляции. В 2004-2007 гг. большой объем полевых сейсмических работ 2D проведен в рамках лицензионного соглашения на нераспределенных участках шельфа северо-восточного Сахалина, а в 2008 г. на северо-охотском шельфе. Полученные сейсмические материалы, общим объемом более 100 тыс. погонных километров, отличаются высоким качеством и в настоящее время являются базовыми для решения фундаментальных и прикладных геологических задач.

Можно считать, что с 2008 года началась новейшая история геолого-геофизического изучения шельфа морей не только Дальнего Востока, но и России в целом. Основой этому послужил новый «Закон о недрах», после принятия которого сервисные компании, являющиеся флагманами индустрии, лишились возможности проведения мультиклиентных работ по т.н. лицензиям «без нарушения целостности недр».

Плотная сеть сейсмических съемок на участках Северо-Охотского, Западно-Камчатского шельфа и Татарского пролива, представляемая на схемах, не соответствует представлениям современной изученности. Так, анализ и разбраковка

геофизических материалов 107 объектов, выполненных ДМНГ в период 1974-1993 гг. в Западной части Охотского моря и Татарском проливе, показали, что сейсмические данные 64 объектов (из 65), полученные до 1985 года, являются некондиционными. Материалы 16 съемок, выполненных в 1985-1990 гг. признаны качественными, а 9 съемок – плохого качества. Следует отметить, что отдельные профили могут использоваться только для изучения верхней части осадочного чехла, как дополнительные в совокупности с более информативными данными (Рис. 1, 2). Кондиционными являются материалы 17 объектов, отработанных в 1990-1993 гг.

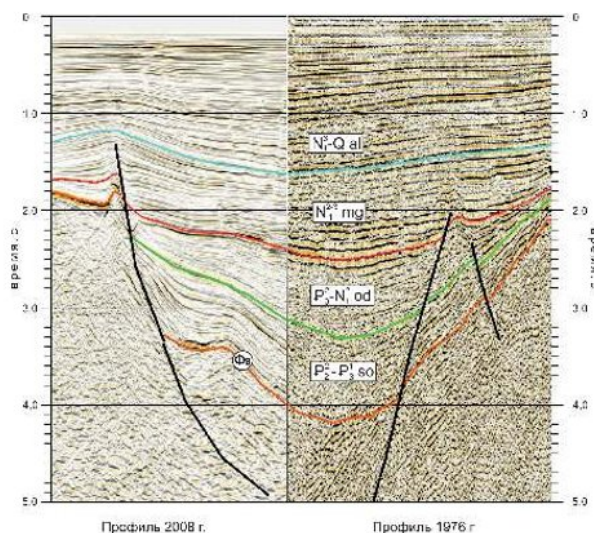
Предложения о проведении специальных работ по анализу и ревизии геофизических данных (от региональных до детальных работ), полученных за счет средств госбюджета, для создания банка кондиционных данных, не нашли поддержки МПР РФ. Определенные ожидания связывались с реализацией программы МПР РФ по созданию государственной сети опорных геолого-геофизических профилей, в которой предусматривалось предоставить в морях относительно регулярную сеть профилей, качество

сейсмических материалов по которым соответствует современным требованиям.

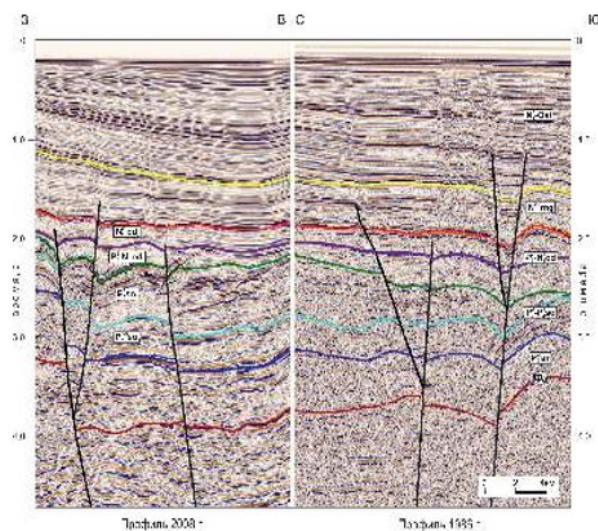
В Хатырском и Олюторском бассейнах Берингова моря в XXI веке за счет государственного финансирования выполнены комплексные геофизические исследования по трем объектам. Полученные данные легли в основу представлений о строении и структуре осадочного чехла и оценки перспектив нефтегазонасности [2]. Однако, имеющийся объем материалов недостаточен для привлечения недропользователей.

В Чукотском и Восточно-Сибирском морях, где еще не завершен региональный этап изучения, значительные площади уже находятся в нераспределенном фонде недр. Для выхода из этой «ненормальной ситуации» предлагалось наладить координацию усилий государственных компаний недропользователей (Роснефть, Газпром) и организаций, выполняющих морские ГРП за счет федерального бюджета, в завершении регионального этапа ГРП на арктическом шельфе, и возможно, при выполнении начальных стадий поисково-оценочного этапа [4; 9]. Однако, как показало время, две нефтяные компании (НК), в интере-

▼ Рис. 1. Информативность съемок 2008 и 1976 гг. Охотское море.



▼ Рис. 2. Информативность съемок 2008 и 1986 гг. Охотское море.



сах которых формируется внутренний рынок, не стремятся финансировать региональный этап ГРР, остающийся основным направлением работ при существующей изученности. За всю историю изучения этого региона за счет средств госбюджета комплексные геофизические исследования по изучению строения осадочного чехла выполнены только в Восточно-Сибирском море (2 объекта).

Необходимо отметить, что в Чукотском море первые исследования по регулярной сети были выполнены ДМНГ совместно с компанией-партнёром в 1990-1991 гг. В 2010-2012 гг. компания проводила работы по научной лицензии. Имеющийся большой объем данных позволил создать геологическую модель бассейнов и разработать единую сейсмостратиграфическую схему для Чукотского и Восточно-Сибирского морей и моря Лаптевых [8].

Становится очевидным, что передача недоизученных участков в распределенный фонд недр сдерживает завершение регионального этапа ГРР, государство лишается информации о геологическом строении участков шельфа, необходимой для обоснования новых перспективных направлений в решении задач по наращиванию ресурсной базы. В связи с этим необходимо обратить внимание на отсутствие доступной информации (условия в лицензионных соглашениях, законодательная база) о результатах работ в пределах лицензионных участков. В качестве примера можно привести Западно-Камчатском шельф. Здесь недропользователями (Роснефть и Газпром) пробурено две скважины (2008 и 2011 гг.), получены новые данные о стратификации разреза, которые являются собственностью компаний и недоступны геологическому сообществу.

Для Западной части Охотского моря и Татарского пролива, используя все кон-

диционные сейсмические материалы и данные по комплексному изучению керна и шлама скважин, пробуренных на Сахалинском и Северо-Охотском шельфе, специалистами ДМНГ разработана сейсмостратиграфическая схема, которая может рассматриваться как основа для стратиграфической схемы региона нового поколения [3]. Использование предложенной единой номенклатуры сейсмических горизонтов и сейсмических комплексов при проведении геолого-геофизических исследований позволит избежать сложностей при интерпретации сейсмических и биостратиграфических материалов, полученных в разные годы. Проведение аналогичной очень важной для решения широкого круга геологических задач работы для Восточной части моря (включая Западно-Камчаткий шельф) сдерживается недоступностью новых геолого-геофизических данных.

Проблемы.

На фоне повышенного интереса к освоению месторождений нефти и газа на континентальном шельфе России наблюдается сокращение морских геофизических исследований. Политика российских НК ОАО «Газпром» и ОАО «НК «Роснефть» и существующее законодательство сдерживают инициативу сервисных морских геофизических предприятий по выявлению, анализу и подготовке перспективных участков шельфа и транзитных зон и минимизируют руководящую роль государства (МПР РФ) по контролю над недрами.

Подобная ситуация сокращает прирост информации, получаемой в результате применения новейших методик, технических средств и программных продуктов, способствующей эффективному открытию месторождений и приросту ресурсов УВ, и, тем самым, отодвигая российскую геофизику далеко назад. Особенно остро стоит вопрос о проведе-

нии геолого-геофизических работ регионального этапа. Уже наступило время, когда морские геофизические работы фактически исключены из планов работ Роснедр.

Перспективные направления.

Несмотря на имеющиеся проблемы, работающие в отрасли компании нацелены на увеличение ресурсной базы страны, которую сегодня связывают с изучением и открытием как традиционных залежей нефти и газа, так и нетрадиционных источников УВ.

Транзитные зоны. Одним из перспективных направлений поисков и разведки месторождений углеводородов являются транзитные зоны (ТЗ). Обладая высоким нефтегазовым потенциалом и целым рядом преимуществ для его освоения, транзитная зона до недавнего времени оставалась последним объектом, не вовлеченным в лицензирование.

В Дальневосточном регионе сегодня только ОАО «НК «Роснефть» на Сахалинском шельфе активно ведет исследования ТЗ. В 2011г. месторождение нефти открыто на Лебединском участке. В изучение вовлечены Астрахановское море – Некрасовский и Чайвинский участки. В 2013 году получены лицензии на Амур-Лиманский и Восточно-Прибрежный участки, геологоразведочные работы по которым вряд ли будут отложены надолго. Но если вопросы освоения ресурсов ТЗ шельфа о. Сахалин постепенно находят свое решение, то вопросы перспектив мелководных зон Западной и Восточной Камчатки (Воямпольский, Голыгинский, Восточно-Камчатский прогибы), Берингова моря (Хатырский и Анадырский заливы) и Восточной Арктики еще открыты и их решение неопределенно.

В тоже время совершенно ясно, что в условиях существующих обязательных требований к компаниям для получения

лицензий на участки недр шельфа (доля государственного участия более 50% и пятилетний опыт освоения участков недр континентального шельфа), они вынуждены задумываться о новых векторах стратегического развития и альтернативных вариантах увеличения баланса запасов.

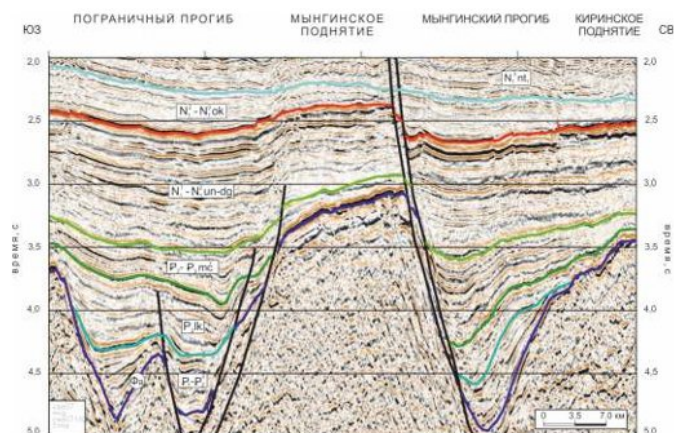
Учитывая потенциал и огромную протяженность транзитных зон, а так же отсутствие «ограничивающих» требований к лицензиатам и понятный механизм получения лицензий, можно с уверенностью сказать, что в ближайшие годы интерес нефтегазовых компаний, в первую очередь, частных, именно к этому направлению будет неизменно возрастать.

Очевидная важность освоения транзитных зон диктуется следующими обстоятельствами:

- исчерпан фонд перспективных локальных антиклинальных структур как на суше, так и на шельфе, но существуют предпосылки на обнаружение перспективных объектов поисков УВ неантиклинального типа в пределах транзитной зоны;
- транзитные зоны шельфа морей Дальнего Востока и Восточной Арктики позволят увеличить ресурсную базу;
- экономическая эффективность, обусловленная возможностью освоения даже небольших перспективных объектов с помощью наклонно-направленного бурения с суши в течение всего года и вне зависимости от периода навигации.

Глубокие горизонты. Под таким условным названием предполагается изучение возможной нефтегазоносности пород фундамента. Первостепенный интерес представляют устойчивые, относительно неглубоко погруженные блоки на шельфе северного Сахалина и Северо-Охотском шельфе (рис. 3), в разрезе которых прогнозируется нали-

чие пород-коллекторов. Возможность формирования коллектора зависит от состава пород фундамента. Для выявления таких объектов эффективным является комплексный анализ сейсмических и гравимагнитных данных.



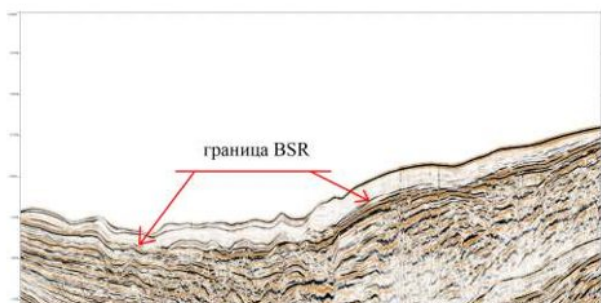
▲ Рис. 3. Характер сейсмической записи фундамента в южной части Северо-Сахалинского бассейна. Фрагмент временного разреза.

Газогидраты. На сегодняшний день природные газогидраты рассматриваются как один из главных нетрадиционных источников газа, который займет важное место в мировом энергетическом балансе XXI века. Процесс гидратообразования на морском дне имеет глобальный характер. К настоящему времени по данным геофизических исследований газовые гидраты обнаружены в Охотском, Беринговом, Черном и Каспийском морях. Глубоководным бурением газогидраты вскрыты в 20 точках Мирового океана

Первые признаки присутствия газовых гидратов в отложениях Охотского моря были выявлены в 80-е годы XX века при интерпретации сейсмических материалов МОВ ОГТ в ДМНГ. Характерные высокоамплитудные отражения, параллельные дну (BSR) установлены в верхней части осадочных комплексов на склонах Южно-Охотской котловины, впадин Дерюгина и ТИНРО, в прогибах

центральной части моря при глубине более 400-500 м. Большая глубина положения BSR свидетельствует о благоприятных условиях формирования газовых гидратов в Охотском море (рис.4). Сделано предположение [1], что здесь могут быть распространены многослойные толщи газовых гидратов, в нижней части которых будет возрастать доля катагенетических газов-гидратообразователей. Сейсмическими исследованиями других организаций признаки газовых гидратов (BSR) были выявлены в районе острова Парамушир и острова Хоккайдо.

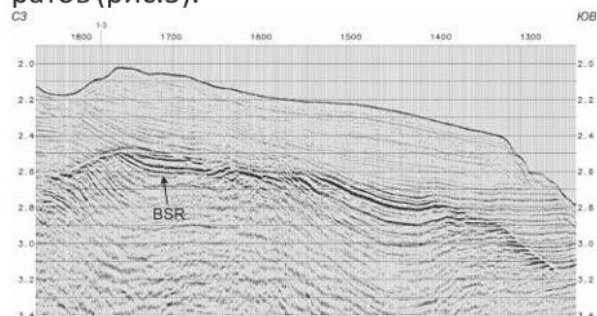
▼ Рис. 4. Фрагмент временного разреза по профилю в Охотском море.



Во второй половине 80-х годов XX века первые газовые гидраты были обнаружены при изучении донных осадков. В последнее десятилетие систематическим изучением распределения метана в воде и газогидратов в осадках на шельфе Северо-Восточного Сахалина и впадине Дерюгина занимаются специалисты ТОИ ДВО РАН под руководством А.И. Обжирова [7].

По произведенной оценке, ресурсы метана в гидратосодержащих осадках Охотского моря (площадь 100 тыс. км², средняя мощность 200 м) составляют более 2х10¹² м³ [6]. Результаты выполненных в Охотском море рекогносцировочных исследований по распространению газовых гидратов и оценке их ресурсов показали значимость этих работ для региона и необходимость их продолжения.

По материалам сейсмических исследований, проведённых ДМНГ в Хатырском осадочном бассейне и в глубоководной части Берингова моря, в 1988 и 2007 гг. выявлены зоны развития газогидратов (рис.5).



▲ Рис. 5. Разрез ближних трасс по профилю в Беринговом море.

Выводы

Итак, шельф нужен и он практически не изучен – это факт. Что мешает?

1. Нынешнее законодательство ограничивает возможность даже для Российских государственных компаний работать на шельфе (за исключением выполнения заказов Роснефти и Газпрома). Таким образом, государство теряет возможность получать без привлечения собственных средств существенные объемы геологической информации, крайне необходимой особенно сейчас для стратегического планирования работ.

2. С закреплением права работать на шельфе только Роснефти и Газпрому государство лишило себя доступа к передовым технологиям и вообще какой-либо возможности поступательного движения в вопросах изучения шельфа. Западные компании практически ушли, либо присутствуют формально. Роснефть с Газпромом на фоне общей и существенной нехватки средств не в состоянии выполнить свои обязательства. Это в принципе невозможно.

3. В России сохранилось всего несколько организаций, специализирующихся на проведении морских геолого-геофизических исследований, которые еще в

состоянии на относительно приличном техническом уровне проводить полный цикл исследований. Между тем, за последние 25 лет на воду не спущено ни одного нового специализированного геофизического судна. Существующие суда не протянут более 5 лет. Таким образом, через 5 лет в России, при сохранении существующего отношения, вообще не останется специализированного флота.

Литература

1. Веселов О.В., Куделькин В.В., Чухонцев В.И. Особенности распространения и образования газовых гидратов в Охотском море // Строение земной коры и перспективы нефтегазоносности в регионах Северо-Западной окраины Тихого океана. Южно-Сахалинск: Институт морской геологии и геофизики ДВО РАН, 2000. Т. 1. С. 7–37.
2. Грецкая Е.В., Петровская Н.А. Нефтегазоносность Хатырского осадочного бассейна (Берингово море) // Газовая промышленность. 2010. Спецвыпуск. №654. С. 38–44.
3. Грецкая Е.В., Петровская Н.А., Рыбак-Франко Ю.В., Митрофанова Л.И. Сейсмо-стратиграфическая схема Охотского моря и Татарского пролива // Геология нефти и газа. 2014. №6. С. 19–28.
4. Каминский В.Д., Супруненко О.И., Суслова В.В., Медведева Т.Ю. О стратегии освоения нефтегазовых ресурсов арктического шельфа и решения социально-экономических проблем северо-востока России // Труды 11-й Международной конференции по освоению ресурсов нефти и газа Российской Арктики и континентального шельфа стран СНГ (RAO/ CIS Offshore 2013), 10-13 сентября 2013 года, Санкт-Петербург. СПб.: ХИМИЗДАТ, 2013. С. 40-41.

Подробнее об авторе



Савицкий
Александр Викторович

ОАО «Дальморнефтегеофизика». Главный геолог.
Кандидат геолого-минералогических наук.

Влияние неустойчивости параметров возбуждения на акустические характеристики пневматических групповых источников для морской сейсморазведки

■ Гуленко В.И., кафедра геофизики ФГБОУ ВПО КубГУ, г. Краснодар;
Рудаков А.В., ГНЦ ФГУГП «Южморгеология», г. Геленджик.

Введение

Возбуждаемый групповым пневматическим источником сигнал давления - сложная функция многих параметров, наиболее важными из которых являются: объемы рабочих камер отдельных излучателей, их количество в группе, расстояние между излучателями и геометрия их размещения в пространстве, рабочее давление сжатого воздуха, глубина погружения группы, степень синхронности срабатывания излучателей, а также целый ряд параметров, связанных собственно с конструкцией излучателей и определяющих динамику срабатывания. Многие из этих параметров (объемы рабочих камер, количество излучателей в группе и расстояния между ними, геометрия их взаимного расположения, а также конструкция отдельных излучателей) определяются на этапе разработки и для каждой конкретной группы их можно считать фиксированными. Вместе с тем, такие параметры, как рабочее давление сжатого воздуха, глубина погружения группы и степень синхронности срабатывания излучателей, в процессе проведения работ могут случайным образом меняться от взрыва к взрыву, что и является основной причиной неустойчивости суммарного сигнала группы и его спектральных характеристик [1]. В настоящей работе рассматривается влияние на характеристики возбуждаемого группой сейсмического сигнала неустойчивости перечисленных выше параметров.

1. Оценка энергетических потерь при рассинхронизации групповых пневматических источников.

Рассмотрим влияние случайных временных сдвигов между моментами срабатывания отдельных излучателей группы на спектральные и энергетические показатели суммарного сигнала.

Для однородной группы излучателей при отсутствии взаимного акустического влияния суммарный сигнал можно представить в следующем виде:

$$F_{\Sigma}(t) = \sum_{k=1}^N p(t - \tau_k) \quad (1)$$

где N – количество излучателей в группе; $p(t)$ – сигнал давления единичного излучателя; τ_k – случайные временные сдвиги.

Полная акустическая энергия этого сигнала с точностью до постоянного множителя определяется выражением

$$\begin{aligned} W_{\Sigma}(\tau_k, N) &= \int_0^{\infty} F_{\Sigma}^2(t) dt = \\ &= NW_0 + 2 \sum_{i=1}^{N-1} \sum_{j=i}^N \int_0^{\infty} p(t - \tau_i) p(t - \tau_j) dt, \end{aligned} \quad (2)$$

где $W_0 = \int_0^{\infty} p^2(t) dt$ – энергия сигнала

единичного излучателя.

При синхронном срабатывании группы ($\tau_k = 0$), как следует из (2), достигается максимум энергии излучаемого сигнала

$$W_{\Sigma max} = N^2 W_0.$$

При наличии разброса моментов срабатывания излучателей энергия суммарного сигнала уменьшается и при

максимальной рассинхронизации группы, когда интервал между двумя последовательными срабатываниями становится больше длительности сигнала единичного излучателя ($\tau_{i+1} - \tau_i \geq T$), энергия достигает своего минимального значения

$$W_{\Sigma \min} = N W_0.$$

В общем случае при случайных временных сдвигах τ_k , энергию излучаемого сигнала можно оценить следующим образом.

В соответствии с теоремами о спектрах [2] в частотной области комплексный спектр сигнала (1) имеет вид

$$S_{\Sigma}(j\omega) = \sum_{k=1}^N S_0(j\omega) e^{-j\omega\tau_k} = S_0(j\omega) \left(\sum_{k=1}^N \cos(\omega\tau_k) + j \sum_{k=1}^N \sin(\omega\tau_k) \right), \quad (3)$$

где $S_0(j\omega)$ – комплексный спектр сигнала $p(t)$. Полная энергия суммарного сигнала в частотной области может быть выражена с помощью равенства Парсеваля [2]

$$W_{\Sigma}(\tau_k, N) = \frac{1}{\pi} \int_0^{\infty} G(\omega, \tau_k) d\omega, \quad (4)$$

где $G(\omega, \tau_k)$ – энергетический спектр суммарного сигнала группы, который может быть получен из (3) в результате следующих преобразований:

$$\begin{aligned} G(\omega, \tau_k) &= S_{\Sigma}(j\omega) S_{\Sigma}^*(j\omega) = \\ &= S_0^2(\omega) \left[\left(\sum_{k=1}^N \cos(\omega\tau_k) \right)^2 + \left(\sum_{k=1}^N \sin(\omega\tau_k) \right)^2 \right] = \\ &= S_0^2(\omega) \left[N + \sum_{k=1}^N \sum_{i=1}^N \cos(\omega(\tau_k - \tau_i)) \right], \end{aligned} \quad (5)$$

где $S_0(\omega)$ – модуль спектра сигнала $p(t)$.

Из результатов измерений времен срабатывания различных пневматических излучателей [1 и др.], следует, что случайные сдвиги моментов срабатывания отдельных излучателей в группе

взаимно независимы и подчинены нормальному закону распределения, при этом τ_0 – среднее значение случайной величины τ_k ; σ_{τ} – среднеквадратическое отклонение величин τ_k от среднего значения τ_0 .

В этом случае можно показать, что математическое ожидание энергетического спектра $G(\omega, \tau_k)$ имеет вид

$$M[G(\omega, \tau_k)] = S_0^2(\omega) [N + (N-1)N e^{-\omega^2 \sigma_{\tau}^2}] \quad (6)$$

Тогда полная энергия суммарного сигнала группы может быть получена подстановкой математического ожидания энергетического спектра (6) в равенство Парсеваля (4).

В качестве конечных результатов ниже рассматриваются кривые относительных энергетических потерь группы при рассинхронизации, расчет которых для любой заданной полосы частот $\omega_1 - \omega_2$ выполнялся по следующей формуле:

$$\begin{aligned} \eta_{\omega_1 - \omega_2}(\sigma_{\tau}, N) &= \frac{W_{\Sigma}(\sigma_{\tau}, N)^{\omega_2}}{W_{\Sigma \max}^{\omega_1}} = \\ &= \frac{\int_{\omega_1}^{\omega_2} S_0^2(\omega) [N + (N-1)N e^{-\omega^2 \sigma_{\tau}^2}] d\omega}{N^2 \int_{\omega_1}^{\omega_2} S_0^2(\omega) d\omega} \end{aligned} \quad (7)$$

Численные расчеты функции $\eta_{\omega_1 - \omega_2}(\sigma_{\tau}, N)$ были выполнены при следующих значениях параметров:

1. Количество излучателей в группах N составляло: 2, 4, 8, 12 и 16.
2. Среднеквадратическое отклонение моментов срабатывания излучателей в группе изменялось от 0 до 5 мс.

Оценка энергетических потерь выполнялась для групп пневматических излучателей с объемами единичных рабочих камер от 0,25 до 10,0 дм³, при рабочем давлении 14 МПа в полосах частот 0 – 62,5 Гц, 0 – 125 Гц и 0 – 250 Гц.

При этом амплитудные спектры $S_0(\omega)$, входящие в выражение (7), рассчитывались по реальным сигналам соответствующих пневматических излучателей.

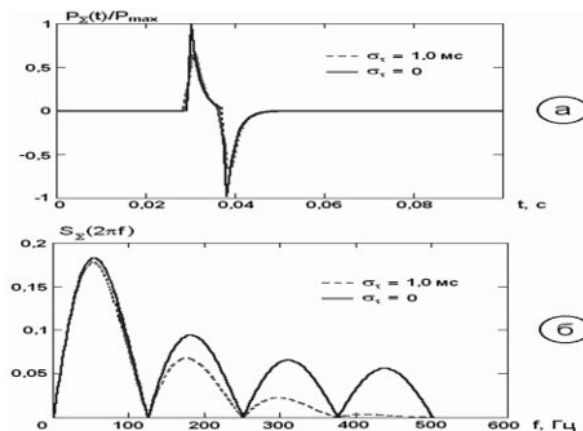
При расчете энергетических потерь однородных и неоднородных групп с помощью приведенного выше алгоритма были использованы различные подходы. Для однородных групп в качестве суммарного излучаемого сигнала, описываемого выражением (1), рассматривалась сумма полных сигналов единичных излучателей $p(t-\tau_k)$, и, соответственно, в выражении (7) использовались спектры, рассчитанные по сигналу полной длительности.

Суммарный сигнал давления неоднородной группы формируется путем синфазного сложения первых пиков сигналов единичных излучателей, при этом последующие фазы суммарного сигнала за счет несинфазного сложения пульсаций подавлены и имеют значительно меньшую амплитуду. Поэтому при оценке энергетических потерь неоднородных групп в выражении (7) использовались спектры, рассчитанные только по первым пикам давления единичных излучателей.

Примеры таких сигналов (а) и соответствующих им амплитудных спектров (б) приведены на рис. 1, где видно влияние случайного разброса времен срабатывания группы из $N = 16$ излучателей при $\sigma_\tau = 1,0$ мс (пунктирные кривые) и при $\sigma_\tau = 0$ (сплошные кривые).

На рис. 2 приведены также три серии кривых относительных энергетических потерь $\eta_{\omega 1-\omega 2}(\sigma_\tau, N)$, полученные в разных диапазонах частот для групп пневматических излучателей объемом $V_{01} = 1,0$ дм³ при рабочем давлении $P_1 = 14$ МПа и глубине погружения $h_u = 6,0$ м.

Анализ полученных результатов позволяет отметить следующее:



▲ Рис. 1.

1. Энергетические потери, возникающие при рассинхронизации всех типов групп, в любом частотном диапазоне возрастают с увеличением разброса времен срабатывания отдельных излучателей. В наибольшей степени эти потери проявляются в области более высоких частот.

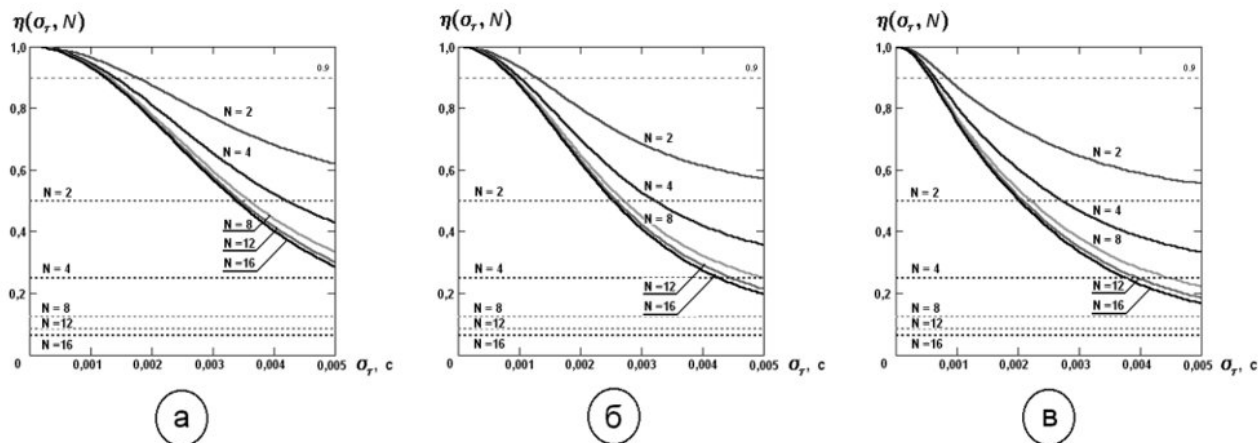
2. При одних и тех же значениях среднеквадратических отклонений σ_τ энергетические потери выше для групп, содержащих большее количество излучателей, а также для групп, составленных из более высокочастотных излучателей.

В табл.1 приведены максимальные среднеквадратические отклонения $\sigma_{\tau max}$, при которых уровень энергетических потерь для однородных групп не превышает 10%. Значения $\sigma_{\tau max}$ для разных объемов единичных излучателей получены при $N = 16$ в полосе частот 0–250 Гц.

3. Требования к стабильности времен срабатывания излучателей для неоднородной группы

▼ Табл. 1. Максимальные допустимые среднеквадратические отклонения времен срабатывания единичных пневматических излучателей в однородной группе

Объем единичного излучателя, дм ³	0,25	0,5	1,0	3,0	5,0	10,0
$\sigma_{\tau max}$, мс	0,3	0,5	0,7	1,0	1,3	1,5



▲ Рис. 2. Кривые относительных энергетических потерь при рассинхронизации, полученные для групп пневматических излучателей ($V_{01} = 1,0 \text{ дм}^3$, $P_{01} = 14 \text{ МПа}$, $h_u = 6,0 \text{ м}$) в разных частотных диапазонах: а - 0 - 62,5 Гц; б - 0 - 125 Гц; в - 0 - 250 Гц. Асимптоты соответствующих кривых даны пунктиром.

родных групп должны определяться по величине допустимых энергетических потерь самой высокочастотной подгруппы и в целом эти требования должны быть выше, чем для однородных групп. Как показывают расчеты, при использовании в неоднородных группах излучателей объемом до $0,25 \text{ дм}^3$ максимальные допустимые временные сдвиги всех входящих в состав группы излучателей в этом случае не должны превышать 0,3 мс.

2. Влияние флуктуаций рабочего давления и глубины погружения на характеристики суммарного сигнала группы

Прежде чем перейти к расчету числовых характеристик и оценке допустимых отклонений, необходимо отметить, что конструктивно пневматическая группа может быть размещена на одном буксируемом носителе, при этом подвод сжатого воздуха обычно производится от общего ресивера. В этом случае глубина погружения группы перед взрывом хотя и будет изменяться по случайному закону, однако может быть принята одинаковой для всех излучателей. Учитывая также, что для компактной группы время

перетока сжатого воздуха между отдельными рабочими камерами, соединенными общим воздухопроводом, много меньше взрывного интервала (обычно не менее 8-10 с), рабочее давление сжатого воздуха перед выхлопом, изменяющееся на выходе магистрали по случайному закону, для всех излучателей группы можно считать одинаковым.

При этих допущениях суммарный сигнал группового пневматического источника может рассматриваться как функция двух независимых случайных переменных

$$\tilde{P}(t) = P(t, \tilde{h}_0, \tilde{P}_1) \quad (8)$$

где $\tilde{P}(t)$ - суммарный сигнал давления в «ближней» зоне (т.е. без учета отражения от поверхности вода-воздух); $\tilde{h}_0$ - глубина погружения группы; $\tilde{P}_1$ - давление сжатого воздуха в рабочих камерах излучателей перед выхлопом.

Соответственно, в частотной области амплитудный спектр этого сигнала

$$\tilde{S}_0(\omega) = S(\omega, \tilde{h}_0, \tilde{P}_1) \quad (9)$$

В «дальней» зоне, с учетом отражения от поверхности вода-воздух, суммарный сигнал давления $\tilde{P}_\Sigma(t)$ и его амплитуд-

ный спектр $\tilde{S}(\omega)$ могут быть определены выражениями

$$\tilde{P}_{\Sigma}(t) = P(t, \tilde{h}_0, \tilde{P}_1) - P\left(t - \frac{2\tilde{h}_0}{c}, \tilde{h}_0, \tilde{P}_1\right); \quad (10)$$

$$\tilde{S}(\omega) = 2S_0(\omega, \tilde{h}_0, \tilde{P}_1) \left| \sin\left(\frac{\omega \tilde{h}_0}{c}\right) \right|.$$

где c – скорость звука в воде: $c = 1500$ м/с.

Как известно из экспериментальных данных [1], с изменением рабочего давления $\tilde{P}_1$, наряду с изменением амплитуды сигнала (приблизительно пропорционально $\tilde{P}_1$), происходит и изменение его временного масштаба: приблизительно пропорционально $\tilde{P}_1^{1/3}$ изменяется длительность фаз сжатия, периода пульсации и общей длительности сигнала. С изменением глубины погружения группы (гидростатического давления) амплитуда сигнала в диапазоне глубин 5–30 м практически не изменяется, но пропорционально $(1 + 0,1\tilde{h}_0)^{-5/6}$ происходит изменение его временного масштаба. С учетом этих соотношений и теорем о спектрах [2] выражения (10) для сигнала группы в «дальней» зоне и его амплитудного спектра могут быть представлены в следующем виде:

$$\tilde{P}_{\Sigma}(t) = \tilde{x} \left[P\left(t \cdot \tilde{x}^{-1/3} \cdot \tilde{y}^{5/6}\right) - P\left(t \cdot \tilde{x}^{-1/3} \cdot \tilde{y}^{5/6} - \frac{2\tilde{h}_0}{c}\right) \right];$$

$$\tilde{S}(\omega) = 2\tilde{x}^{4/3} \cdot \tilde{y}^{-5/6} \cdot S_0\left(\omega \cdot \tilde{x}^{1/3} \cdot \tilde{y}^{-5/6}\right) \left| \sin\left(\frac{\omega \cdot \tilde{h}_0}{c}\right) \right|, \quad (11)$$

$$\text{где } \tilde{x} = \frac{\tilde{P}_1}{P_1}; \quad \tilde{y} = \frac{1 + 0,1\tilde{h}_0}{1 + 0,1h_0}; \quad P_1 \text{ и } h_0 \text{ соответс-}$$

твенно, математические ожидания случайных величин $\tilde{P}_1$ и $\tilde{h}_0$.

Будем также предполагать, что случайные величины $\tilde{P}_1$ и $\tilde{h}_0$ имеют нормальный закон распределения

$$f(\tilde{P}_1) = \frac{1}{\sigma_p \sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{(\tilde{P}_1 - P_1)^2}{2\sigma_p^2}\right);$$

$$f(\tilde{h}_0) = \frac{1}{\sigma_h \sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{(\tilde{h}_0 - h_0)^2}{2\sigma_h^2}\right). \quad (12)$$

где σ_p и σ_h соответственно, средне-квадратические отклонения случайных величин $\tilde{P}_1$ и $\tilde{h}_0$.

В этом случае, в соответствии с известными положениями теории вероятностей [3], числовые характеристики функции случайной величины могут быть определены следующим образом:

$$M[\varphi(x)] = \int_{-\infty}^{\infty} \varphi(x) f(x) dx; \quad (13)$$

$$D[\varphi(x)] = \int_{-\infty}^{\infty} [\varphi(x)]^2 f(x) dx - M^2[\varphi(x)].$$

где $M[\varphi(x)]$ математическое ожидание функции $\varphi(x)$ случайного аргумента x ; $f(x)$ – плотность распределения случайного аргумента x ; $D[\varphi(x)]$ – дисперсия функции $\varphi(x)$.

Подставляя в (13) соответствующие выражения для случайных функций $\tilde{P}_{\Sigma}(t)$ и $\tilde{S}(\omega)$ (11) и соответствующие плотности распределения случайных аргументов $\tilde{P}_1$ и $\tilde{h}_0$ (12), а также учитывая, что случайные величины $\tilde{P}_1$ и $\tilde{h}_0$ взаимно независимы, получим:

- математическое ожидание суммарного сигнала группы при случайно изменяющемся рабочем давлении и фиксированной глубине погружения h_0

$$M_p[\tilde{P}_{\Sigma}(t)] = \frac{1}{\sigma_p \sqrt{2\pi}} \int_{\alpha}^{\beta} \tilde{x} \left[P\left(t \cdot \tilde{x}^{-1/3}\right) - P\left(t \cdot \tilde{x}^{-1/3} - \frac{2h_0}{c}\right) \right] \exp\left(-\frac{(\tilde{P}_1 - P_1)^2}{2\sigma_p^2}\right) d\tilde{P}_1; \quad (14)$$

- дисперсию этого сигнала

$$D_p[\tilde{P}_{\Sigma}(t)] = \frac{1}{\sigma_p \sqrt{2\pi}} \int_{\alpha}^{\beta} \tilde{x}^2 \left[P\left(t \cdot \tilde{x}^{-1/3}\right) - P\left(t \cdot \tilde{x}^{-1/3} - \frac{2h_0}{c}\right) \right]^2 \exp\left(-\frac{(\tilde{P}_1 - P_1)^2}{2\sigma_p^2}\right) d\tilde{P}_1 - M_p^2[\tilde{P}_{\Sigma}(t)]; \quad (15)$$

- математическое ожидание амплитудного спектра суммарного сигнала группы при случайно изменяющемся рабочем давлении и фиксированной глубине погружения h_0

$$M_p[\tilde{S}(\omega)] = \frac{2 \left| \sin\left(\frac{\omega h_0}{c}\right) \right|}{\sigma_p \sqrt{2\pi}} \int_{\alpha}^{\beta} \tilde{x}^{4/3} \cdot S_0\left(\omega \cdot \tilde{x}^{1/3}\right) \exp\left(-\frac{(\tilde{P}_1 - P_1)^2}{2\sigma_p^2}\right) d\tilde{P}_1; \quad (16)$$

дисперсию этого спектра

$$D_p[\tilde{S}(\omega)] = \frac{4 \sin^2\left(\frac{\omega h_0}{c}\right)}{\sigma_p \sqrt{2\pi}} \int_{\alpha}^{\beta} \tilde{x}^{8/3} \cdot S_0^2\left(\omega \cdot \tilde{x}^{1/3}\right) \exp\left(-\frac{(\tilde{P}_1 - P_1)^2}{2\sigma_p^2}\right) d\tilde{P}_1 - M_p^2[\tilde{S}(\omega)]; \quad (17)$$

- математическое ожидание суммарного сигнала группы при фиксированном рабочем давлении P_1 и случайно изменяющейся глубине погружения

$$M_h[\tilde{P}_{\Sigma}(t)] = \frac{1}{\sigma_h \sqrt{2\pi}} \int_{\alpha}^{\beta} \left[P\left(t \cdot \tilde{y}^{5/6}\right) - P\left(t \cdot \tilde{y}^{5/6} - \frac{2\tilde{h}_0}{c}\right) \right] \exp\left(-\frac{(\tilde{h}_0 - h_0)^2}{2\sigma_h^2}\right) d\tilde{h}_0; \quad (18)$$

- дисперсию этого сигнала

$$D_h[\tilde{P}_{\Sigma}(t)] = \frac{1}{\sigma_h \sqrt{2\pi}} \int_{\alpha}^{\beta} \left[P\left(t \cdot \tilde{y}^{5/6}\right) - P\left(t \cdot \tilde{y}^{5/6} - \frac{2\tilde{h}_0}{c}\right) \right]^2 \exp\left(-\frac{(\tilde{h}_0 - h_0)^2}{2\sigma_h^2}\right) d\tilde{h}_0 - M_h^2[\tilde{P}_{\Sigma}(t)]; \quad (19)$$

- математическое ожидание амплитудного спектра суммарного сигнала группы при фиксированном рабочем давлении P_1 и случайно изменяющейся глубине погружения

$$M_h[\tilde{S}(\omega)] = \frac{2}{\sigma_h \sqrt{2\pi}} \int_{\alpha}^{\beta} \tilde{y}^{-5/6} \cdot S_0\left(\omega \cdot \tilde{y}^{-5/6}\right) \sin\left(\frac{\omega \tilde{h}_0}{c}\right) \exp\left(-\frac{(\tilde{h}_0 - h_0)^2}{2\sigma_h^2}\right) d\tilde{h}_0; \quad (20)$$

$$\cdot S_0\left(\omega \cdot \tilde{y}^{-5/6}\right) \sin\left(\frac{\omega \tilde{h}_0}{c}\right) \exp\left(-\frac{(\tilde{h}_0 - h_0)^2}{2\sigma_h^2}\right) d\tilde{h}_0;$$

- дисперсию этого спектра

$$D_h[\tilde{S}(\omega)] = \frac{4}{\sigma_h \sqrt{2\pi}} \int_{\alpha}^{\beta} \tilde{y}^{-5/3} \cdot S_0^2\left(\omega \cdot \tilde{y}^{-5/6}\right) \sin^2\left(\frac{\omega \tilde{h}_0}{c}\right) \exp\left(-\frac{(\tilde{h}_0 - h_0)^2}{2\sigma_h^2}\right) d\tilde{h}_0 - M_h^2[\tilde{S}(\omega)]; \quad (21)$$

$$\text{где обозначено } \tilde{x} = \frac{\tilde{P}_1}{P_1}; \quad \tilde{y} = \frac{1 + 0,1\tilde{h}_0}{1 + 0,1h_0}.$$

Пределы интегрирования в выражениях (14)–(17) выбираются равными

$$\alpha = [\tilde{P}_1]_{\min} = P_1 - n\sigma_p; \quad \beta = [\tilde{P}_1]_{\max} = P_1 + n\sigma_p;$$

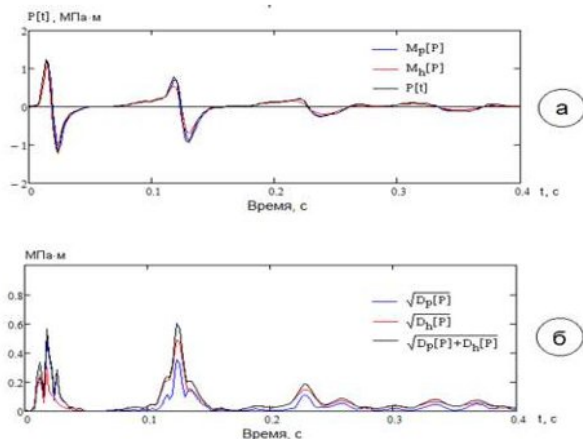
соответственно, в выражениях (18) – (21):

$$\alpha = [\tilde{h}_0]_{\min} = \tilde{h}_0 - n\sigma_h; \quad \beta = [\tilde{h}_0]_{\max} = \tilde{h}_0 + n\sigma_h.$$

при этом с учетом правила «трех сигма» [3], величина $n \geq 3$.

Расчет приведенных математических ожиданий и дисперсий был выполнен в СКМ MathCAD с использованием реальных сигналов и спектров, полученных для пневматических излучателей экспериментально. В качестве примера на рис. 3 приведены математические ожидания и среднеквадратические отклонения сигналов однородной пневматической группы излучателей ($V = 3,0 \text{ дм}^3$, $N = 4$) при $\sigma_p = 0,5 \text{ МПа}$, $\sigma_h = 0,5 \text{ м}$ и глубине погружения $h_0 = 6,0 \text{ м}$. Математические ожидания и среднеквадратические отклонения амплитудных спектров этих сигналов приведены на рис.4.

Численные расчеты этих функций были выполнены при математическом ожидании рабочего давления $P_1 = 14,0 \text{ МПа}$, математическое ожидание глубины погружения составляло $h_0 = 6,0 \text{ м}$.

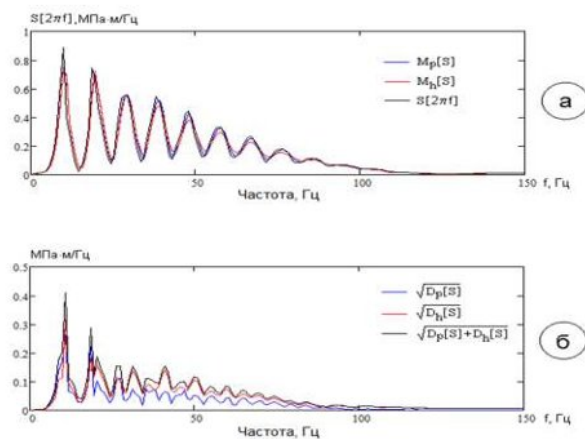


▲ Рис. 3. Математические ожидания (а) и среднеквадратические отклонения (б) сигналов однородной группы пневматических излучателей ($V_{01} = 3,0 \text{ дм}^3$, $N = 4$, $h_0 = 6,0 \text{ м}$). Среднеквадратическое отклонение рабочего давления $\sigma_p = 0,5 \text{ МПа}$, среднеквадратическое отклонение глубины погружения $\sigma_h = 0,5 \text{ м}$

Анализ полученных результатов позволяет отметить следующее:

1. Среднеквадратические отклонения сигналов и спектров являются осциллирующими функциями, максимумы которых соответствуют тем фазам сигнала или тем спектральным компонентам, которые наиболее подвержены отклонениям при случайных вариациях глубины погружения источника или рабочего давления. Абсолютные значения среднеквадратических отклонений амплитудных спектров с ростом частоты уменьшаются, однако степень относительной нестабильности спектров (как отношение среднеквадратических отклонений спектров к их математическому ожиданию) в области высоких частот возрастает. Аналогичная закономерность может быть отмечена и для сигналов: степень относительной нестабильности возрастает для более поздних фаз сигналов.

2. Первый пик давления суммарного сигнала группы характеризуется несколько более высокой относительной ста-



▲ Рис. 4. Математические ожидания (а) и среднеквадратические отклонения (б) амплитудных спектров сигналов однородной группы пневматических излучателей ($V_{01} = 3,0 \text{ дм}^3$, $N = 4$, $h_0 = 6,0 \text{ м}$). Среднеквадратическое отклонение рабочего давления $\sigma_p = 0,5 \text{ МПа}$, среднеквадратическое отклонение глубины погружения $\sigma_h = 0,5 \text{ м}$

бильностью, при этом дисперсия его амплитуды при строгом синхронном срабатывании группы обусловлена в основном нестабильностью рабочего давления и времен срабатывания отдельных излучателей (см. выше).

3. При малых глубинах погружения группы более высокая амплитуда среднеквадратических отклонений суммарного сигнала соответствует второму пику давления и его отражению от поверхности вода–воздух. Это обусловлено, с одной стороны, влиянием флуктуаций рабочего давления на величину периода пульсации T , с другой (и в основном) – характером функциональной зависимости $T(h_0)$: в области малых глубин погружения ($h_0 < 10 \text{ м}$) даже при относительно небольшом изменении h_0 величина периода пульсации изменяется очень сильно, поэтому при одинаковой дисперсии глубины погружения относительное среднеквадратическое отклонение суммарного сигнала группы при малых глубинах погружения заметно выше.

4. Случайные вариации глубины погружения группы приводят также к изменению фазовых сдвигов между прямым сигналом и его отражением от поверхности вода–воздух. В частотной области это становится причиной заметной неустойчивости интерференционной характеристики заглубления, особенно на высоких частотах. Вызванная случайными изменениями глубины погружения неустойчивость амплитуды второго пика давления и его отражения, кроме того, приводит к значительным флуктуациям частот и амплитуд спектральных экстремумов при разных глубинах погружения.

На основе полученных данных могут быть сформулированы требования к степени стабильности рабочего давления и глубины погружения пневматической группы. В качестве допустимых можно принимать такие значения дисперсии рабочего давления σ_p^2 и глубины погружения σ_h^2 , при которых среднеквадратическое отклонение амплитудного спектра суммарного сигнала на верхней границе заданного частотного диапазона будет составлять, например, не более 10% от значения математического ожидания спектра на этой же частоте.

В табл.2 приведены максимально допустимые значения среднеквадратических отклонений рабочего давления $\sigma_{p \text{ доп}}$ и глубины погружения излучателей $\sigma_{h \text{ доп}}$ полученные для группируемых пневматических излучателей разного объема при математическом ожидании рабочего давления сжатого воздуха $P_1 = 14$ МПа и при различных глубинах погружения. Значение глубины h_{01} соответствует оптимальному четвертьволновому заглублению; $h_{02} = c\Delta t_1/2$ – заглубление, при котором время запаздывания сигнала, отраженного от поверхности

вода–воздух, равняется длительности первого пика давления Δt_1 . При этом в качестве верхней граничной частоты при расчетах была принята частота $f_{90\%}$ – частота, ниже которой сосредоточено 90% энергии суммарного сигнала.

При больших базах группирования, обычно используемых в современных неоднородных группах, их буксировка чаще всего осуществляется на гибкой магистрали с подвеской каждого излучателя на отдельном поплавке, при этом питание каждого излучателя сжатым воздухом производится по отдельному шлангу.

▼ Табл. 2. Максимальные допустимые значения среднеквадратических отклонений рабочего давления $\sigma_{p \text{ доп}}$ и глубины погружения излучателей $\sigma_{h \text{ доп}}$.

Объем излучателя, $V, \text{дм}^3$	$h_{01}=20 \text{ м}$		$h_{02}=6.0 \text{ м}$	
	$\sigma_{p \text{ доп}}, 10^5 \text{ Па}$	$\sigma_{h \text{ доп}}, \text{ м}$	$\sigma_{p \text{ доп}}, 10^5 \text{ Па}$	$\sigma_{h \text{ доп}}, \text{ м}$
0,25	5,2	0,75	4,8	0,36
1,0	5,6	0,88	5,2	0,41
3,0	5,9	1,03	5,6	0,47
7,5	6,3	1,23	6,0	0,55
10,0	6,8	1,42	6,4	0,60

Такая система существенно отличается от уже рассмотренной выше: при наличии волнения вариации глубины погружения и, соответственно, гидростатического давления в окрестности каждого излучателя практически отсутствуют, однако вследствие отклонений самих излучателей от горизонтальной плоскости даже при строго синхронной работе группы происходит рассинхронизация суммарного сигнала, излучаемого в вертикальном направлении. Необходимые оценки допустимых амплитуд волнения при этом могут быть сделаны с использованием алгоритма, описанного выше.

Заключение

В заключение следует отметить, что соблюдение указанных выше технологических требований к разбросу времен срабатывания излучателей, стабильности рабочего давления сжатого воздуха и глубины погружения пневматической группы является необходимым условием получения более информативных и качественных данных морской сейсморазведки, особенно при проведении сейсмических наблюдений для целей прямых поисков, при детальном работах в сложных сейсмогеологических условиях.

Подробнее об авторах



Гуленко
Владимир Иванович
д.т.н., профессор, зав.
кафедрой геофизических
методов поисков и разведки
ФГБОУ ВПО «Кубанский
государственный
университет

Литература

1. Гуленко В.И. Пневматические источники упругих волн для морской сейсморазведки: Монография. – Краснодар: КубГУ. 2003, – 313 с.
2. Бат М. Спектральный анализ в геофизике: Пер. с англ. М.: Недра, 1980. 535 с.
3. Вентцель Е.С. Теория вероятностей. М.: Наука, 1969. 576 с.
4. Гуленко В.И., Шумский Б.В. Технологии морской сейсморазведки на предельном мелководье и в транзитной зоне. Монография. Краснодар: КубГУ, 2007, –111 с.



Рудаков
Александр Владимирович

главный геофизик
НПП «Южморгеосейс»,
ГНЦ ФГУП
«Южморгеология»

Проблемы импортозамещения при выполнении сейсморазведочных работ в транзитных зонах и на мелководье российского шельфа

■ Рослов Ю.В., Половков В.В., Воронов М.А., ООО «Сейсмо-Шельф», г.Санкт-Петербург

Аннотация. В данной статье кратко рассматриваются особенности проведения сейсмических работ в транзитных зонах и оценивается возможность проведения исследований с использованием отечественного оборудования.

Введение

Обострение международной обстановки привело к введению целым рядом промышленно развитых стран секторальных санкций, направленных против Российской Федерации. В результате появились риски полного прекращения поставок оборудования, технологий и программного обеспечения зарубежного производства, используемых в геологоразведке. Санкциями США компаниям запрещены работы по поиску и добыче нефти при глубинах моря свыше 500 футов (152 м), а также работы на любых глубинах на шельфе Арктики [1]. Санкции США касаются не только американских подрядчиков в России, но и всех услуг и технологий, в которых доля американских лицензий или деталей составляет более 25%. Санкции Евросоюза максимально приближены к американским.

Независимо от того, как будет развиваться в дальнейшем геополитическая обстановка, произойдет ли ужесточение, либо полное снятие санкций, стало очевидным, что данная зависимость представляет угрозу государственной безопасности страны и ее экономическому положению, поскольку нефтегазовая отрасль является основным источником формирования бюджета. Прецедент перекрытия доступа отечественных компаний к современным западным технологиям создан и нет никаких гарантий, что это не повторится вновь. Поэтому сложившаяся ситуация побудила Прави-

тельство Российской Федерации обратить внимание на высокую зависимость отечественной геологоразведки от импортных технологий и озаботиться проблемой импортозамещения технических средств и технологий, применяемых при проведении геофизических работ.

Основным инструментом поиска и разведки углеводородов является сейсмическая разведка. Технологии проведения сейсморазведочных работ и виды используемого при этом оборудования зависят от района проведения исследований. В этом плане можно выделить морскую сейсморазведку, наземную сейсморазведку и сейсморазведку в транзитных зонах. В каждом из этих видов сейсмических работ есть свои проблемы и возможности импортозамещения. Например, в наиболее тяжелом положении оказалась морская 3D сейсморазведка, поскольку у отечественных компаний отсутствуют суда, соответствующие современным требованиям. Сейсморазведка же в транзитных зонах, которые традиционно являются самым неудобным объектом для сейсмических исследований, в свете импортозамещения оказалась в уникальном положении, обусловленном специфическими географическими условиями.

Особенности транзитных зон России

Изучение нефтегазоносности транзитных зон и мелководья российского шельфа является одной из наиболее актуальных и одновременно наиболее сложных

геологических задач. Актуальность изучения связана с тем, что, во-первых, эксплуатация даже сравнительно небольшого месторождения, расположенного в транзитной зоне, может оказаться рентабельной ввиду близости береговой линии и малых глубин дна (до 15 м). Во-вторых, многие нефтегазоносные районы, расположенные вдоль морских берегов, имеют на акватории свои продолжения [4], поэтому определение степени перспективности транзитных зон не требует экстраполяции прогнозных оценок на дальние расстояния, как это часто бывает при изучении шельфовых осадочных бассейнов. В-третьих, изучение геологического строения транзитных зон позволяет выполнить увязку между хорошо изученными морскими и сухопутными областями.

Вместе с тем, транзитные зоны являются своеобразным «белым пятном» для сейсмической разведки, поскольку в этих областях затруднительно использовать стандартные технологии, применяемые как в морской, так и в наземной сейсморазведке.

Основные проблемы сейсмических исследований транзитных зон:

1. Нет возможности использовать типовые геофизические суда, ввиду их большой осадки и малой маневренности, которая необходима в условиях неровного подводного рельефа, а также донной инфраструктуры;

2. Использование «стандартных» источников сейсмических колебаний затруднительно, поскольку применение взрывчатых веществ обычно запрещено, использование морских пневмоисточников не эффективно ввиду малой мощности водного слоя, а применение вибраторов не дает нужного эффекта из-за слабости грунта;

3. Использовать буксируемые сей-

смические косы, применяемые в открытом море, невозможно из-за малой глубины воды;

4. к зонам мелководья предъявляются повышенные требования экологической безопасности, что усложняет организацию работ;

5. хоны мелководья часто используются не для «геофизических» видов деятельности (грузовое и пассажирское судоходство, рыбная ловля, туризм, строительство), создающих дополнительные помехи, влияющие и на организацию работ, и на качество сейсмической записи.

Перечисленные выше сложности проведения исследований делают технологию сейсмической разведки в транзитных зонах отличной от технологий, используемых в морской сейсморазведке на глубокой воде, где наблюдается практически полная зависимость отечественных сервисных компаний от импортного оборудования [1].

Кратко рассмотрим наличие отечественного оборудования, используемого на рынке геофизических услуг при работах на мелководье.

Отечественное оборудование, используемое для сейсмических работ в транзитных зонах

Источники сейсмических колебаний

В качестве источников сейсмических колебаний можно использовать взрывы традиционных взрывчатых веществ в пробуренных неглубоких скважинах (при глубинах моря менее 2 м и обязательном разрешении на проведение взрывных работ), а также специальные групповые пневматические источники с суммарным объемом до 20 л (при глубинах моря более 0.5 м). Примером такого источника является ПИ «Малыш» (ООО «Пульс») [2], разработанный специально для работ в транзитных зонах. Также известны

электромагнитные импульсные источники «Геотон», «Титан» и др. Следует отметить оригинальные отечественные разработки ГС СО РАН - источник «Сибиряк» [10] и газодинамический источник сейсмических колебаний (ГИСК), разработанный в ООО «ТюменНИИгипрогаз» [3,7]. Также существуют многолетние наработки в области пневматических источников для сейсморазведки во ВНИПИ Взрывгеофизика (Москва).

Следует отметить, что ПИ «Малыш» успешно используется в производственных работах целым рядом отечественных сервисных компаний.

Регистрирующая аппаратура

При рассмотрении отечественных регистрирующих систем, предназначенных для работы в транзитной зоне, уместно разделить две принципиально разные технологии: кабельные и бескабельные системы сбора сейсмической информации.

Примером реализации первой технологии являются телеметрические системы семейства XZone^В компании «СИ Технолоджи» (Россия) [5, 6]. На участках площади работ, где глубины изменяются от 0 до 2 м, используется многокомпонентная донная коса (XZone^В Mursh Line), технология использования которой описана в работе [5]. На участках, где глубины превышают 2 м, используются специальные буксируемые косы (XZone^В Bottom Fish), удерживаемые на незначительной глубине (1-1.3 м) с помощью поплавков. На прилегающей суше исследования проводят с применением традиционной технологии наземных сейсморазведочных наблюдений с системой XZone^В Fly Lander. Среди компаний, успешно выполняющих производственные работы с использованием данных регистрирующих систем можно выделить ООО «Донгеофизика» и «PGS-Khazar».

Также можно отметить как перспективного разработчика сейсмических регистрирующих систем для покрытых водой мелководных территорий Саратовское предприятие с многолетней историей - ОАО "СКБ СП"

Примером реализации второй технологии являются автономные донные модули «Turtle-500» производства компании «Сейсмо-Шельф» (Россия). Модули являются многокомпонентными и предназначены для работ на глубинах до 500 м. Так же они могут быть использованы на суше. С этой аппаратурой уже было выполнено несколько производственных проектов и получен материал высокого качества [8, 9].

Транспортные средства

При проведении сейсмических работ в транзитной зоне невозможно использовать современные геофизические суда, предназначенные для работы на открытой воде. Данный факт всегда препятствовал эффективному изучению мелководья. Вместе с тем, во многом благодаря этому зависимость отечественных компаний, занимающихся изучением мелководья, от импортных транспортных средств оказалось существенно ниже, чем у организаций, специализирующихся на морской сейсморазведке.



▲ Рис. 1. Сейсмическое судно Ramform класса Titan, принадлежащее компании PGS (изображение с сайта www.nefteblog.ru).

Действительно, современное геофизическое судно должно быть предназначено для выполнения 3D сейсморазведки (желательно широкополосной 3D сейсморазведки, что становится практически стандартом на западе) и одновременно нести порядка 12-16 сейсмических кос. Компания PGS представляет суда Ramform класса Titan, которые способны одновременно буксировать 24 косы длиной 12 км каждая (рис. 1.), а стоимость одного такого судна оценивается порядка 250 млн. долларов. При этом у российских компаний в наличии всего три судна, способных выполнять 3D сейсморазведку, и число сейсмических кос на них варьируется от 4 до 8, в то время как на большинство тендеров требуется более 12 кос, причем эти требования часто выставляют и российские заказчики [1]. Строительство отечественных судов, удовлетворяющих требованиям современных морских сейсморазведочных работ за счет государства – сложная задача, ввиду их высокой стоимости и малого периода использования (как правило, 3-4 месяца в году в акваториях России).

В транзитных зонах такие суда бесполезны. Здесь главными требованиями к транспортным средствам являются маневренность и малая осадка, позволяющая работать в условиях предельного мелководья. К таким средствам относятся катамараны, каркасно-надувные катера, катера на воздушной подушке, надувные лодки, баржи, которые могут быть модифицированы под выполнение сейсмических работ.

К примеру, «PGS -Khazar» использует суда серии «Кайман», построенные в Астрахани (рис. 2.).

ООО «Донгеофизика» использует катамараны («Тортуга», «Мурена») (рис. 3.).

ООО «Сейсмо-Шельф» для раскладки донных станций использует каркасно-



▲ Рис. 2. Судно серии «Кайман»



▲ Рис. 3. Катамаран «Тортуга»



▲ Рис. 4. Катер «RIB-900».

надувные катера «RIB-900» (рис. 4.).

При этом у данной компании имеется мобильный сейсмический комплекс контейнерного типа, в котором хранятся донные модули, и выполняется их обслуживание. Контейнер можно установить на любое неспециализированное судно.

Для транспортировки на суше используются снегоболотоходы, плавающие вездеходы и т.п.

Все эти транспортные средства или их аналоги успешно производятся в России и по своей относительной простоте и стоимости не сопоставимы с судами типа Ramform.

Проблемы импортозамещения

В настоящее время в России существует целый ряд сервисных компаний, способных успешно выполнять 2D/3D сейсмические работы в транзитной зоне с использованием отечественного оборудования: ООО «Донгеофизика», «PGS-Khazar», «Южморгеология», ООО «Сейсмо-Шельф», ОАО «МАГЭ», группа компаний, входящих в состав ОАО «Росгеология» – «Южморгеология», «Севморгео» и др.

Также существуют отечественные компании, производящие основное геофизическое оборудование, из которых можно выделить следующие: ООО «Пульс» (производит пневматические источники «Малыш» и др.), компания «СИ Технолоджи» (производит кабельные регистрирующие системы семейства XZone) и ООО «Сейсмо-Шельф» (производит автономные донные модули «Turtle-500»).

Необходимые транспортные средства (катамараны, лодки, снегоболотоходы и т.п.) также могут производиться и производятся в России.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что никаких принципиальных проблем импортозамещения при выполнении сейсморазведочных работ в транзитной зоне нет. Даже в условиях открытого рынка отечественные технологии в этой нише развивались и достигли определенных успехов. Введение же санкций против России должно лишь дать дополнительный импульс к развитию этих технологий.

Тем не менее, ошибочно полагать, что все в этой сфере деятельности было хорошо, а теперь станет еще лучше, поскольку остаются общие проблемы импортозамещения, характерные не только для геологоразведки:

1. Частные инвесторы не спешат вкладывать деньги в проекты по импортозамещению, поскольку санкции в скором времени могут быть сняты, и для

инвесторов это будет пустая трата денег.

2. Отсутствует масштабная целевая поддержка со стороны государства. Да, действительно, сегодня государство реально озаботилось проблемой импортозамещения, но в этой озабоченности может быть больше политики, чем экономики. Есть опасность того, что в случае отмены санкций вся деятельность государства в этом направлении будет спущена «на тормозах». Кроме того, технологии стран юго-восточной Азии развиваются стремительными темпами и возможна ситуация, при которой западные поставщики оборудования и технологий просто будут заменены поставщиками с азиатских стран.

3. Слабое стимулирование предприятиями научной и инновационной деятельности.

4. Общее отставание России от западных стран практически во всех сферах наукоемкого производства. Современное оборудование, используемое в сейсмической разведке, это сложный продукт, эффективность которого во многом определяется последними достижениями в разных технических науках. Эффективность технологии проведения сейсмических работ и оборудования зависит от достижений в области электроники, радиотехники, кораблестроения, машиностроения и т.д. Все технологии западных стран непрерывно развиваются, поэтому трудно поддерживать конкурентоспособность российского геофизического оборудования на базе только отечественных технологий, в случае их существенного отставания.

5. Резкое снижение конкуренции в случае ухода западных технологий с российского рынка геофизических услуг может негативно сказаться на качестве уже выпускающегося отечественного оборудования, либо лишить компании стимула к дальнейшему повышению качества.

Выводы

Таким образом, можно заключить, что принципиальных проблем импортозамещения при выполнении сейсморазведочных работ в транзитной зоне нет, в отличие, например, от морской сейсморазведки. Все основное оборудование, необходимое для работы в переходных зонах (источники, регистрирующие системы, наземный и водный транспорт), уже производится отечественными компаниями, но в недостаточных количествах. В таком случае необходимо на уровне государства ставить задачу модернизации действующих производств таким образом, чтобы увеличить выпуск требуемой продукции.

Искусственное падение конкуренции в случае ухода западного оборудования с отечественного рынка геофизических услуг может привести к снижению качества выпускаемой продукции. Чтобы этого избежать, необходимо развивать конкуренцию на внутреннем рынке, оказывая поддержку частным компаниям и стимулируя вхождение в бизнес новых игроков, занимающихся производством оборудования в области сейсмической разведки. Если государство “выберет” какую-либо одну компанию, и поручит ей создать “уникальный, инновационный продукт” для, например, регистрации продольных и обменных волн, то в результате получившийся продукт, возможно, и будет уникальным и инновационным, но никогда не станет конкурентоспособным.

Необходимо приобретать лицензии у зарубежных производителей современного геофизического оборудования на право производства его на территории России отечественными компаниями.

Необходимо увеличить стимулирование нефтегазовыми компаниями научной и инновационной деятельности в области геологоразведки. Для этого, в свою очередь, требуется разработать механизмы, побуждающие нефтегазовые компании это делать.

В общем, сложившаяся на международной арене напряженность дает прекрасный шанс отечественным компаниям и государству существенно снизить зависимость от импортного оборудования в области геологоразведки в целом, и изучении транзитных зон в частности. Тем более, в случае мелководья, для этого имеются все предпосылки, надо только этим появившимся шансом грамотно воспользоваться.

Литература

1. Ампилов Ю.П. Освоение Шельфа Арктики и Дальнего Востока. Проблемы и перспективы // Offshore [Russia]. Акватории, 2014, ноябрь, С.8-15.
2. Бадиков А.Н., Гуленко В.И. Источник упругих волн для сейсморазведки на предельном мелководье и в транзитных зонах // Приборы и системы разведочной геофизики. 2009. № 3. С. 24–26.
3. Болотов А.А., Крылов Г.В. Совершенствование стимуляции скважин посредством импульсного газодинамического метода.: «Наука и техника в газовой промышленности», - М. №4(16), 2003 - 24-28 с.
4. Верба М.Л., Будагов А.Г., Келлер М.Б., Грязнов Н.Н., Григоренко Ю.Н. Проблемы изучения нефтегазоносности транзитных зон Арктического шельфа России//Геология нефти и газа, 06' 2000.
5. Жгенти С.А., Запорожец Б.В., 2008, Технология и опыт применения системы XZoneR Mursh Line при 2D- и 3D-сейсмических исследованиях на предельном мелководье транзитных зон: Технологии сейсморазведки, 2.
6. Жгенти С.А., Запорожец Б.В., Технология сейсморазведки в прибрежных зонах // Технология сейсморазведки. 2009, №3, С. 72-77.
7. Патент РФ №2250986 от 05.07.2003 г. Г.В. Крылов, АА Болотов
8. Рослов Ю.В., Мережко А.А., Жемчужников Е.Г., Половков В.В., Попов Д.А. Многокомпонентные сейсморазведочные работы в транзитной зоне Печорской губы с использованием мобильного комплекса модулей Turtle-500//6th Saint-Petersburg International

Conference & Exhibition, Saint-Petersburg. Russia, 7-10 April 2014.

9. Рослов Ю.В., Воронов М.А., Половков В.В., Долотказин И.Н. Технология многокомпонентной донной сейсморазведки на основе модулей «Turtle-500» // Приборы и системы разведочной геофизики, 02/2014, С. 37-46.

10. Селезнев В.С., Кашун В.Н., Москаленко Ю.А., Бабушкин С.М. Пневматический источник сейсмических сигналов «Сибиряк» / Патент на изобретение RUS 2376613 09.07.2008.

Подробнее об авторах



Рослов
Юрий Викторович

заместитель директора
по геофизике и развитию
бизнеса ООО
«Сейсмо-Шельф»



Воронов
Михаил Аркадьевич

главный инженер
ООО «Сейсмо-Шельф»



Половков
Вячеслав Владимирович

начальник отдела
обработки и интерпретации
сейсмических данных
ООО «Сейсмо-Шельф»

28 февраля 2015 года ушел из жизни Юрий Викторович Рослов, директор по геофизике ООО «Сейсмо-Шельф», президент Санкт-Петербургского общества EAGE, к.ф.-м.н.

Ушел из жизни яркий, открытый и удивительно добрый человек. Его незаурядный талант выдающегося организатора, высококлассного специалиста, энергичного ученого снискали глубокое уважение тех, кто работал с ним.

Юрий Викторович внес неоценимый вклад в развитие российской морской геофизики. При его непосредственном участии выполнялись работы на опорных геолого-геофизических профилях в Баренцево-Карском и Охотоморском регионах. Результаты его работ использовались в государственной программе делимитации российского шельфа.

Рослов Ю.В. был автором более 60 научных работ, разработчиком и пропагандистом современных научных взглядов и направлений в сейсморазведке, создателем программы сейсмотомографической интерпретации данных МПВ-ГСЗ. Его методические и программные разработки успешно использовались при проведении инженерно-геологических изысканий при пересечении рек и водоемов, когда обычные методики были неэффективны.

Светлая память о замечательном человеке, выдающемся геофизике, будет сохранена в сердцах всех, знавших Юрия Викторовича и в его трудах.

SCOUT

Бескабельная сейсмосистема



32 Bit АЦП
T 0,25-4 мс



Энергонезависимая
Flash память до 32 Gb



Ethernet
Высокоскоростной порт
Ethernet



Wi-Fi
Встроенный Wi-Fi
модуль



GPS
Встроенный GPS
модуль



Встроенный датчик Холла
для управления питанием

2D/3D/4D

Любые проекты

*Контроль расстановки в реальном времени.
Повышенная производительность.
Низкие затраты на логистику и обслуживание.
Улучшенное качество полевого материала.
Работа в недоступных для кабельных систем местах.*



Сопровождение проектов
Сервис 24/7



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

Комплексный подход при разработке оптимальных технических условий выполнения 3D сейсморазведочных работ в мелководной части шельфа Печорского моря

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

Аннотация. В работе представлен пример выбора технологии и методики сейсморазведочных работ для изучения шельфового участка в условиях арктического климата на примере конкретного участка. Показано, что детальный анализ природно-климатических особенностей района и реализация методики сейсмогеологического моделирования позволяют обосновать необходимость использования той или иной технологии и методики полевых работ, а также корректно оценить и спроектировать сейсморазведочные работы [1]. В статье выполнено сравнение технологий работ с буксируемым и донным оборудованием. Оценены преимущества и недостатки каждой из них для конкретных условий. Приводятся рекомендации по применению разных систем наблюдения для решения геологических задач.

Введение

Основная задача данной работы заключается в определении необходимых и достаточных для решения геологических задач, объемов сейсморазведочных работ 3D, а также выборе оптимальной технологии и методики выполнения полевых работ в короткий безледовый период на шельфе Печорского моря.

Существует две технологии выполнения морских сейсморазведочных работ: с буксируемым и донным оборудованием. Каждая из них имеет свои преимущества и недостатки, возможности и ограничения. При этом, применение той или иной методики зависит от ряда факторов (геологического строения объекта, сроков выполнения работ, глубины моря, бюджета и т.д.). Под методикой работ подразумевается использование технологии с определенным количеством, типом и параметрами оборудования: количество сейсмических кос, расстояние между ними, шаг пунктов приема и возбуждения, максимальное удаление и т.д.

Природно-климатическая обстановка

Печорское море является юго-восточной частью Баренцева моря, ограниченной островами Вайгач и Колгуев. Район

планируемых геофизических исследований охватывает акваторию моря с глубинами от 18 до 30 м.

Климат района суровый, с продолжительной зимой и коротким безледовым периодом, что накладывает значительные ограничения на объемы работ, которые можно выполнить в полевой летне-осенний период, и, соответственно, на технологию и методику работ. На основании анализа ледовой обстановки за последние годы по данным различных источников можно сделать вывод о возможном периоде выполнения работ с конца июня-начала июля до конца октября-начала ноября (табл. 1).

Также, при оценке возможного периода и времени работ необходимо учитывать метеорологическую обстановку: температуру воздуха и воды, силу ветра, высоту волн, туманы и их периодичность и продолжительность. При неблагоприятных погодных условиях, например, высоте волны более двух метров, уровень шумов поднимается выше допустимых пределов и, соответственно, проводить работы невозможно. Так, например, по статистике: в июле количество нерабочих дней – 7%, августе – 10 %, сентябре – 15-25 %, октябре – 35-45% и ноябре – 50-60%.

► Табл. 1. Статистические данные по ледовой обстановке за последние 5 лет в районе планируемых работ.

Год	Освобождение района от льда	Начало ледообразования
2010	Конец июня- начало июля	Конец октября- начало ноября
2011	Конец июня- начало июля	Начало ноября
2012	Начало июня	Конец октября- начало ноября
2013	Конец июня- начало июля	Конец октября- начало ноября
2014	Начало июля	Начало ноября

Отрицательные температуры воздуха начинаются со второй половины сентября, что также сильно осложняет работы, вследствие чего происходит обледенение оборудования и ухудшение его характеристик. Использование специальных средств снижает и замедляет процессы ледообразования, но полностью защитить оборудование невозможно, так как оно постоянно находится в воде.

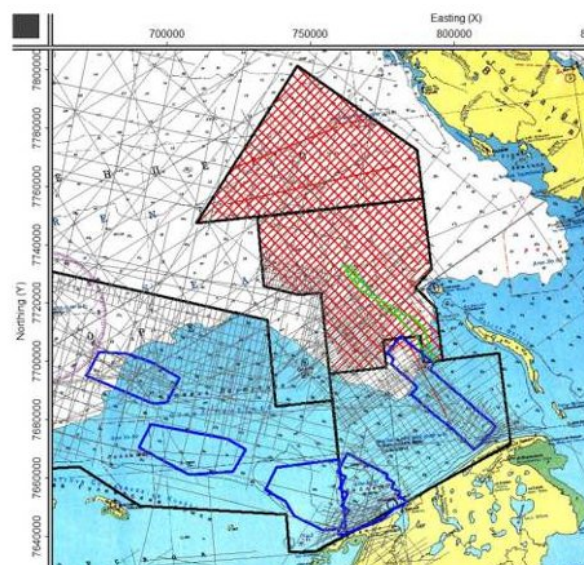
Важным фактором, ограничивающим и затрудняющим выполнение полевых работ, является продолжительность светового дня, которая зависит от географического положения участка работ. Из соображений безопасности в темное время суток нельзя выполнять спуско-подъемные операции с лодками, выполнять наладку, замену оборудования и т.д. Поэтому при поломке оборудования в темное время суток, его нельзя отремонтировать или заменить, что приводит к дополнительным простоям. Так, например, продолжительность светового дня в июне-июле составляет 24 часа, в конце августа - начале сентября 15-16 часов, а уже в ноябре до 4-6 часов за сутки.

Изученность района работ

Участок работ изучен неравномерной сетью сейсмических профилей, которые были отработаны в 1980 – 2000-е года (коэффициент изученности 1.11). Важной особенностью работ прошлых лет, по сравнению с современными сейсморазведочными работами, является технология работ: использовались короткие сейсмические косы (2-2.5 км), регистрируемое и излучающее оборудование

имело менее стабильные характеристики (чувствительность, синхронизация и т.д.), шаг между пунктами приема и возбуждения составлял 50 и 100 м, соответственно. Все это приводило к низкой кратности наблюдений, недостаточной пространственной разрешенности данных и плохой освещенности глубоких горизонтов.

Для повышения изученности района работ и детализации геологического строения в пределах исследуемых участков в 2014 году были выполнены сейсморазведочные работы 2D (рис. 1) по сети сгущающих профилей 2х3 км. При этом коэффициент изученности стал – 1.9.



▲ Рис. 1. Район планируемых работ.
 - **зеленый контур** – перспективные объекты;
 - **красные линии** – сейсмические профили 2014 года;
 - **черные контуры** – лицензионные участки;
 - **синие контуры** – контуры 3D сейсмических работ.

С целью получения единой структурно-тектонической модели и динамически увязанных данных результаты предыдущих работ 1990х-2000х годов были переобработаны совместно с новыми данными по единому графу.

На рис. 2 представлены результаты переобработки сейсмических данных 1994 года, выполненной в 2003 году и сопоставление с переобработкой этих же данных в 2014 году. Применение современных технологий временной обработки сейсмических данных, а также алгоритмов построения сейсмических изображений, позволило улучшить качество геолого-геофизической информации за счет значительного улучшения прослеживаемости основных горизонтов, увеличения горизонтальной и вертикальной разрешенности данных, лучшего картирования разрывных нарушений и тд. Полученные результаты позволили переоценить геологическое строение участка, что дало возможность уточнить положение и размеры перспективных объектов.

Участок исследуемых работ находится рядом с уже открытыми месторождениями, перспективность которых доказана. По результатам проведенных 2D работ можно говорить о перспективности данного участка для бурения и разработки. Для уточнения строения, характеристик перспективных структур и определения точки бурения необходимо проведение сейсморазведочных работ 3D.

Моделирование для оценки необходимых параметров работ

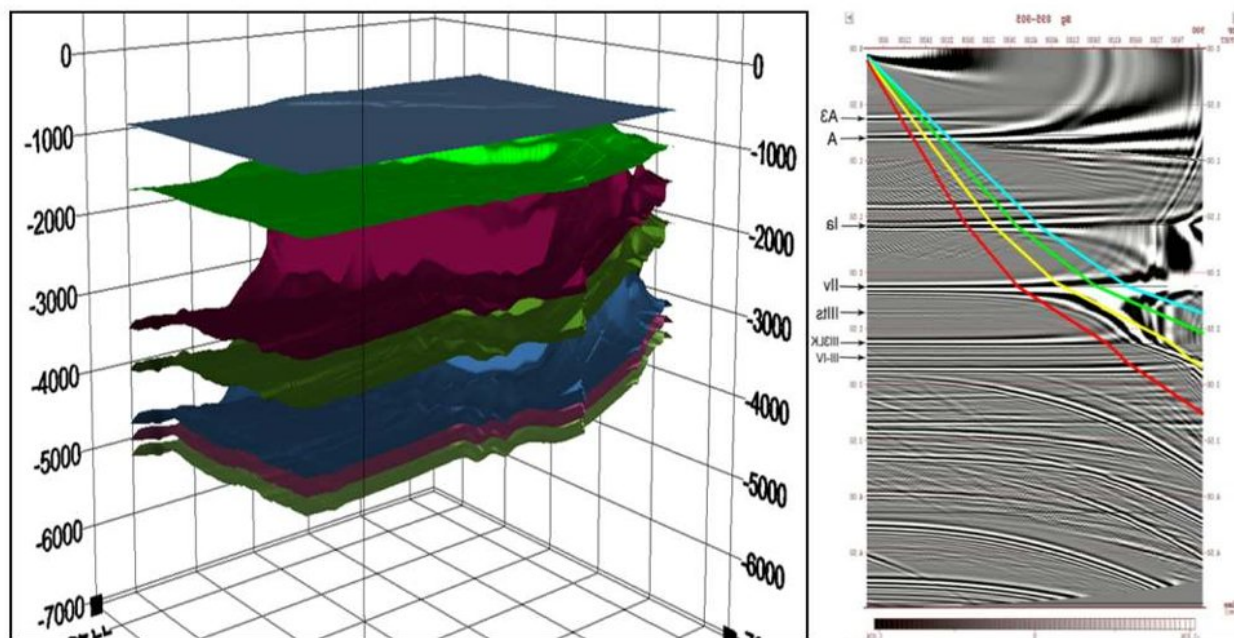
Для получения качественных данных сейсморазведки 3D большое значение имеет применяемая система наблюдения, так как конфигурация системы и ее параметры оказывают существенное влияние на результаты работ и возможности решения геологических задач [4,6].



▲ Рис. 2. Сравнение результатов обработки (2003 г.) и переобработки (2014 г.) сейсмических данных 2D.

Наиболее корректным способом оценки эффективности возможных систем наблюдения и выбора оптимальной для повышения результативности сейсморазведки является использование при проектировании полевых работ сейсмогеологического моделирования. По результатам анализа данных предыдущих работ было выполнено построение геолого-геофизической модели исследуемого участка (в варианте 2D и 3D), моделирование синтетических данных и детальный анализ параметров и атрибутов для выбора оптимальной технологии и методики полевых работ. На рис. 3 представлена построенная 3D модель исследуемого участка и приведена рассчитанная синтетическая сейсмограмма.

Важным параметром любой системы наблюдения является максимальное удаление источник-приемник. Это удаление, которое позволяет регистрировать отражения от глубокозалегающих и круто наклоненных границ, и впоследствии получать изображение необходимых объектов.



▲ Рис. 3. 3D модель участка планируемых работ и рассчитанная синтетическая сейсмограмма.

Определение необходимого максимального удаления выполнялось двумя способами: через оценку растяжения сейсмического импульса (в процентах) и анализ углов отражения сейсмической волны по сейсмограммам ОСТ. При обработке сейсмических данных зачастую используют мьютинг по растяжению импульса 30%-35%, что соответствует примерно 40-50 градусам углов отражения падающей волны. На основании анализа реальных и модельных данных было определено, что максимальное удаление системы наблюдения должно быть не менее 6000 м.

Далее оценивалась длина записи сейсмических данных - с учётом вертикального времени пробега волны до самой глубокой границы исследования и максимального выноса, необходимости регистрации полной волновой картины, включая дифрагированные волны. Расчетное время записи составило не менее 6 с.

Затем проводились работы по анализу разрешенности сейсмической записи - возможности распознавать объекты определённого размера. Вертикальная

разрешающая способность позволяет разделять объекты по глубине, она прямо зависит от частоты и скоростных характеристик разреза. Горизонтальная разрешающая способность позволяет распознавать объекты по латерали. Чаще всего она принимается от четверти до половины преобладающей длины волны. С точки зрения параметров системы наблюдений, горизонтальная разрешенность критична при выборе размеров бина. В таблице 2 представлен расчет размера бина для различных частот при угле наклона границ 30 градусов (максимальный угол).

Немаловажным фактором, влияющим на точность и качество построения сейсмического изображения, является апертура миграции. При проектировании контура съемки необходимо увеличить зону полной кратности относительно перспективного контура, чтобы сформировать правильную апертуру миграции для корректного учета сейсмического сноса. Размеры зоны, на которую необходимо увеличить площадь съемки (в отличие от перспективного объекта), зависят от глубины залегания объекта,

Горизонт	Глубина, м	Размер бина для частоты 20 Гц, м	Размер бина для частоты 30 Гц, м	Размер бина для частоты 40 Гц, м	Размер бина для частоты 50 Гц, м	Размер бина для частоты 60 Гц, м
1	800	61.25	40.83	30.63	24.50	20.42
2	1000	61.52	41.01	30.76	24.61	20.51
3	2700	67.49	45.00	33.75	27.00	22.50
4	3200	73.11	48.74	36.56	29.25	24.37
5	4000	79.60	53.07	39.80	31.84	26.53
6	4200	79.62	53.08	39.81	31.85	26.54
7	4400	80.43	53.62	40.21	32.17	26.81

▲ Табл. 2. Расчет размера бина по горизонтам для различных доминантных частот сигнала, глубин для углов наклона границы до 30°.

скоростей и углов наклона. Увеличение площади необязательно должно быть одинаковым во всех направлениях, она может изменяться в зависимости от наклона границ.

Для оценки апертуры миграции было выполнено 3D моделирование по построенной глубинно-скоростной модели участка. По результатам анализа рассчитанных атрибутов (карт) апертура миграции составила не менее 5 км (для углов до 50 градусов). Однако по результатам тестирования, во время выполнения обработки реальных данных, в качестве оптимальной выбрана апертура 6 км. При проектировании контур съемки был увеличен в поперечном направлении на 6 км, в продольном - на 4 км относительно перспективного объекта. В данном случае неравномерность увеличения контура обусловлена геологическим строением, то есть разными углами наклона структуры в продольном и поперечном направлениях. Примерная площадь геологического объекта составляет около 250 кв.км.. С учетом апертуры миграций контур исследования должен быть не менее 800 кв.км.

Выбор технологии и методики работ

Глубины моря в пределах участка планируемых работ позволяют использовать технологию как с буксируемым, так и с донным оборудованием. При выборе методик с буксируемым оборудованием

важно понимать, что для покрытия контура исследований полной кратностью необходимо учитывать заход (длина сейсмической косы) и выход (половина длины косы) судна с профиля. Большое количество сейсмических кос увеличивает радиус разворота судна, а также приводит к большему провисанию оборудования на поворотах и повышает риск зацепления оборудования за дно. Поскольку рядом с перспективным объектом (около 10 км) находятся острова и глубины моря значительно меньше 18 м, выполнение работ вкост структуры возможно не более, чем с 8-ю косами.

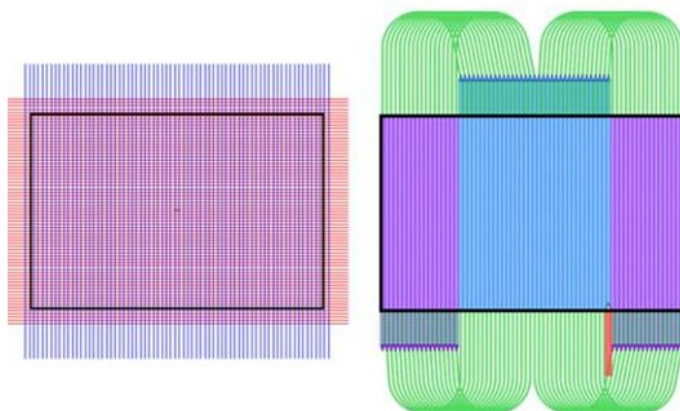
При выборе методик с донным оборудованием основополагающими являются производительность и необходимое количество сейсмического оборудования. На основании эмпирических критериев, установленных эффективностью работ прошлых лет в данном регионе, для анализа были выбрана методика с 8-ю активными линиями приема и ортогональным расположением линий возбуждения.

Были проанализированы следующие методики для каждой из технологий работ:

- с буксируемым оборудованием (4-х, 6-ти, 8-косовые суда, сепарация 100 м, 480 каналов, шагом ПП – 12.5 м, и шагом ПВ - 25 м (флип-флоп – 50 м));
- с донным оборудованием (шаг

ЛПП/ЛПВ 300/400, 400/300, 400/400, и 300/300 с 8-ю активными линиями приема по – 132 ПП, через 50 м, шагом ПВ – 25 м).

Для анализа производительности рассматриваемых технологий был выбран произвольный контур объемом 800 кв.км. На рис. 4 представлены схемы отработки данного контура с донным и буксируемым оборудованием.



◀ Рис. 4. Схема отработки участка 800 кв.км. с использованием донного (слева) и буксируемого (справа) оборудования.

Для расчета времени отработки участка с буксируемым оборудованием скорость сейсмического судна была принята равной 4,5 узла при работе на профиле, и 4 узла при разворотах.

Для расчета времени с донным оборудованием скорость отстрела судном-источником была установлена в 4,5 узла, для раскладки/сбора сейсмического оборудования скорость раскладки/сбора равнялась 3 узлам (средняя, с

учетом захода на линию и разворотов). При активном шаблоне в 1056 каналов наличие 2-3х комплектов регистрирующего оборудования позволяет выполнять работы конвейерным способом, фактически без остановки.

Как уже говорилось выше, при планировании работ в северных морях необходимо закладывать дополнительный

процент простоев по погодным условиям. От года к году они изменчивы и могут значительно повлиять на сроки выполнения работ. Также важным фактором, определяющим простои, являются причины технического характера: выход из строя сейсмического и пневматического оборудования (обмерзание буюв, обмерзание пневмопушек и т.д.), а также самих судов.

В таблице 3 представлено сравнение

▼ Табл. 3. Сравнение производительности технологий с буксируемым и донным оборудованием.

Параметры	Донное оборудование				Буксируемое оборудование		
Количество приемных кос	8	8	8	8	4	6	8
Расстояние между косами	300	300	400	400	100 м		
Расстояние между ЛПВ	300	400	300	400	-		
Шаг ПП	50	50	50	50	12.5 м		
Шаг ПВ	25 м	25 м	25 м	25 м	25 м (флип-флоп 50 м)		
Кратность	88	80	88	64	60		
Размер бина	25x12.5 м	25x12.5 м	25x12.5 м	25x12.5 м	6.25x25 м		
Время с учетом погодных и технических простоев	173 дня	156 дней	153 дня	133 дня	54 дня	37 дней	28 дней

время работы на участке контура 800 кв.км. с буксируемым и донным оборудованием. По результатам анализа расчетов можно сделать вывод, что работы с донным оборудованием будут более времяёмкими, чем работы с буксируемым оборудованием.

Наиболее существенным отличием систем наблюдений с донным оборудованием от систем наблюдений с буксируемым оборудованием являются их азимутальные характеристики. На рис. 5 представлены диаграммы распределения трасс по удалениям и азимутам для двух выбранных технологий. Представленные системы наблюдения с донным оборудованием считаются широкоазимутальными или среднеазимутальными [2]. При этом использование систем с буксируемым оборудованием (при условии использования одного судна и одного прохода) позволяет получить данные только в очень узком диапазоне азимутов. Фактически получается неполное 3D, а 2D методом широкого профиля. Очень часто азимутальность получаемых сейсмических данных является критичным фактором при изучении сложнопостроенных сред, где необходимо всесторонне осветить геологический объект, оценить анизотропию и т.д. [2, 3]. Поэтому, при проектировании сейсморазведочных работ необходимо всесторонне оценивать параметры освещенности геологи-

ческих объектов и принимать решения о целесообразности использования той или иной системы наблюдений на этом этапе геологоразведочных работ.

Одной из важных характеристик систем наблюдений в сейсморазведке, которая может повлиять на качество получаемого результата от работ, является кратность. На рис. 6 представлены графики распределения эффективной кратности в зависимости от удаления для технологий с донным и буксируемым оборудованием для разных размеров бина. Стандартно, размер бина определяется шагом между пунктами приёма и возбуждения, но в связи возможностью установки регистрирующего оборудования в буксируемой косе с более мелким шагом (12.5 м), шаг ОСТ получается 6.25 м. То есть для анализируемых выше технологий с буксируемым оборудованием расчетный размер бина составляет 6.25x25м, а для технологий с донным оборудованием 25x12.5 м.

Для обоснованного сравнения кратности различных систем наблюдения необходимо привести бины к одинаковому размеру во всех направлениях (объединить бины), в данном случае к 25x25 м. На рис. 6 представлено сравнение графиков набора кратности для технологий с донным и буксируемым оборудованием. Можно видеть, что для расчетного размера бина система наблюдения с дон-

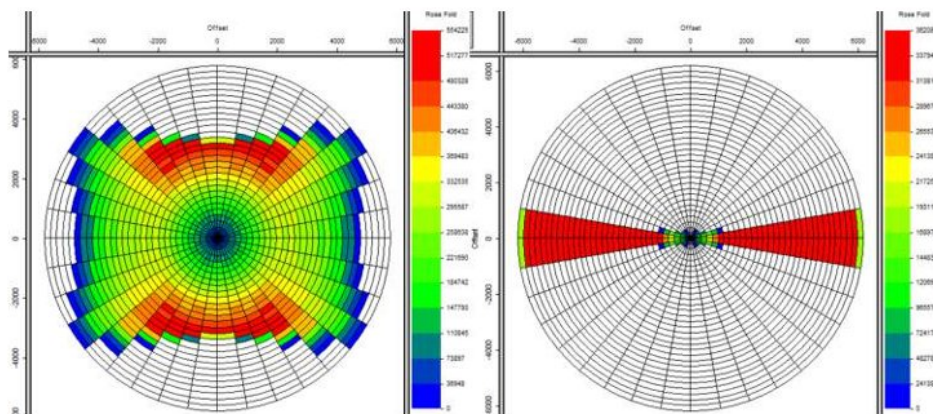
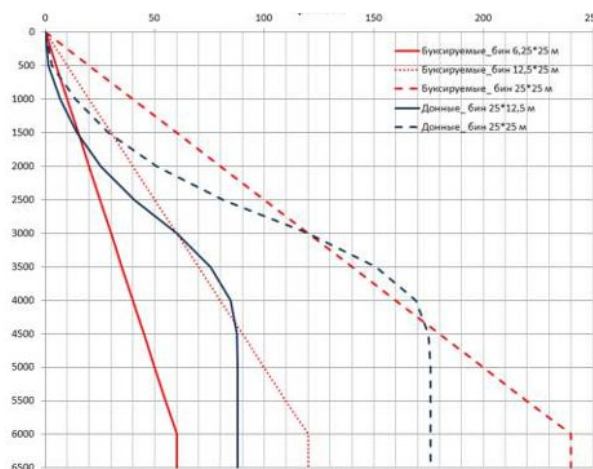


Рис. 5. Диаграммы распределения трасс по удалениям и азимутам донной (слева) и буксируемой (справа) технологий.

ным оборудованием обладает более высокой кратностью, но после приведения к одинаковому размеру бина видно, что наоборот, технология с буксируемым оборудованием при такой методике работ имеет на ближних и дальних удалениях большую кратность, а на средних они сравнимы.



▲ Рис. 6. Графики набора кратности по удалению для технологий с донным и буксируемым оборудованием.

Для дальнейшего анализа и проектирования будет использоваться технология с буксируемым оборудованием (4 косы, сепарация 100 м, длина кос 6000 м), что позволит максимально близко подойти к береговой линии и покрыть большую зону, тем самым максимально осветив целевые объекты со стороны суши.

Для работ с донным оборудованием будет использоваться методика с 8 активными линиями по 132 канала в каждой, шагом между линиями приема 400 м и линиями возбуждения 300 м. При данных параметрах методики мы сможем получить достаточно хорошую кратность и производительность работ.

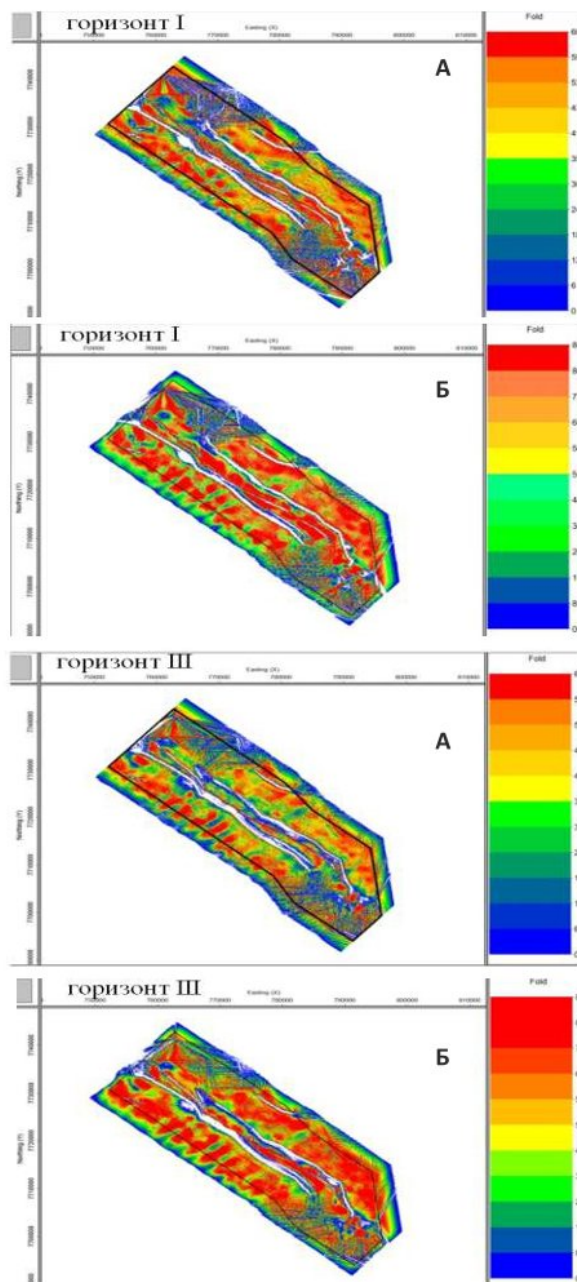
Проектирование

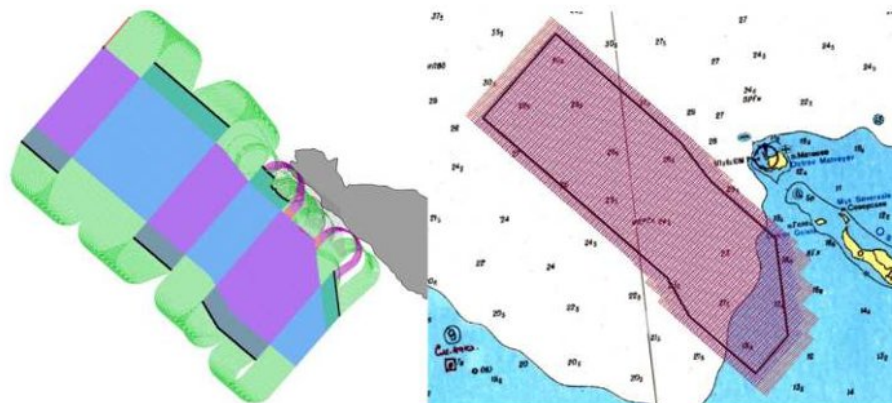
На основании выполненных расчетов с учетом апертуры миграции, общий объем контура составляет 800 кв. км.

Классический подход к выбору азиму-

та обработки основан на форме перспективного объекта, простирающему разломных зон и т.д. В данной работе определение оптимального азимута отстрела выполнялось на основании 3D моделирования. Расчеты и анализ карт освещенности по основным горизонтам (рис. 7) показали более надежное прослеживание перспективных объектов и разлом-

▼ Рис. 7. Карты освещенности для методик с буксируемым (А) и донным (Б) оборудованием для азимута отработки вкрест перспективных объектов.





◀ Рис. 8. Отработка площади с буксируемым (слева) и донным (справа) оборудованием.

ных зон при отработке участка вкрест структуры для методик как с буксируемым, так и с донным оборудованием.

На рис. 8 представлены схемы отработки контура сейсморазведочных работ 3D с буксируемым и донным оборудованием.

В таблице 4 представлено сравнение морских технологий сейсморазведочных работ анализируемых в данной работе.

▶ Табл. 4. Сравнение технологий с буксируемым и донным оборудованием.

	Буксируемое оборудование 4 косы	Донное оборудование 8 линий приема
Производительность, кв.км/день	10-15	4-5
Азимутальность	0.1	0.7-1.0
Стоимость, млн. руб.	0.5-0.8 кв.км	1.2-1.5 кв.км

На основании результатов моделирования, анализа карт освещенности перспективных горизонтов, возможных сроков выполнения полевых работ в короткий сезон, производительности технологий, глубин моря в пределах участка работ, а также анализа стоимости работ можно обоснованно рекомендовать использование технологии с буксируемым оборудованием и параметрами методики - 4 косы с длиной 6000 м и сепарацией 100 м.

Выводы

Выполнение геолого-геофизических исследований на Арктическом шельфе включает в себя множество рисков различного характера, начиная со сложных природно-климатических условий

региона, короткого безледового периода и заканчивая отсутствием развитой береговой инфраструктуры в регионе для оперативного реагирования на чрезвычайные ситуации. На этапе планирования и подготовки полевых работ необходим тщательный анализ всех возможных рисков и путей их минимизации. Только такой подход позволяет выполнить все запланированные работы

на высоком уровне в максимально сжатые сроки.

В рамках данной работы, на примере участка в Печорском море, представлен комплексный методический подход к проектированию морских сейсморазведочных съемок 3D на шельфе, который позволил проанализировать и учесть географические и климатические особенности региона, сравнить возможности технологий с буксируемым и донным оборудованием, а также различных вариантов методик (количество кос, шаг ПП и ПВ и т.д.) сейсмических работ.

Для обоснованного выбора наиболее оптимальной технологии и методики проведения полевых работ было выполнено сейсмогеологическое моделирова-

ние, включающее в себя построение глубинно-скоростной модели среды, расчет синтетических данных и карт атрибутов. На основе построенной модели участка работ были оценены преимущества и недостатки различных технологий полевых работ с точки зрения «освещенности» целевых объектов.

Применение выбранной технологии и методики работ позволит выполнить весь объем запланированных работ в течение одного полевого сезона, получить качественные данные и решить геологические задачи.

Четкое понимание геологических задач, стоящих перед сейсморазведочными работами, и всесторонний анализ всех факторов, влияющих на выполнение работ, позволяют минимизировать возможные риски при выполнении полевых работ на этапе их проектирования и подготовки.

Благодарности

Авторы выражают благодарность коллегам за помощь в подготовке данной работы.

Литература

1. Горбачев С.В.// Современные технологии морских сейсморазведочных работ и их применение для разведки на Арктическом шельфе России//Научно-практическая конференция«Сейсмические технологии», Москва, 21-23 апреля 2014г.
 2. Горбачев С.В. Особенности анализа и проектирования широкоазимутальных систем наблюдения // Tyumen 2013 - New Geotechnology for the Old Oil Provinces, Russia, Tyumen, 25-29 March 2013.
 3. Горбачев С.В., Яковлев А.П. Моделирование сейсмосьемок - инструмент повышения эффективности сейсморазведки // Oil & Gas Journal Russia. №10 (54), октябрь 2011.
 4. Brown G. The Why and How of Marine Wide Azimuth Technology. 2009.
 5. Cordsen A., Galbraith M., Preice J.W.//Planning Land 3D Seismic Surveys. 2000.
- Vermeer G.O. 3-D Seismic Survey Design. SEG. // Geophysical reference series No.12. 2002.

Подробнее об авторах



Горбачев
Сергей Викторович

к.т.н., начальник отдела
геофизики ООО
«РН-Шельф-Арктика».



Титов
Антон Борисович

главный специалист
отдела геофизики ООО
«РН-Шельф-Арктика».

Опыт проведения сейсморазведочных работ в районах, прилегающих к шельфу, в транзитных зонах «море-суша» с сейсмоисточниками «Геотон»

■ Гурьев С.В., Лопухов Г.П., Юров А.А., ООО «Фирма «Геосейс», г. Москва

Проведение сейсморазведки на шельфе, в транзитных зонах является актуальной задачей, еще не освоенной в настоящее время в полной мере. Об этом свидетельствуют итоги совещания по импортозамещению в области аппаратно-технических средств для производства геологоразведочных работ на шельфе, в транзитной зоне «море-суша» и на прилегающей территории, организованного и проведенного ОАО «Росгеология» и ГНЦ ОАО «Концерн «ЦНИИ Электроприбор» 03-04 декабря 2014 г. в г. Санкт-Петербург в ГНЦ ОАО «Концерн «ЦНИИ Электроприбор».

Ниже изложены основные тезисы доклада, представленного на этом совещании ООО «Фирма «Геосейс» (в дальнейшем – компания «Геосейс»), об опыте проведения сейсморазведочных работ в районах, прилегающих к шельфу, в транзитных зонах «море-суша» с использованием сейсмоисточников «Геотон».

Создание и внедрение в сейсморазведочное производство наземных электромагнитных источников сейсмических колебаний «Геотон» является одним из направлений деятельности компании «Геосейс» уже более 15 лет. География сейсморазведочных работ с использованием наших источников простирается от республики Коми до Сахалина.

Сейсмоисточники «Геотон» предназначены для проведения сейсморазведочных работ по технологиям МОГТ-2D, МОГТ-3D, МПВ, ВСП. Универсальный, легкий, мобильный и высокопроизводительный сейсмоисточник «Геотон» последней разработки обеспечивает возможность получения качественного сейсмического материала там, где использование тяжелой техники затратно, а иногда просто невозможно (эксклюзивные зоны, заповедники, ледовое покрытие рек и озер). Стоит подчеркнуть, что применение данной технологии, в отличие от технологий с использованием



ГЕОТОН-30	Большая глубинность исследований Большая мощность
ГЕОТОН-15	Универсальность Решение различных задач Глубинной сейсмики
ГЕОТОН-12	Работа в ЭКСКЛЮЗИВНЫХ ЗОНАХ Глубинная сейсмика Инженерная сейсмика

◀ Рис. 1. Линейка сейсмоисточников «Геотон».

взрывчатых веществ, позволяет исключить или свести к минимуму ущерб, наносимый окружающей среде, что обеспечивает соблюдение экологического регламента, оговаривающего условия использования сейсмоисточников в природоохранных зонах.

Линейка сейсмоисточников «Геотон», используемых при производстве работ, насчитывает несколько высокопроизводительных образцов, рассчитанных на применение в различных сейсмогеологических, климатических, геоморфологических (рельефных) условиях (Рис.1).

В линейку сейсмоисточников «Геотон» входят:

- «Геотон-30» - хорошая мощность и решение задач ГЛУБИННОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ;

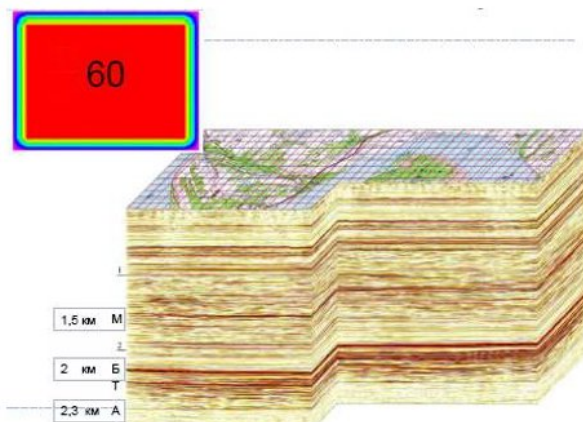
- «Геотон-15» - универсальность технологии, мобильность и решение задач нефтяной сейсморазведки. Модульность исполнения позволяет сформировать источники в большие группы для достижения максимальной глубинности исследований;

- «Геотон-12» - работа в зонах больших экологических ограничений, Глубины до 3 км, ВЧР и инженерная сейсмика.

Одним из примеров решения проблем, рассмотренных на совещании в г. Санкт-Петербурге, являются сейсморазведочные работы МОГТ-3D, выполненные на акватории р.Обь. Особенность этой работы заключалась в том, что сейсмические наблюдения необходимо было провести в водоохраной зоне с минимальным ущербом окружающей среде. Вместе с тем, Заказчик был намерен провести наблюдения с высокой кратностью, что предполагало наличие большого количества ПВ.

Решением данной дилеммы явилось применение экологосберегающей технологии с использованием сейсмоис-

точников Геотон. Была применена регулярная система наблюдений - плотность (ПВ-50м, ЛВ-300м), кратность 60 по всему участку. Работа осуществлялась по ледяной поверхности р.Обь (см. Рис.2).



▲ Рис. 2. Результат сейсморазведочных работ МОГТ-3D на акватории р.Обь.

Ранее, схожие решения задач были реализованы на Тазовской Губе, где для достижения большей глубинности применялись источники «Геотон-30» (рис.3).

Компания «Геосейс» ведет постоянный поиск новых решений, направленных на решение задач, связанных с проведением сейсморазведочных работ в транзитных зонах, занимается разработкой мощных высокопроизводительных энергонасыщенных сейсмоисточников с высоким отношением полезного сигнала к различным помехам, сейсмоисточников продольных и поперечных волн, предназначенных для малоглубин-

▼ Рис. 3. Отряд сейсмоисточников Геотон-30 на льду Тазовской Губы.



ной и глубинной сейсморазведки. В компании рассматриваются задачи, связанные с применением флота невзрывных источников для технологий повышения нефтеотдачи, ведется разработка вспомогательного оборудования, сервисной контрольно-измерительной аппаратуры. С целью расширения функциональных возможностей сейсмоисточника, наше предприятие в кооперации с другими компаниями проводит научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы по созданию сейсмоисточника для возбуждения сейсмических волн в водной среде. Господдержка подобных разработок гарантированно сократит время поступления в геофизические организации необходимых аппаратурно-технических средств для производства ГРП на шельфе, в транзитных зонах и других акваториях.

В заключение следует отметить, что проблемы импортозамещения оборудования, предназначенного для производства геолого-разведочных работ в части возбуждения сейсмических колебаний, конечно же, существуют и этих проблем немало. Но эти проблемы решаемые. Комплектующие, которые необходимы для использования в отечественных приборах и устройствах не составляет сложности приобрести, поскольку они являются если не единичными образцами, то образуют небольшую серию, которую несложно заказать через посредников, не подпадающих под санкции.

Нашу позицию мы отразили в предложениях в «Протокол совещания по импортозамещению в области аппаратурно-технических средств для производства ГРП на шельфе, в транзитной зоне «моресуша» и на прилегающей территории». Суть наших предложений заключается в «необходимости обеспечения со стороны государства поддержки развития россий-

ских технологий и технических средств, в том числе, наземных импульсных сейсмоисточников». При наличии такой поддержки бизнес приемлемые решения найдет.

Литература

1. Юров А.А., Резвов В.И., Гурьев С.В. Проведение сейсморазведочных работ в эксклюзивных зонах источниками «Геотон-12» // Приборы и системы разведочной геофизики. 2010. № 4. С. 30-31.

2. Юров А.А., Лопухов Г.П., Гурьев С.В. Импульсный электромагнитный источник «Геотон-15». Опыт практического применения // Приборы и системы разведочной геофизики. 2013. № 3. С. 49-53.

Подробнее об авторах



Гурьев
Сергей Владимирович

генеральный директор



Лопухов
Геннадий Петрович

советник по научно-техническим вопросам, д.т.н.



Юров
Антон Александрович

главный геофизик

От хорошего - к лучшему или нет предела совершенству

■ Захаров Н.В., Шумский Б.В., ГНЦ ФГУП «Южморгеология», г. Геленджик

Лиманно-плавневые зоны еще в недалеком прошлом были технологически недоступны для проведения сейсморазведочных работ. Лишь после создания специализированных технических средств (донные приемные устройства, пневмоисточники, транспортная техника) и разработки соответствующих технологий появились возможности изучения геологического строения и перспектив нефтегазоносности этих районов [1, 2].

В ходе многолетних работ геофизические компании, способные выполнять сейсморазведочные исследования в транзитных зонах, пришли к единой технологии производства работ, смысл которой заключается в том, что с помощью вездеходной гусеничной техники осуществляется раскладка приемных линий. Излучение упругого сигнала осуществляется погружным пневмоизлучателем объемом до 5 литров, рассчитанным на работу в заполненных жидкостью скважинах. При этом компрессор с источником и буровая установка смонтированы на гусеничном вездеходе, как изображено на рисунке 1.

Основной недостаток применяемой технологии работ – низкая производи-

тельность, заключающаяся в несоответствии существующей и доступной вездеходной техники условиям производства работ. Из доступной самоходной техники для организации передвижного «взрыв-пункта» и раскладчиков приемных систем, можно перечислить ряд гусеничных вездеходов: МТЛБ, ГАЗ-71, ПТС-2, ПТС-М, ТМ-130, ДТ-10, ДТ-30. При достаточно большом перечне вездеходной техники, принцип у них один – герметичный кузов-лодка, который приводится в движение гусеничным приводом. Конструктивная особенность гусеничного привода заключается в том, что при кратковременном преодолении водных преград сальниковые уплотнения защищают от попадания воды, но при длительном нахождении техники в воде происходит неизбежное вымывание смазки из подшипников и шестерен трансмиссии, в результате чего техника выходит из строя. Кроме того, при наезде на заросли камыша или попадании в иловую линзу, вездеход лодкой-корпусом ложится на препятствие. При этом гусеницы без какого-либо результата проворачиваются в иле, еще больше погружая вездеход в грунт.

В полевой партии, выполняющей сейсмические исследования в транзитной зоне, наличие вездеходов как минимум три единицы: один «взрыв-пункт» и два раскладчика.

Извлечь застрявший вездеход способен только аналогичный или более тяжелый вездеход. При этом неоднократно происходят случаи, когда вытягивающий вездеход так же проваливается в ил и застревает. Таким образом, работа полевой партии превращается в решение инженерных задач по извлечению застрявшей техники. Геофизические работы при этом приостанавливаются.

Средняя производительность за сезон



▲ Рис. 1. Скважинный источник на базе вездехода ТМ-130.

при такой технологии работ составляет ≈ 20 ф.н. в сутки, хотя хронометраж времени одного физического наблюдения показывает затраты на его выполнение 11 – 15 мин. Таким образом, в полевой сезон основным непроизводительным временем является время, затрачиваемое на извлечение застрявшей гусеничной техники и простои по погодным условиям.

Специалисты ГНЦ ФГУП "Южморгеология" провели тщательный анализ отечественных и западных образцов технических средств, применяемых для проведения геофизических работ в сходных условиях, и разработали собственную технологическую схему излучения упругого сигнала в условиях обводненной или заболоченной местности с использованием скважинных пневмоисточников на базе гусеничной платформы-амфибии.

К летнему полевому сезону 2014 г ГНЦ ФГУП «Южморгеология» изготовил универсальные гусеничные платформы-амфибии в количестве трех единиц (рис.2), на базе которых были организованы один «взрыв-пункт» и два «раскладчика» для подъема/ раскладки приемного оборудования.

Технические характеристики универсальной гусеничной платформы-амфибии приведены в Таблице 1.



▲ Рис. 2. Универсальная гусеничная платформа-амфибия

Такая конструкция при габаритных размерах 7×5×3.9 м имеет грузоподъемность 12 тонн и низкое удельное давление на грунт. Непотопляемость обеспечивается герметичными понтонами-поплавками. При глубине более 1,6 м транспортное средство начинает двигаться в водоизмещающем режиме.

Гидродвигатели, находящиеся в верхней части понтонов, защищены от попадания воды, таким образом, данный вездеход может сколь угодно долго находиться в воде без какого-либо ущерба для ходовой части.

Внешний вид «взрыв-пункта», смонтированного на универсальной гусеничной платформе-амфибии специалистами ГНЦ ФГУП «Южморгеология», представляет собой сложное сооружение (рис.3).

На универсальной гусеничной платформе-амфибии, определяемой как «взрыв-пункт», в кузове установлено

▼ Табл. 1.

Наименования значений	Величина значений
Максимальная скорость движения по суше	5 км/час
Грузоподъемность	8 – 12 тонн
Допустимая температура воздуха	+40°C, -5°C
Преодоление подъема с «плава»	не более 15°
Преодоление препятствий	до 0.5 м
Вес	15 тонн
Высота	3900 см
Ширина	5000 см
Длина	7000 см
Ширина гусениц	1780 см
Высота борта	1000 см



▲ Рис. 3. Внешний вид «взрыв-пункта», смонтированного на универсальной гусеничной платформе-амфибии.

следующее технологическое оборудование:

1. Два комплекта пневматического и бурового оборудования, которые смонтированы на боковых бортах кузова вездехода, что позволяет одновременно выполнять возбуждения из двух скважин.

Каждый комплект состоит из бурового шнекового агрегата для бурения взрывных скважин и скважинного пневматического источника 2200LL-BHS фирмы «Bolt» объемом 4 литра (рис.4), который смонтирован на штанге, позволяющей погружать его на заданную глубину. Источник рассчитан на работу как в жидкостных, так и в грязевых условиях.

2. Для обеспечения пневматических источников сжатым воздухом, установлен компрессор высокого давления «Sauer».

3. Ресиверы (воздухохранилища), состоят из двух кассет баллонов высокого давления общим объемом 480 л.

4. Контроллер группового пневматического источника «LongShot», обеспечи-



▲ Рис. 4. Буровая установка со скважинным пневматическим источником 2200LL-BHS фирмы «Bolt».

вает синхронное срабатывание группы.

5. Дешифратор системы синхронизации возбуждения «Pelton».

6. Воздухораспределительная рампа.

7. Навигационное оборудование, необходимое для позиционирования «взрыв-пункта» на линии отстрела и фиксирования координат пунктов возбуждения.

Погружение пневмоисточника в грунт выполняется с принудительным давлением и может осуществляться следующими приемами:

- в пробуренную скважину;
- непосредственно задавливанием в почву;
- комбинирование бурения и задавливания.

В первом случае выполняется бурение скважины на заданную глубину. Осуществляется это тогда, когда встречаются участки грунта с твердой почвенной поверхностью.

Первоначально длина бурового инструмента имеет размер 4.5 м (шнек 3.0 м и 1.5 м квадрат). Ход вращателя состав-

ляет 3.5 м. Чтобы пробурить скважину глубже 3.5 м следует наращивать шнеки.

По окончании бурения выполняется поднятие шнекового инструмента. Автоматически буровой станок смещается и синхронно на его место устанавливается пневмоисточник, который специальным устройством под давлением подается на забой скважины.

Если грунт мягкий, то используется вариант непосредственного задавливания пневмоисточника в почву.

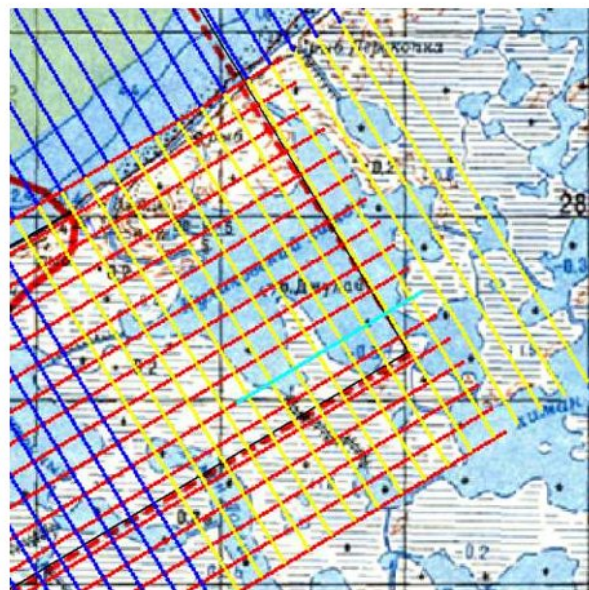
Комбинированный способ погружения пневмоисточника заключается в том, что первоначально разбуривается верхний слой почвы с ходом вращателя 3.5 м, а затем задавливается пневмоисточник на заданную глубину.

Обе буровые установки работают параллельно. Максимальная глубина погружения источника ограничивается длиной задавливаемой штанги и равна 6.0 м. Суммарный объем излучателей – 8 литров.

ГНЦ ФГУП «Южморгеология» приступила к выполнению производственных сейсмических исследований по методике МОВ ОГТ 3D с использованием нового, специально приобретенного и сконструированного оборудования в летнем полевом сезоне 2014 г в Приазовской лиманно-плавневой зоне. Приемные линии при этом располагались в условиях болот с густой тростниковой растительностью и лиманах (рис. 5).

Фактически, работы для «взрыв - пункта» на протяжении всего полевого сезона свелись к его опытно – производственной эксплуатации, в процессе которой выполнялось совершенствование отдельных узлов и агрегатов, а так же технологии работ.

В конце полевого сезона затраты времени на одно физическое наблюдение при погружении пневмоисточника комбинированным способом составили 6 - 8 мин, а максимальная достигнутая



▲ Рис. 5. Поверхностные условия в пределах активной расстановки приемного устройства.

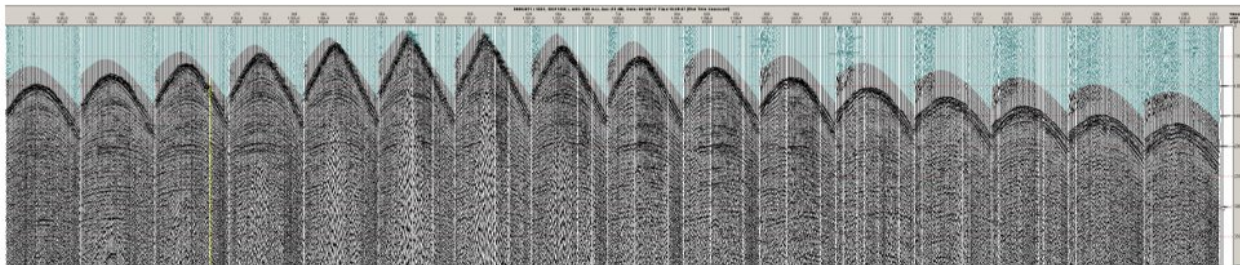
суточная производительность составила - 132 ф.н.

На рисунках 6 и 7 представлены сейсмограммы, характеризующие волновое поле, зарегистрированное при возбуждении пневмоисточником объемом 8 литров при задавливании пневмоисточника в грунт (рис.6) и погружении в скважину (рис.7).

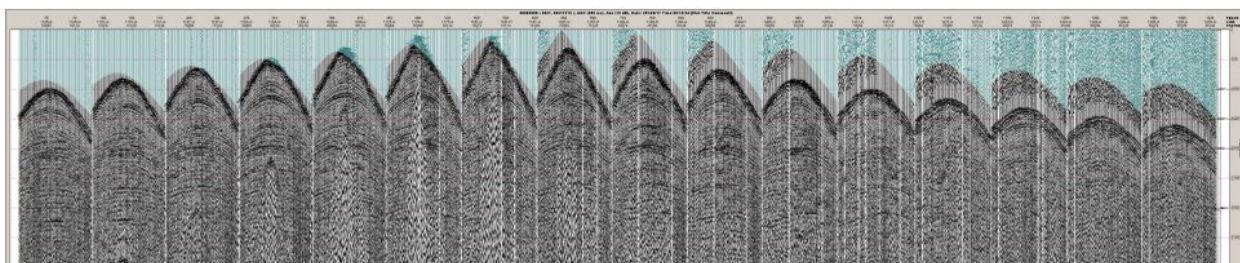
Основные показатели методики работ имели следующие параметры:

- количество линий приема – 16;
- количество приемных каналов в линии – 120;
- расстояния между линиями приема – 300 м;
- расстояния между линиями возбуждения – 300 м;
- максимальное расстояние «взрыв-прием» - 4537 м;
- номинальная кратность прослеживания – 80.

Из сопоставления рисунков несложно заметить, что сейсмограммы практически идентичны между собой, в связи с чем, использование задавливания пневмоисточника в грунт, как наиболее производительного способа, вполне оправдано.



▲ Рис. 6. Сейсмограмма, характеризующая волновое поле при 4-х накоплениях (задавливание пневмоисточника в грунт на глубину 4 м).



▲ Рис. 7. Сейсмограмма, характеризующая волновое поле при 4-х накоплениях (бурение скважины и погружение пневмоисточника на глубину 4 м).

При регистрации упругих колебаний использовались датчики СВГ – 6 (рис.8), разработанные и изготавливаемые в ГНЦ ФГУП «Южморгеология».

Датчик СВГ-6 состоит из шести соединенных последовательно геофонов GS20-DX фирмы «OYO GEOSPACE», смонтированных в цилиндрическом контейнере. Погружение датчиков в грунт до твердой поверхности, как правило, реализуется при движении раскладчика и выполняется специально изготовленным для этого устройством. В заболоченной местности встречаются такие участки, где погружение датчиков СВГ-6 осуществляется на глубину до 1.5 м.

Выводы

В ГНЦ ФГУП «Южморгеология» для выполнения сейсморазведочных исследований в лиманно-плавневых зонах разработана и внедрена уникальная технология, позволяющая качественно выполнять возбуждение и прием упругих колебаний, раскладку/подъем приемного устройства в заболоченных районах с любыми поверхностными условиями.

Использование специализированной техники в комплексе с буровым оборудованием, позволило существенно увеличить производительность сейсморазведочных работ в сложных условиях лиманно-плавневых зон.



▲ Рис. 8. Рис. 8 Общий вид датчика СВГ-6.

Литература

1. Масыкин А.Ю., Технологии сейсморазведочных работ в переходных зонах на юге России, Приборы и системы разведочной геофизики, № 03/2011, стр.8-10
2. Захаров Н.В., Шумский Б.В., Рудаков А.В., Если нельзя, но очень хочется, то выполнимо..., Приборы и системы разведочной геофизики, № 03/2011, стр.11-14

Сейсморазведочные работы МОГТ 2D в транзитной зоне с использованием бескабельной сейсморегистрирующей системы «SCOUT»

■ Берешполец А.И., Гавшин А.Н., Рюмин В.А., Середенко О.А., Чомахидзе З.Г.,
ОАО «Краснодарнефтегеофизика», г. Краснодар

Сейсморазведочные работы МОГТ-2D с использованием сейсморегистрирующей бескабельной телеметрической системы «SCOUT» ОАО «Краснодарнефтегеофизика» проводило в 2014 году.

Геофизические исследования проводились с целью изучения структурного плана чокракских отложений, картирования коллекторов и определения точек под поисковое бурение. Геологической задачей являлось получение высококачественных сейсмических данных, обеспечивающих:

- детальное изучение геологического строения по горизонтам чокракского яруса;
- выявление и трассирование разрывных нарушений;
- картирование терригенных коллекторов в отложениях чокрака;
- выявление объектов, перспективных на нефть и газ.

Площадь проведения работ была занята многочисленными лиманами, протоками, ериками, болотами, плавнями, затрудняющими прохождение техники и отработку сейсмических профилей. Такие сложные поверхностные условия, а также практически полное отсутствие коммуникаций, крайне затрудняют изучение глубинного строения этих зон.

Обычно применяемые для проведения профильной сейсморазведки МОВ ОГТ кабельные сейсморегистрирующие системы, в таких районах либо не применимы вообще, либо их применение возможно в крайне ограниченных объемах. Поэтому для проведения геофизи-

ческих исследований на данной площади была использована бескабельная сейсморегистрирующая система «SCOUT», разработанная и выпускаемая ОАО «СКБ СП» (г.Саратов).

При проведении геофизических исследований в районах со сложными поверхностными условиями бесспорными достоинствами бескабельных сейсморегистрирующих систем являются [1, 2]:

- возможность прокладки профиля там, где это необходимо, независимо от наличия естественных препятствий;
- существенное снижение трудоемкости работ и экономия времени при расстановке и наладке приемных линий;
- использование бескабельной системы снимает проблемы, связанные с экологией и обеспечением безопасности работы персонала сейсмопартии.

Система «SCOUT» позволяет:

- автоматически определять координаты блока на профиле;
- формировать сейсмограммы путем привязки зарегистрированных файлов сейсмических данных к соответствующим временам запуска источника возбуждения;
- производить привязку сейсмограмм, формируемых в процессе сортировки зарегистрированных сейсмических данных, к конкретным пикетам, используя при этом входной SPS-Файл с заданными координатами расстановки профиля;
- обрабатывать результаты тестирования и выдавать заключение о техническом состоянии блоков и встроенных аккумуляторов.

СБТС «SCOUT» относится к классу бескабельных сейсморегистрирующих систем автономного типа, которые обеспечивают выполнение сейсмических наблюдений без мониторинга процесса регистрации сейсмоданных и технического состояния полевых блоков со стороны Центральной Регистрирующей Системы (ЦРК).

Беспроводной полевой модуль БАР-3 системы «SCOUT» включает в себя три канала с 24-разрядной оцифровкой, встроенный высокочувствительный GPS-приемник, тактовый генератор, встроенный генератор тестовых сигналов, энергонезависимую память емкостью до 32 Гбайт и высокоскоростной порт для передачи данных.

Для обеспечения временной синхронизации работы модуля и локализации модуля на местности используются сигналы GPS. При потере сигнала GPS тактовый генератор может сохранять точное время в течение 2-х часов. Длительность непрерывной работы модулей системы «SCOUT» от встроенных аккумуляторов составляет 14 дней.

Опытные работы

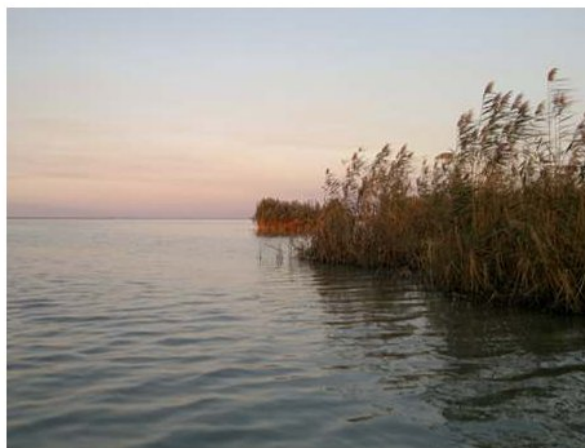
Для уточнения параметров системы наблюдения были проведены опытные работы. Для этого был выбран профиль, на котором представлены все характерные ландшафтные условия района работ: плавни – болото (Рис. 1), лиман (Рис. 2), суша – рисоводческая система.

На рис. 3 показан полевой модуль БАР-3 системы «SCOUT», установленный на участке профиля в плавнях.

В качестве источников использовались пневматические излучатели ПИК 3 (рабочие камеры с объемом не менее 4 дм³). Возбуждение сигнала проводилось двумя пневмоисточниками, погруженными в скважины на глубину 5-7 м (на



▲ Рис. 1. Плавни.



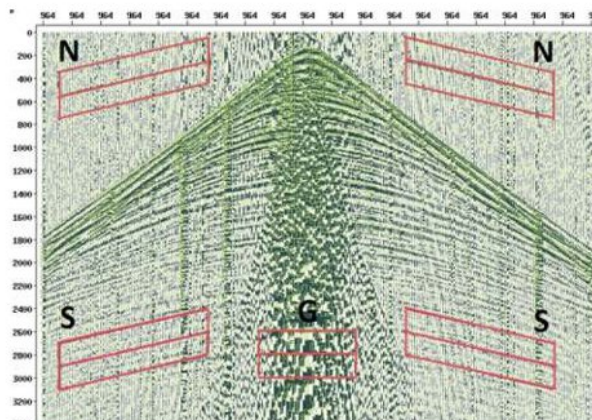
▲ Рис. 2. Лиман.



▲ Рис. 3.

суше и в плавнях) и на 1,5 м в воду (в лиманах).

По полевым сейсмограммам (на дисплее) визуально изучался общий характер волнового поля, как в целом во всем интервале сейсмической записи,



▲ Рис. 4. Окна анализа сейсмограмм.

так и в конкретных интервалах целевых отражений (Рис. 4).

На рис. 5. представлена сейсмограмма, зарегистрированная на участке плавней (ПВ409 – 16 накоплений).

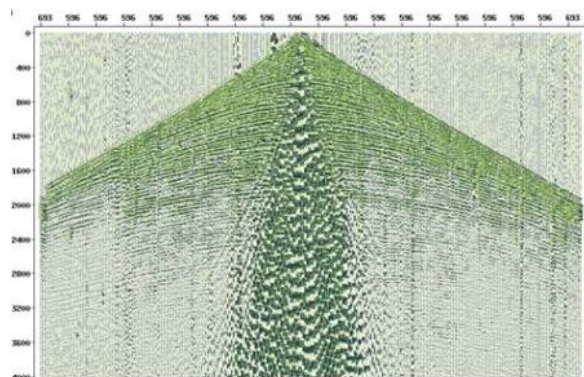
На рис. 6. представлена сейсмограмма, зарегистрированная на участке лимана (ПВ245 – 16 накоплений).

В результате выполненных опытных работ были определены следующие параметры системы наблюдения на профилях:

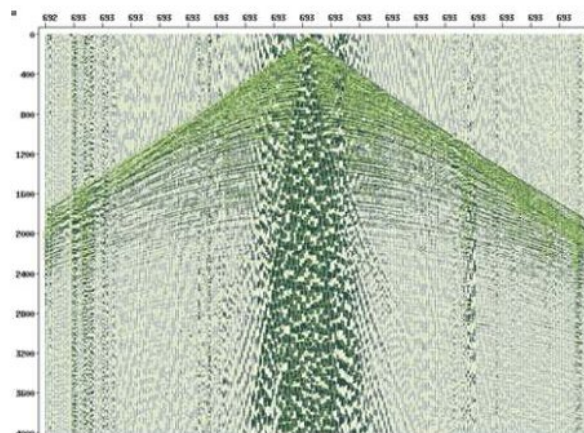
- система наблюдений – центральная, симметричная;
- 270-канальная активная расстановка;
- центральное расположение ПВ (на 129 канале);
- шаг по ПП – 25м;
- шаг по ПВ – 25 м;
- максимальное удаление возбуждение-прибор-3500 м;
- кратность прослеживания - 128 на полнократной части профиля, на конце профиля - не менее 64;
- для статистического увеличения возбуждаемого сигнала число накоплений должно быть не менее 8-ми с возможным увеличением в зависимости от уровня помех и энергии сигнала.

Полученные результаты

В результате выполнения геофизических исследований с целью изучения



▲ Рис. 5. Сейсмограмма ПВ409 (16 накоплений).



▲ Рис. 6. Сейсмограмма В245 (16 накоплений).

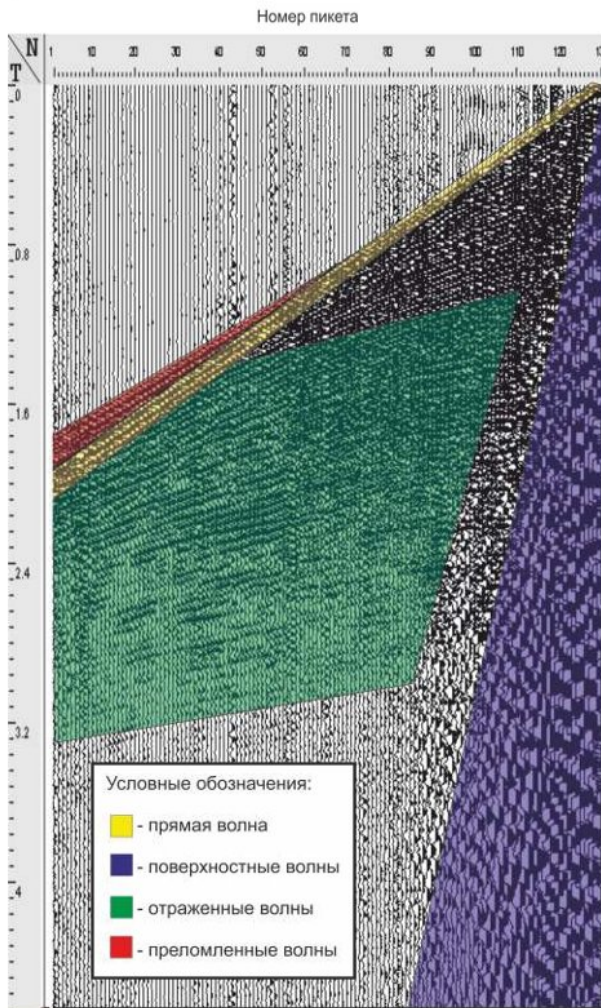
структурного плана чокракских отложений, картирования коллекторов и определения точек под поисковое бурение были получены следующие результаты:.

1. Значения пластовых скоростей в надчокракских отложениях монотонно возрастают с глубиной от 1800 до 2200 м/сек. В чокракских отложениях пластовые скорости увеличиваются до 2270-2300 м/сек.

Значения средних скоростей до целевых горизонтов изменяются в пределах 2320-2330 м/с.

2. Сейсмический разрез хорошо дифференцируется по акустической жесткости. На сейсмограммах регистрируются до 10 отражений в интервале от 0,5 до 3,2 сек (Рис. 7).

Представленное на рис.7 волновое поле является характерным для исследуемого района работ.



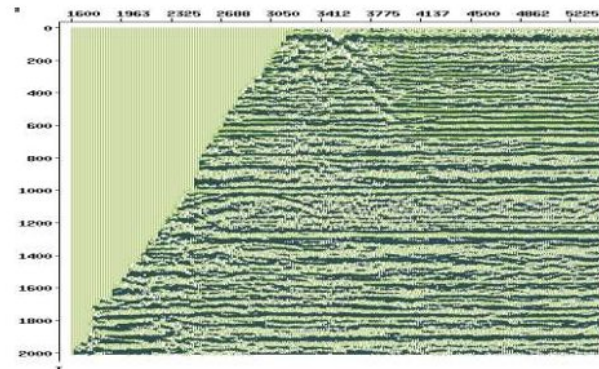
▲ Рис. 7.

3. Временной разрез МОГТ-2D характеризуется хорошим соотношением сигнал/помеха, временной разрешённостью сейсмической записи, динамической выразительностью горизонтов, коррелируемостью полезных отражений.

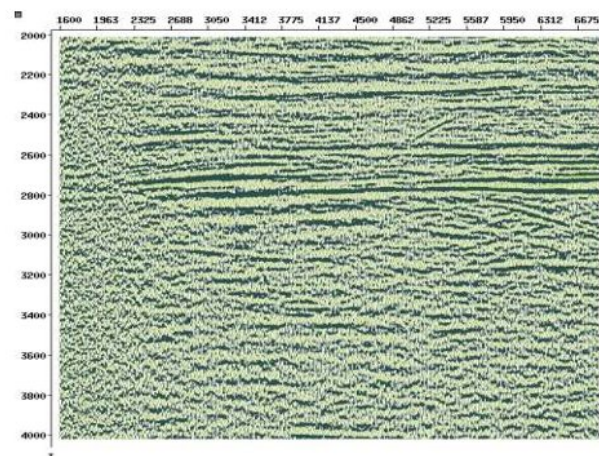
Фрагменты различных интервалов предварительного временного разреза после полосовой фильтрации представлены на Рис. 8-10.

4. Типичными волнами-помехами глубинного происхождения являются кратно-отраженные волны. На предварительном временном разрезе прослеживаются отражения от чокракских отложений (2600-3000 с).

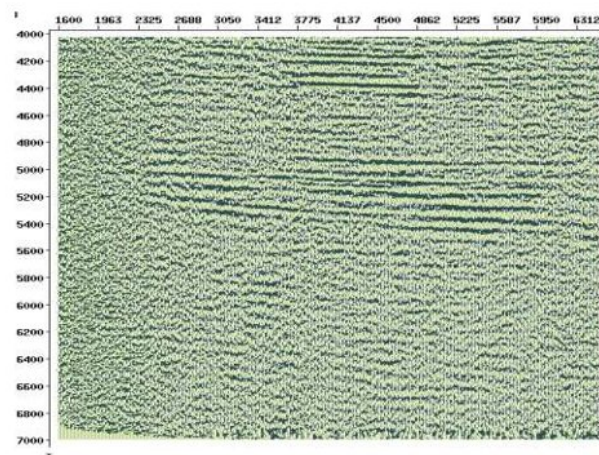
5. Преобладающий спектр частоты сигнала от 16 до 30 Гц (Рис. 11-12).



▲ Рис. 8. Фрагмент предварительного временного разреза (0- 2000 мс) по одному из профилей после полосовой фильтрации (10 – 60 Гц) в изучаемом интервале .



▲ Рис. 9. Фрагмент предварительного временного разреза (2000 - 4000 мс) по одному из профилей после полосовой фильтрации (10 – 60 Гц) в изучаемом интервале



▲ Рис. 10. Фрагмент предварительного временного разреза (4000 - 7000мс) по одному из профилей после полосовой фильтрации (10 – 60 Гц) в изучаемом интервале

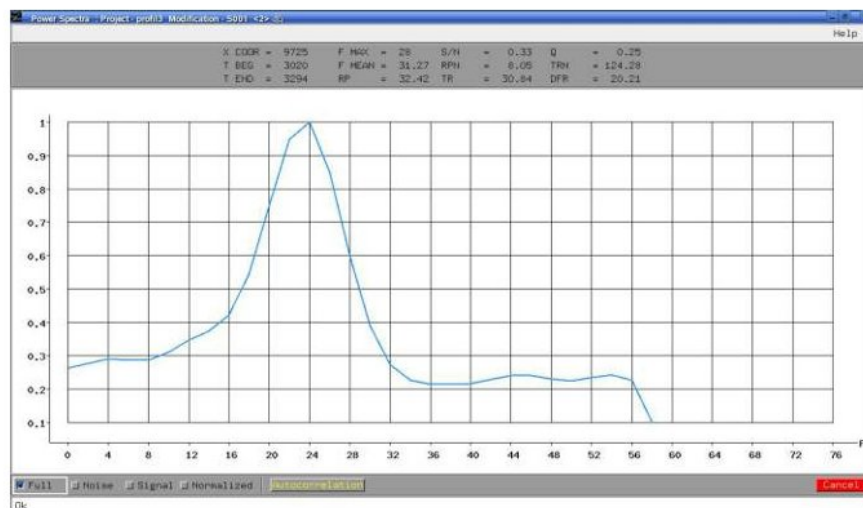
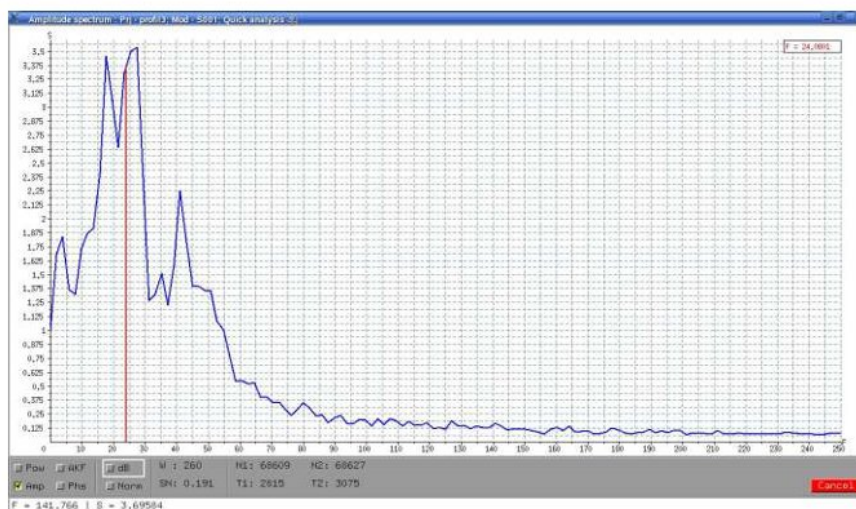


Рис. 11. Частотные спектры сигналов в интервале 3020 – 3294 мс

Рис. 12. Частотные спектры сигналов в интервале 2815 – 3075 мс



Выводы

Полученные в ходе выполнения опытных работ МОГТ-2D результаты использования технологии бескабельного сбора сейсмической информации в сложных ландшафтных условиях района работ (плавни – болото, лиман, суша – рисоводческая система) позволяют сделать следующие выводы:

1. Применение бескабельной технологии сбора сейсмической информации в столь сложном для проведения сейсмических исследований районе обеспечило получение первичного материала, позволяющего провести обработку и структурные построения согласно геологическому заданию.

2. Созданная в ОАО «СКБ СП» бескабельная сейсморегирующая система

«SCOUT» обеспечена полным набором программных и аппаратных средств, необходимых для выполнения полевых работ по технологии МОГТ-2D;

3. Система обеспечивает регистрацию сейсмических материалов высокого качества;

4. Система обеспечивает уверенный прием сигналов GPS и синхронизацию работы всех компонентов системы даже в сложных условиях района выполнения работ;

5. Система обеспечивает высокую производительность выполнения сейсмической съемки за счет:

- исключения смоточно-размоточных операций с сейсмическим кабелем, что чрезвычайно важно при проведении работ в сложных ландшафтных условиях

(плавни – болото, лиман и т.п.);

- сокращения времени наладки системы за счет совмещения операций расстановки полевых блоков на профиле и их наладки;

- минимального количества необходимых соединений на профиле, что повышает надежность работы полевого оборудования и сводит к минимуму время, затрачиваемое на поиск неисправностей и ремонт;

- высокой скорости съема сейсмоданных, хранящихся во внутренней памяти блоков;

- высокой эксплуатационной готовности системы, независимо от условий ее использования;

5. Система не имеет ограничений в части расширения канальности;

6. Использование Системы технологично и не требует особой подготовки персонала.

7. Система относится к классу автономных бескабельных сейсморегирующих Систем, которые не обеспечивают оперативный контроль в режиме реального времени состояния сейсмоприемников, подключенных к полевым модулям Системы, уровня микросейсм, качества получаемого материала, состояния внутренней батареи модуля.

В лиманно-плавневой зоне это является серьезной проблемой, так как из-за разнообразного ландшафта, в ветреную погоду трудно отслеживать всю территорию работ. Но в Системе «SCOUT» эта проблема не стоит так остро, так как в ней предусмотрена возможность приема в ЦРК данных, передаваемых в процессе выполнения сейсморазведочных работ в реальном времени по сети Wi-Fi из полевых модулей БАР-3, в радиусе ≈ 1 км. В нашем случае радиус приема данных составил около 250 м. Возможно, сигнал ослабевал из-за резко изменяю-

щихся высот, хотя и в небольших пределах. Сказалось также влияние высокого камыша.

Вместе с тем, как отмечено в [3], современные системы наблюдения с избыточной плотностью трасс и кратностью наблюдения, а также высокая надежность работы полевого оборудования автономных бескабельных сейсморегирующих систем позволяют выполнять сейсмические исследования с высоким качеством зарегистрированной информации без острой необходимости в оперативном контроле всей расстановки. Действительно, как показали результаты выполненных работ, при большой кратности наблюдений, в данном случае минимум – 64, максимум – 128, данных о помехах с участка расстановки длиной, примерно, 10% процентов от длины активной расстановки, вполне достаточно для получения сейсмической информации высокого качества;

Литература

1. Wireless vs. Wireline Land 3D Seismic in North Italy [2013]. www.geotecspa.com
2. Гафаров Р.М., Опытные работы по испытаниям полевых бескабельных систем GSR (GEOSPACE) и UNITE (Sercel). Приборы и системы разведочной геофизики, №02(40)/2012, стр.30-33
3. Емкужев А.С., Слонов Д.Н., Красных В.А., Калинин А.Ю., Опыт работы ОАО «Оренбургская геофизическая экспедиция с системой бескабельного сбора данных SCOUT в предгорных районах Республики Кабардино Балкария, Приборы и системы разведочной геофизики, № 01, 2013, стр.6-10

GEOMETRIC FREEDOM™ –

**ЭТО СЕЙСМИЧЕСКАЯ СЪЕМКА
ГДЕ УГОДНО, КОГДА УГОДНО И КАК УГОДНО.**

Решайте свои самые сложные проблемы с поразительной легкостью и эффективностью. Наши истинно бескабельные модули позволяют получать высококачественные данные на любой местности и в любых условиях теперь еще быстрее, безопаснее и более нестандартными методами, чем вы могли себе представить.

Применяйте любой источник или геометрию по вашему усмотрению. Используйте настолько мало или настолько много модулей, сколько необходимо для вашего проекта. Проводите сейсморазведочные работы вокруг любого препятствия. Оптимизация – это ключ к успеху, и теперь у вас есть Geometric Freedom для его достижения.

Воспользуйтесь преимуществом наилучшей существующей нодальной технологии, и вы узнаете, сколько всего вы можете реализовать.



 **fairfield**nodal

Geometric Freedom начинается здесь

fairfieldnodal.com

Кажущаяся или фиктивная нелинейность. Практика применения при широкополосном воздействии на среду

■ Архипов А.А., ООО «Геошельф-Сервис», г. Геленджик

Аннотация. Исследования проявляемых геологической средой нелинейных свойств, с целью их практического применения, проводятся уже более тридцати лет. Однако ранее автору не встречались результаты анализа «нелинейных» эффектов при широкополосном воздействии на среду, сопоставимых по выраженности с линейными составляющими волнового поля. В статье предлагается ввести новый термин - «кажущаяся или фиктивная нелинейность», а также приводится пример практического применения наблюдаемых явлений.

Введение

Вопрос практического применения результатов исследований нелинейных свойств среды многократно поднимался многими специалистами [2-12, 14], однако до сих пор существовал ряд проблем, существенно ограничивающих внедрение нелинейных теорий в обязательный граф обработки материалов сейсморазведки.

Подавляющее большинство проявлений нелинейности в сейсмическом диапазоне частот рассматривается в рамках нелинейного закона Гука и нелинейности связи напряжений и деформации (геометрическая и физическая нелинейности). Несмотря на доказанную нелинейность геологической среды, обратные задачи принято решать традиционным линеаризованным способом, что обусловлено вполне оправданным скептическим отношением специалистов к нелинейной теории распространения сейсмических волн, учитывая, что:

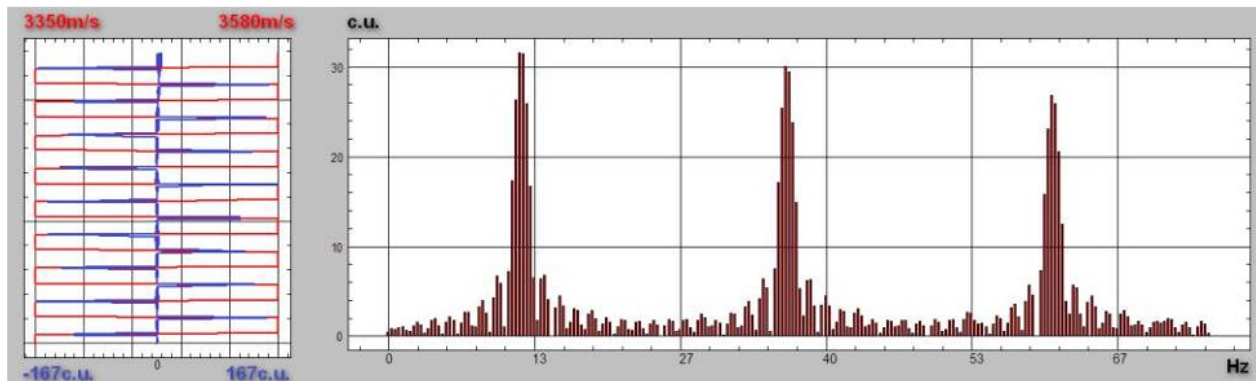
а) нелинейные составляющие волнового поля при регистрации на дневной поверхности проявляются на порядки экстенсивнее линейных [6];

б) в основном исследования нелинейных эффектов проводились при воздействии на среду монохроматическими сигналами (или их группой) [2-12, 14].

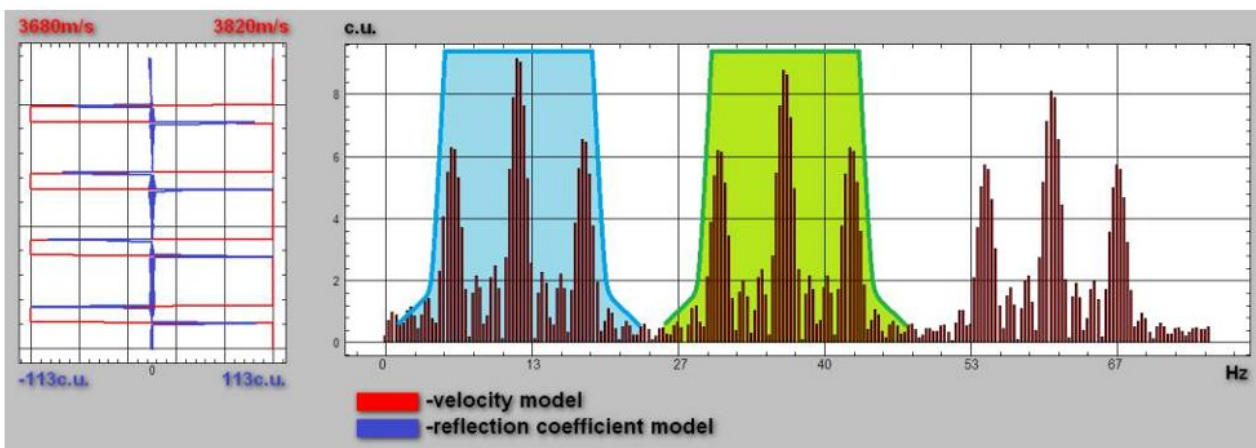
Последняя особенность организации экспериментов исключает возможность применения результатов исследований предыдущих лет к материалам традиционной широкополосной сейсморазведки. В силу необходимости монохроматического воздействия на среду, изучение нелинейных свойств было осуществимо лишь при вибрационных наблюдениях, что ограничивало область применения сухопутными работами.

Нелинейность при широкополосном воздействии

До сих пор практическому рассмотрению подвергались «сложные» среды при «простом» воздействии (естественная геологическая среда при монохроматическом зондирующем сигнале). Что же происходит в противоположном случае («простая» среда при «сложном», широкополосном воздействии)? Представим периодическую линейную модель с чередованием пластов одинаковой мощности и фиксированными скоростями пробега продольной волны. Упрощенно амплитудный спектр однократных отражений (при широкополосном воздействии и нормальном падении луча) от такой среды представляет собой спектр дифференцированного меандра (рис.1а, красная кривая – модель среды, синяя – коэффициенты отражения, в



▲ Рис. 1а. Модель среды с пластами равной мощности и частотный спектр линейного отклика среды при широкополосном воздействии.



▲ Рис. 1б. Модель среды с пластами разной мощности и частотный спектр линейного отклика среды при широкополосном воздействии.

правой части – частотный спектр). Именно этот эффект связывают с преобладающим резонансом и, соответственно, с преобладающей мощностью пластов в интервале исследования, что в немногих более сложных средах – некорректно.

К примеру, рассмотрим линейную среду с изменённой скважностью «мандра» (рис.1б, красная кривая – модель среды, синяя – коэффициенты отражения, в правой части – частотный спектр). Спектр однократных отражений от границ данной модели существенно более насыщен. Остановимся подробнее на первой группе частот: $f_0=6$ Гц, $f_1=12$ Гц, $f_2=18$ Гц. Вторая составляющая (f_1) совпадает с резонансной (собственной) частотой слоя малой мощности, однако ни первая (f_0), ни третья (f_2) частоты анализи-

руемой части спектра не характеризуют преобладающую мощность пластов среды. Схожий сигнал можно получить путём нелинейного (кубического) преобразования монохроматического воздействия частоты f_0 :

$$x_0(t) = \sin(2\pi f_0 t + \varphi_0),$$

$$c_0(t) = -k_0 x_0(t) + \frac{4}{3} k_0 x_0(t)^2 + 2k_0 x_0(t)^3,$$

где k_0 – масштабирующий коэффициент, $x_0(t)$ – линейный монохроматический сигнал воздействия (зондирующий сигнал), $c_0(t)$ – преобразование.

Вероятно, именно по этой причине в некоторых случаях проявляемые эффекты (рис.1б) ошибочно связывают с нелинейностью среды. Автор предлагает использовать термин кажущейся или фиктивной нелинейности для описания

наблюдаемых особенностей формирования частотного спектра волнового поля.

С прикладной точки зрения рассматриваемая псевдонелинейная форма отклика среды лишена описанных недостатков истинной нелинейности, усложняющих практику применения. Воздействие на среду происходит широкополосным сигналом, а амплитуды «вторичных» составляющих ($f_0=6\text{Гц}$, $f_2=18\text{Гц}$) сопоставимы с «первичной» ($f_1=12\text{Гц}$).

Практика применения

Ранее автор неоднократно приводил в своих докладах результаты практических применений разработанной технологии анализа проявлений нелинейных свойств среды с целью расширения полосы полезного волнового сигнала путём постобработки материалов сейсморазведки ("Разведка и добыча 2013", "41-я сессия семинара им. Д.Г. Успенского", "Четвёртая международная научно-практическая конференция ЕАГО", "EAGE Геомодель-2014", "XVIII научно-практическая конференция "Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры"). Основной гипотезой, лежащей в основе работ, является гипотеза об одном из частных случаев проявления нелинейности геологической среды (квадратичной нелинейности), совпадающим с математикой амплитудного модулятора в случае воздействия на

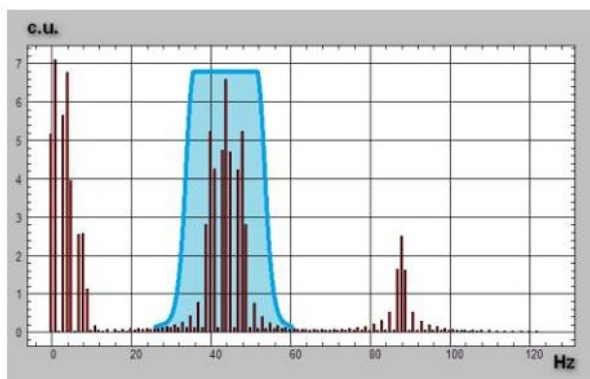
среду суммой двух монохроматических сигналов (при условии полосовой фильтрации за счёт АЧХ регистрирующего устройства, естественного затухания ВЧ части спектра и/или постобработки) (рис.2).

Соответственно, в результате детектирования (демодуляции) сигнала в полосе фильтра (выделенная область спектра на рис.2) однозначно восстанавливается гармоника на частоте $f_4=4\text{Гц}$ находящаяся за пределами полосы регистрации сигнала сейсмоприёмником.

Аналогичный амплитудной модуляции процесс «кажущегося переноса» сигнала в область высоких частот происходит при ранее упомянутой кажущейся или фиктивной нелинейности (рис.1б, зелёная область – «кажущийся перенос» синей области). К примеру, при условии подавления сейсмоустройством составляющей на частоте $f_0=6\text{Гц}$, детектированием сигнала в полосе второго фильтра (выделенная зелёным цветом область на рис.1б) её так же возможно однозначно восстановить (как и в случае с частотой $f_4=4\text{Гц}$ при истинной нелинейности на рис. 2).

Влияние ширины спектра полезного сигнала на решение обратной задачи

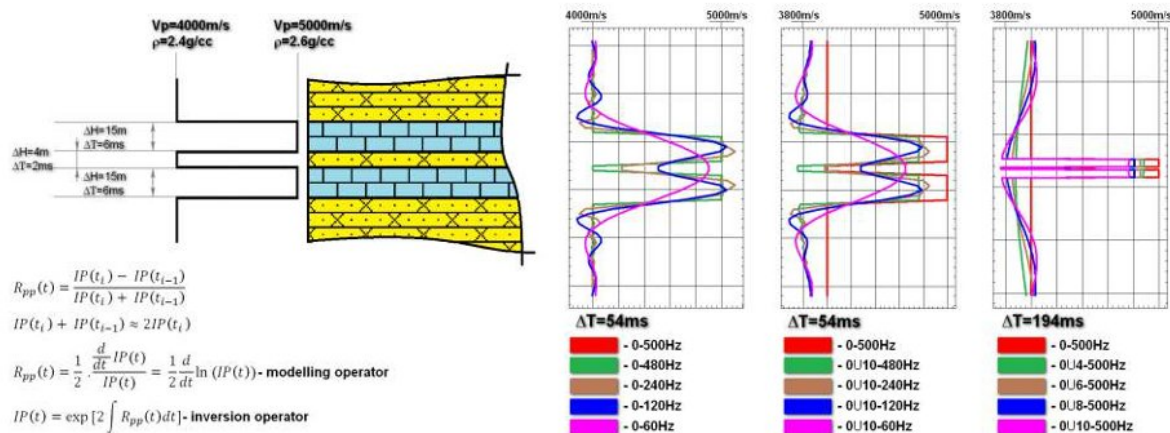
Согласно результатам одномерного моделирования (рис.3) и ряду исследований специалистов [13], только при условии наличия полезного сигнала в



▲ Рис. 2. Спектр отклика однопластовой среды с сильной квадратичной нелинейностью.

$$\begin{aligned} x_1(t) &= \sin(\omega_3) + \sin(\omega_4), \\ c_1(t) &= a_1 x_1(t) + a_2 x_1(t)^2 = \dots \\ &= a_1 \sin(\omega_3 t) + a_1 \sin(\omega_4 t) + a_2 \\ &\quad - \frac{1}{2} a_2 \cos(2\omega_3 t) + a_2 (\cos((\omega_3 - \omega_4) t) \\ &\quad - \cos((\omega_3 + \omega_4) t)) - \frac{1}{2} a_2 \cos(2\omega_4 t), \end{aligned}$$

где ω_3, ω_4 – угловые частоты, соответствующие $f_3 = 44\text{Гц}$, $f_4 = 4\text{Гц}$, $x_1(t)$ – сигнал воздействия, $c_1(t)$ – преобразование, a_1, a_2 – коэффициенты.



▲ Рис. 3. Результаты моделирования влияния ширины полосы спектра полезного сигнала сейсморазведки на решение обратной динамической задачи.

низкочастотном диапазоне волновой записи возможно получить достоверную оценку абсолютных значений параметров разреза при решении обратной задачи.

Доказано, что компенсация недостатка полезного сигнала в НЧ области записи путём использования трендов, полученных в результате кинематической обработки материалов сейсморазведки - некорректно, а интерполяция / экстраполяция скважинных данных приводит к существенному снижению латерального разрешения и ошибкам инверсии.

Применение специальных регистрирующих устройств, позволяющих расширить спектр полезного сигнала, проблему полностью не решает, не говоря уже о необходимости проведения повторных сейсморазведочных работ.

Таким образом, корректное расширение спектра полезного сигнала в область низких частот методами обработки данных – крайне актуальная задача.

Вместо заключения.

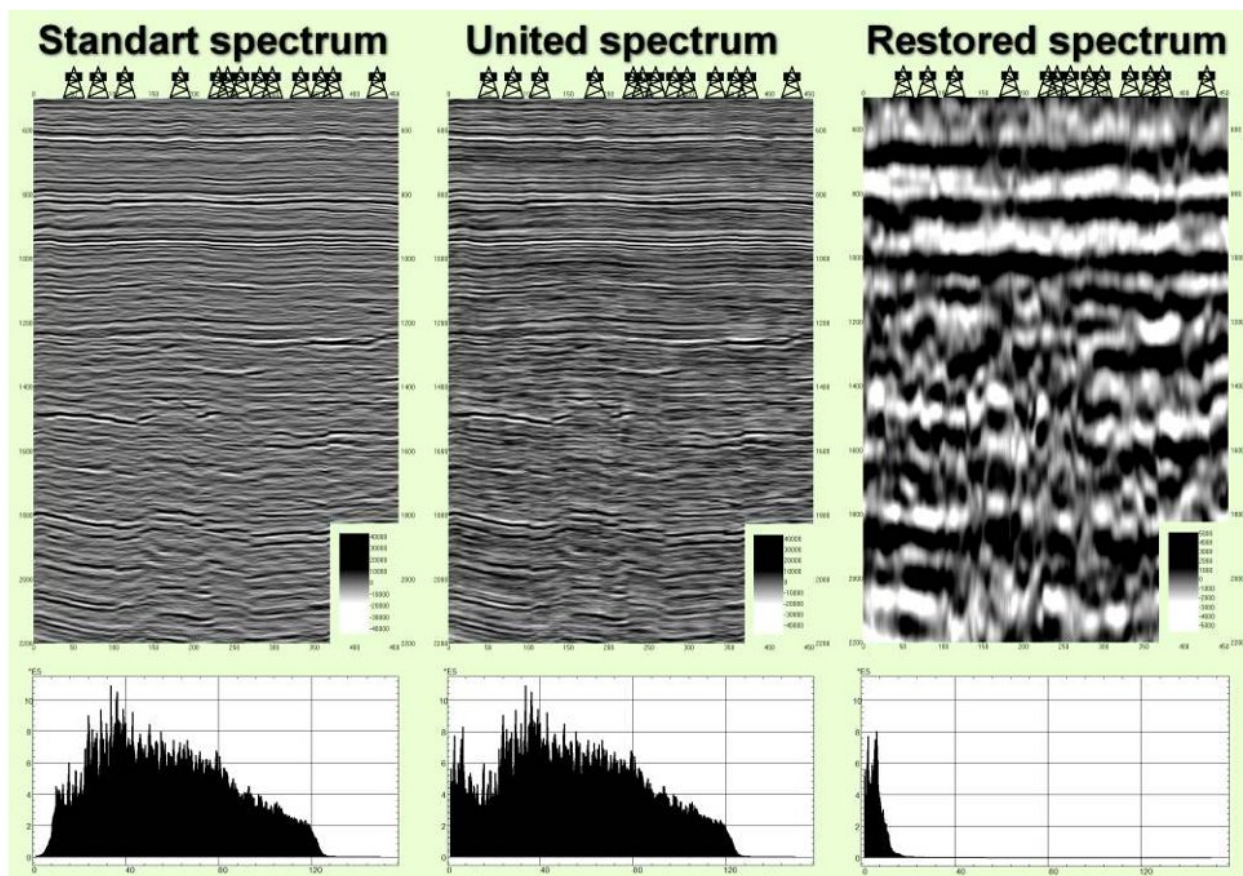
В статье приведен лишь частный случай проявления кажущейся или фиктивной нелинейности, представляющий практический интерес. В общем случае спектры откликов сред при широкополосном воздействии более разнообразны, но общая тенденция «переноса»

или «дублирования» низкочастотного сигнала в области высоких частот сейсмической записи сохраняется.

При полевых измерениях задача расширения спектра полезного сигнала существенно усложняется, но всё же, при условии наличия опорной скважины в объёме сейсморазведочных данных, её решение возможно. В комплексе «ЛИТОСКАН» реализована соответствующая технология, прошедшая успешные испытания на площадях Обской губы, Западной Сибири, Северного Каспия и Республики Башкортостан. Общий объем проведённых работ составил: ~1400 пог.км. 2D и ~800 кв.км. 3D при 26 опорных скважинах.

В настоящее время ведутся работы по усовершенствованию методики расширения спектра полезного сигнала в область высоких частот, оформлены патенты на полезную модель и изобретение [1].

Ниже приведён пример расширения спектра записи в область низких частот по одному из исследуемых в 2014 году объектов (рис.4). В левой части рисунка расположен исходный разрез, в средней - разрез после расширения диапазона полезного сигнала в область низких частот, в правой – восстановленная волновая картина в полосе от 0 Гц до



▲ Рис. 4. Пример результата расширения спектра полезного сигнала сейсморазведки в область низких частот с помощью технологии комплекса «ЛИТОСКАН».

10Гц. Профиль проходит по линии опорных скважин проекта (13скв.).

Предлагаемая технология расширения спектра волновой записи не имеет аналогов, актуальность комплексирования изложенного подхода со всеми, без исключения, методами решения обратной динамической задачи - очевидна.

Автор благодарит коллектив предприятия за помощь при подготовке материалов публикации.

Литература.

1. Архипов А.А. Патент на полезную модель №146947. Приоритет от 05.08.2014. Технологический комплекс для анализа нелинейных свойств среды с целью расширения спектра регистрируемого волнового сигнала.
2. Гущин В.В, Шалашов Г.М. О возможности использования нелинейных сейсмических эффектов в задачах вибрационного

просвечивания Земли. Сборник научных трудов: Исследование Земли невзрывными сейсмическими источниками. Наука, М, с.144-155, 1981

3. Динариев О.Ю., Николаевский В.Н. Нелинейная математическая модель генерации низких частот в спектре сейсмического сигнала. Сборник трудов: Геомеханика. Том 2. АНО «Ижевский институт компьютерных исследований», Ижевск, с.271-276, 2010

4. Динариев О.Ю., Николаевский В.Н. Кратное увеличение периода при распространении волн в упругих телах с диссипативной микроструктурой. Сборник трудов: Геомеханика. Том 2. АНО «Ижевский институт компьютерных исследований», Ижевск, с.277-284, 2010

5. Жуков А.П., Шнеерсон М.Б. Адаптивные и нелинейные методы вибрационной сейсморазведки., Недра, М, с.51-95, 2000

6. Зейгарник В.А., Ключкин В.Н., Кузнецов А.Н. Сейсмические приборы. Т. 45, № 3,

с.41-47, 2009

7. Касьянов Д.А., Шалашов Г.М. О возможности нелинейной сейсмоакустической томографии. Сборник научных трудов: Проблемы геотомографии. Наука, М, с.203-209, 1997

8. Логинов К.И., Жуков А.П., Шнеерсон М.Б, Логинов И.В. Нелинейные волновые поля в акустическом каротаже и вибрационной сейсморазведке. ООО «Издательство ГЕРС», 2012

9. Николаев А.В. Проблемы нелинейной сейсмологии. Под ред. А.В.Николаева и И.Н.Галкина. Наука, М, 1987

10. Новожилов В.В., Толоконников Л.А., Черных К.Ф. Нелинейная теория упругости. Механика в СССР за 50 лет. Том 3. Наука, М, с.71-78, 1972

11. Хаврошкин О.Б., Цыплаков В.В. Исследование нелинейных эффектов частотным анализом виброграмм. Сборник научных трудов: Исследование Земли

невзрывными сейсмическими источниками. Наука, М, с.272-280, 1981

12. Шулакова В.Е. Нелинейные свойства вибросейсмических волновых полей и их использование для прогнозирования коллекторских свойств резервуаров. 2007, автореф. дисс. канд. физ.-мат. наук

13. Buxton R.L., Davison R. An interpreter's guide to understanding and working with seismic-derived acoustic impedance data. March 2000, The Leading Edge, p.242-256

14. Zhukov A.P., Loginov K.I., Shneerson M.B., Shulakova V.E., Kharisov R.G., Ekimenko V.A. Nonlinear properties of vibrator-generated wavefields and their application to hydrocarbon detection. November 2007, The Leading Edge, p.1395-1402

РЕЦЕНЗЕНТ – доктор физико-математических наук А.А. Никитин

Подробнее об авторе



Архипов
Александр Алексеевич

директор
ООО «Геошельф-
Сервис»

Технологии сейсморазведочных работ в зонах мелководья с оборудованием XZone

■ Запорожец Б.В., Крутов А.Л., Леонтьев И.В., ООО «Донгеофизика»

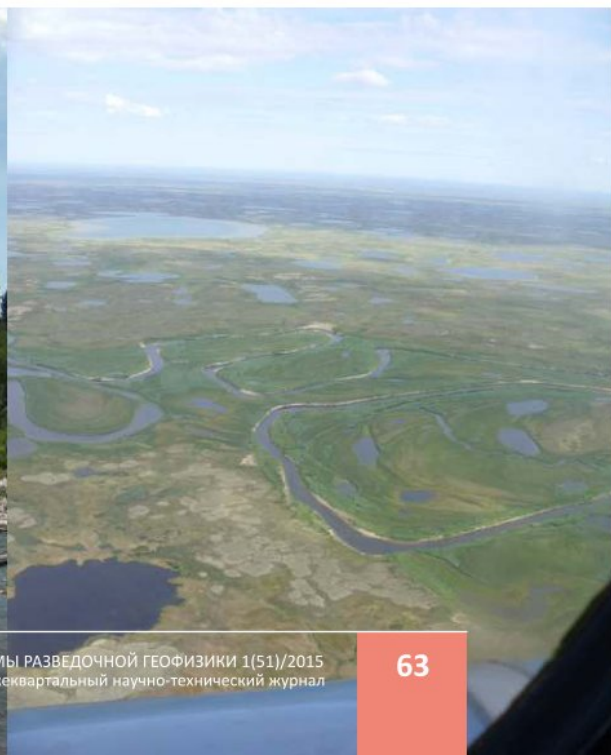
Сейсморазведочные исследования в транзитных зонах и на мелководье по себестоимости значительно выше, чем такие же работы на море или на суше. Это связано с большим разнообразием условий работы и труднопроходимостью этих мест. Все это влечет за собой необходимость наличия в исследовательских партиях особых видов оборудования и транспорта, способных эффективно работать в этой среде. Специфика работы: глубины воды от 20 до 0 метров, обширные отмели, крутые или топкие и пологие берега. Часто водоемы засорены природными и техногенными осадками, размеры которых могут достигать нескольких метров (например, затопленные деревья) [1]. Реки, в особенности реки Сибири, имеют изрезанный характер со сменой направления русла на 180 градусов. Сильное течение и каменистое дно рек также накладывают свои особенности на прием сейсмических сигналов.

Но, несмотря на сложности и дороговизну работ, с каждым годом количество заказов на выполнение сейсморазведоч-

ных работ в труднодоступных местах увеличивается. Это районы, включающие участки со сложным рельефом, высокой залесенностью и заболоченностью местности, а также с большим количеством промышленных коммуникаций. Помимо участков на суше, немало лицензионных участков, включающих в себя водное пространство, где неприменимы традиционные морские сейсмические исследования [2].

Особенностью съёмок на мелководье и в переходных зонах, помимо малых глубин, является также наличие камыша и другой растительности, сильное течение в реках, приливно-отливные явления в заливах, и различного рода экологические запреты. Отсутствие поселений и транспортной инфраструктуры, в районах Восточной и Западной Сибири также затрудняет проведение геофизических исследований.

В этой статье мы не будем касаться описания сейсмического оборудования и специализированного транспорта, предназначенного для проведения



работ в условиях мелководья и транзитных зон. Такое оборудование разработано и изготавливается группой компаний СИ Технолоджи. Это телеметрические системы семейства XZone Bottom Fish (глубины от 50 м), Marsh Line (глубины 0 — 80 м) [3], Fly Lander (суша), специальные мелководные суда катамаранного типа «Тортуга» и «Мурена» [4].

ных геофонов). Собранная и протестированная система наматывается на сейсмическую лебедку, размещенную на транспортном средстве (ТС). Лебедка позволяет автоматизировать процесс раскладки системы на дне на глубинах от 0 до 80 м и последующий ее сбор.

В процессе раскладки Marsh Line на профиле навигационная система в



Рассмотрим технологии работ, которые используются компанией ООО "Донгеофизика" при проведении сейсморазведочных работ в мелководных зонах.

Для работ на мелководье и предельном мелководье основной рабочей системой является телеметрическая сейсморазведочная система типа «донный кабель» - XZone Marsh Line. Она применяется для сейсморазведочных работ 2Д и 3Д.

Система XZone Marsh Line состоит из комплекта секций донного телеметрического кабеля длиной 25/50 м, двухсенсорных телеметрических модулей и станции регистрации (СР). В каждом электронном модуле находится гидрофон и самоориентирующийся геофон (или тройка ортогонально расположен-

реальном времени фиксирует координаты местоположения каждого приемного модуля. При этом погрешность координатной привязки не превышает $\pm 1,5$ м [5]. Глубина и рельеф дна акватории определяются в процессе раскладки донной косы цифровым эхолотом.

Работы 2Д проводятся по технологии продольного линейного профильного



сейсмозондирования с раскладкой системы Marsh Line на дне акватории с перемещением пункта возбуждения упругих колебаний по линии профиля.

На участках профилей, где нет возможности раскладки сейсмической косы XZone Marsh Line, сейсмические исследования 2Д проводятся с раскладкой сейсмической косы XZone Fly Lander на суше (берегу) с перемещением пункта возбуждения упругих колебаний по линии профиля в водной среде (акватории). Данный вид раскладки приёмного оборудования и регистрация сигнала неоднократно использовался компанией при выполнении региональных сейсморазведочных работ [6]. Особенностью применения систем семейства XZone как с использованием данной технологии, так и других, является то, что все телеметрические системы семейства могут быть состыкованы друг с другом в любой произвольной конфигурации. Это удобно при прохождении перемежающихся участков суша-вода, когда на земле раскладывается система Fly Lander, а на водных участках — Marsh Line.

Для обеспечения работ могут использоваться два специализированных судна - одно является раскладчиком косы с СР, а

другое - судном-источником, или одно судно, которое сначала раскладывает систему на дне, а потом, подключив донный кабель к СР, размещенной на берегу или на вспомогательном плавсредстве, выходит на линию профиля и производит отстрел.

Источником упругих волн служит группа пневматических источников «Малыш» производства фирмы «ПУЛЬС» (г. Геленджик), специально разработанных для транзитных зон, уверенно работающих во взвеси придонных отложений и допускающих буксировку непосредственно по дну мелководного водоема.

Технология сейсмозондирования с использованием неподвижной расстановки наиболее удобна и технологична при сейсморазведочных работах с донным кабелем. Однако в ряде случаев требуется выполнение работ по центально-симметричной системе наблюдений. Такая система наблюдений при использовании донного кабеля применяется гораздо реже. Однако ООО "Донгеофизика" успешно внедрила технологические приемы смотки/размотки донного кабеля при работе на профиле, позволяющие выполнять подобные работы. При выполнении работ по такой системе





наблюдений при отработке профиля желательно иметь как минимум 2 специализированных судна: судно-раскладчик и отдельное судно-источник, для обеспечения конвейерного режима работы вдоль обрабатываемых профилей. Для выполнения условий симметричности пунктов приема и равномерности их раскладки вдоль проектных пикетов имеются ограничения, связанные с рельефом дна. При сильно пересеченном и неравномерном рельефе дна выполнение условий центрально-симметричной системы наблюдений становится проблематичным или вовсе невозможным, так как донный кабель имеет строго равное расстояние между физическими каналами, а при перепадах рельефа дна, укладываемые на дно сегменты донного кабеля не совпадают с проектными пикетами, что приводит к значительному снижению производительности или просто невозможности разложить кабель в соответствии с пла-

новой разбивкой. При значительных перепадах высот дна акватории наиболее правильной и более технологичной остается все же система сейсмозондирования с использованием неподвижной расстановки с перекрытием пунктов возбуждения между расстановками. При этом все основные атрибуты такой технологии тождественны центрально-симметричной системе наблюдений.

Для выполнения работ в зонах мелководья используются специализированные плавсредства с малой осадкой — 0,5 м. Таких плавсредств в компании ООО «Донгеофизика» несколько. Отличительной особенностью этих судов является то, что они легко перевозятся транспортом и собираются на месте работ.

Ранее, с целью увязки морских и сухопутных данных, полученных на лицензионном участке Астрахановская-море, в ООО «Донгеофизика» была разработана технология, названная «бесшовной» 3Д сейсморазведкой. При

использовании данной технологии морские и сухопутные линии приема раскладывались и отстреливались одновременно. Для этого использовались две телеметрические системы семейства XZone - Marsh Line для морской части и Fly Lander для сухопутной. Подробно данные работы описаны в статье о бесшовной съемке [7]. Отметим преимущества такой технологии:

- обе телеметрические системы подсоединены к единой СР, что обусловлено конструкцией систем. Это позволяет одновременно регистрировать морские и сухопутные данные [8];

- жесткость донного кабеля системы Marsh Line и передача питания по кабелю, позволяют оставлять расстановку на дне моря на длительное время без заметного изменения конфигурации [7];

- автоматизация раскладки (использование специализированных СПУ) позволяет увеличить производительность работ.

Начиная с 2007 года, ООО "Донгеофизика" выполняет сейсморазведочные работы 2Д/3Д в условиях мелководья, переходных зон и суши, используя перечисленные выше технологии.

Литература.

1. Запорожец Б.В., Крутов А.Л., Донгеофизика — спецтехнологии, спецоборудование, спецтранспорт. Природные ресурсы Красноярского края, №9 2011.

2. Жгенти С.А. Актуальность и перспективы освоения акваторий и транзитных зон. Приборы и системы разведочной геофизики, №3, 2009.

3. Жгенти С.А., Запорожец Б.В., Комплексная технология сейсморазведки транзитных зон с применением телеметрических систем семейства XZone. Приборы и системы разведочной геофизики, №3, 2009.

4. Запорожец Б.В., Крутов А.Л., Применение специализированного технологического

транспорта при сейсморазведочных работах на мелководье и в транзитных зонах. НЕФТЕГАЗ International №1, 2011.

5. Гуров А.Ю., Шульга А.С., Система позиционирования модулей донного кабеля Marsh Line. Оптический датчик схода модулей., Приборы и системы разведочной геофизики, №3, 2012.

6. Крутов А.Л., Схинас С.Н. 310 км вдоль русла Нижней Тунгуски, Приборы и системы разведочной геофизики, №4, 2013.

7. Гуров А.Ю., Запорожец Б.В. Особенности раскладки приемных систем XZone при проведении «бесшовной» 3Д съемки на шельфе Сахалина. Приборы и системы разведочной геофизики, №1, 2014.

8. Запорожец Б.В., Мамаев Д.А., Крутов А.Л., Оптимизация 3Д съемки в прибрежной зоне акваторий. Приборы и системы разведочной геофизики, №3, 2011.

Подробнее об авторах



Запорожец
Борис Владимирович

директор
ООО "Донгеофизика"



Крутов
Андрей Леонидович

начальник службы
ООО "Донгеофизика"



Леонтьев
Иван Владимирович

начальник ПТО
ООО "Донгеофизика"

Импульсно-фазовый метод обработки сейсмических сигналов

Часть I. Постановка задачи.

■ Шайдуров Г. Я., Детков В. А., Копылов М. А., Шайдуров Р. Г.

Сибирский федеральный университет, ОАО «Енисейгеофизика», г. Красноярск.

Аннотация.

Рассматриваются неэнергетические алгоритмы обработки сейсмических сигналов на основе извлечения динамических атрибутов - фазовых параметров сигналов, позволяющих увеличить разрешающую способность сейсморазведки при поиске маломощных залежей углеводородов, характерных для Восточной Сибири.

В первой части статьи обсуждаются общие вопросы импульсно- фазовых измерений и специфика решения этой задачи при обработке сейсмических сигналов.

Во второй части дается сравнительный анализ разрешающей способности различных методов фазовых измерений при возбуждении георазреза группой импульсных невзрывных излучателей, при параллельном и последовательном режимах работы.

Существующие методы сейсморазведки – импульсные и вибрационные, основаны на получении энергетического параметра отношения сигнал/шум $q = \frac{2\mathcal{E}}{N}$, на интервале $t \in [t_i, t_i + \Delta t]$, где $\mathcal{E}$ – энергия принятого сигнала; N – спектральная плотность мощности шума.

При этом, разрешающая способность по дальности определяется примерно половиной ширины пика корреляционной функции сигнала $\tau_{k/2}$, что при скорости сейсмических волн Р- типа - V_p , соответствует:

$$\Delta r = V_p \cdot \frac{\tau_k}{2} |M| \approx \frac{\lambda_p}{2}, \quad (1)$$

т.е. половине длины рабочей волны λ_p .

В частности, при $\lambda_p = \frac{V_p}{f} = \frac{4000}{40} = 100$ м. и рабочей частоте $f = 40$ Гц., $\Delta r = 50$ м.

При рабочей частоте $8\lambda_p = 50$ м., допуская $\Delta r = \lambda_{p/2} \geq 25$ м., получим из (1) разрешающую способность по времени:

$$\tau_k \geq \frac{2\Delta r}{V_p} = \frac{50}{4000} = 12,5 \text{ мс.}$$

Между тем, в Восточной Сибири месторождения углеводородов как правило, формируются в виде неглубоких рек и ручьев мощностью (глубиной)

порядка 10 м. и шириной около 100 м. в трещинах основной породы, что не достигает предела разрешающей способности энергетического метода обработки сигнала.

Повысить разрешающую способность метода по дальности РСД возможно за счет расширения полосы излучаемых сейсмических частот Δf , либо использования неэнергетического параметра сигнала – фазового сдвига $\Delta \varphi$.

Поскольку расширение полосы излучаемых частот выше 100 гц. проблематично, ниже рассматривается фазовый метод.

Из теории телекоммуникаций известно, что фазовый метод повышает надежность и помехоустойчивость приема информации в несколько раз по сравнению с амплитудным (энергетическим) методом.

Вероятности ошибочного приема для трех методов модуляции сигнала - амплитудного, частотного и фазового, для $q \gg 1$ приближенно оцениваются как [1].

$$P_a = 1/2e^{-q/4}; P_f = 1/2e^{-q/2}; P_\varphi = 1/2e^{-q} \quad (2)$$

Выделяя отсюда требуемую величину q отношения сигнал/ шум, получим оценку достигаемых ошибок (обнаружения) или ложной тревоги в приеме информации

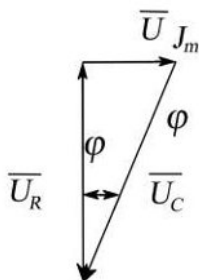
$$q_a = 4 \ln \frac{1}{2P_a} \text{ - для амплитудного метода (3)}$$

$$q_{\varphi} = \ln \frac{1}{2P_{\varphi}} - \text{для фазового метода} \quad (4)$$

Откуда:

$$q_a/q_\infty = 4 \quad (5)$$

т. е. энергетический выигрыш фазового метода составит не менее 4 раз по сравнению с амплитудным.



▲ Рис. 1. Векторная диаграмма приема сигнала.

На Рис. 1. Показана векторная диаграмма формирования фазового параметра сигнала, где:

U_{Im} – мнимая компонента сигнала;

U_R – действительная. Наблюдается фазовый сдвиг, оценивается как:

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{U_{lm}}{U_{Rc}}, \text{ при } \varphi \rightarrow 0, \Delta \varphi \rightarrow \frac{U_{lm}}{U_{Rc}} \text{ [рад]} \quad (6)$$

Появление амплитудной помехи приводит также к фазовой модуляции сигнала и при малом индексе модуляции

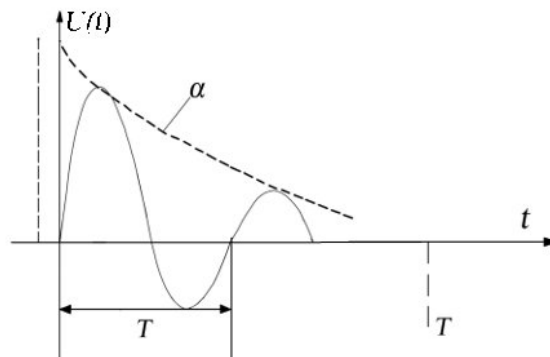
$$\Delta\phi \rightarrow m \rightarrow \frac{U_n}{U_c} \quad (7)$$

однако амплитудные помехи устраняются на входе приемника с использованием амплитудных ограничителей.

Далее рассмотрим процесс формирования сигнала георазреза как реакцию

на сейсмический импульс возбуждения. Согласно [2], наблюдаемая форма сигнала часто описывается импульсом Берлаге (Рис.2.), справедливым для минимально – фазовых систем:

$$U(t) = U_m e^{-\alpha t^2} \sin(\omega t + \varphi) \quad (8)$$



▲ Рис. 2. Форма импульса Берлаге.

На вход сейсмоприемника одновременно поступают два подобных импульса - полезный сигнал, отраженный от искомого объекта $U_c(t)$ и синхронная помеха (СП) $U_n(t)$ в виде поверхностных волн Рэлея - Лява, кратных волн и т.п. $U_n(t)$

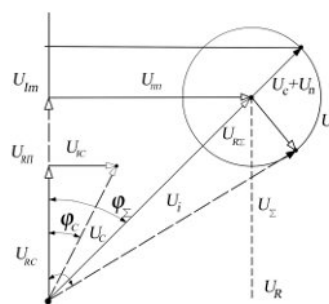
В итоге мы имеем наблюдаемую реализацию

$$U(t) = U_C(t) + U_{II}(t) + U_{III} \quad (9)$$

где U_{uu} - флуктуационная помеха, некоррелированная с сигналом (микросейсмь). Запишем (9) в виде:

$$U(t) = U_{mc} e^{-\alpha c t^2} \sin(\omega_c t + \varphi_c) + U_{m\parallel} e^{-\alpha n(t)^2} \sin(\omega_n t + \varphi_n) + U_u \quad (10)$$

Векторная диаграмма для реализации (10), представлена на Рис. 3



▲ Рис. 3. Векторная диаграмма фазовых измерений.

$$U_{\Sigma} = (U_{RC}^2 + U_{IC}^2)^{1/2} + (U_{Rn}^2 + U_{In}^2)^{1/2} + U_{u} \quad (11)$$

где индексы «С» и «П» соответствуют векторам сигналов и синхронных помех (СП.)

$$\operatorname{tg} \varphi_{\Sigma} = \frac{U_{IC} + U_{In} + U_{u}}{U_{RC} + U_{Rn} + U_{u}} \quad (12)$$

Из (12) понятно, что появление СП изменяет отношение с/ш:

$$\varphi_c \approx \frac{U_{IC}}{U_{RC}}; \varphi_{cn} \approx \varphi_c \frac{(1 + \frac{U_{In}}{U_{IC}} + \frac{U_{u}}{U_{IC}})}{(1 + \frac{U_{Rn}}{U_{RC}} + \frac{U_{u}}{U_{RC}})} \quad (13)$$

$$\varphi_{cn} = \varphi_c \frac{(1 + q_I + q_{Iu})}{(1 + q_R + q_{Ru})} \quad (14)$$

$$q_I = \frac{U_{In}}{U_{IC}}; q_R = \frac{U_{Rn}}{U_{RC}}$$

С точки зрения статистической теории оптимизации задача сводится к синтезу алгоритма оценки приращения неэнергетического параметра сдвига фаз $\Delta \varphi^2 = (\varphi_{cn} - \varphi_c)^2 \rightarrow \min$ – усредненное значение квадрата разности фаз (дисперсия разности). $\Delta \varphi = \Phi\{\varphi_{cn} - \varphi_c\} \rightarrow \min$

При ограничении

$$\int_{\Pi}^T \Phi_n^2(t) dt = 1 \quad (15)$$

Здесь $\Phi_n(t)$ – оператор преобразования сигнала оптимальным приемником; T- период реализации.

Это вариационная задача оптимизации Лагранжа с ограничением типа равенства.

Вначале, для упрощения, можно допустить, что алгоритм обработки позволил скомпенсировать синхронную помеху, за счет экспериментальной оценки ее параметров, полученные по ранним вступлениям сигнала на малых временах задержки, т. е. допустить

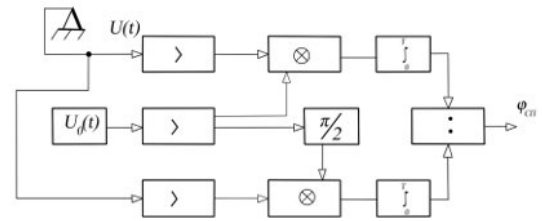
$q_I=0; q_R=0$ в (14).

$$\text{Тогда } \varphi_{СП} = \varphi_c \frac{1 + q_{Iu}}{1 + q_{Ru}} \quad (16)$$

В этом случае решение задачи оптимизации фазовых измерений сводятся к известному алгоритму:

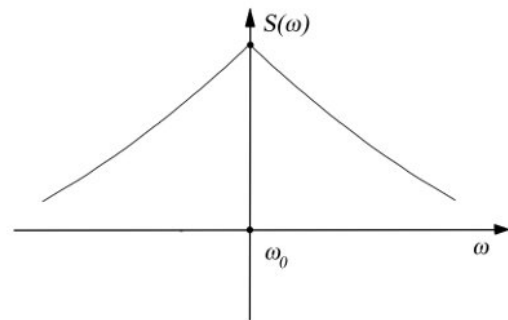
$$\hat{\varphi}_{СП} = \operatorname{arctg} \frac{\int_0^T U(t) \sin \omega_0 t dt}{\int_0^T U(t) \cos \omega_0 t dt} \quad (17)$$

Его аппаратную реализацию можно осуществить схемой Рис. 4.



▲ Рис. 4. Структурная схема оптимального оценочного фильтра фазы, $\otimes$ – оператор перемножения

Судя по этому рисунку, необходимым элементом является схема получения опорного сигнала $U_0(t)$ на выбранной оптимальной рабочей частоте ω_0 .



▲ Рис. 5. Спектр сигналов Берлаге

Спектральная характеристика сигнала Берлаге (8), представлена на Рис. 5.:

$$S(\omega) = U_{\Sigma} \int_0^T e^{-(\alpha + j\omega)t^2} \sin(\omega t + \varphi) dt \quad (18)$$

Приближенно – огибающая спектра соответствует:

$$S(\omega) = 1/(\alpha^2 + \omega^2); \omega_0 = 2\pi / T_0; \quad (19)$$

T_0 – период частоты опорного сигнала

По экспериментальным данным обычно:

$$f_0 = 30 \div 40 \text{ Гц.}, \omega_0 = 2\pi f_0$$

В качестве опорного сигнала берется сигнал ближайшего к источнику сейсмоприемника. Реализуется дифференциальный метод, т. е. опорный сигнал берется от соседнего сейсмоприемника.

Сравнение фаз ведется по двум частотным выборкам из спектра сигнала.

При использовании любого из этих вариантов необходимо вначале оценить количественный результат, даваемый фазовым алгоритмом по сравнению с энергетическим, а также обсудить возможность реализации фазового метода путем организации зондирующего сигнала излучателя в виде гребенки периодически повторяемых видеоимпульсов излучения с периодом повторения $T_0 = 2\pi/\omega_0$, равным центральной рабочей частоте спектра сигнала Берлаге.

Из представления сейсмического разреза в виде линейной колебательной системы с резонансной частотой ω_0 вытекает целесообразность возбуждения этой системы именно на этой частоте, что и было предложено нами в [4] путем использования последовательной работы нескольких импульсных источников «Енисей» с периодом повторения T_0 .

Выводы

Рассмотрена постановка задачи извлечения из наблюдаемых импульсных сейсмических сигналов от невзрывного источника фазового параметра как дополнительного атрибута для повышения разрешающей способности методов сейсморазведки при поиске маломощных углеводородных залежей.

В качестве опорного сигнала для фазовых измерений могут быть использованы сейсмоприемники ближайшие к источнику излучения.

Возможны также методы измерения разности фаз между двумя соседними сейсмоприемниками и между двумя спектральными выборками из наблюдаемого сигнала.

Литература

Шайдуров Г. Я. Основы теории и проектирования радиотехнических систем. Сибирский федеральный университет. ISBN 978-5-7638-2047-8, Красноярск, 2010, 283 с.

Бондарев В. И. «Сейсморазведка». УГИ, Екатеринбург, 2007, 698 с.

Куликов Е.И., Трифонов А. П. «Оценка параметров сигналов на фоне помех». М: Сов. Радио, 1978. 296 с.

Детков В. А., Шайдуров Г. Я. Частотно – импульсный режим возбуждения сейсмических волн группой импульсных невзрывных источников. СО ЕАГО, Саратов, № 4, 2007, с.11-13.

Подробнее об авторах



Детков
Владимир Алексеевич
к. т. н, вице-президент по перспективным разработкам ЗАО «Геотек-Холдинг», управляющий директор ОАО «Эвенкиягеофизика»



Шайдуров
Георгий Яковлевич
заслуженный деятель науки и техники РФ, д. т. н., профессор Военно-инженерного института Сибирского федерального университета



Копылов
Михаил Александрович
директор Минусинского филиала ООО «Эвенкиягеофизика»



Шайдуров
Роман Георгиевич
зав. сектором Военно-инженерного института СФУ

ВОЛГАРЬ ИДД-108

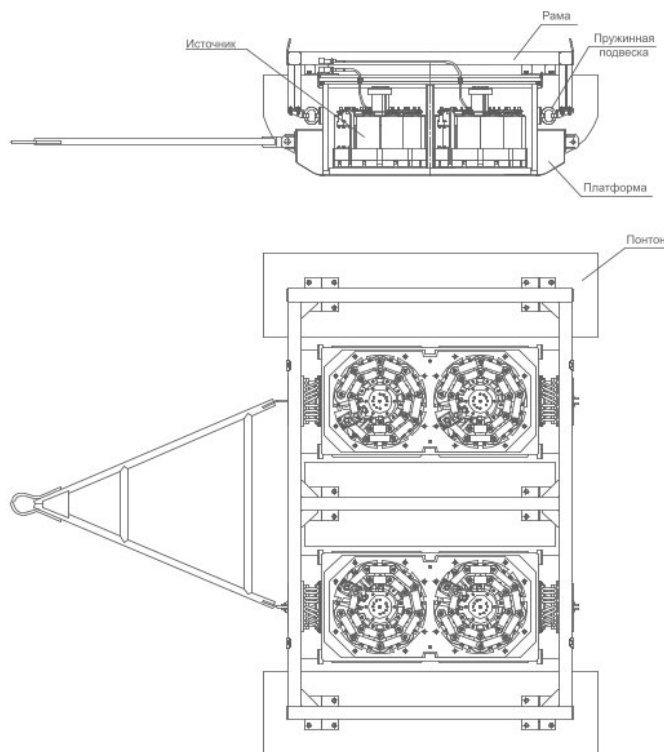
Электродинамический импульсный источник
сейсмических сигналов

В порядке расширения семейства выпускаемых импульсных источников «ВОЛГАРЬ-27» в ЗАО «ГЕОСВИП» завершена разработка электродинамического импульсного источника сейсмических сигналов «ВОЛГАРЬ ИДД-108».



Заводские испытания опытного образца прошли в ноябре 2014 г. на р. Волге недалеко от г. Кимры Тверской обл., где расположен завод ЗАО «ГЕОСВИП». Источник предназначен для работ в переходной зоне - как на суше, так и на воде.

Источник «ВОЛГАРЬ ИДД-108» состоит из двух платформ, защищенных от брызг и соединенных с общей рамой через пружинную подвеску. Поддержание источника ИДД-108 на плаву при работе в водной акватории осуществляется с помощью трех понтонов. Зарядное устройство и генераторная установка устанавливаются в кузове тягача.



Источник работает со всеми типами систем синхронизации. Транспортное средство (тягач) выбирается и поставляется заказчиком.

При работе источник перемещается по профилю при помощи тягача волоком или вплавь и не требует проведения дополнительных операций при переходе с суши на воду.

По результатам испытаний проводится доработка конструкции нового изделия, и первая партия из двух источников, по 4 излучателя каждый, будет отгружена заказчику в мае с.г.

Основные технические характеристики «ВОЛГАРЬ ИДД-108»

Масса источника без тягача, не более, кг	2500
Суммарное пиковое усилие, тс	100
Время заряда конденсаторных батарей четырех излучателей, не более, с	8
Напряжения питания источника, В	220 или 380
Рабочее напряжение заряда емкостного накопителя энергии, В	950
Длительность воздействия, мс	2-3



Россия, 107140, г. Москва,
ул. Нижняя Красносельская, дом 4, строение 1
Тел.: +7 (499) 264-67-87, 264-66-21
info@geosvip.ru
www.geosvip.ru

Россия, 171505, Тверская обл., г. Кимры,
ул. Старозаводская, д.11, кор.172
Тел.: +7 (48236) 4-60-45
geosopp@geosvip.ru
www.geosvip.ru

Импульсный гидropневматический источник сейсмических волн

■ Экомасов С.П., ИТЦ Силовые импульсные системы

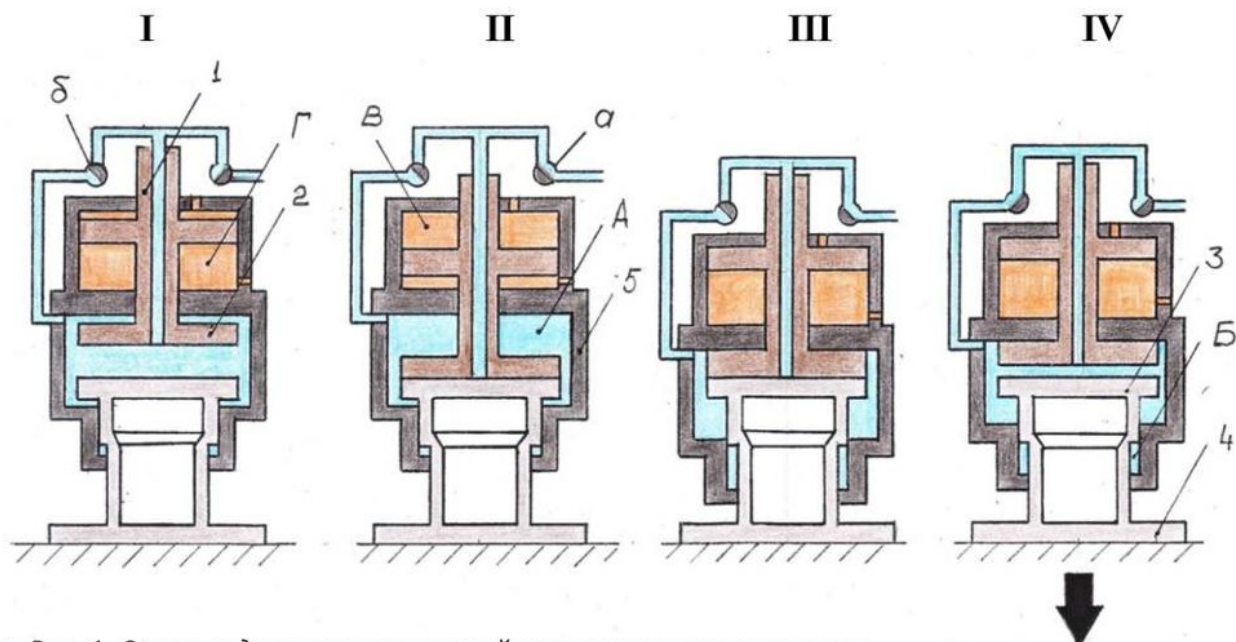
■ Федотов С.А., ООО ГЕОСИГНАЛ

Импульсные наземные источники сейсмических волн являются эффективным техническим средством сейсморазведочных работ. В конце 80-х годов прошлого столетия в нашей стране ежегодно производилось около 100 газодинамических источников ГСК-6М, которые успешно конкурировали с электрогидравлическими вибраторами. Вследствие перестройки народного хозяйства финансирование этих источников в 90-е годы было прекращено. В настоящее время налажен серийный выпуск ряда модификаций электромагнитных источников, которые находят применение для решения различных задач при поиске и разведке месторождений углеводородов. Наряду с таким достоинством электромагнитных источников, как высокая степень синхронности в группе, необходимо отметить характерную для них невысокую реализуемую в рабочем цикле силу удара штампа по грунту. Так при массе наиболее мощного излучателя в 1800 кг обеспечивается усилие в ударном импульсе 25 тс (0,25 МН). В то же время газодинамическая камера ГСК-6М массой около 1000 кг реализует усилие 135 тс (1,35 МН). Изложенное выше объясняет необходимость создания достаточно мощного эффективного источника, как для изучения зоны малых скоростей, так и для проведения 2D и 3D работ в районах с глубиной залегания нефтегазовых объектов на глубинах 2,5–3 км и более.

В последние годы Инженерно-технический центр «Силовые импульсные системы» работает над созданием высокоэффективных импульсных источников сейсмических волн.

Исполнительным органом источника является гидropневматическая камера, использующая в качестве рабочего тела сжатый воздух. Порция воздуха сжимается в рабочем цикле источника с помощью гидравлической энергии (используется гидронасос, смонтированный на валу отбора мощности базовой машины). Динамическое нагружение грунта осуществляется в процессе резкого расширения воздуха в рабочем объеме камеры. Использование одной и той же порции воздуха (истечение воздуха в атмосферу исключено) для совершения рабочих циклов повышает КПД источника примерно вдвое по сравнению с пневматическими и газодинамическими генераторами. Эксплуатация гидropневматических источников не требует использования дополнительных энергоносителей, кроме топлива, потребляемого двигателем базовой машины. Этим достигается по сравнению с известными генераторами упругих волн более высокая автономность. Источник прост в эксплуатации и надежен в работе.

Гидropневматическая камера (см. рис. 1) отличается простотой конструкции, в связи с чем она надёжна и проста в эксплуатации. Исходное положение камеры показано на позиции I. Операция «подготовка» (позиция II) осуществляется соединением гидравлической полости В с напорной магистралью, полость Г при этом соединена со сливом. Шток-поршень перемещается вниз и клапанная тарелка садится на седло, выполненное на основании волновода. Полость, образованная клапанной тарелкой и основанием, соединяется через управляемый клапан «а» с атмосферой и тарелка



▲ Рис. 1. Схема гидropневматической камеры с пневмозамками.

1 – Шток-поршень; 2 – Клапанная тарелка; 3 – Волновод; 4 – Штамп; 5 – Корпус.
А – рабочий объём (сжатый воздух); Б – демпферный объём (сжатый воздух);
В, Г – гидравлические полости

с основанием под воздействием давления воздуха на внешние плоскости прижимаются друг к другу, образуя пневмозамок. Для выполнения операции «взвод», показанной на позиции III, полость Г соединяется с напорной гидравлической магистралью, а полость В – со сливом. Шток-поршень с клапанной тарелкой перемещается вверх, увлекая за собой (за счёт усилия пневмозамка) волновод. Вследствие разницы площадей штока, вытесняемого из рабочего объёма, и волновода, внедряемого в этот объём, давление в последнем резко возрастает. Операция «удар» (позиция IV) осуществляется соединением через клапан «б» рабочего объёма с полостью, образованной клапанной тарелкой и основанием волновода. Происходит открытие пневмозамка; сжатый в рабочем объёме воздух воздействует на всю поверхность основания волновода и штамп наносит удар по грунту, а шток-поршень с корпусом перемещается вверх, увлекая через некоторое время за

собой волновод со штампом. Последующий рабочий цикл начинается с операции «подготовка» (см. позицию II).

В настоящее время разработано два типоразмера гидropневматической камеры с усилием в ударном импульсе 1,35 МН (135 тс) и 0,4 МН (40 тс). Масса первой камеры равна 1000 кг, а масса второй – 300 кг. Соотношение активной и реактивной масс при этом составляет примерно 1:3,5.

С использованием камер с усилием 1,35 МН изготовлен опытный образец источника ГПИ-2 на базе автомобиля УРАЛ-4320 (см. Рис. 2.).

Модульное исполнение силового блока (см. Рис. 3.) позволяет с минимальными затратами времени и технических средств перенавесить его на любое транспортное средство необходимой грузоподъёмности.

Полный цикл испытаний опытного образца источника выполнен на полигоне РГГРУ в Сергиево-Посадском районе Московской области. Испытания под-



▲ Рис. 2.

твердили расчетные характеристики источника и показали его более высокую эффективность по сравнению с газодинамическими и пневматическими установками.

С использованием гидропневматической камеры с усилием в 0,4 МН (40 тс) в настоящее время разрабатывается опытный образец источника на базе автошасси ГАЗ-66. На Рис. 4. показана камера с усилием 0,4 МН, установленная на стационарном стенде.

Основной характеристикой импульсного источника, определяющей в основ-

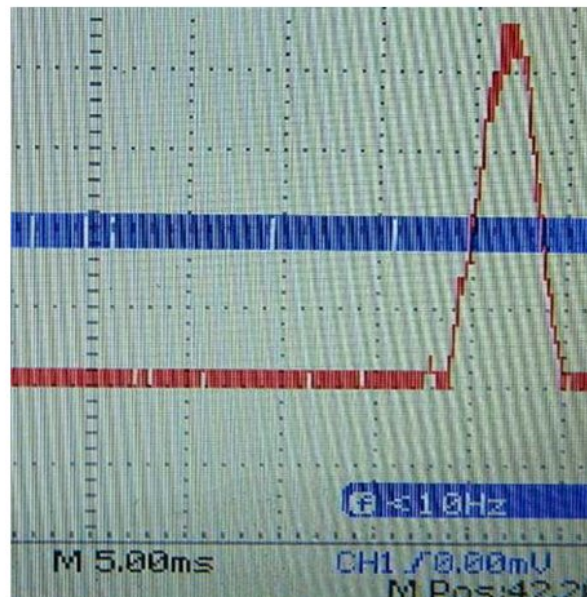
▼ Рис. 4.



▲ Рис. 3.

ном, его сейсмическую эффективность, является силовой импульс, генерируемый на контакте штампа с грунтовым полупространством. Амплитуда импульса характеризует глубину прохождения сейсмической волны, а крутизна переднего фронта импульса – частотный спектр волны. На рис. 5. приведен импульс, генерируемый гидропневматической камерой ГПИ-2. Регистрация импульсов осуществлялась на стенде по методике ОАО «ИТЦ «СИС» с датчиком параметров удара, обладающего жёсткостью 300 МН/м. По крутизне переднего фронта и

▼ Рис. 5.



амплитуде импульсы гидропневматической камеры аналогичны импульсам, генерируемым на стенде известным газодинамическим источником ГСК-6М. Показатели эффективности (отношение усилия в ударном импульсе к массе камеры) гидропневматических источников значительно превышают аналогичные показатели электромагнитных источников типа «Енисей» (см. Табл. 1.).

Летом 2014 г. на полигоне Российского

- время регистрации – 4 с;
- используемые сейсмоприемники – GS-20DX;
- количество сейсмоприемников в группе – 1;
- общая длина профиля – 607,5 м.

Ограниченный размер профиля определялся границами полигона РГГРУ и находящимися рядом частными владениями. Возможности сделать выносы относительно начала и конца профиля

▼ Табл. 1. Характеристика наземных импульсных источников сейсмических сигналов.

№ п/п	Параметр	ИСТОЧНИК СИГНАЛА				
		Газодинамический	Электромагнитный		Гидропневматический	
		ГСК-6М	Енисей КЭМ2	Енисей КЭМ4	ГПИ-1	ГПИ-2
1.	Энергоноситель	Бензино-кислородная смесь	Электрическая энергия		Гидравлическая энергия	
2.	Автономность	Ограничена	Обеспечена		Обеспечена	
3.	Суммарное усилие в ударном импульсе МН (тонн)	2,7 (270)*	0,5 (50)**	1,0 (100)**	0,4 (40)*	2,7 (270)*
4.	Масса рабочего органа, кг	1000	1800	1800	300	1000
5.	Количество рабочих органов на установке, шт.	2	2	4		2
6.	Базовая машина	Автомобиль «УРАЛ»	Автомобиль «УРАЛ»	Автомобиль «УРАЛ»		Автомобиль «УРАЛ»
7.	Масса установки, кг	12000	14000	19600		12300
8.	Показатель эффективности, тонн/кг	0,025	0,014	0,014	0,13	0,135

* Параметр измерен на стенде ОАО «ИТЦ «СИС»

** Расчётный параметр по данным разработчика

государственного геологоразведочного университета (РГГРУ) были проведены полевые испытания источника ГПИ-2. Работы (с привлечением компании ООО «ГЕОСИГНАЛ») проводились с использованием телеметрической системы ТЕЛСС-3 по технологии ОГТ. Была использована следующая методика:

- количество каналов телеметрической сейсмической станции – 28;
- расстояние между каналами – 22,5 м;
- период квантования сигнала – 1мс;

отсутствовали.

Количество возбуждений на точке равнялось 6, причем в сейсмостанции производилась запись информации со всех каналов для каждого срабатывания источника, а также накопленного результата. Это позволяло реализовать возможность редакции сейсмограмм по каждому срабатыванию источника возбуждения.

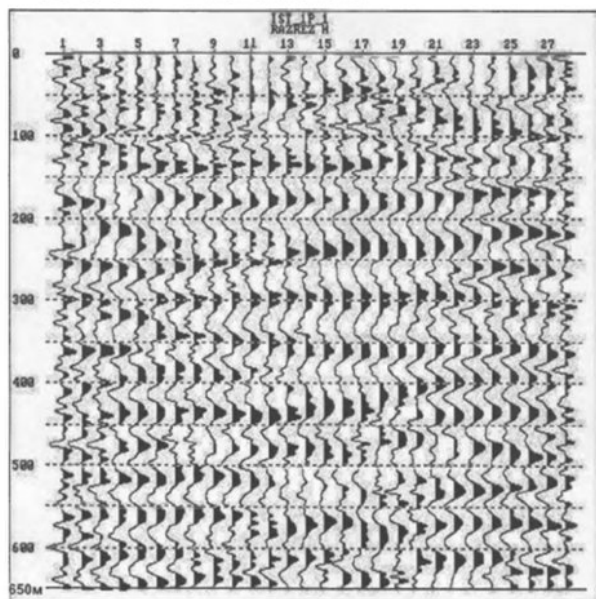
Геологический разрез представлен суглинками (32 м), глинами (45 м), песками с прослоями песчаника (72 м), глина-

ми темно-серыми и черными (90 м), песком с прослоями глины (158 м), глинами темно-серыми и черными (179 м) и далее известняками с прослоями глины (до 250 м) в начале профиля.

Обработка полученных результатов по методике ОГТ. На временных разрезах при 6 накоплениях устойчивые границы отражений присутствуют как на разрезе до 1 с, так и на разрезе до 2 с.

Для определения устойчивости сейсмических границ проведена обработка данных при 1, 2, 4 и 6 накоплениях срабатывания источника ГПИ-2. Так, результаты обработки данных до 650 м достаточно четко свидетельствуют о том, что устойчивый глубинный сейсмический разрез получается и при одиночном срабатывании импульсного источника (рис. 3). Результаты обработки данных при 2, 4, 6 накоплениях сейсмограмм практически не отличаются. Результаты обработки данных до 2 с (~1300 м) характеризуются минимальным коэффициентом перекрытия для методики ОГТ и поэтому устойчивость положения нижних границ отражений существенно зависят от количества накоплений. Так

▼ Рис. 6. Глубинный сейсмический разрез до 650 м – 1 накопление.



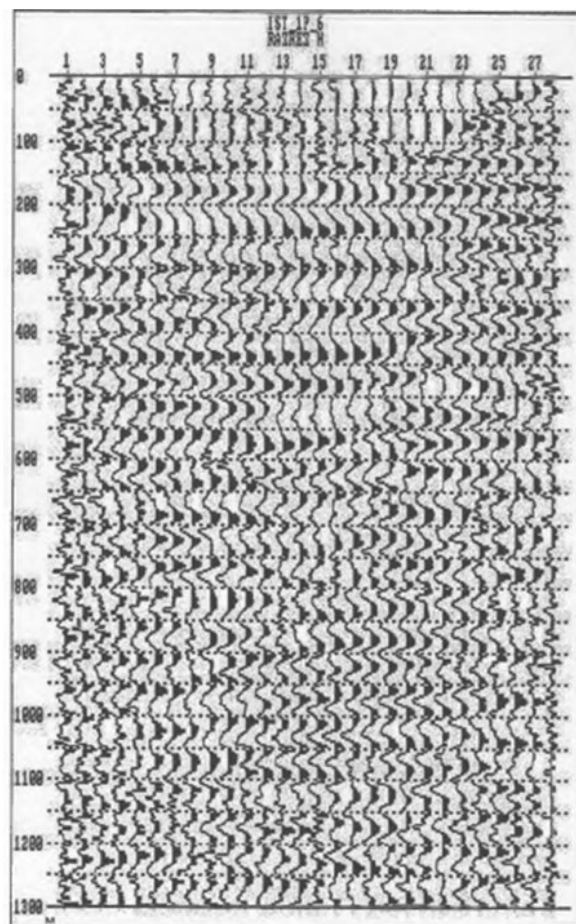
наиболее устойчивые границы наблюдаются при максимально используемом количестве накоплений – 6 (рис. 7).

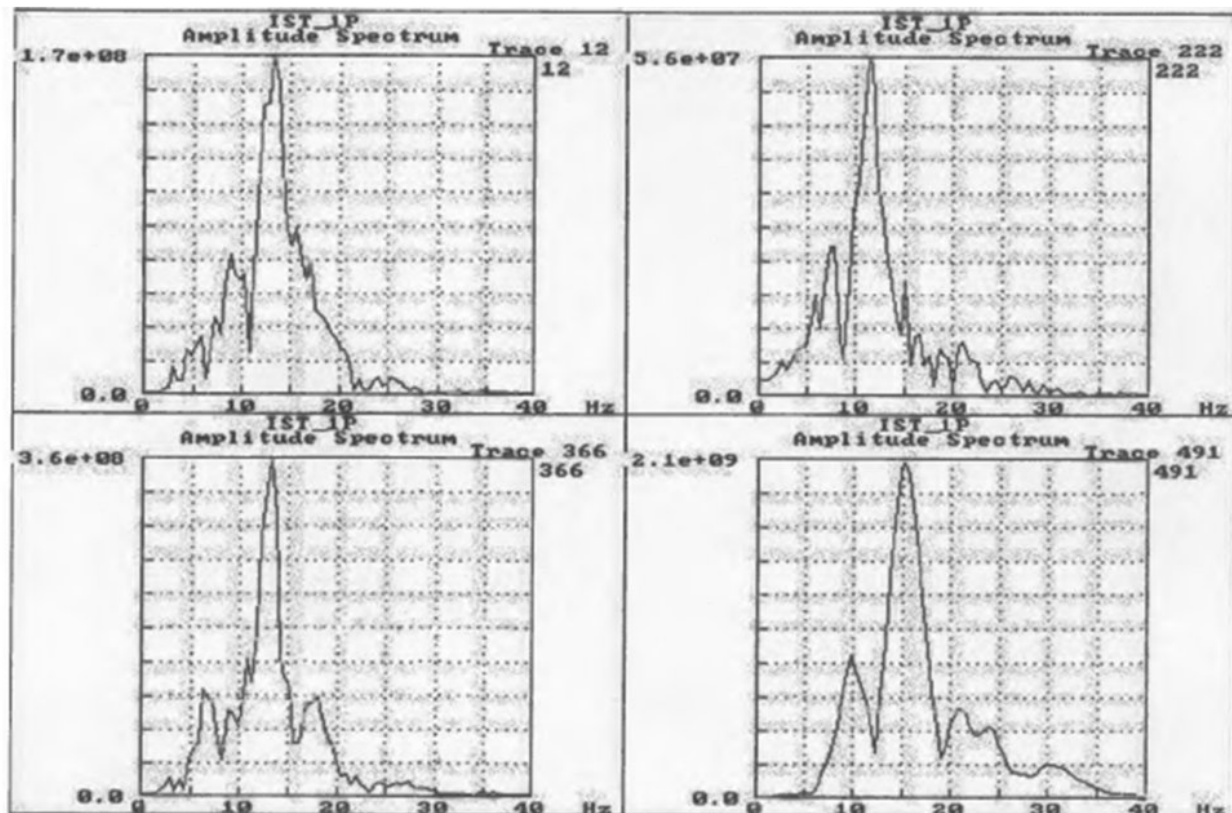
Как видно на рис. 8 спектр волновой картины возбуждения сейсмического сигнала низкочастотный, где основная частота около 13–14 Гц, а на некоторых сейсмограммах и ниже (до 11 Гц).

Частотный спектр сейсмограммы, полученной при воздействии гидропневматической камеры с усилием 40 тс (0,4 МН) (см. Рис. 5.) приведен на рис. 9. Здесь основная частота значительно смещается в область высоких частот (39–43 Гц).

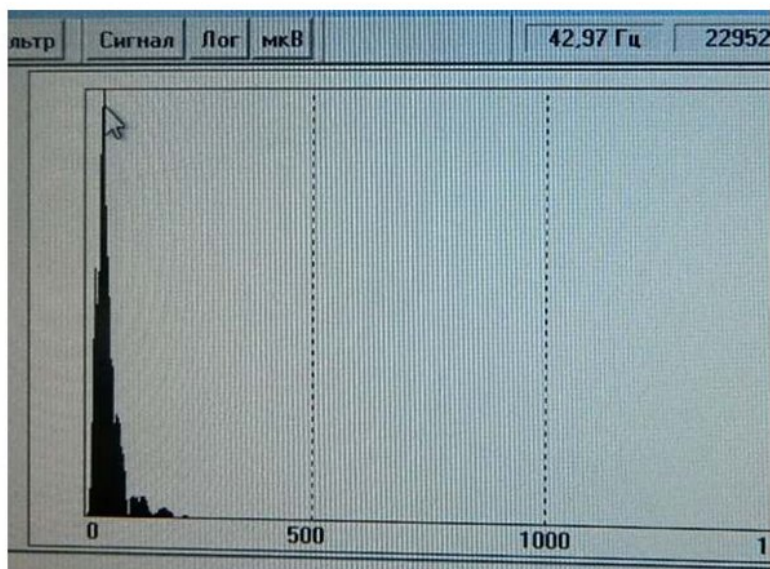
Таким образом, источник ГПИ-2 с суммарным усилием 270 тс (2,7 МН) при группировании может эффективно использоваться в составе сейсмических партий для глубинных исследований, а

▼ Рис. 7. Глубинный сейсмический разрез до 1300 м – 6 накоплений.





▲ Рис. 8. Типовые спектры сейсмических трасс.



◀ Рис. 9. Частотный спектр сейсмограммы, полученной при воздействии гидро-пневматической камеры с усилием 40 тс (0,4 МН)

источник с камерами до 40 тс (0,4 МН) – для изучения верхней части разреза.

Малая серия установок ГПИ-2 планируется к выпуску в IV квартале 2015 года.

Литература

1. Мосякин А.Ю., Касумов Э.А., Гавшин А.Н., Берешполец А.И. Сейсморазведочные работы 3D в сложных поверхностных услови-

ях переходной зоны суша-море с использованием источников сейсмических сигналов различного типа // Приборы и системы разведочной геофизики. 2009. № 3. С. 52-53.

О качестве супервайзерского сопровождения в сейсморазведочных работах

■ Больбат В.М., ОАО «ГЕОТЕК Сейсморазведка», г.Тюмень

Преамбула

Из «Положения о полевом контроле выполнения сейсморазведочных работ» ведущих российских нефтяных компаний:

1. Ограничения прав супервайзеров

Супервайзер не имеет права:

- без согласования с руководителем проекта заказчика требовать выполнения мероприятий, приводящих к снижению производительности полевой партии;

2. Контролер (супервайзер) несет ответственность:

- за принятие неквалифицированных решений, повлекших нарушение технологии работ, а также за необоснованную остановку производства работ.

Введение

Контроль за соблюдением технологии и качеством исходных данных сейсморазведочных работ независимой супервайзерской службой, безусловно, необходим. Но в условиях современного развития 3D-съемки с громадным количеством активных каналов соблюдение требований инструкции по сейсморазведке 1986 г. может снизить плановую производительность и, в конечном итоге, сорвать геологоразведочные работы.

Настоящей работой преследуется цель актуализации пересмотра для высокоплотной регистрации (до 1 млн сейсмотрасс на 1 кв.км) требований к технологии и оценке качества полевых данных и привлечение для супервизинга сервисных предприятий, которые не просто формально заставляют Исполнителя сейсморазведки выполнять не всегда рациональные предписания, но и способны на компромиссные решения для создания условий плановой производительности съемки без ущерба качеству результата работ.

В этом аспекте на примере одного из проектов 3D сейсморазведки рассмотрены некоторые фрагменты деятельности одного из предприятий, осуществлявшего супервайзерский контроль.

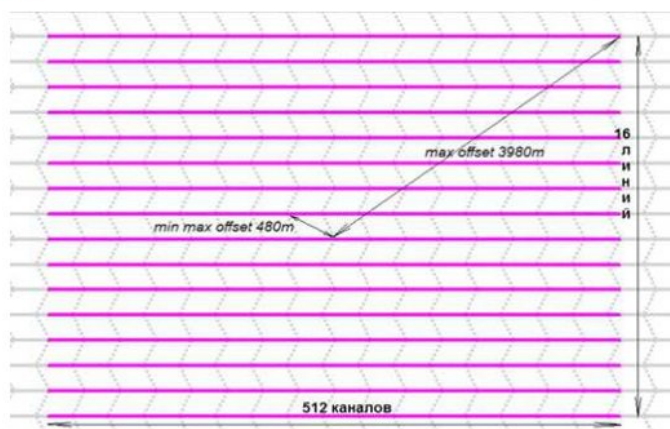
1. Особенности 3D-съемки

В рассматриваемом проекте реализована высокая плотность ПП с регистрацией данных телеметрической системой UniQc использованием точечных сейсмоприемников-акселерометров GAC (таблица 1, рис.1)..

Преимущества технологии UniQв сравнении с традиционной сейсморазведкой (шаг ПП-50м, группирование геофонов) сводятся к повышению качества сейсмических данных, за счет снижения пространственного «аляйсинг-эффекта», отсутствия искажений регистрируемого сигнала аналоговым суммирование в линейной группе, расширения частотного спектра как со стороны высоких, так и низких частот. При потрассной обработке данных учитывается и компенсируется влияние микростатики и искажения амплитуд, вызванные приповерхностными неоднородностями, проводится более корректное разделение волнового поля на полезный сигнал и помехи разных типов с их последующим подавлением. Комплексный подход к регистрации и обработке приводит к улучшению привязки сейсмических данных к скважинной информации и значительному улучшению результатов акустической и динамической инверсии.

Показатели	Значения
Система регистрации	UniQ
Прием колебаний	Одиночным на ПП геофоном - акселерометром GAC
Способ возбуждения	взрывы из одиночных скважин
Система наблюдения	«zig-zag», центрально симметричная
Размер бина, м	6,25x25
Номинальная кратность	64, 256 для бина 25x25 м
Величина заряда, кг	5-17,5
Глубина погружения заряда, м	20
Длительность записи, с	6
Шаг дискретизации, мс	1
Плотность сейсмотрасс на кв.км	422 558

▲ Табл. 1. Основные показатели методики работ .



◀ Рис. 1. Активная расстановка. Шаг ПП=12,5м, ПВ=55,9м, шаг ЛП=300м, ЛВ=400м, 16 линий приема по 512 активных каналов, всего 8192 ак. канала.

На предстартовом до начала полевых работ совещании всеми участниками проекта (Заказчик, Исполнитель, Супервайзер) было признано (но во многом не реализовано), что инновационная технология требует пересмотра некоторых ограничений, в частности, возможно увеличение кол-ва неработающих каналов (в % от активной расстановки), уровня допустимого микросейсмического шума и пр.

2. Супервайзерское сопровождение

Проецирование требований к критериям качества данных и параметрам установки приемных каналов для традиционной сейсморазведки с группами стандартных геофонов на высокоплотную технологию с точечными датчиками-

акселерометрами и формализованный контроль супервайзерской службой безусловного соблюдения не всегда адекватных для этой методики требований, создали предпосылки для значительного снижения производительности и невыполнения планового объема работ.

В частности:

2.1. К требованиям установки приемников около пикетов

Точечные датчики –акселерометры весьма чувствительны к микросейсам из-за высокой чувствительности на высоких частотах и отсутствия группирования. Как бы тщательно не пытались их установить и изолировать от внешних воздействий, повышенный фон шума на приемных линиях естественен. Вешки ПП

также являются дополнительным источником фоновых помех даже при небольшом ветре.

Тем не менее, по инициативе Супервайзера в технический проект без теоретического обоснования было внесено максимально-допустимое отклонение прибора GAC от пикета не более 0,3 м (с нашей точки зрения погрешность в 0,7 м не влияет на точность геометризации данных).

В рамках соблюдения требований к распределению ОСТ в сетке бинов, известно[4], что допустимая погрешность смещения положения ПГН относительно проектного положения определяется формулой: $\Delta X, Y_{max} < B_{min}/3$, где B – длина минимальной стороны бина. Для бина со сторонами 6.25 на 25 м получаем допустимый сдвиг (без учета смещения пикета от планового положения) приемников от вешки ПП до 2 м.

Отталкиваясь же от более жестких требований, вытекающих из необходимости обеспечения синфазного суммирование с минимальными временными подвижками трасс ОСТ, допустимую погрешность смещения ПП от проектного положения можно определить из теории пространственной неоднозначности на основе известной формулы максимальной пороговой частоты, которая не будет давать побочных составляющих при данном угле наклона, скорости и интервале между трассами

$$\text{ОСТ: } f_{\text{threshold}} = v / (4\Delta x \sin \theta) \quad (1),$$

где v = скорость в среде; Δx = интервал между трассами, θ = структурное падение.

Данные для расчета (из ГТЗ):

- допустимая подвижка во времени сигнала не более шага дискретизации – 1 мс;

- минимальная глубина целевого горизонта – 1500 м;

- максимальное удаление В-П – 3980 м;

- скорости ОГТ 2000-2500 м/с.

Из формулы (1) следует, что допустимое смещение приемника с подвижкой трассы во времени не более 1 мс:

$$\Delta x = (T \cdot V_{\text{ОГТ}}) / (4 \sin \theta).$$

Для критического случая (прямая волна, $\sin \theta = 1$, $V = 1650-2000$ м/с)

$$\Delta x = (0,001 \text{ с} \cdot (1650-2000) \text{ м/с}) / 4 = 0,4 - 0,5 \text{ м};$$

Для ОВ максимальный $\sin \theta$ соответствует минимальным глубинам исследования и максимальным удалениям В-П и составляет 0,35, тогда

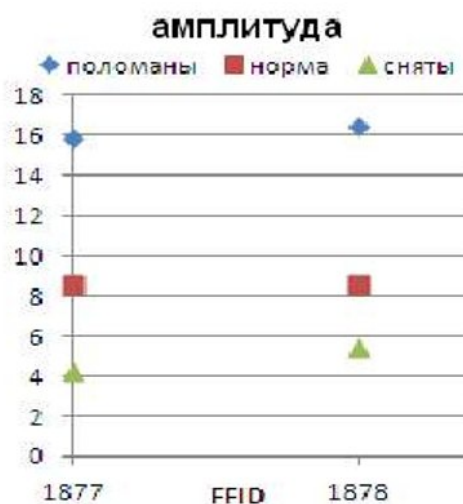
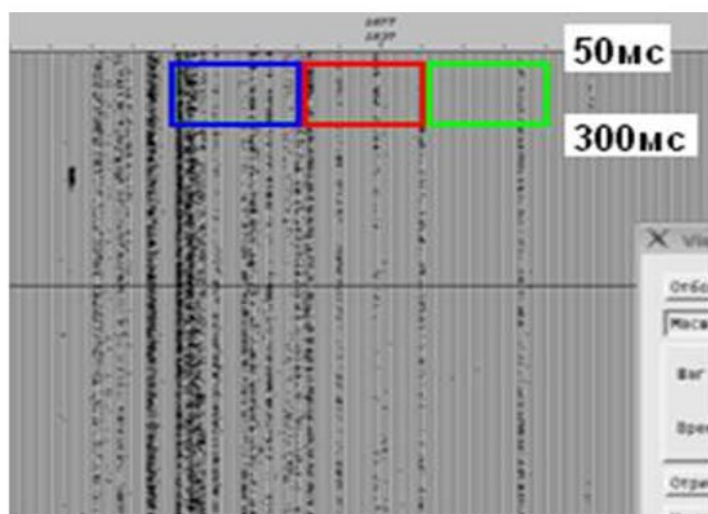
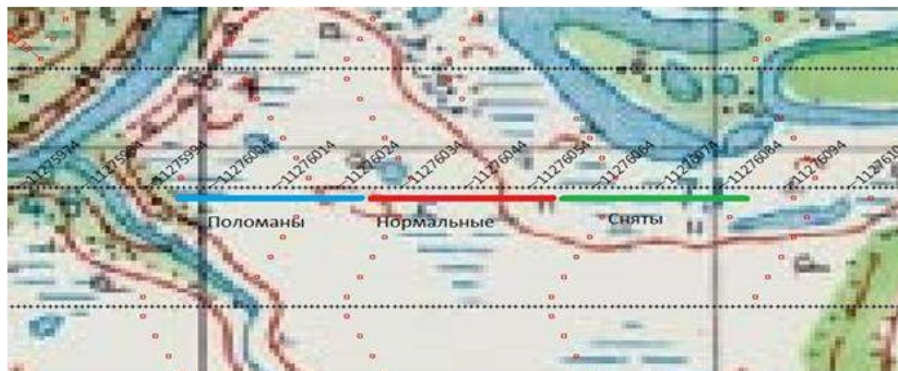
$$\Delta x = (0,001 \text{ с} \cdot (2000-2500 \text{ м/с}) / (4 \cdot 0,35), 4 = 1,4 - 1,8 \text{ м};$$

Для изучения влияния колебаний пикетов ПП на уровень микросейсм были проанализированы данные по трем смежным фрагментам приемной линии на тундровом участке в пойме (рис.2) с вешками: поломанными (укороченными вдвое) и установленными на то же место, нормально поставленными и положенными на снег (сняты).

Принуждения Исполнителя работ к установке сейсмодатчиков как можно ближе к пикетам привели к повышенному уровню шума (рис.3) и, соответственно, к снижению соотношения сигнал/микросейсм. Очевидно, что наиболее «чистые трассы» регистрируются при снятых вешках, что свидетельствует о необходимости максимально возможного удаления акселерометров от вешек ПП.

То, что укороченные вдвое вешки генерируют более сильную помеху в сравнении со стандартной, объясняется как их повторной установкой с менее плотной закрепленностью в насте, так и более высокой резонансной частотой колебания от ветра. А поскольку приемники GAC не теряют чувствительность на высоких частотах, то результат естестве-

► Рис. 2. Фрагмент ЛП с интервалами различно установленных вешек ПП



▲ Рис. 3. Окна расчета и амплитуда шума по 2-м тестовым записям для различных интервалов и состояния вешек (синий – высота ПК вдвое меньше стандартной, красный- стандартные, зеленый – сняты).

нен. Кроме того, очевидно, что минимальный уровень микросейсм соответствует снятым пикетам.

То, что укороченные вдвое вешки генерируют более сильную помеху в сравнении со стандартной, объясняется как их повторной установкой с менее плотной закрепленностью в насте, так и более высокой резонансной частотой колебания от ветра. А поскольку приемники GAC не теряют чувствительность на высоких частотах, то результат естественен. Кроме того, очевидно, что минимальный уровень микросейсм соответствует снятым пикетам.

Логичным для повышения значений основного атрибута качества данных А сигнала/А микросейсм (далее по тексту S/N) стало следующее письменное

обращение Исполнителя к Супервайзеру (Заказчику):

«Для уменьшения уровня микросейсм на тундровых участках, как правило, характеризующихся неблагоприятными условиями для возбуждения и приема, мы предлагаем удаление на расстояние не меньше метра разметочных вешек после установки акселерометров на участках, где не предполагается повторная размотка оборудования в текущем сезоне. (Имеется практика – для снижения влияния ветровой помехи при работах в тундровых зонах ЯНАО полное снятие вешек после размотки даже линейных групп приемников на базе 12,5-25м)».

Согласование на данное предложение без объяснения причин получено не было.

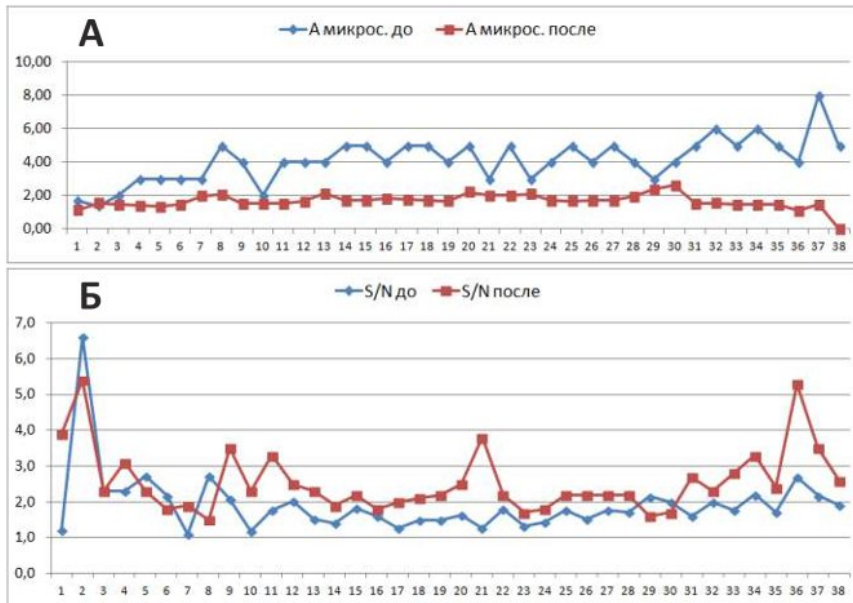


Рис. 4. Уровень микро-сейсм (А) и S/N (Б) до и после перебуров с одинаковым весом заряда.

2.2. Качество полевого материала

2.2.1. Оптимизация параметров возбуждения

Перебурыв забракованных по S/N 63-х ПВ с тем же весом заряда не привели к качественному улучшению динамических характеристик записи (рис.4). В основном, энергия сигнала после «перестрела» не изменилась, что является признаком выдержанности параметров заложения ВМ для забракованных ПВ, а незначительное (на 20-30%) повышение S/N для повторных наблюдений обусловлено меньшим уровнем ветровых помех.

Исполнителем для повышения энергии сигнала в неблагоприятных зонах согласовано с Заказчиком увеличение заряда на 2,5 – 5 кг в зависимости от литологического строения ВЧР-ЗПС, что

привело к повышению А сигнала (S/N) (рис.5) и сокращению перебуров.

Безрезультатные с точки зрения улучшения качества сейсмограмм массовые перебурыв забракованных ПВ с изначально выбранными по опытным работам неоптимальными параметрами возбуждения привели к срыву графика подготовки заряженных скважин.

2.2.2 Приемка материала по атрибутивной оценке

На основании письменного обращения Исполнителя Заказчиком была согласована возможность приемки данных по визуальной и дополнительной углубленной оценке, S/N для которых незначительно ниже допустимых значений.

Рис. 5. Сравнение перебуров брака по А сигнала с разным весом заряда.



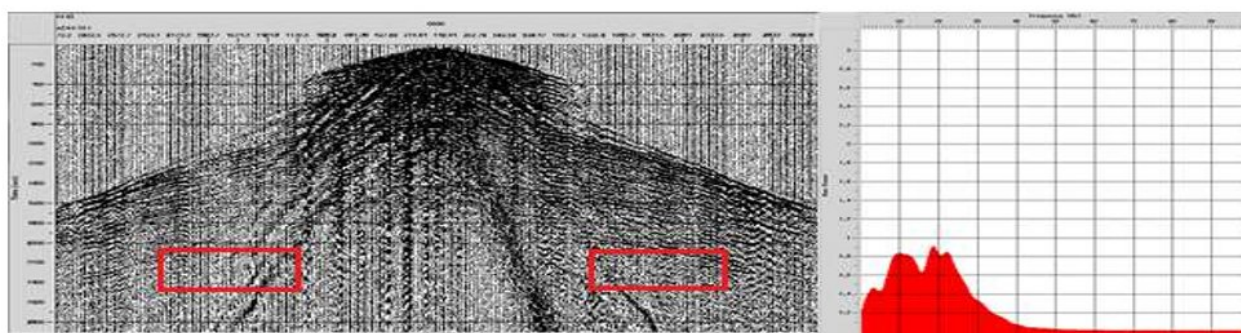
Выдержка из протокола:

«Физическое наблюдение, получившее оценку «0» по оценочному параметру S/N . . . , подлежит дополнительному исследованию. Выполняется анализ всех факторов (рельеф, поверхностные условия, литология), влияющих на получение характерного материала. Оцениваются отдельно амплитудная характеристика сигнала,Выполняется визуальный просмотр материала. На основании анализа принимается решение о причинах снижения качества – нарушение технологии или неблагоприятные поверх-

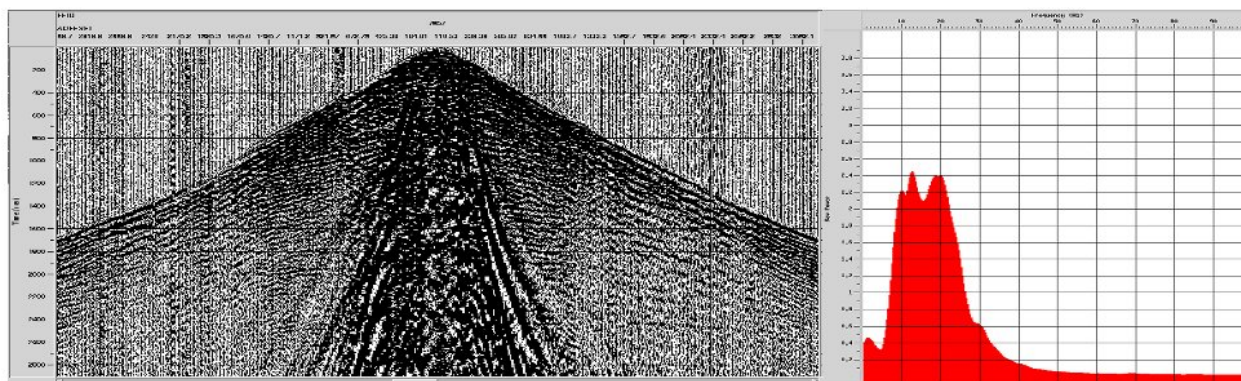
ностные условия. После чего выдается задание на повторную отработку ф.н., либо сейсмограмма принимается с оценкой 0,9.»

Это заключение Заказчика, в основном, супервайзерами не выполнялось. Продолжалась отбраковка сейсмограмм только по значениям S/N , которые зачастую формализованы и не несут в себе полную информацию о действительном качестве данных.

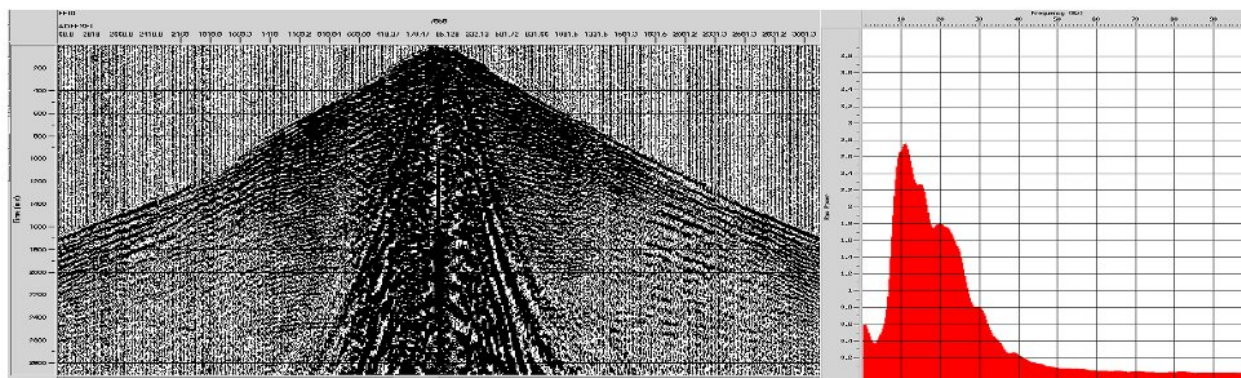
Например, визуально принятая сейсмограмма (рис 6) выглядит не лучше, а по АЧХ хуже, чем забракованная (рис.7,8)



▲ Рис. 6. Сейсмограмма принята. S/N в допуске. Ненормированная АЧХ в окнах анализа сигнала.



▲ Рис. 7. Не принята. Брак по S/N



▲ Рис. 8. Не принята. Брак по S/N

2.3. Оценка влияния угла наклона датчиков на качество полевого материала

Апогеем супервайзерского неосмысленного фанатизма в усердии принуждения Исполнителя к безусловному соблюдению во многом неприемлемых для оборудования UniQ некоторых требований к технологии работ стала забраковка 2134 ф.н. по причине превышения на этих сейсмограммах угла наклона приемников выше 20° более чем на 2-х % трасс от количества каналов в активной расстановке.

Основой таких заключений стали данные ежедневных тестов Tilt. Причем «специалисты» от геофизики даже не удосужились принять во внимание, что тесты выполнены на всю рабочую расстановку, в 1,5 раза превышающую количество активных каналов.

После анализа реального соответствия данных тестов и параметров активной расстановки, 439 ф.н., удовлетворяющие 2-х (2,5) процентному допуску, были забракованы без необходимости какого-то обоснования.

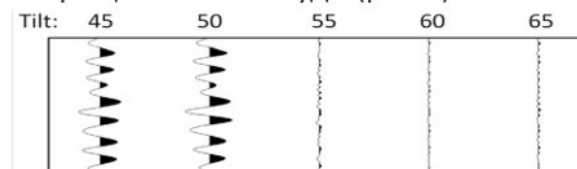
Результаты анализа оценки влияния угла наклона акселерометра GAC на динамические и фазовые характеристики сейсмической записи сводятся к следующему.

2.3.1. Изменение динамических характеристик записи

Для ТМС типа SN (Sercel), I/O, Aries наклон датчиков (геофонов) измеряется в отклонении измеренного значения сигнала на выходе от эталонного в процентах. Допустимые значения Tilt по требованиям различных Заказчиков могут достигать 10-15%, но менее 7,5% никто не устанавливает.

Из исследований влияния наклона одиночного стандартного геофона на величину искажений регистрируемых колебаний [3] следует, что при угле наклона в 50 градусов мы можем регис-

трировать волну, но при угле наклона в 55 градусов и выше отмечается резкое сокращение амплитуды (рис.9).



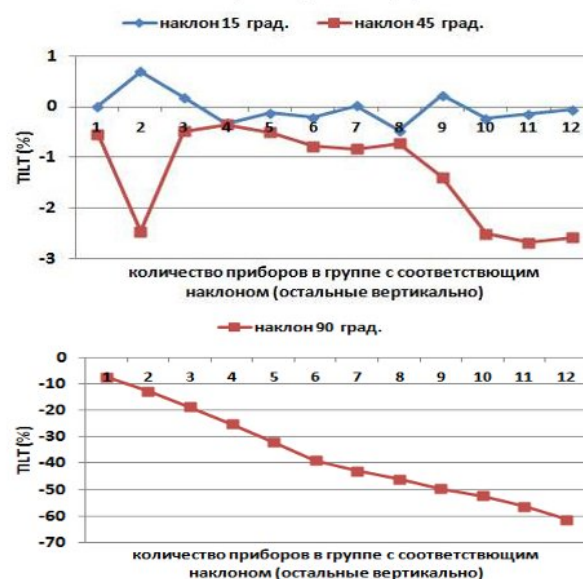
▲ Рис. 9. Запись сигнала геофонами с углами наклона от 45 до 65 градусов.

В аналогичных с рассматриваемым проектом поверхностных и климатических условиях выполнена проверка влияния угла наклона геофонов GS-20DX в различном положении от вертикали и количестве в группе (рис.10).

Фактически, с учетом почти повсеместного группирования сейсмоприемников, для 12-ти геофонов на канал даже угол



▲ Рис. 10. Измерения Tilt (%) от разнонаклоненных приборов в группе.



▲ Рис. 11. Диаграммы Tilt (%) в зависимости от количества геофонов в группе с соответствующим наклоном. Осредненные значения по 4-м группам с одинаково установленными приемниками.

наклона в 45 град. всех приборов не является критическим (Tilt не более $\pm 3\%$). Но 2 горизонтально лежащих прибора уже дают высокие искажения (Tilt = 12%) (рис.11).

Трассы от групп приемников с Tilt более 20% действительно должна относиться к забракованным каналам. Точные данные о наклоне приемников отсутствуют в заголовках и корректное восстановление амплитуды сигнала невозможно. В случае работы с цифровыми акселерометрами ситуация совершенно иная.

Наличие внутри каждого прибора GAC инклинометра, фиксирующего угол наклона приемника каждые 2 минуты и записывающего измерения в заголовки трасс сейсмограмм, позволяют компенсировать искажение амплитуды вертикального смещения на этапе обработки данных.

WesternGeco устанавливает допустимое значение по углу наклона 45° , при котором сигнал не имеет значимых искажений.

Атрибутивный анализ трасс ПП с углами наклона более 20 градусов и

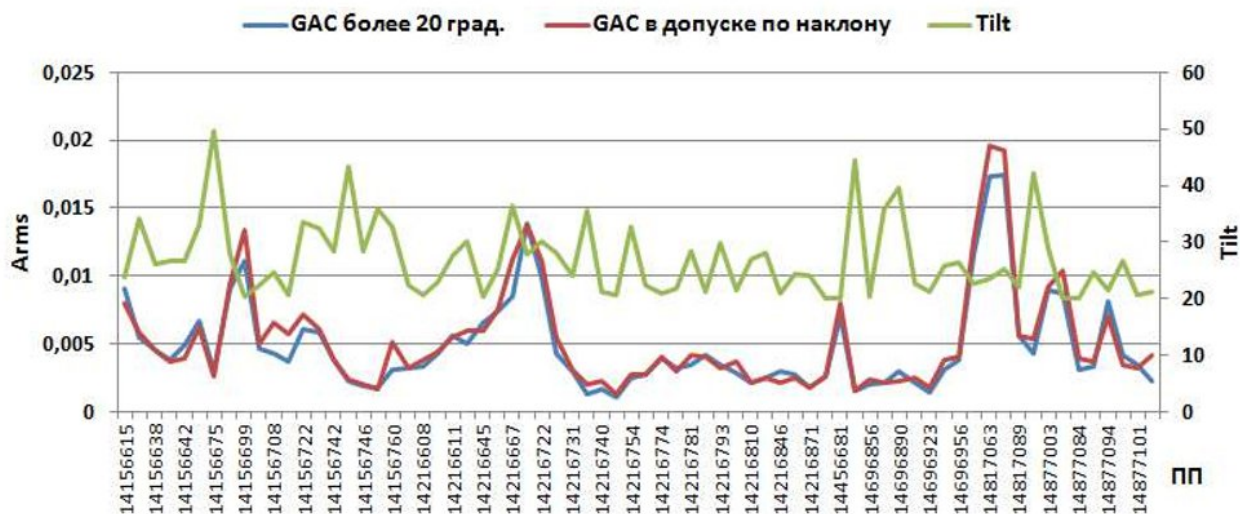
после их переустановки в близкое к вертикальному положению, записанных от нескольких соседних пар ПВ, а так же сравнение формы записи сигналов на соседних ПП от одного взрыва с различными углами наклона приемников, свидетельствуют о следующем.

Из диаграмм на рис.12,13 следует, что выполняется корректировка амплитуд трасс после ввода поправки за наклон до значений близких для субвертикального положения приемников.

Коррекция амплитуд за наклон иногда приводит к увеличению разницы среднеквадратичных амплитуд трасс, что, вероятно, объясняется нескомпенсированными различиями в условиях приема (рис.14).

2.3.2. Влияние наклона датчиков на форму сигнала (фазовые характеристики)

Конструкция акселерометра GAC подразумевает возможность его работы в горизонтальном положении для регистрации горизонтальных компонент. Т.е. никакой наклон не приведет к искажению фазы сигнала за счет трения катушки о корпус или иных причин.



▲ Рис. 12. Графики распределения по ПП Tilt (град.) и среднеквадратической амплитуды. Arms в первом приближении (не учтены изменения энергии в зависимости от удалений В-П) приведены к одному уровню за разные условия возбуждения через коэфф. = Arms 1-го ПВ в окне полезного сигнала/ Arms 2-го ПВ в окне полезного сигнала.



▲ Рис. 13. Графики распределения по ПП Armsc учетом поправочного коэффициента - $1/\cos(\text{rad})$ для ПП с углом наклона датчика >20 (желтый цвет), в графики с $\text{tilt} < 20^\circ$ поправки не вводились (красный цвет).

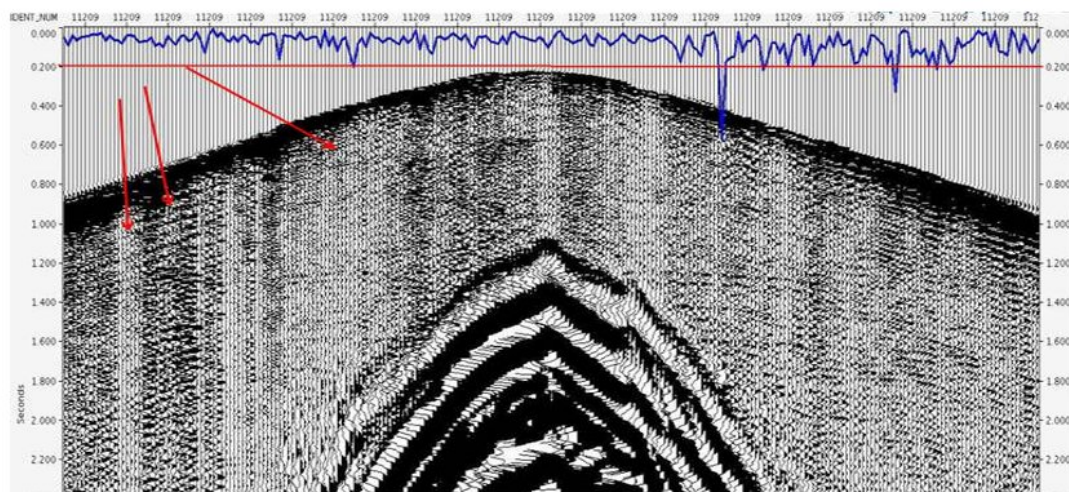
Это заключение подтверждается сравнением трасс с допустимым и с поправками за наклон более 20 град. (рис.15).

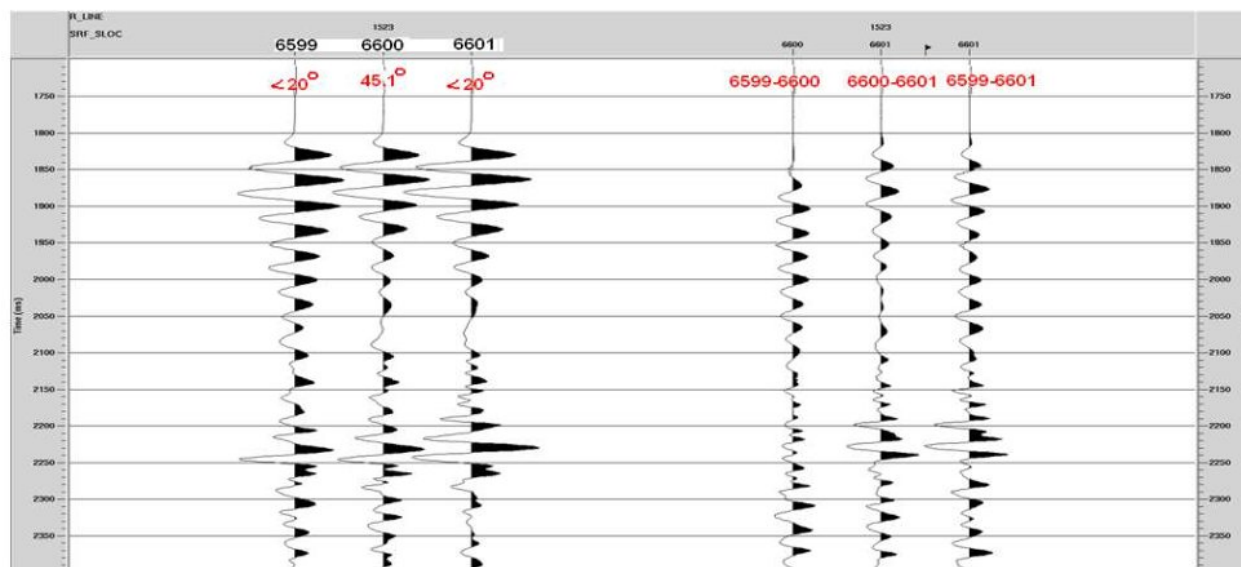
Для трасс в предположительно одинаковых условиях приема с различным отклонением от вертикали датчиков (до 45°) в области первых вступлений и целевом временном интервале не выявлены подвижки сигнала во времени и изменения его формы, значимые для

результатов обработки. Различия в форме трасс с наклоном менее 20 град. могут быть более существенными, чем разница трасс с большими наклонами (сравнение 6-й с 4,5-й трассами на рис.15).

Об этом же свидетельствуют и примеры формы ФАК подряд идущих каналов, намного больше непохожие (амплитуды и положения центрального и побочных экстремумов) для наклонов в 5 и 10 град,

▼ Рис. 14. Изменение формы записи сейсмотрасс в зависимости от поверхностных условий приема. Влияние наклона приемников (синий график, $\text{Tilt} \cdot 0,01$ на шкале слева) на этом фоне ничтожно и не поддается количественной оценке.





▲ Рис. 15. Соседние трассы с коррекцией за угол наклона и результат их вычитания друг из друга.

чем в сравнении 50 и 10 град. (рис.16).

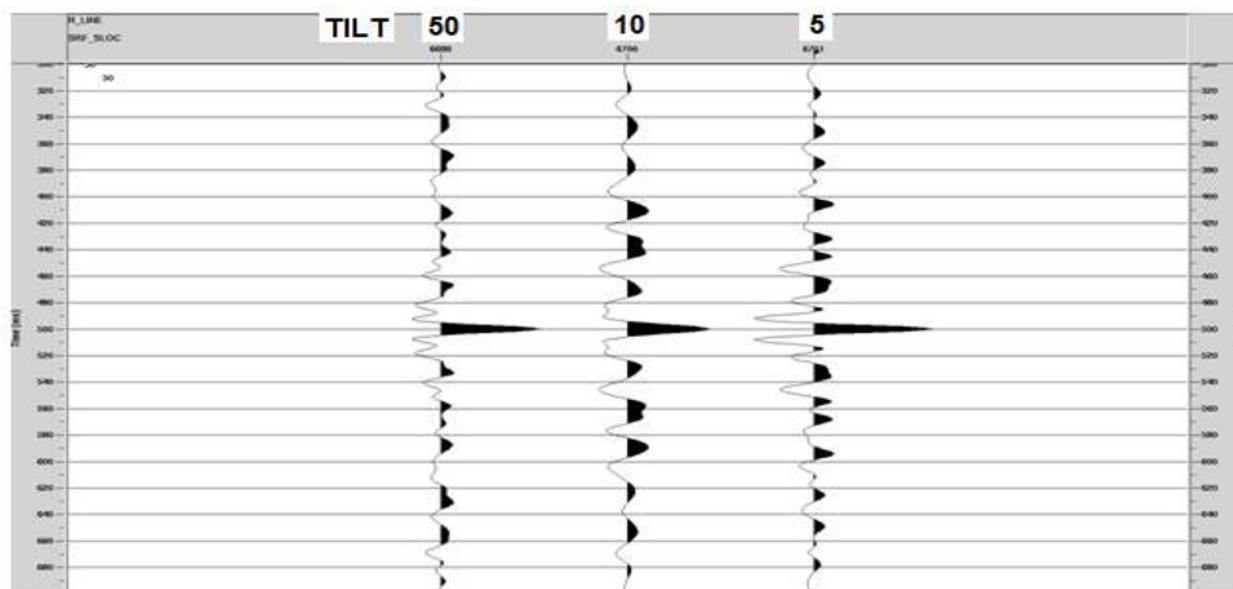
2.33. Выводы, касающиеся влияния наклона приемников GAC на качество данных

По результатам анализа учета влияния угла наклона однокомпонентного датчика пункта приема системы UniQ акселерометра-сейсмоприемника (GAC) на сейсмическую запись можно сделать вывод, что амплитудные характеристики сейсмической записи в зависимости от различного угла наклона датчика изменяются незначительно и могут корректи-

роваться вводом поправочного коэффициента – $Amp/\cos(\text{rad})$. После коррекции амплитуд фазовый сдвиг или значимое изменение формы сигнала не наблюдается при углах наклона, значительно превышающих 30 градусов.

Таким образом, критическим углом наклона GAC можно считать угол 45 градусов, выше которого на вертикальную компоненту отраженного сигнала возможно наложение горизонтальной компоненты обменной волны или волн-помех.

▼ Рис. 16. ФАК по соседним трассам с различными Tilt.



На основании принятых Заказчиком вышеизложенных аргументов, с одной стороны, и согласованного увеличения лимита некондиционных по наклону трасс с 2-х до 4-х % (в связи с 5 кратным увеличением плотности ПП в сравнении с традиционной сейсморазведкой 3D), с другой стороны, из 2134 предварительно забракованных Супервайзером ф.н. 65% по результатам окончательной приемки было признано кондиционным.

Заключение

Современный уровень развития сейсморазведочных работ 3D с огромным количеством активных каналов требует пересмотра некоторых положений и допусков устаревших инструкций Заказчиков по технологии и оценке качества данных.

Отличительными особенностями супервайзерского сопровождения сейсморазведочных работ в рассматриваемом проекте явились:

- бессмысленные с точки зрения повышения качества данных требования максимального приближения приемников ГАС к вешкам ПП;
- бесполезные перебуры взрывных скважин без оптимизации параметров возбуждения;
- приемка материала по формализованным, в определенном смысле атрибутивным критериям (S/N), без действительного анализа качества и, как следствие, переотработка вполне кондиционных сейсмограмм;
- массовая забраковка ф.н. по наклону датчиков, обусловленная только стремлением к буквальному и безусловному соблюдению необоснованных требований, не везде адекватно «настроенных» под уникальное и специфическое геофизическое оборудование.

Все эти усилия супервайзерской службы, совместно с неудовлетворительной организацией работ Исполнителем (проблемы с запуском UniQ, недостатки транспорта и персонала) привели к

рекордно низкому времени непосредственно регистрации данных -17%. Понятно, что необходимо бороться за культуру производства, но следует разделять действительно важные проблемы и мелкие недочеты, не влияющие на результат, иначе можно парализовать любые работы в любой сейсмопартии.

Разумеется, инициатива оптимизации технологических параметров, корректировки различных критериев и допусков – прерогатива Исполнителя, как стороны, в первую очередь, заинтересованной в повышении производительности работ. Но ответственность за своевременное выполнение геологического задания лежит на всех участниках процесса, включая и Заказчика (лицензионные обязательства, планы ГРП и пр.), представленного на полевом этапе геофизиками-супервайзерами.

Поэтому логичным представляется участие в производственном процессе «контролеров» не только в рамках выполнения надзорных функций, но и в формировании консолидированных предложений по повышению эффективности производства без ущерба качеству полевого материала.

Выбор супервайзера должен определяться не его рыночной или тендерной стоимостью, а квалификацией, опытом и способностью выполнять свои функции в эффективном взаимодействии с исполнителем работ.

Литература

1. Требования заказчиков к технологии и производству сейсморазведочных работ.
2. Производственный отчет ОАО «ГЕОТЕК Сейсморазведка» о выполнении сейсморазведочных работ 3D с использованием оборудования UniQ.
3. Field Measurements of the Distortion Resulting from the Use of Tilted Geophones T. Dean* (WesternGeco), P. Claasen (WesternGeco) & B. McCarthy, (WesternGeco).
4. Формирование требований к геометрии сейсмической съемки 3D. Е.В. Варенков (НПЦ «Геосейсконтроль», г. Москва).



ЗАО СОЕДИНИТЕЛЬ

**РАЗРАБОТКА И ИЗГОТОВЛЕНИЕ
СПЕЦИАЛЬНЫХ СОЕДИНИТЕЛЕЙ И КАБЕЛЕЙ**

456300, Челябинская обл., г. Миасс, Тургоякское шоссе, 11/5;

тел: (3513) 29-85-94, 29-85-97, 29-84-64

e-mail: info@soedinitel.com

Теорема отсчётов – камень преткновения между Наукой и практикой?

■ Череповский А.В., СЕРСЕЛЬ, г.Москва

Каждый сейсморазведчик слышан о «теореме Котельникова» или «теореме отсчётов» и согласен с тем, что шаг дискретизации по времени выбирается на основании этой теоремы, которая гласит, что непрерывные аналоговые сигналы с ограниченным (финитным) спектром могут быть восстановлены по своим дискретным отсчётам, взятым с частотой, равной или большей удвоенной верхней частоты сигнала [6]. Но используются ли предписанные Котельниковым величины шага дискретизации в сейсморазведочной практике? Нет, на практике используются величины гораздо меньшие и для этого есть целый ряд причин, анализу которых и посвящена данная статья.

С доказательством теоремы отсчётов связывают имена целого ряда инженеров, работавших в области электросвязи и цифровых методов передачи сигнала в двадцатые-сороковые годы прошлого века: Карл Купфмюллер, Гарри Найквист, Клод Шеннон (в США) и В.А.Котельников (в СССР). В знаменитом энциклопедическом словаре по прикладной геофизике Р.Шерифа эту теорему называют «теоремой Найквиста» и «кардинальной теоремой» [6], а в российской науке и практике – преимущественно «теоремой Котельникова». Надо отметить, что только в 1999 году международный научный фонд Э.Рейна (Германия) признал приоритет академика В.А.Котельникова (1908-2005 гг.), наградив его премией в номинации «за фундаментальные исследования» за теорему отсчётов, математически точно сформулированную и доказанную им ещё в 1932-33 гг.

Сейсморазведчикам эта теорема понадобилась в 70-ые годы прошлого века, когда начался переход на цифровую регистрацию данных. Исходя из необходимости получить не менее 2 отсчётов на период, бесконечный колебательный процесс с диапазоном частот до 100 Гц достаточно дискретизировать с частотой 200 Гц (то есть с шагом 5 мс). И наоборот: если шаг дискретизации выбран равным 5 мс, то однозначно можно будет восстановить сигналы с частотами до 100 Гц. Первыми во внедрении цифровой регистрации были американцы, и эту удвоенную частоту они называли «частотой Найквиста».

Как известно, поначалу самым популярным шагом дискретизации при цифровой регистрации сейсмических данных стала величина 4 мс, что соответствует частоте Найквиста, равной 125 Гц. Но на самом ли деле можно без потерь восстановить частоты сейсмических волн до 125 Гц при таком большом шаге дискретизации? Конечно, нет. Этому есть как минимум три объяснения. Такой авторитетный американский геофизик, каким является Малькольм Лансли (вице-президент компании Серсель, Хьюстон), высказал такую точку зрения: «Во избежание аляйсинга (появления «зеркальных частот», «ложных частот» или «подменных частот») необходимо применять фильтры для подавления высоких частот при аналого-цифровом преобразовании. Эти фильтры в старых регистрирующих станциях были аналоговыми и довольно пологими. Поэтому, чтобы обеспечить достаточное подавление частот выше частоты Найквиста, выбирали значение антиаляйсингового фильтра, равное половине частоты Найквиста. И нормаль-

ное значение антиалаясингового фильтра при шаге дискретизации $SI = 2$ мс должно быть 125 Гц... По какой-то причине в популярных сейсмостанциях DFS-IV и DFS-V (производства «Texas Instrument») значение антиалаясингового фильтра было равно 128 Гц для $SI = 2$ мс. Позднее появились сигма-дельта аналого-цифровые преобразователи, антиалаясинговый фильтр стал цифровым, и благодаря его большой крутизне стало возможным устанавливать значение 0,75 или даже 0,8 от частоты Найквиста».

Это интересное объяснение, но достижимо ли восстановление сейсмических сигналов до частоты Найквиста при идеальном (воображаемом) прямоугольном фильтре? Был ли резон у того человека-плаката, который на одной из ежегодных выставок и конференций SEG ходил между стендами с броским лозунгом: «You cannot collect seismic with Nyquist!» («Вы не получите сейсмические данные, опираясь на Найквиста»).

Обратимся к нашей советской классике, а именно к справочнику геофизика, тому «Сейсморазведка» под ред. И.И.Гурвича и В.П.Номоконова [4]. Здесь сказано, что «частота квантования определяется на основании теоремы Котельникова». Но тут же даётся важнейшая поправка: «В практике сейсморазведки исследуемые процессы имеют ограниченную длительность, т.е. неограниченный спектр. Если ввести разумное допущение на ширину реального спектра, общий смысл теоремы Котельникова сохраняется. Для обеспечения передачи сейсмических сигналов с искажениями, не превышающими 3 дБ, необходимо, чтобы частота квантования превышала граничную частоту сигнала в 4,14 раза. Для уверенного преобразования сейсмических сигналов, лежащих в полосе частот до 100-120 Гц, частота квантования по времени должна составлять 500 Гц

(или $SI = 2$ мс). Сигналы, характеризующиеся меньшими частотами, дискретизируются с более высокой точностью».

Тогда недостижимость частоты Найквиста в сейсморазведке связана не только с конечной крутизной антиалаясинговых фильтров, но и с ограниченной длительностью сейсмических сигналов! Напомним, что теорема Котельникова была доказана для бесконечных колебательных процессов с ограниченным спектром, и поэтому она не может быть непосредственно применена на практике. В результате, сейсмические записи не могут быть восстановлены без потерь по дискретной последовательности отсчётов, и степень искажений, по всей видимости, увеличивается с приближением к частоте Найквиста. В «Англо-русском энциклопедическом словаре по геофизике» (2009 г.), а именно в статье “Nyquist theorem”, дано такое практическое решение [1]: «Исходя из требования, что искажения, вызванные квантованием, не должны превышать 3 дБ, получим, что частота квантования примерно в 4 раза выше, чем граничная частота (сигнала), что и принимается в практике сейсморазведки».

Надо сказать, что интуитивно геофизики-практики чувствуют, что 2 отсчёта на период – это неадекватный критерий. Например, графически легко показать, что дискретизация такой монохроматической бесконечной функции, как синусоида, вызывает очень большую неопределённость при 2 отсчётах на период – подробности можно найти в статье Б.А.Спасского и А.И.Банщикова [5], участвующих в дискуссии на тему выбора шага дискретизации в журнале «Геофизика». Получается, что и не все бесконечные функции могут восстанавливаться точно при использовании частоты Найквиста, и класс точно восстанавливаемых функций чётко не определён...

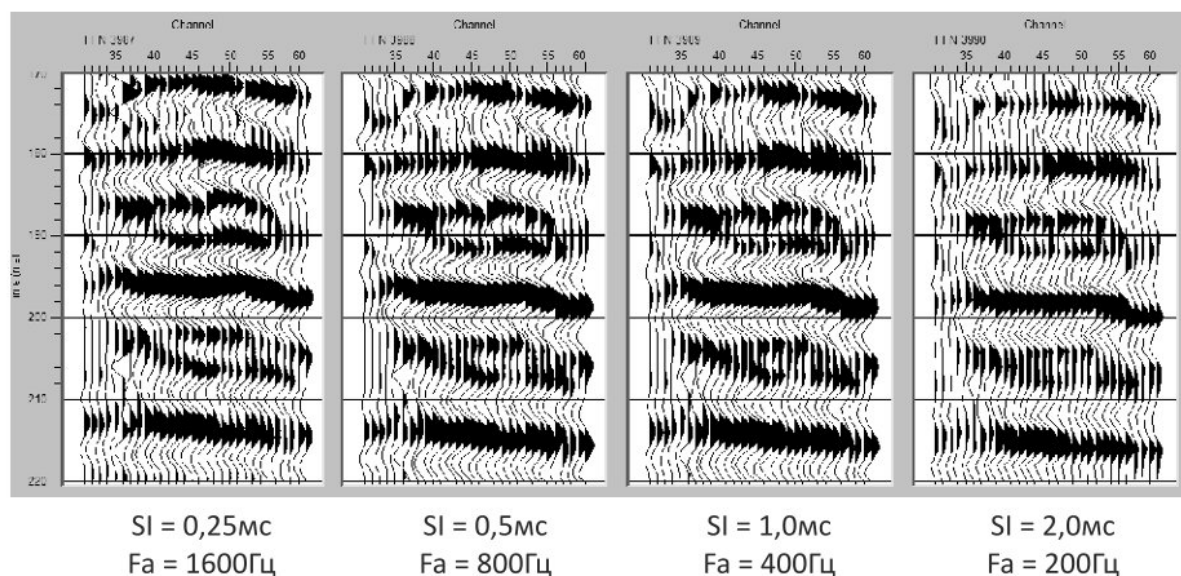
В своё время О.К.Кондратьев предложил свой путь выбора оптимального шага дискретизации, тоже сводившийся к 4 отсчётам на период [3]: «Использование правой граничной частоты сейсмических колебаний для выбора шага дискретизации по теореме Котельникова недостаточно. Для этого необходимо оценивать энергию спектров в области высокочастотных шумов и выбирать шаг дискретизации таким, чтобы аляйсинг-эффект не привёл к большому засорению рабочего диапазона зеркальными частотами этих шумов. По большей части достаточно удвоить правую граничную частоту...»

Это уже третье объяснение того факта, что частота Найквиста «не работает» в сейсморазведке и можно сказать, что общепринятого научного подхода к выбору оптимального шага дискретизации до сих пор нет. Обратимся к результатам опытных высокочастотных работ с одиночными взрывными скважинами и одиночными сейсмоприёмниками с собственной частотой 100 Гц (Рис.1).

На полевых сейсмограммах, получен-

ных последовательно с различными шагами дискретизации – от 0,25 мс до 2 мс – отчётливо видно, что при наименьшем шаге дискретизации уверенно регистрируются волны с периодом 4 мс (250 Гц) на временах регистрации 170-220 мс. Этот наименьший шаг дискретизации не такой уж избыточный, поскольку уже при шаге 0,5 мс (и антиаляйсинговом фильтре 800 Гц) волновая картина начинает размываться, а при распространённом ныне шаге дискретизации 2 мс (и антиаляйсинговом фильтре 200 Гц) упомянутые высокочастотные колебания становятся, естественно, неразрешёнными и ослабленными. Это даёт пищу для размышлений!

Подытоживая вышесказанное, подчеркнём, что сама теорема Котельникова не вызывает никаких сомнений и не требует пересмотра, но условия, которые эта теорема накладывает на сигнал, никогда не выполняются в сейсморазведке. На практике сейсмические записи имеют не только конечную длительность, но и их спектр зачастую ограничен конкретными частотами – например, в



▲ Рис. 1. Фрагменты четырёх взрывных сейсмограмм с разными шагами дискретизации (SI) и частотами антиаляйсингового фильтра (Fa). Марки времени через 10 мс в окне времён регистрации от 170 до 220 мс.

Полевые материалы Ботубинской ГРЭ АК "АЛРОСА"

вибросейсморазведке, где диапазон излучаемых и регистрируемых частот редко превышает 3-4 октавы, и после виброкорреляции уровень амплитуд за пределами частот свип-сигнала может быть ниже на 40 дБ и больше...

Практические значения шага дискретизации, выбираемые в сейсморазведке, отличаются от предлагаемых теоремой Котельникова не менее, чем в 2 раза. То есть эксперимент не подтверждает применимость теоремы отсчётов (и использованной в ней модели сигнала) в сейсморазведке. Тогда нам нужна новая теорема отсчётов для сейсмических сигналов с ограниченной длительностью и (фактически) с ограниченным частотным диапазоном. Искажения, возникающие при дискретизации и восстановлении финитных сейсмических сигналов, должны зависеть от этих двух переменных и оптимальный шаг дискретизации должен быть функцией этих же переменных. Эти вопросы исследовал М.С.Денисов и предложил оригинальный подход с регистрацией пробной сейсмограммы и последующим расчётом её оптимальной дискретизации [2]. К сожалению, его математическое исследование пока не вполне понято и не поддержано.

Интересно, что в цифровой звукозаписи активно обсуждается точно такая же проблема: какая частота дискретизации является разумно достаточной? Как известно, человеческое ухо слышит примерно до 20 кГц и, исходя из теоремы Котельникова, музыку достаточно оцифровывать с частотой 40 кГц. Соответственно, для «ширпотреба» (записи музыки на CD-диски) выбрали частоту 44,1 кГц. Но в студиях звукозаписи применяют частоту 96 и даже 192 кГц, и мой знакомый звукоинженер говорит, что разница в качестве звука большая...

В заключение хотел бы отметить, что в нашей отрасли наметилась тенденция

применения всё более высокой частоты дискретизации при сейсморазведочных работах на нефть и газ. В настоящее время большинство Заказчиков предпочитает шаг дискретизации 2 мс, но иногда применяется и 1 мс. Какой же шаг дискретизации является разумно достаточным с учётом высоких современных требований к сохранению динамики сигнала? Наука всё ещё в долгу перед практиками в этом вопросе.

Литература:

1. Англо-русский энциклопедический словарь по геофизике под ред. В.А.Ерхова и А.В.Михальцева. — М., Федеральное агентство по недропользованию, 2009.
2. Денисов М.С. О выборе шага дискретизации при цифровой регистрации сейсмических трасс. (Ответ на письмо, поступившее в редакцию журнала «Геофизика») // Геофизика, 2013. №3. С. 68–74.
3. Кондратьев О.К., 1992, Теоретические основы цифровой записи сейсмических колебаний. — М.: изд. Нефтегеофизики, 1992. — 68 с.
4. Сейсморазведка. Справочник геофизика, под ред. И.И.Гурвича и В.П.Номоконова. — М., «Недра», 1981. — 464 с.
5. Спасский Б.А., Банщиков А.И. О выборе шага дискретизации по времени и по пространству при регистрации полевых данных в сейсморазведке // Геофизика, 2014. №5. С. 62-67.
6. Sheriff R.E. Encyclopedic dictionary of applied geophysics, Fourth edition.SEG, Tulsa, OK, USA, 2002.

Подробнее об авторе



Череповский
Анатолий Викторович

Региональный геофизик
по России и СНГ
компании SERCEL, к.т.н.

ЧЕТКОСТЬ

**КОМПАНИЯ INOVA
ЯВЛЯЕТСЯ МИРОВЫМ
ЛИДЕРОМ В ОБЛАСТИ
ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ
ПОЛНОФУНКЦИОНАЛЬНОЙ
ШИРОКОПОЛОСНОЙ
НАЗЕМНОЙ
СЕЙСМОРАЗВЕДКИ.**

Мы, компания INOVA, убеждены в том, что каждый этап открытия природных ресурсов должен проводиться с одинаковой тщательностью и точностью. Поэтому мы стремимся предлагать наиболее универсальный набор широкополосных продуктов и технологий из имеющихся на рынке в настоящее время.

Наши датчики, системы и источники возбуждения отлично взаимодействуют друг с другом, обеспечивая сбор широкополосных данных высочайшего качества, что дает возможность нашим клиентам максимально эффективно проводить процесс обработки, отображения и интерпретации данных.

Являясь мировым лидером в области полнофункционального высоко- и низкочастотного оборудования, компания INOVA обеспечивает получение достоверных результатов надлежащего качества ведущими геофизическими подрядчиками и компаниями, занимающимися разведкой и добычей.



ВМЕСТЕ МЫ РЕШИМ ЛЮБУЮ ЗАДАЧУ!



CLARITY BROADBAND SOLUTION™

inovageo.com/ru/broadband

Жизнь связала с сейсморазведкой?



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



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](http://www.geoseisholding.ru)
www.geoton.ru