

ISSN 2074-8906

ПРИБОРЫ и СИСТЕМЫ РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ

ОБЩЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЕЖЕКВАРТАЛЬНЫЙ ЖУРНАЛ

АПРЕЛЬ-ИЮНЬ

02/2015

Издается с 2002 г.

ТЕМА НОМЕРА:

Несейсмические методы нефтяной геофизики

ТАКЖЕ В НОМЕРЕ:

- Система адаптивного управления импульсными источниками «Енисей»
- Российский рынок геофизического сервиса - 2014

СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫЕ
ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИЕ
СИСТЕМЫ

XZ ne



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

СОДЕРЖАНИЕ

CONTENTS

7 Все у нас впереди!*Турлов П.А.***All is to follow!***Turlov P.A.***8 Технология прогноза ресурсной привлека-тельности по комплексу несейсмических методов***Волкова Е.Н., Рыскин М.И., Шигаев В.Ю*

Аннотация: В статье рассматривается созданный Саратовском госуниверситете рациональный комплекс, пригодный для ранжирования территорий по степени их нефтегазоперспективности. Комплекс включает геофизические и геохимические методы, обеспечивающие получение взаимодополняющей информации о нефтегазоносности структур до вскрытия их скважинами и однозначное обоснование местоположения поисковых скважин.

Ключевые слова: прогноз, нефтегазоносность, комплекс, сейсмо- и электроразведка, геофизический и геохимический методы.

Forecast technology of resource attractiveness based on the complex of nonseismic methods*Volkova E.N, Ryskin M.I., Shigaev V.Ju.*

Abstract: The article considers rational complex developed in Saratov state university for ranging of territories according to their oil and gas perspectives. The complex includes geophysical and geochemical methods, which provide with mutually complementary information about oil and gas content of the structures before well drilling and uniquely determination of exploration wells location.

Keywords: forecast, oil and gas content, complex, seismic and electrical survey, geophysical and geochemical methods.

12 Электроразведочный комплекс AGE-xxl – 10 лет внедрения и развития*Кругляков Е.А.*

Аннотация: В настоящей работе рассматривается состав и возможности электроразведочного комплекса AGE-xxlB, разработанного компанией «КруКо».

Рассмотрено использование данного комплекса при выполнении геофизических работ методом электротомографии. Для обработки данных электроразведки используется созданный в компании программный пакет WLF.

Ключевые слова: электроразведка, электротомография, оборудование, программное обеспечение.

Electrical survey complex AGE-xxl -10 years of innovation and progress*Kruglyakov E.A.*

Abstract: In this paper are considered hardware configuration and capabilities of electrical survey complex AGR-xxl developed by "KruKo" company. Application of this complex for geophysical survey using electrotomography method is considered. Software package WLF, developed by the company, is used for processing of electrical survey data.

Keywords: electrical survey, electrotomography, hardware, software.

19 Перспективы морской электроразведки при поисках углеводородов*Тулупов А.В., Кяспер В.Э., Лисицын Е.Д., Петров А.А., Лобковский Л.И., Рогинский К.А.*

Аннотация: В статье рассматриваются предпосылки и результаты применения морской электроразведки при поисках углеводородов. Накопленный мировой опыт свидетельствует о значительном повышении коэффициента успешности бурения при использовании информации, предоставляемой электроразведкой. Описываются методики, позволяющие как расчленять разрез по сопротивлению, так и выделять зоны с аномальными поляризационными свойствами, вызванными эпигенетическими изменениями под воздействием углеводоро-

Offshore electrical survey prospects for hydrocarbons exploration*Tulupov A.V., Kyasper V.E., Lisicyn E.D., Petrov A.A., Lobkovsky L.I., Roginsky K.A.*

Abstract: This article discusses background and results of application of offshore electrical survey for hydrocarbons exploration. Accumulated world experience indicates of significant increasing of drilling success factor when the data provided by electrical survey are used. Methods of the section partitioning according to its resistivity and for definition of zone with abnormal polarization features induced by epigenetic changes due to hydrocarbons influence, are described. The leading-edge lines of development of the technology are discussed.

дов. Анализируются наиболее перспективные направления развития технологии.

Ключевые слова: морская электроразведка, углеводороды, эпигенетические изменения, разрез, коэффициент успешности бурения.

Keywords: offshore electrical survey, hydrocarbons, epigenetic changes, section, drilling success factor

30 Применение малоуглубинной электроразведки для определения статистических поправок

Михеев С.И., Селезнев В.А.

Аннотация: В статье обсуждаются теоретические предпосылки и практические аспекты применения малоуглубинной электроразведки для определения статистических поправок в МОГТ. Обсуждаются возникающие при этом сложности, возможные пути их преодоления.

Ключевые слова: малоуглубинная электроразведка, статистические поправки.

Application of near-surface electrical survey for statics definition

Miheev S.I., Seleznev V.A.

Abstract: In the article theoretical background and practical aspects of application of near-surface electrical survey for statics definition in CDP method are considered. Arising problems and possible ways of their solving are discussed.

Keywords: near-surface electrical survey, statics.

42 Система адаптивного управления импульсными источниками «Енисей»

Детков В.А., Копылов М.А., Баландин П.В.

Аннотация: Количество воздействий в импульсной невзрывной сейсморазведке, необходимое для получения кондиционных данных, обусловлено сейсмогеологическими, природными и техногенными условиями. Выбор оптимального количества воздействий на каждой точке возбуждения позволяет получать однородные данные требуемого качества и оптимизировать производительность ГРП.

Ключевые слова: сейсморазведка, невзрывной источник, Енисей, возбуждение, производительность разведки.

Adaptive control system for impulse sources "Enisey"

Detkov V.A., Kopylov M.A., Balandin P.V.

Abstract: The number of excitations by impulse nonexplosive source enabling to record conditioned data, depends on seismogeological, natural and anthropogenic conditions. The choice of optimal number of excitations in each source point permits to get homogeneous data of desired quality and to optimize geological survey efficiency

Keywords: seismic survey, nonexplosive source, Enisey, excitation, survey efficiency.

47 Сравнительные полевые испытания импульсного гидропневматического источника сейсмических волн ГПИ-2

Селезнев В.А., Михеев С.И., Экомасов С.П., Паоло Барбиери

Аннотация: В статье рассматриваются результаты сравнительных полевых испытаний вновь созданного гидропневматического источника сейсмических волн ГПИ-2 и газодинамического источника ГСК-6М. Результаты испытаний показали, что по сейсмической эффективности источник ГПИ-2 превосходит источник ГСК-6М и может использоваться как для изучения ВЧР, так и для глубоких исследований.

Ключевые слова: сейсморазведка, гидропневматический сейсмоисточник ГПИ-2, газодинамический сейсмоисточник ГСК-6М.

Comparative field test of impulse hydro-pneumatic seismic source GPI-2

Seleznev V.A., Miheev S.I., Ekomasov S.P., Paolo Barbieri

Abstract: This article considers the results of comparative field test of new-developed impulse hydro-pneumatic seismic source GPI-2 and gas-dynamic source GSK-6M. The results of field test have demonstrated that the source GPI-2 exceeds in seismic efficiency the source GSK-6M and can be used both for near-surface survey and for deep exploration.

Keywords: seismic survey, hydro-pneumatic seismic source GPI-2, gas-dynamic seismic source GSK-6M

56 Донная сейсмическая станция на основе волоконно-оптического гидрофона и микромеханического геофона

Куликов А.В., Никитенко А.Н., Мешковский И.К., Плотников М.Ю.

Аннотация: В статье представлена конструкция разработанной донной сейсмической станции на основе волоконно-оптического гидрофона и триады микромеханических акселерометров. Рассмотрены вопросы интерпретации данных, полученных с использованием разработанной донной станции. Представлены результаты теоретического и экспериментального исследования характеристик станции.

Ключевые слова: сейсморазведка, донная станция, волоконно-оптический гидрофон, микромеханический акселерометр.

Seismic subsea node on basis of fiber-optic hydrophone and MEMS geophone

Kulikov A.V., Nikitenko A.N., Meshkovsky I.K., Plotnikov M.Ju.

Abstract: Seismic subsea node design on basis of fiber-optic hydrophone and MEMS accelerometer triad is presented in the article. The matters of interpretation of the data, received by means of developed subsea node are discussed. The results of theoretical and experimental investigation of node's characteristics are presented.

Keywords: seismic, subsea node, hydro-optic hydrophone, MEMS accelerometer.

66 Велосиметр СПВ-ЗК с улучшенными характеристиками

Марченков А.Ю., Мишин А.В., Семейкин Н.П., Трушков В.Н.

Аннотация: В статье представлен малогабаритный велосиметр с минимальным использованием импортных компонентов. Исполнение сейсмоприемника обеспечивает возможность работы с ним в широком диапазоне климатических условий, высокую надежность и удобство эксплуатации. Приведены технические характеристики прибора.

Ключевые слова: сейсморазведка, велосиметр, параметры

Velocimeter SPV-3K with enhanced specifications

Marchenkov A.Ju., Mishin A.V., Semeykin N.P., Trushkov V.N.

Abstract: The compact velocimeter with minimum quantity of imported components is presented in the article. Velocimeter configuration permits to use it in wide range of climatic conditions, ensures high reliability and maintainability. Technical specifications of the device are presented.

Keywords: seismic, velocimeter, specifications.

72 Российский рынок геофизического сервиса - 2014

Лаптев В.В.

Аннотация: В статье приведен аналитический обзор отечественных рынков геофизических услуг и геофизического оборудования. Рассмотрены основные тенденции их развития в условиях действующих санкций со стороны США и ЕС.

Ключевые слова: рынок, геофизический сервис, геофизическое оборудование, санкция.

Russian market of geophysical service - 2014

Laptev V.V.

Abstract: Analytical survey of Russian markets of geophysical services and geophysical equipment is presented in the article. The main trends of the development of these markets in US and European sanctions environment are considered.

Keywords: market, geophysical service, geophysical equipment, sanction.

77 От прогнозирования оптимальной глубины заложения заряда при взрывной сейсморазведке МОГТ 3Д к конструированию взрывного источника (записки супервайзера)

Цыпышев Н.Н.

Аннотация: В статье изложены рекомендации автора по конструированию взрывного источника, обеспечивающего получение сейсмических данных с необходимыми и достаточными характеристиками целевых отражений (амплитуда, частота).

From prediction of optimal charge depth on explosive seismic CMP 3D survey to explosive source design (supervisor notes)

Tsypyshev N.N.

Abstract: Author's recommendations are presented in the article, concerning designing of explosive seismic source enabling acquisition of seismic data with necessary and sufficient characteristics of target reflections (amplitude, frequency).

Keywords: seismic, electrical survey, explosive source, target reflection.

Ключевые слова: сейсморазведка, электроразведка, взрывной источник, целевое отражение

88 Геолог и геология XXI века

Мамяшев В.Г.

Аннотация: Автор рассматривает различные аспекты развития геологической науки и предлагает читателю свои выводы, касающиеся будущего геологической науки.

Ключевые слова: геология.

Geologist and geology in XXI century

Mamyashev V.G.

Abstract: The author considers different aspects of geological science development and offers his conclusions, concerning the future of geological science.

Keywords: geology.

95 Список статей, опубликованных в журнале «Приборы и системы разведочной геофизики» в 2014 г.

The list of articles published in Journal "Instruments and Systems for Geophysical Prospecting" in 2014

НАШИ ПАРТНЕРЫ



ЗАО НПЦ ГеоСейсКонтроль

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:

25.06.2015

Дата выпуска:

30.06.2015

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

© Турлов П.А.,
составление, 2015
© ООО «Информ-геофизсервис», 2015

Все у нас впереди!

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

Здравствуйте, дорогие мои читатели! Рад, что вы по-прежнему с нами, а мы по-прежнему с вами. И я говорю это совершенно искренне.

Как известно, люди могут смотреть на одно и то же, а видеть совершенно разное. Это происходит либо по причинам психологического характера, либо в том случае, если используются отличные методы и технологии анализа изучаемого материала. И то, что современный арсенал отечественных и зарубежных методов и технологий поиска залежей углеводородов характеризуется широким спектром научных методов и подходов, лишь подтверждает вышесказанное.

Среди методов, используемых при поиске углеводородов, следует отметить:

- геофизические методы, в том числе: сейсмический, гравиметрический, электрометрический, магнитометрический, термометрический, радиометрический, спектрометрический, электромагнитный);

- аналитические методы, с помощью которых решают задачу выявления аномалий углеводородов по прямым признакам их наличия в различных средах и полях и по косвенным, по признакам влияния углеводородов на вмещающую среду и поля;

- геологические методы (традиционная геологическая съемка, составление геологических профилей, гидрогеологический метод и др.).

Среди быстро прогрессирующих научных методов поиска и разведки ресурсов углеводородов следует выделить большую группу геоморфологических методов (ландшафтных, морфографических, морфометрических), исполь-

зующих различные косвенные признаки (цвета, структуры и т.д.), проявляющиеся на поверхности Земли.

Эти методы позволяют прогнозировать возможность нахождения залежей углеводородов на основе анализа карт и аэрокосмических снимков.

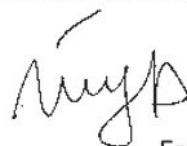
Таким образом, набор несейсмических методов геофизических исследований достаточно широкий. К сожалению, приходится признать, что взрыва интереса со стороны представителей всех несейсмических методов геофизических исследований к заявленной тематике данного номера журнала пока не наблюдается и традиционно среди присланных в редакцию статей доминируют электроразведчики.

Ну что ж, будем надеяться, что мы еще вернемся к теме несейсмических методов геофизических исследований и в этом нам будет сопутствовать успех. Так что все у нас впереди.

А пока предлагаю вам, дорогие мои читатели, совместить приятное с полезным, читая этот номер журнала.

Обращаю внимание уважаемых читателей, что тема следующего, сентябрьского номера журнала – «Обработка, визуализация и интерпретация сейсмических данных – современное состояние». Редакция ожидает материалы до 15 августа. Пишите!

С наилучшими пожеланиями



П.А.Турлов
Главный редактор

Технология прогноза ресурсной привлекательности по комплексу несейсмических методов

■ Волкова Е.Н., Рыскин М.И., Шигаев В.Ю., СГУ, г.Саратов

Резкое возрастание стоимости геологоразведочных работ на нефть и газ придает особую значимость внедрению новых малозатратных технологий для решения задач предварительной ресурсной оценки слабо изученных территорий и оперативного анализа перспективности выявленных структур.

Учитывая эти современные тенденции развития отрасли, на кафедре геофизики геологического факультета в Саратовском государственном университете создан рациональный комплекс, пригодный для ранжирования территорий по степени их нефтегазоперспективности. В него включены геофизические и геохимические методы, позволяющие получать взаимодополняющую косвенную и прямую информацию о возможной нефтегазоносности выявленных структур до вскрытия их скважинами, преодолевая комплексированием одно из главных препятствий - косвенный характер геофизических данных, мешающий осуществлению достоверного прогноза.

Процесс формирования этого комплекса полевых методов сопровождался теоретическим и экспериментальным обоснованием их применения, отраженным в монографии [1], и анализом реализованных геофизических технологий, определяющих повышенную точность и достоверность прогнозирования нефтегазоносности и физико-геологических моделей разреза, что отражено в патенте на создание нового гибридного геофизического способа [2]. Завершились кафедральные исследования инновационной методикой прогнозирования залежей углеводородов.

Напомним кратко, что сейсмический метод поиска углеводородов, в соотве-

ствии с которым осуществляют подготовку объектов к глубокому бурению, является основным. Однако сложность геологического строения, отсутствие физических свойств и параметрических данных об интервальных скоростях и опорного бурения приводят к неоднозначности результатов исследований и, как следствие, к грубым ошибкам, приводящим к неоправданно большим материальным затратам. Хорошо известен способ геофизической разведки, включающий сейсморазведку и электроразведку. Недостатком этого способа является отсутствие параметрических данных о скоростях и удельных электрических сопротивлениях, что приводит к низкой эффективности геофизических исследований. Кроме того, при изучении глубин 6-7 км требуются источники тока большой мощности, что приводит к большим экономическим затратам. Существующий комплекс геолого-геохимического прогноза и оценки нефтеносности перспективных объектов, включающий магниторазведку, исследования металлов-индикаторов, ореолов углеводородных газов, на наш взгляд, не обеспечивает однозначность решения задачи поиска и прогноза нефтегазоносности перспективных объектов. Это связано, прежде всего, с недостаточной широтой охвата привлекаемых методов, неоднозначностью интерпретации данных метода электроразведки, вызванной изменением амплитуды и знака электрических потенциалов над скоплениями углеводородов. Кроме того, изучение слабо закреплённых металлов-индикаторов, отвечающих за горизонтальную зональность неуглеводородных аномалий над месторождениями нефти и газа, требует

дорогостоящих высокоточных определений. Известно, что исследования по прямым поискам нефтегазовых структур в основном базируются на отдельных геофизических и геохимических методах. Установлено: залежи углеводородов – легких и диамагнитных флюидов – находят то или иное отображение в геопотенциальных полях, поскольку создают дефект плотности и область отрицательных намагниченностей в сводовой части залежи (работы О.В. Витвицкого, 1990, Чернова А.А. и Колесова В.В., 2004, И.Н. Михайлова, 2005, и др.) [3]. В магнитном поле залежь отображается в 85 % случаев. Как правило, залежи отвечает слабое понижение напряженности аномального магнитного поля. Традиционным прямым методом прогноза являются геохимические методы. В России газогеохимический метод активно разрабатывался специалистами ГНЦ ВНИИгеосистем (Зорькин А.М., Петухов А.В. и др., 1978), за рубежом больших практических успехов достигла компания W.LGORE & Associates (Newark, Delaware, США), использующая искусственные сорбенты для сбора УВ газов.

Совокупный результат анализа многообразия методов прогноза стал своеобразным фильтром при создании единой технологии ресурсной оценки, базирующейся на малозатратном комплексе экспрессных полевых исследований, в который были включены термомангнитная и газовая съемка, геоэлектрохимия, высокоточная гравиразведка, магнито-разведка.

Метод газовой съемки заключается в изучении состава и распределения углеводородных газов на исследуемой площади. Все разновидности газовой съемки основаны на определении микроконцентраций метана, этана, пропана, бутана, пентана, гексана, содержащихся

в породах и подземных водах. В сочетании с газовой съемкой было предложено применять термомангнитный метод выявления нефтегазовых структур [4]. Последний основан на определении тонкодисперсных аутигенных минералов (пирит и сидерит), концентрации и размерность зерен которых недостаточны для их определения с помощью оптического или рентгеноструктурных методов. При практическом применении установлено, что многие термомангнитные и газовые аномалии формируют кольцевые или полукольцевые структуры над крыльями продуктивных антиклинальных поднятий. Наибольший термомангнитный эффект наблюдается на периферийной части структуры, как бы повторяя контуры нефтегазоносности. Непосредственно над залежами фиксируется термомангнитный минимум. Такой кольцевой характер аномальных значений ТМК объясняется интенсивным эпигенетическим минералообразованием в наиболее ослабленных зонах, являющимися путями миграции УВ.

Геоэлектрохимический метод поиска нефтегазовых местоскоплений [5] основан на выявлении наложенных ореолов подвижных форм микроэлементов тяжелых металлов (Mn, Ni, Cu, Ti и т.п.), образующихся в породе под воздействием мигрирующих из залежи углеводородов. Выделение слабо закрепленных микроэлементов из валового содержания осуществляется за счет активизации геохимического процесса электрическим током. Выявляемые по результатам проведения методики зоны эпигенетических изменений пород могут наблюдаться как внутри контура нефтегазоносности, так и вне его, образуя кольцевые аномалии с минимумом над залежью.

В настоящее время экспрессные геологические и геофизические методы

чаще всего применяются по отдельности. Однако каждый из методов характеризуется значительными погрешностями, что определило необходимость разработки рационального комплекса, обеспечивающего высоко достоверное решение задачи прогнозирования нефтегазоносности разреза при минимальных затратах.

В аномальном гравитационном поле над залежью нефти и газа обычно наблюдается минимум силы тяжести, иногда с резким горизонтальным градиентом на концах. Наличие минимума может быть основным поисковым признаком при оценке нефтегазоносных структур, хотя такое четкое проявление залежи в суммарном поле Dg наблюдается не всегда. В магнитном поле над залежью также чаще всего картируются минимумы. В итоге над залежью картируется кольцевая геопотенциальная аномалия – факт достаточно широко известный из практики применения гравимагнитных методов. До проведения сейсморазведки в пределах выделенных зон аномалий магнитного и гравитационного полей осуществляют геоэлектрохимическую и термомагнитную съемки с определением кольцевых геоэлектрохимических и термомагнитных аномалий, при этом о месторождении судят по совпадению выделенных зон аномалий магнитного и гравитационного полей и кольцевых геоэлектрохимических и термомагнитных аномалий.

В процессе реализации инновационной программы Саратовского госуниверситета авторами накоплен опыт проведения полевых работ в пределах двух сформированных полигонов на территории Саратовской области. На основе проведенных работ были сформированы

единые прогнозные карты.

В целом технология выполняется в три этапа. На первом этапе проводится районирование территории исследований по особенностям геофизических полей с выделением участков, перспективных для постановки полевых работ геофизическими, геохимическими и пограничными методами. Вся эта работа целиком базируется на использовании фондовых материалов. На втором этапе проводятся полевые наблюдения на выделенных перспективных участках методами гравии- и магниторазведки, геоэлектрохимии, газогеохимии, термомагнитометрии. После этого строятся карты распределения зарегистрированных показателей нефтегазоносности по исследуемой территории. Выявляемые по этим картам аномальные зоны могут наблюдаться как внутри контура нефтегазоносности, так и вне его, образуя кольцевые аномалии с минимумом над залежью. Таким образом, по всем методам, включенным в полевой комплекс, обнаруживается определенный рисунок распределения нефтегазовых аномалий. Он представляет результаты полевого этапа в виде единого картографического документа. На третьем этапе осуществляется сопоставление и увязка упомянутого картографического документа с имеющимися фондовыми геологическими и геофизическими построениями, с целью повышения достоверности прогнозирования углеводородов.

Заключительной стадией комплексной интерпретации всех полученных материалов является построение согласованных ФГМ в двухмерном и в трехмерном пространстве.

По результатам применения методики разработана единая технология ком-

плексной интерпретации разнородных геофизических и геохимических данных, позволяющая дать достоверную геологическую интерпретацию геофизического материала и однозначно обосновать местоположение поисковых скважин.

К отличительным особенностям разработанной технологии, определяющим ее новизну и повышенную геологическую эффективность по сравнению с известными аналогами, помимо использования расширенного комплекса, можно отнести оптимальность финансовых затрат для ресурсной оценки геолого-геофизических признаков нефтегазонасыщенности разреза. Применение такой технологии позволит снизить вероятность получения погрешностей при прогнозировании допоисковых и поисковых работ, что приведет к сокращению риска инвестиционных вложений в освоение недр.

Литература

1. Рыскин М.И., Волкова Е.Н., Шигаев В.Ю., Михеев С.И. Основы рационального комплексирования методов прогнозирования нефтегазовых залежей. Изд-во СГУ, 2010, 116 с.
2. Патент №2402049 Способ геофизической разведки месторождений нефти и газа. Авторы Рыскин М.И., Волкова Е.Н., Шигаев В.Ю., Шигаев Ю.Г., Фролов И.Ю., Михеев А.С.
3. Чернов А.А., Колесов В.В. Обнаружение и картирование залежей УВ по их проявлениям в геопотенциальных полях. Геофизика. Спецвыпуск к 10-летию ЗАО "Пангея", 2004, С. 41-49
4. Молостовский Э.А., Фролов И.Ю. – Использование термоманометрии при поисках нефти и газа. Палеомагнетизм и магнетизм горных пород. Казань, 2004.
5. Шигаев В.Ю., Шигаев Ю.Г. – Геоэлектрoхимические исследования при поисках нефтегазoперспективных объектов. Саратов: ГосУНЦ «Колледж», 2002, 147 с.

Подробнее об авторах



Волкова
Елена Николаевна

Геологический факультет
СГУ, декан, доцент,
к. г.-м. н.



Рыскин
Михаил Ильич

Геологический факультет
СГУ, кафедра геофизики,
профессор, доцент,
к. г.-м. н.



Шигаев
Виталий Юрьевич

Геологический факультет
СГУ, кафедра геофизики,
доцент, к. г.-м. н.

Электроразведочный комплекс AGE-xxl – 10 лет внедрения и развития

■ Кругляков Е.А., ООО «Фирма «КруКо»

ООО «Фирма «КруКо»» разрабатывает и, изготавливает и внедряет геофизическую аппаратуру и программное обеспечение, а также выполняет полевые электроразведочные работы с момента своего основания в 1992 г.

Начиная с 2004 года, наша фирма серийно выпускает «Аппаратурный электроразведочный комплекс для исследования геологических объектов AGE-xxl», а с 2013 года – «Аппаратурный радиотелеметрический электроразведочный комплекс AGE-xxl для исследования геологических объектов» (Сертификат Соответствия № РОСС RU.ME67.H00686).

В состав комплекса входят:

- Автономные полевые низкочастотные (до 500 Гц) 24-канальные измерители AGE-xxl-24M с радиоуправлением;
- Автономные полевые широкополосные (до 500 кГц) малоканальные (1, 2 или 4 канала) измерители AGE-xxl-h с радиоуправлением;
- Универсальные коммутаторы тока UCS-02M различной мощности (максимальные токи от 0.5 до 300 Ампер);
- Различные по конструкции датчики магнитного поля, обеспечивающие линейность частотных характеристик в диапазоне до 1000 Гц;
- Центральный контроллер радиотелеметрии и другие сервисные устройства.

Технические характеристики комплекса позволяют использовать его при поиске нефтегазовых и рудных месторождений любыми электроразведочными методами с искусственным возбуждением поля в диапазоне частот от постоянного тока до 500 кГц.

С подробными техническими характеристиками аппаратуры и технической документацией можно ознакомиться на нашем сайте kruggeo.ru, а в данной статье мы представим обзор основных функциональных возможностей комплекса и расскажем о его применении.

Немного истории

Коллектив разработчиков комплекса сформировался в середине 90-ых годов. Основой коллектива стали создатели цифровых электроразведочных станций ЦЭС-2, ЦЭС-МГД, ЦЭС-3, после фактического развала «ВНИИГеофизики» продолжившие свою деятельность в ООО «Фирма «КруКо»». В результате, дальнейшее развитие получили такие особенности прежней измерительной аппаратуры, как:

- Многоканальность;
- Гальваническая развязка каналов;
- Обязательность непрерывной цифровой записи первичного полевого материала;
- Обязательность непрерывной цифровой записи тока на генераторной установке.

Первыми измерителями, выпущенными ООО «Фирма «КруКо»», были 8-канальные измерители ЦЭС-М, которые использовали 16-разрядные АЦП фирмы «L-Card», устанавливаемые в «корзину» РС-АТ. Как оказалось, эти «бортовые» измерители стали последними измерителями данного типа в линейке аппаратуры, выпускаемой ООО «Фирма «КруКо»». Вся последующая измерительная аппаратура выпускалась как «полевая». Измерители ЦЭС-М работали в Прикаспийском отделении НВНИИГГ, в Саратов-

нефтегеофизике, в Казанской Геофизической экспедиции, московском «Северо-Западе» и в Казахстане. До 2001-2002 года они являлись основной измерительной аппаратурой ООО «Геонефтегаз» - организации, выполнявшей много работ на нефть и газ в России и Казахстане.

Особенностью разработки аппаратуры и программного обеспечения для электроразведки в нашей фирме было то, что фирма и сама выполняла полевые электроразведочные работы. Выполняя различные заказы на работы любыми методами электроразведки при поиске нефтегазовых и рудных месторождений, мы расширяли все время возможности своего аппаратурно-программного комплекса для решения новых задач.

Первый вариант полевого 24-канального измерителя АПК-24Э с 22-разрядным АЦП появился в 1999 году, но 2-летний опыт эксплуатации первых экземпляров измерителя привел к необходимости выполнения новой разработки. Таким образом, в 2003 году была выпущена первая серия 24-канальных измерителей AGE-xxl-24, а в 2004 году был получен первый сертификат соответствия на производство комплекса AGE-xxl. Измерители подключались к полевым компьютерам через стандартный LPT-порт, который обеспечивал передачу непрерывного потока данных от 24 каналов с дискретизацией 1 мс. Все данные записывались в «электронный диск» полевого компьютера с последующей перезаписью на жесткий диск после окончания регистрации.

За период с 2004 по 2011 годы комплекс AGE-xxl с 24-канальными линейными измерителями был внедрен вместе с программным обеспечением в ряде производственных организаций РФ и за рубежом (КНР, Казахстан, Индонезия). Всего за это время было выпущено около

сотни измерителей и более 20-ти мощных коммутаторов тока. Аппаратура успешно работала на морозе за Полярным кругом и в Африке (случались выходы из строя при перегреве за 60 градусов).

Современный состав и возможности комплекса AGE-xxl

Работа в тяжелых условиях и требование расширения частотного диапазона измерений привели в 2008-2010 годах к созданию нового поколения измерителей – автономных полевых широкополосных измерителей AGE-xxl-h с радиоуправлением. Они выпускались в 1, 2-х и 4-х канальном варианте в пластиковом и алюминиевом корпусах. В настоящее время поддерживается производство 2-х и 4-х канальной версии измерителя в однотипном алюминиевом корпусе.

Малоканальные автономные измерители стали востребованы при выполнении региональных работ ЗСБ с редким шагом по профилю (500 и более метров), а требование «телеметрии», появившееся во всех конкурсных технических заданиях, заставило найти оптимальное решение – все измерители поддерживают радиотелеметрию. Выкладывать «телеметрический» провод с установкой приборов с шагом 500 метров в тайге мы сочли неоптимальным. Наша радиотелеметрия не обеспечивает передачу всего потока данных. Она обеспечивает оперативное управление измерителями и возможность контроля путем получения сжатой информации о состоянии каналов и качестве сигналов. Решение «автономности» и радиоуправляемости измерителя было перенесено и на 24-канальный измеритель AGE-xxl. Так появился измеритель AGE-xxl-24M. Таким образом, все современные измерители содержат внутреннюю большую флэш-

память для записи данных и могут быть подключены к полемому компьютеру через USB-порт для задания программ регистрации и отбора полевых данных.

Полевые измерения выполняются полевыми измерителями AGE-xxl-24M и/или AGE-xxl-h с любым общим количеством измерительных каналов. Допускается применение любых датчиков электромагнитного поля. При использовании линейных измерителей AGE-xxl-24M возможна установка полевых усилителей FA-100 непосредственно возле датчиков поля для усиления аналогового сигнала до передачи по косе.

Управление аппаратурой комплекса и регистрация измеряемых сигналов осуществляются в режиме «реального времени» с помощью переносных полевых компьютеров типа «ноутбук», оснащенных необходимым программным обеспечением и имеющих соответствующие эксплуатационно-климатические характеристики. Управляющая программа работает в диалоге с оператором, позволяет провести тестирование измерительных каналов, установить различные усиления и выбрать режим регистрации. После выполнения регистрации выполняется экспресс-обработка и вывод «профильных» графиков параметров для оценки качества полевого материала.

Для всех измерителей также поддерживаются возможности полностью автономной регистрации или автономной регистрации с радиотелеметрией. При этом состояние измерительных каналов перед стартом регистрации оценивается с центрального пункта управления по радиоканалу. Перепись полевого материала может осуществляться после выполнения нескольких сеансов измерений. В качестве «синхронизатора» работы генераторной и изме-

рительной частей комплекса аппаратуры AGE-xxl используются сигналы точного времени системы GPS.

Отметим еще раз, что отличительной особенностью работы комплекса AGE-xxl является цифровая регистрация непрерывного во времени потока данных, получаемых от датчиков поля с постоянной временной дискретизацией. В результате работы комплекса на измерительной расстановке сохраняется «полевой файл», содержащий весь первичный полевой материал, обработка которого осуществляется программным комплексом WLF, в том числе и в полевых условиях.

Работа методом электротомографии с комплексом AGE-xxl

В последние годы мы выполняли значительные объемы электроразведочных работ этим методом при поиске битумов на незначительных глубинах (до 300 – 500 метров). Эти работы привели к развитию аппаратного комплекса, что повысило эффективность использования метода ЭТ.

Работы методом электрической томографии предполагают использование многоэлектродных установок, причем в большинстве аппаратурных реализаций применяются «умные» электроды – т.е. электроды, которые по команде от станции, могут быть как питающими, так и приемными. В этой связи используются «универсальные» многоэлектродные косы, по которым передается как ток в «рабочую» пару питающих электродов, так и измеряемые потенциалы от остальных измерительных электродов.

Мы не поддерживаем такую технологию по «идейным» и практическим соображениям. По нашему мнению, разделение электродов и кос на измерительные и питающие обеспечивает ряд преимуществ, а именно:

- Качество измерительных и питающих электродов по своим задачам должно быть разным;
- Разделение кос позволяет использовать различные варианты геометрии установок без каких-либо ограничений;
- Разделение кос позволяет физически «разнести» в пространстве измерительную и питающую аппаратуру;
- Разделение кос позволяет более эффективно работать, используя различный шаг по косам (особенно при малоканальной измерительной аппаратуре);
- Разделение кос позволяет работать на более высоких частотах (нет взаимовлияния, характерного для «универсальной» косы), что повышает как производительность работ, так и, возможно, качество измерений.

Выполнять работы методом электротомографии теоретически возможно с одноканальной или малоканальной аппаратурой. При этом теоретически возможно обеспечивать «ручное» переключение (коммутацию) как питающих, так и приемных электродов. Однако, при такой реализации падает производительность, качество (за счет коммутации измерительных линий) и надежность работ. Имея в нашем арсенале надежные полевые 24-канальные измерители AGE-xxl-24, мы предпочитаем коммутировать только питающие электроды. Понятно, что увеличение числа питающих электродов (а вместе с тем длины и веса питающей косы) имеет разумные пределы, определяемые, в том числе, плотностью измерений (шагом по косе). Поскольку мы не выполняем инженерных изысканий, то при создании аппаратуры для коммутации электродов мы ограничились «волшебным» числом 25.

Теоретически метод электротомографии позволяет выполнять работы при изучении сколь угодно больших глубин,

оставаясь, однако, в пределах возможного для методов «постоянного тока». При этом для изучения больших глубин необходимы большие разности и значительные токи в питающих диполях, что серьезно влияет на экономическую эффективность работ. В настоящее время мы не имеем заказов на такие работы и ограничиваемся работами на ВЧР (до 300-400 м), наиболее характерными для применения метода электротомографии.

Итак, особенностями «нашей» технической реализации метода являются:

- Разделение измерительных и питающих кос и электродов;
- Использование в измерительной установке 24-канальных измерителей и отказ от коммутации измерительных электродов;
- Автоматическая коммутация питающих электродов в ограниченных пределах (до 25 штук в питающей косе);
- Ограничение по питающему току до 0.5 Ампера.

Последние работы методом электротомографии (600 погонных км профиля, август-октябрь 2014г., Самарская обл.) выполняли 2 независимых отряда. Каждый отряд использовал следующий состав комплекса AGE-xxl:

Генераторная установка:

- Коммутатор тока UCS-02M-TOMO (25 электродов, токи до 0.5 А);
- Одноканальный измеритель AGE-xxl-1 для управления UCS и регистрации тока;
- Полевой компьютер;
- Питающая коса с шагом 50 метров на 10 электродов – 2 штуки;
- Питающие электроды – 20 штук;
- Аккумулятор 12В для силового питания UCS.

Измерительная установка:

- Полевой измеритель AGE-xxl-24 – 2 штуки;
- Полевой компьютер – 2 штуки;

- Измерительная коса с шагом 25 метров на 25 электродов – 4 штуки;
- Аккумулятор для рабочего питания AGE-xxl и компьютера – 2 штуки;
- Измерительные электроды – 50 штук;

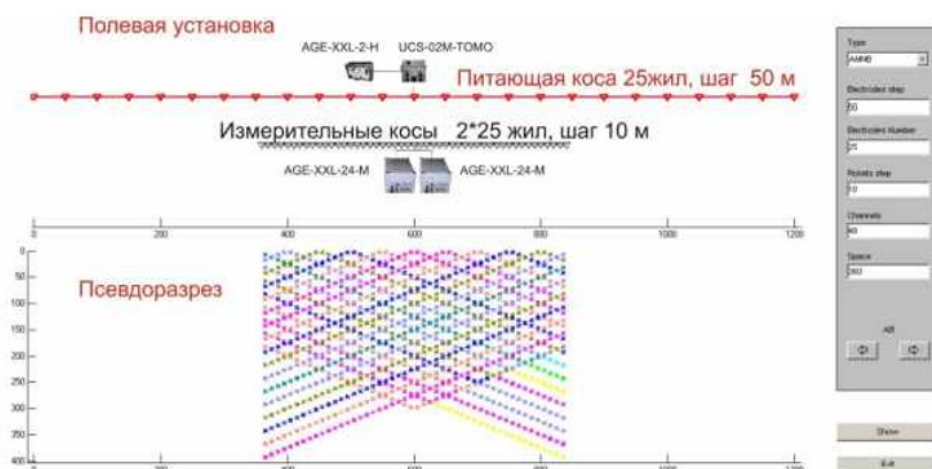
Работы выполнялись с «обычной» осевой установкой по профилю с параметрами:

- Питающая база – 950 метров, шаг 50 м;
- Приемная база – 600 метров, шаг 25 м;
- Перемещение установки на 600 м по профилю.

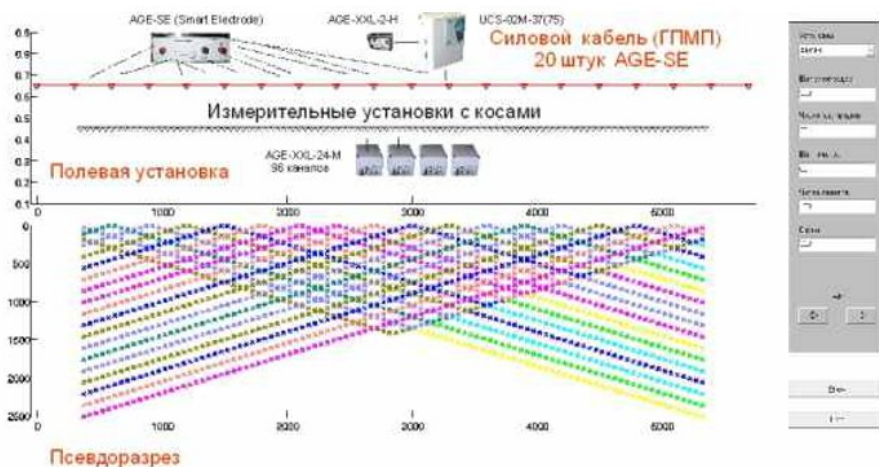
Летом 2015 г. метод ЭТ будет опробован на нефтяном объекте. Для этого предполагается изготовить порядка 20-ти штук силовых контакторов (переключатель на 2 положения) с микропроцес-

сорным управлением для реализации «умных» силовых электродов - устройств AGE-SE. Первая серия AGE-SE уже в производстве и рассчитана на токи до 10 ампер.

На линии АВ длиной до 5-6 км (нитка ГППП) будут смонтированы 10-20 силовых заземлений, возле каждого из которых будет располагаться AGE-SE. Генераторная установка на коммутаторе UCS-02M-37 обеспечит программу выдачи тока в «рабочую» пару силовых заземлений, причем управление переключением AGE-SE будет осуществляться специальной токовой посылкой (без дополнительных управляющих линий связи).



Комплекс AGE-XXL в профильном варианте ЭТ при токах до 0.5 Ампер



Комплекс AGE-XXL в профильном варианте ЭТ с большими токами

Обработка данных комплекса AGE-xxI

Вместе с аппаратным комплексом мы предлагаем программное обеспечение для обработки данных электроразведки. Программный пакет WLF создавался для выполнения исследовательской деятельности, проектирования полевых работ, обработки полевых данных и анализа результатов при проведении электроразведочных работ с использованием аппаратного электроразведочного комплекса AGE-xxI. Данная версия пакета может применяться для обработки и анализа материалов, полученных частотными или временными методами электроразведки с искусственными источниками поля. Обработываемые данные могут быть получены любыми аппаратными средствами, при выполнении наземных и скважинно-наземных электроразведочных работ во всем поисковом диапазоне: от локальных детальных работ на ВЧР до глубинных региональных нефтепоисковых работ.

Развитие пакета WLF происходило и продолжается в настоящее время не поэтапно, а непрерывно по все направлениям сразу. Это вызвано следующим - WLF постоянно используется разработчиками для обработки, анализа и интерпретации конкретных электроразведочных данных, причем эти данные поступают из полевых отрядов «нефтяной» и «рудной» тематики. Число поддерживаемых пакетом измерительных технологий постоянно увеличивается. Пакет используется разработчиками как готовая платформа для любых экспериментов с обработкой и анализом данных. Иногда следы таких экспериментов остаются в инструментарии комплекса надолго и, соответственно, попадают в описание. Предусматривается, что все операции графического отображения данных,

которые необходимы для анализа, интерпретации и создания отчета должны быть реализованы средствами пакета. Документацию на пакет WLF также можно скачать с нашего сайта.

В заключение с сожалением отмечаем малую востребованность наших разработок в настоящей экономической ситуации в России. Современные комплексы AGE-xxI работают сейчас только в КНР, Казахстане и в нашей организации. Вместе с тем, наш коллектив разработчиков не стоит на месте и, несомненно, в ближайшие годы порадует нас новыми аппаратными разработками.

Подробнее об авторе



Кругляков
Евгений Александрович

Генеральный директор
ООО «Фирма «КруКо»

Генератор тока электроразведочный "SKAT II"

"MEDUSA" электроразведочный измеритель

для геофизических исследований методами постоянных и переменных токов:
ВЭЗ, естественного поля, вызванной поляризации,

частотное зондирование, блуждающие токи

и электротомография

Основные характеристики генератора	Значение
Максимальная выходная мощность, Вт	200
Диапазон величины выходного тока, мА	1 ... 1000
Максимальное выходное напряжение, В	± 750
Диапазон рабочих частот, Гц	0.019 ... 625
Относительная нестабильность установки частот	$\pm 0.5 \cdot 10^{-6}$
Напряжение питания, В	20 ... 30
Диапазон рабочих температур, °C	минус 40...+60
Габаритные размеры, мм	212•77•235
Масса, кг	2,8



Основные характеристики измерителя	Значение
Количество измерительных каналов (MN и АВ)	два
Уровень собственных шумов, мкВ	< 1
Максимальное напряжение входного сигнала, В	± 10
Входное сопротивление по постоянному току, МОм	> 60
Диапазон рабочих частот, Гц	0.019 ... 625
Максимальная потребляемая мощность, Вт	4,5
Напряжение питания измерителя, В	10,5 ... 30
Диапазон рабочих температур, °C	минус 40 ... +60
Габаритные размеры, мм	210•110•70
Масса измерителя, кг	1,2

Перспективы морской электроразведки при поисках углеводородов

- Тулупов А.В., Московский физико-технический институт, г. Москва
- Кяспер В.Э., Лисицин Е.Д., Петров А.А., ООО «МЕМ», г. Санкт-Петербург
- Лобковский Л.И., Рогинский К.А., Институт океанологии им. П.П. Ширшова РАН, г. Москва

В статье рассматриваются предпосылки и результаты применения морской электроразведки при поисках углеводородов. Накопленный мировой опыт свидетельствует о значительном повышении коэффициента успешности бурения при использовании информации, предоставляемой электроразведкой. Описываются методики, позволяющие как расчленять разрез по сопротивлению, так и выделять зоны с аномальными поляризационными свойствами, вызванными эпигенетическими изменениями под воздействием углеводородов. Анализируются наиболее перспективные направления развития технологии.

Данная статья посвящена рассмотрению перспектив повышения геолого-геофизического прогноза перед проведением разведочного бурения на присутствие углеводородов с помощью морских технологий электроразведки.

Первые опыты применения морской электроразведки, направленные на поиски углеводородов (УВ), относятся к середине 70х годов прошлого века. Тогда в Санкт-Петербурге (ГНПП "Севморгео", затем ООО "СМГ-Электро") был разработан аппаратно-методический электроразведочный комплекс АМЭК, который обеспечивал в движении зондирование становлением электрического поля (метод ЗС) при поисках УВ. С некоторыми перерывами, связанными с экономическими особенностями того периода, метод успешно развивался и к середине 90х годов практически приобрел современные очертания. Отработка методики происходила на месторождениях Черного и Баренцева моря. В 2002 г. эта методика совместно с ООО СГНПК (г. Иркутск) была дополнена дифференциальными измерениями и в таком виде в некоторой степени применяется до настоящего времени для выявления аномалий вызванной поляризации (ВП). В конце 90х – начале 2000х несколько

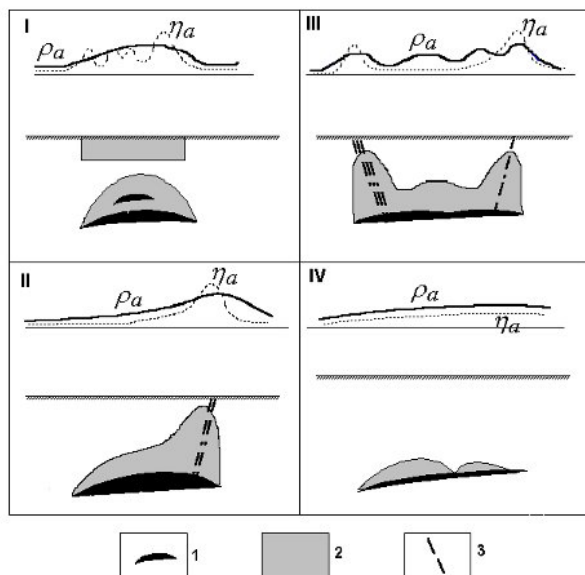
западных компаний (EMGS (Норвегия), ОНМ (Великобритания), ExxonMobil и Schlumberger (США)) практически одновременно начали проводить глубоководные поиски УВ с посредством дистанционных зондирований осевой диполь-дипольной установкой (Controlled Source EM).

Что можно ожидать от электроразведки следует из физико-геологических моделей залежи УВ, показанных на рис.1, взятом из работы Р.С. Сейфулина [1]. Модели включают следующие основные элементы:

- повышение сопротивления среды в области залежи и перекрывающих ее пород, претерпевших эпигенетические изменения под воздействием миграции УВ из залежи;
- повышение поляризуемости в тех же объемах среды,
- факторы, осложняющие возможность миграции (наличие слабопроницаемых пород, тектонических нарушений и т.п.)

В зависимости от сочетания этих и других факторов система включает следующие основные модели (I-IV, рис.3):

I. Миграция УВ над залежью достигает верхней части разреза (ВЧР), где встречаются скопления битумов и озокерита.



▲ Рис. 1. Геоэлектрические модели залежей углеводородов [1]: 1 - залежь углеводородов; 2 - зоны эпигенетических изменений; 3 - разрывные нарушения.

Эпигенетические изменения охватывают огромные объемы пород над залежью и достигают поверхности. Наблюдаются интенсивные аномалии ВП и существенное повышение сопротивления.

II. Эпигенетические изменения развиваются наиболее интенсивно по какому-либо предпочтительному направлению, например, по разлому, секущему залежь в ее периферической части. Над такой моделью фиксируются аномалии повышенного сопротивления, ВП и ЕП, протягивающиеся узкими линейными полосами, нередко смещенными относительно проекции залежи.

III. Эпигенетические изменения охватывают несколько сотен метров над залежью, но по ослабленным периферическим зонам проникают гораздо выше, нередко также достигая поверхности. В этом случае наблюдаются кольцевые аномалии повышенного сопротивления, ВП и ЕП.

IV. Залежь УВ расположена на большой глубине и перекрыта слабопроницаемыми породами. Вследствие этого эпигенетические изменения не охватывают ВЧР

и электрические аномалии над залежью на поверхности не наблюдаются.

Аналогичные модели разрабатывались Ю.С. Корольковым [2]. Подобные закономерности выявили и исследования американских геофизиков [3].

Из исследований Ю.А. Семина и др. [4] следует, что сама залежь УВ обособлена в среде по всем физическим и химическим параметрам. С точки зрения электроразведки, наиболее важным здесь является повышение удельного сопротивления на 100–500 Ом-м по сравнению с вмещающей средой и повышение поляризуемости на 5–10%. Следует отметить, что связь между нефте-газо-насыщенностью горной породы и её УЭС (выражаемую, например, с помощью закона Арчи) используется в скважинной электроразведке практически с момента её появления [5].

Ближняя зона (БЗ) - первая сотня метров разреза перекрывающих и подстилающих пород, подвергшаяся интенсивной переработке под воздействием потока УВ, что обеспечило образование зон вторичной минерализации ("запечатывающие слои", сульфидизация и др.), зону плотного УВ-ореола, зону обогащения элементами металлов. БЗ усиливает или ослабляет аномальный эффект от залежи УВ и по всем физическим и химическим параметрам может рассматриваться как контрастная неоднородность среды. БЗ также характеризуется повышенной поляризуемостью, но изменения удельного сопротивления здесь могут быть как в сторону увеличения, так и в сторону уменьшения.

Дальняя зона (ДЗ) - толща перекрывающих пород вплоть до дневной поверхности (с прилегающими слоями атмосферы), которая включает "зону окисления", зону дробления, зону сульфидизации, зону рассеянных УВ, приповерхностную зону обогащения элементами металлов в

подвижной форме, ореолы пропаноокисляющих бактерий и др. ДЗ выступает как неоднородность среды, создающая локальный аномальный эффект в геофизических и геохимических полях, и, в частности, в увеличении поляризуемости.

В целом залежь УВ фиксируется по периферии субвертикальными "ослабленными" зонами.

Таким образом, поисковыми признаками для электроразведки могут служить увеличение сопротивления в районе залежи и рост аномального отклика ВП в геоэлектрических слоях, приуроченных, в первую очередь, к ВЧР.

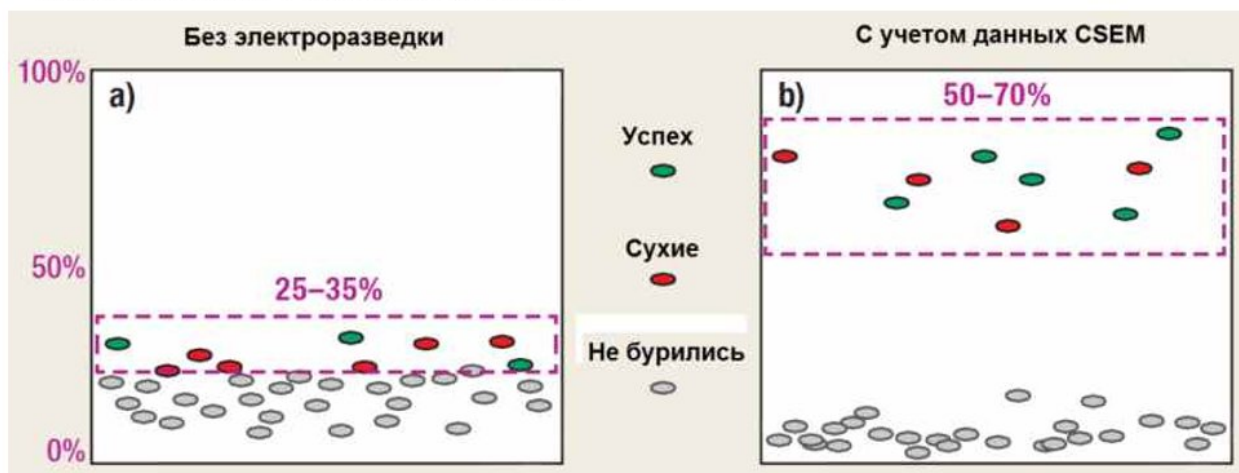
Западными компаниями за последние 10 лет выполнено более 700 морских коммерческих проектов с целью выявления залежей УВ [6]. Подавляющее большинство – глубоководные дистанционные зондирования методом CSEM для получения информации о распределении удельного электрического сопротивления пород. В разработках иностранных компаний отсутствует направленность на изучения эффектов ВП. Возбуждение и обнаружение эффектов ВП в глубоководных районах требует специальной технологии, а дистанционные частотные зондирования не обеспечивают такой возможности. Несмотря на это,

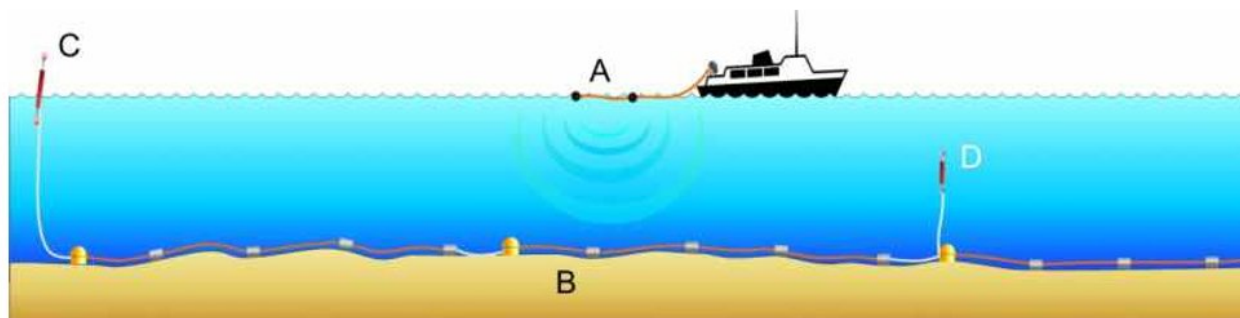
статистика на основании результатов бурения 86 скважин, приведенная в работе [7], показывает значительное увеличение коэффициента успешности бурения за счет учета данных электроразведки (рис.2).

Сигналы становления поля чувствительны как изменению электропроводности разреза, так и к изменению поляризуемости пород в ВЧР. При наличии ВП теряется "классическая" связь сигнала на определенном времени с глубиной проникновения поля. При этом существенно различное затухание полей после выключения тока позволяет картировать в плане аномальные зоны. Проводить тонкое расчленение разреза в таких случаях возможно либо при наличии опорных скважин, либо при наличии измерений, мало зависящих от ВП.

Такими измерениями, как отмечалось выше, могут служить дистанционные зондирования. Именно поэтому в ЗАО "ЕММЕТ" (Москва, С.-Петербург) для сравнительно небольших глубин, характерных для северо-восточной части Каспия, разработана технология морских измерений с донными станциями и поверхностным возбуждением горизонтальной линией (коммерческое название "Transient in Transition" - *TinT*®),

▼ Рис. 2. Повышение коэффициента успешности бурения за счет использования данных электроразведки с донными станциями





▲ Рис. 3. Схема проведения работ по технологии TinT. А – поверхностная или притопленная питающая линия; В – приёмные системы, уложенные гирляндой; С-плавучий концевой буй; D-притопленный концевой буй.

сочетающая как дистанционные зондирования, так измерения становления поля (рис.3).

Во время проведения работ на дно вдоль профиля наблюдений укладываются приёмные косы с подсоединёнными донными станциями (измерительными системами). Затем судно-источник курсирует по профилям, буксируя питающий диполь, после чего измерительные системы поднимают. Донные косы могут быть уложены на глубинах вплоть до нескольких сотен метров.

Длина донных кос обычно составляет 500 м. Питающая горизонтальная линия буксируется по поверхности. Её длина обычно составляет 500 м, что, при силе тока 500 А, даёт момент 250 к·Ам. Разрез возбуждается током переменной полярности (режим: плюс, пауза, минус, пауза). Длительность импульсов и пауз обычно равна 4 с, длина цикла 16 с. Полученные данные обрабатываются как данные дистанционного зондирования (аналогично CSEM) на ведущей частоте 1/16 Гц и на нескольких кратных нечетных гармониках, присутствующих в сигнале. Низкая частота позволяет оставаться в ближней и смешанной зонах электромагнитного источника даже на больших разносох. Во время тестовых работ в Каспийском море диапазон использованных разносов составил от 0,5 км до 10-12 км. В результате инверсии были получены разрезы

УЭС до глубин 3-5 км. Измерения в токовой паузе могут быть также интерпретированы как данные становления поля. С учётом модели УЭС, полученной в результате инверсии дистанционных зондирований, сигналы становления поля в некотором диапазоне разносов (например, 750 м - 3000 м) могут быть использованы для оценки степени влияния ВП. Обычно эта процедура заключается в подборе поляризуемости η одного из слоев в самой верхней части разреза при остальных фиксированных параметрах в рамках модели Коула-Коула.

Для работ методом TinT используются автономные донные станции, разработанные в ЗАО «ЕММЕТ». Каждый канал станции представляет собой 24-х разрядный АЦП с предусилителем. Все четыре АЦП управляются микроконтроллером, который обеспечивает задание параметров регистрации и запись результатов измерений на энергонезависимую память. Учитывая, что при работе в транзитной зоне возможны значительные колебания температуры, станции снабжены высокоточными термостабилизированными опорными генераторами. Питание станций осуществляется от аккумуляторов значительной емкости, что обеспечивает автономную работу станции до двух недель. Это позволяет работать в сложных метеоусловиях, когда между постановкой станций и их

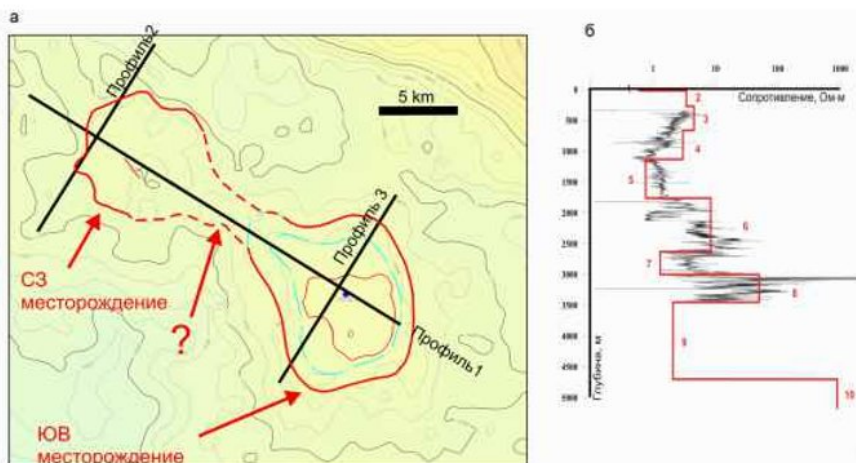


▲ Рис. 4. Процесс подготовки кабельной приёмной системы к работе (слева) и внешний вид регистратора (справа)

подъемом может пройти значительное время. Подзарядка аккумуляторов может производиться без вскрытия корпуса станций. Конструктивно станции выполнены в массивных корпусах из алюминиевого сплава, что обеспечивает устойчивость станций на дне в условиях волнения. Каждая станция снабжена двумя герморазъемами, один из которых используется для подключения электроразведочной установки, а второй – для инициализации станции и подзарядки аккумуляторной батареи. Внешний вид станций представлен на рисунке 4.

Ниже приводится пример эффективного применения морской электроразведки для решения геологических задач, связанных с поиском УВ. Полевые дан-

ные были получены во время работ на нефтегазовом месторождении в Каспийском море в 2009-20010 гг. Глубина моря на участке составляла 16-20 м. На рис.5а приведён контур месторождения и профили, на которых были выполнены измерения. Расстояние между приёмниками составляло 500 м. Продуктивной является карбонатная толща верхнеюрского возраста J_2 , соответствующая 8-му слою составленной геоэлектрической модели. Глубина залегания кровли J_2 составляла ~ 3.1 км, суммарная мощность продуктивной пачки ~ 400 м. В разрезе имеется несколько газоконденсатных и нефтяных залежей. Каротажная колонка и соответствующая ей геоэлектрическая модель приведены на рисунке 5б.



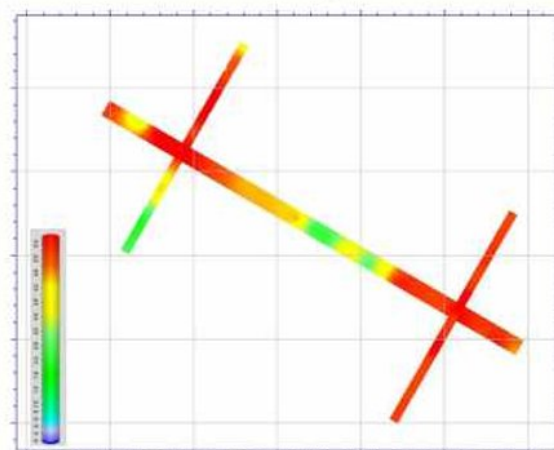
◀ Рис. 5. а) Контур месторождения, профили измерений, б) пластовое сопротивление по данным бокового каротажа и стартовая модель.

Обработка измерений выполнялась в два этапа. На первом этапе была выполнена инверсия дистанционных зондирований для получения модели УЭС. Дистанционные зондирования на больших разнотах слабо чувствительны к эффектам ВП.

Инверсия таких кривых позволяет определить УЭС среды без учёта поляризуемости пород. Границы основных горизонтов закреплялись по сейсмическим данным. В инверсии подбирались только УЭС модели. Закрепление структурных характеристик геоэлектрической модели по данным сейсморазведки является общепринятым приёмом. Это позволяет повысить пространственное разрешение электромагнитных измерений, которое само по себе существенно хуже, чем у сейсмических методов. На рис. 6а приведено распределение УЭС целевого слоя, полученного в результате инверсии. Повышение УЭС в северо-восточной и юго-западной частях участка пространственно совпадает с доказанными скоплениями УВ. Это даёт основание полагать, что в центральной области, где УЭС целевого слоя понижено, отсутствуют значимые скопления УВ, т.е. существует два независимых месторождения. На втором этапе обработки была проведена инверсия данных становления поля в рамках горизонтально-слоистой модели для уточнения параметров ВП. Мощности слоев и УЭС закреплялись в соответствии с моделью, подобранной ранее по дистанционным зондированиям. Постоянная времени τ и показатель степени s из формулы Коула-Коула – фиксировались и принимались равными 0.5 с и 0.5, соответственно. Во время инверсии подбирались только значения поляризуемости η в 3-ем слое модели. На всех станциях в использованном диапазоне разностей удалось добиться достаточно близкого

совпадения модельных и экспериментальных кривых (невязка в пределах 6%) в рамках единой модели для дистанционных и временных зондирований. На рисунке 6б показано финальное значение поляризуемости η третьего слоя. Полученные величины поляризуемости отражают интегральное влияние ВП на кривые становления поля, не отражают глубину аномалии и, таким образом, являются эффективным параметром, характеризующим плановое положение аномалии ВП. Полученные величины η на качественном уровне согласуются с указанным выше делением участка на три части. Можно предполагать, что уменьшение эффектов ВП в центральной части профиля 1 связано с отсутствием в этой зоне ореола пород, эпигенетически изменённых под действием УВ. Следует, однако, отметить незначительное превышение поляризуемости в аномальных зонах над фоновыми значениями, составляющими около 3%.

Интересные результаты были получены ЗАО «ЕММЕТ» при выполнении работ на лицензионном участке Чёрного моря, где в силу перепада глубин были исполь-



▲ Рис. 6а. УЭС целевого слоя, полученное в результате инверсии дистанционных зондирований. Цветовая шкала от 0,0 Ом (синий) до 54,0 Ом (красный). Шаг сетки – 5 км.

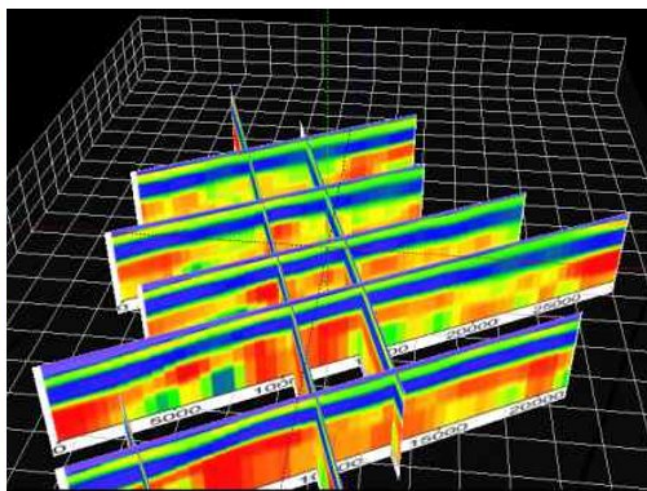
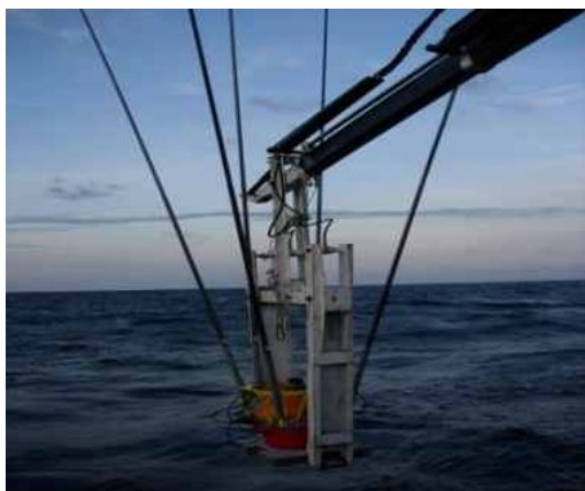


▲ Рис. 66. Поляризуемость третьего слоя, в данном случае отражающая суммарное влияние ВП на сигналы становления поля. Цветовая шкала приведена в долях единицы от 0,03 до 0,065.

зованы две технологии: с глубоководными самовсплывающими донными станциями (рис. 7а) и по технологии *TinT*®, результаты показаны на рис. 7б. При этом было показано, что технология с донными косами оказалась эффективной на существенно больших глубинах, чем первоначально предполагалась - вплоть до 200-300 м, и устойчивой по отношению к волновой помехе.

Можно констатировать, что происходит процесс превращения морской электроразведки из нового, малоизученного метода в штатное средство геофизического комплекса. Стандартизируются

форматы данных и процедуры их обработки, появляется возможность загрузки этих данных в известные программные пакеты, геологи-практики накапливают опыт их использования в своей работе. В настоящее время к сфере применения морской электроразведки относится, в первую очередь, непосредственная оценка перспективных структур по значениям УЭС, а также косвенная оценка по значениям аномалий ВП. В тех случаях, когда сейсморазведка оказывается неэффективна (перекрытые траппами толщи, подкрыльковые залежи и др.), электроразведка может быть использована для расчленения разреза. При этом предварительное моделирование для выяснения возможностей метода в условиях данного участка является важнейшим условием для её эффективного применения. Более того, авторы работы [8] после выполнения электроразведочных работ в Баренцевом море в объеме 39.000 кв. км в 2008-2013 гг. и анализа результатов бурения, проведенного до и после работ, приходят к следующему заключению: результаты электроразведки имеют определяющее значение, не только в смысле выбора места закладки скважины, но и в получении ответа на вопрос «где не надо



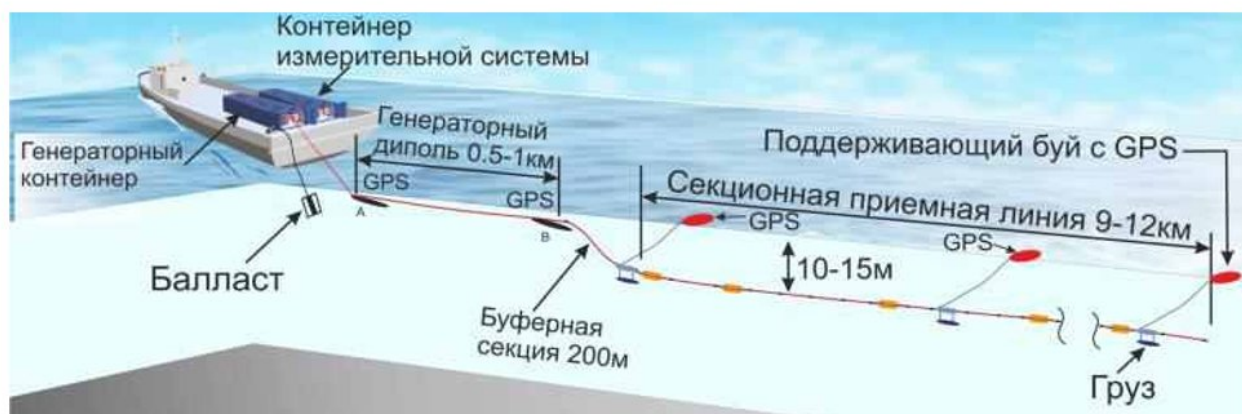
▲ Рис. 7 а) постановка глубоководных донных станций, б) разрезы УЭС.

бурить», несмотря на наличие позитивных сейсмических данных. Единственным основанием для закладки скважины в месте, где не обнаружена резистивная аномалия, может быть только «уверенность» в том, что залежь является слишком глубокой для ее обнаружения методами дистанционного ЭМ зондирования.

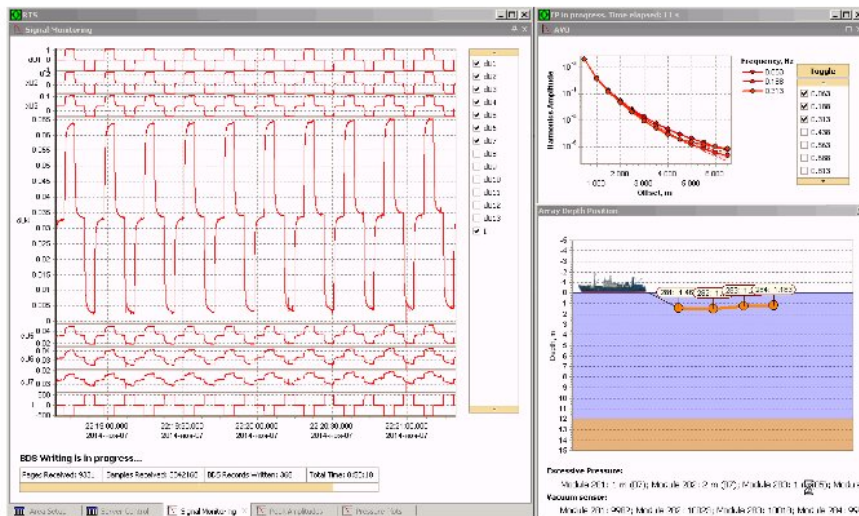
Тем не менее, возникает естественный вопрос: почему электроразведка, давая столь важные практические результаты, не развивается так же быстро в количественном и денежном выражении, как развивалась 3D сейсмическая разведка в 90-е годы? Ответ, по мнению авторов, находится на поверхности – в сегодняшнем техническом исполнении морские электроразведочные работы оказываются слишком дорогими. Являясь очень важной, но все же комплементарной технологией по отношению к 3D сейсмическим технологиям с плавающими косами, электроразведка оказывается по стоимости практически сопоставимой с сейсмикой. Выходом из этой ситуации в смысле адекватного практического развития этого направления является нахождение технических решений, которые бы без снижения качества результатов были бы эквивалентны по стоимости 2D сейсмической разведке.

Такое техническое решение было

найдено авторами патента [9], разработавшими аппаратный комплекс на основе буксируемой за судном многоэлектродной приемной линии – длинномерный многоразносный стример. Сигналы на парах приемных электродов, расположенных на приемной линии, измеряются одновременно во временном и частотном диапазонах как во время токовых импульсов, так и во время пауз между ними. Инверсия данных осуществляется также одновременно в частотном и временном диапазонах. В результате, достигается существенное повышение точности разведочных данных. Конструкция стримера показана на рис. 8. Начальную часть стримера составляет генераторная линия длиной от 500 до 1000 м, с силой тока до 1000 А. Генерируются дипольные импульсы тока с паузой между ними или меандр. Генераторный диполь буксируется у поверхности воды. Буферная секция сочленяет генераторный диполь и приемную линию. Приемная линия является секционной, давая, таким образом, возможность наращивать длину приемной косы в зависимости от глубины залегания предполагаемого коллектора. Каждая секция имеет длину 1500 м, на ней располагается цифровой 4-х канальный модуль с тремя парами неполяризуемых электродов. Расстояние между



▲ Рис. 8. Конструкция длинномерного многоразносного стримера



▲ Рис. 9. Пример записи измеряемых величин в реальном времени. Также в реальном времени фиксируется положение стримера.

электродными в паре составляет 500 м. Вся измерительная установка, следовательно, представляет собой набор отрезков длиной по 500 м, причем производится синхронное измерение сигналов на всех отрезках. Сигналы измерительных каналов можно суммировать, получая виртуальный канал с большей измерительной базой. Четвертый канал в каждом цифровом модуле является контрольным, он измеряет тестовый сигнал известной амплитуды и формы.

В 2014 году усилиями коллективов ООО «МЕМ» (правопреемник ЗАО «ЕММЕТ») и Института океанологии им. П.П. Ширшова РАН удалось реализовать

это техническое решение и провести морские опытно-методические работы, продемонстрировавшие полноценную функциональность комплекса (Рис. 9).

В аналогичном направлении развивают морскую электроразведку специалисты компании Petroleum Geo-Solutions (PGS, Норвегия). Однако российская разработка обладает тем принципиальным преимуществом, что она основана на мобильных модульных контейнерных решениях и, таким образом, не требует использования специализированных судов, легко транспортируется, существенно сокращает время мобилизации и т.п. Необходимо лишь иметь достаточное

► Рис. 10. Расположение оборудования на корме судна. Каспийское море, осень 2014 г.



место на корме для размещения 2-х стандартных 20-ти футовых морских контейнеров, контейнера-лаборатории и дизель генератора (Рис. 10).

Комплекс дает возможность проводить работы при глубинах моря 15-500 метров, покрывая, таким образом, практически все российские акватории, за исключением транзитных зон. Вместе с тем, российский шельф во многих местах является мелким, имеются обширные перспективные транзитные зоны (Рис. 11).

Как правило, эти территории представляют собой слабоизученные геофизическими методами площади, что является следствием недостатка адекватной сейсмической и электроразведочной аппаратуры. В то же время, в основном, они расположены вблизи существующих элементов нефтегазовой и транспортной инфраструктуры. Этот факт, в совокупности с развитием технологий наклонных и горизонтальных скважин, делает их

последующую разработку рентабельной, даже при относительно небольших ценах на нефть. Учитывая специфику транзитных и мелководных зон, серьезных альтернатив технологии *TinT*® нет. Но при этом она должна подвергнуться существенной переработке в части дизайна станций, удобства и скорости зарядки и скачивания информации, превращения контейнерного решения из средства перевозки в контейнер – лабораторию (компьютеризованный контейнер), аналогично тому, как это уже реализовано в донной сейсмике [11]. Прототипы четырехканальных электроразведочных станций нового поколения для транзитных зон уже созданы (Рис. 12). При этом уровень шумов точных каналов составляет 1-2 нВ/√Гц.

Также должна быть значительно – до 60-80 км в сутки – увеличена производительность выполнения работ за счет разработки инновационных спуско-



▲ Рис. 11. Высокотранзитивные (красная линия) и ограниченно-перспективные (желтая линия) транзитные зоны шельфа России: 1 – Балтийская; 2 – Мезенская; 3 – Колгуевско-Печорская; 4 – Ямало-Гыданская; 5 – Южно-Лаптевская (Усть-Хатангская и Усть-Ленская); 6 – Яно-Индиговская; 7 – Анадырская; 8 – Восточно-Камчатская; 9 – Западно-Камчатская; 10 – Сахалинская; 11 – Западно-Каспийская; 12 – Азово-Таманская [10].



▲ Рис. 12. Станция нового поколения «Turtle-E» и компьютеризированная стойка.

подъемных механизмов и технологии производства работ. Эта потребность определяется, в первую очередь, необходимостью выполнения больших объемов работ в условиях ограниченного полевого сезона.

Литература

1. Сейфулин Р.С., Портнягин Н.Э., Изотова О.В. Геоэлектрическая модель углеводородов Западной Украины: Советская геология, т. 3, с. 22-28, 1986.
2. Корольков Ю.С. Зондирование становлением электромагнитного поля для поиска нефти и газа. М.: Недра, 1987.
3. Sternberg, B.K. A review of some experience with the induced-polarization / resistivity method for hydrocarbon surveys: Successes and limitation. *Geophysics*, v. 56, p. 1522-1532, 1991.
4. Савицкий А.П., Семин Ю.А., Вешев С.А., Васильева В.И., Ворошилов Н.А., Альтшулер М.И., Алексеев С.Г. Нетрадиционные геофизические и геохимические методы поисков и разведки нефтегазовых месторождений / Геохимическое моделирование и материнские породы нефтегазоносных бассейнов. СПб, ВНИГРИ, 1998.
5. Ellis D.V., Singer J.M. *Well logging for Earth scientists*, Springer, p. 692, 2008.
6. Constable S. Ten years of marine CSEM for hydrocarbon exploration. *Geophysics*, v. 75, p. 75A67–75A81, 2010.
7. Ridyard D., Hesthammer J. Value creation using electromagnetic imaging. *World Oil*, March, p. 51-54, 2011.
8. Fanavoll S., Gabrielsen P.T., Ellingsrud S. CSEM as a tool for better exploration decisions. *SEG, Interpretation*, v. 2, p. SH55-SH66, 2014.
9. Тулупов А.В., Лисицын Е.Д., Кяспер В.Э., Петров А.А. Аппаратурный комплекс для морской электроразведки нефтегазовых месторождений и способ морской электроразведки. Патент РФ № 2510052, 20.03.2014.
10. Верба М.Л., Герман Е.В., Григоренко Ю.Н. и др. Транзитные зоны акваторий России. Недра, СПб, 2005.
11. Лаверов Н.П., Лобковский Л.И., Тулупов А.В., Воронов М.А., Рослов Ю.В. Перспективы донной сейсморазведки в Российской Федерации. *Морские информационно-управляющие системы* № 1 (7), с. 40, 2015.

Применение малоглубинной электроразведки для определения статических поправок

■ Михеев С.И., Селезнев В.А., ФГУП «НВНИИГГ, г. Саратов

В статье обсуждаются теоретические предпосылки и практические аспекты применения малоглубинной электроразведки для определения статических поправок в МОГТ. Обсуждаются возникающие при этом сложности, возможные пути их преодоления.

Проблема высокоточного определения статических поправок была и остается в сейсморазведке одной из самых актуальных. При проведении сейсморазведочных работ статические поправки обычно вычисляются по данным специальных сейсмических работ - микросейсмокаротажа скважин (МСК) или метода преломленных волн (МПВ). Указанные методы, особенно МСК, позволяют определять статические поправки с высокой точностью. Одновременно, их применение требует значительных трудовых и материальных затрат. В результате, на практике из экономических соображений скважины МСК или пикеты зондирования МПВ размещают со значительным шагом по профилям, составляющем 0.5 км и более. Но, как нами уже отмечалось в статье [10], интерполяция и экстраполяция получаемых в дискретных точках значений статических поправок определяют значительные погрешности при их введении в сейсмические записи. Сгущение точек специальных зондирований требует больших дополнительных затрат. Повсеместное внедрение в практику сейсморазведочных работ технологии МОГТ 3D внесло дополнительные сложности в решение проблемы учета ВЧР, обусловленные вынужденной разреженностью сети специальных наблюдений по ее изучению. Как справедливо отмечено в работе [4], некоторые геофизические компании, убедившись в недостаточной эффективности применения приемлемой с

позиций затрат сети 4 x 4 км и, даже, 2 x 2 км, предлагают отрабатывать МСК или малоглубинные зондирования МПВ по сети 1 x 1 км, 500 x 500 м и менее. Расходы на изучение ВЧР в таком случае становятся чрезмерно большими и превышают 15 - 20% от стоимости полевых сейсмических исследований в целом.

Исходя из вышесказанного некоторыми специалистами предлагается снижать при проведении сейсморазведочных работ затраты на изучение и учет ВЧР за счет применения с этой целью более дешевых несейсмических методов. Чаще всего для этого предлагается применять различные модификации электроразведки [9, 12, 16 и др.]. Они позволяют получить детальные сведения о строении ВЧР при минимальных затратах.

Следует сказать, что, по сути, проблема определения статических поправок по данным МЗСБ сводится к комплексированию сейсморазведки и электроразведки. При этом вопросы комплексирования этих двух методов освещены в большом количестве публикаций [6, 7, 15, 17 и др.]. Однако, в них преимущественно обсуждаются проблемы разбавки с помощью электроразведки выделенных сейсморазведкой аномалий. В нашем же случае МЗСБ выступает как вспомогательный метод, позволяющий получить статические поправки для исключения влияния ВЧР при обработке полевых сейсмозаписей.

Физико-геологическое обоснование комплексирования сейсморазведки и

электроразведки базируется на результатах теоретических исследований, значительного объема экспериментальных полевых наземных и скважинных наблюдений, лабораторных исследований физических свойств пород [7, 13, 14, 15, 18 и др.].

Согласно опубликованным данным между сейсмическими и электрическими характеристиками пород существуют связи функциональные, вытекающие из сущности происходящих в горных породах физических процессов, и корреляционные, опосредствованные через общность условий их формирования, залегания и геологической истории.

Существующие представления о существовании связей между электрическими и упругими свойствами пород основаны на различных предположениях и моделях. Так, известно, что одним из основных факторов, от которого зависят электропроводность осадочных пород и скорость распространения в них упругих волн, является пористость. В общем случае зависимость электропроводности пород от пористости записывается в виде [6]:

$$\rho_v = f(n) \rho_o, \quad (1)$$

где ρ_v – удельное сопротивление породы,

ρ_o – удельное сопротивление насыщающей поры воды,

$f(n)$ – некоторая функция пористости.

Вид функции $f(n)$ зависит от формы зерен породы, их однородности и цементации.

Так, для шарообразных зерен она записывается:

$$f(n) = (3 - n)/2n, \quad (2)$$

где n – коэффициент пористости.

Эмпирическая формула получена Арчи:

$$f(n) = n^{-m}. \quad (3)$$

Здесь m величина, которая меняется от 1,8 до 2,0 для сцементированных пород, и приблизительно равна 1,3 для несцементированных.

Скорость упругих волн в осадочных породах также зависят от пористости пород. В пористой среде, являющейся двухфазной системой, упругие свойства определяются упругими свойствами заполняющего поры флюида и скелета. Существует множество формул связи между пористостью и скоростью, выведенных теоретическим путем. Однако их использование крайне ограничено. В практике сейсморазведочных работ широко применяется уравнение среднего времени, установленное эмпирическим путем, позволяющее с высокой надежностью оценить влияние пористости на скорость продольной волны V_p :

$$\frac{1}{V_p} = \frac{K_{\Pi}}{V_3} + \frac{1 - K_{\Pi}}{V_{TB}}, \quad (4)$$

где V_{TB} и V_3 – скорость продольной волны в твердой фазе и заполнителе пор.

Отметим, что на настоящий момент предложено множество других, менее известных, но близких по смыслу к формуле (4) эмпирических соотношений.

Очевидно, что удельное сопротивление пород и сейсмические скорости контролируются не только пористостью. Поэтому объяснение их зависимости только наличием пор и трещин не может претендовать на полноту. Помимо пористости, электрические и упругие свойства пород одновременно зависят от литологического состава пород, состава насыщающего поры флюида, условий залегания, формы зерен и др. Многообразие различных, одновременно проявляющихся в полях электрических и акустических, характеристик пород факторов, определяет наличие корреляционных

взаимосвязей между ними. Примеры уравнений регрессий, связывающих электрическое сопротивление пород, скорость продольных волн и акустическую жесткость, можно найти, например, в работах [2, 6, 7 и др.]. В приведенных в указанных публикациях случаях парные коэффициенты корреляции между удельным электрическим сопротивлением и сейсмическими характеристиками превышают 0.65, статистически значимы.

Взаимосвязь электрических и упругих свойств пород составляет физико-геологическую основу прогнозирования скоростей и времен распространения упругих волн в среде по данным электроразведки, в том числе, и в ВЧР. В свою очередь это обеспечивает возможность расчета статических поправок по геоэлектрическим характеристикам.

В электроразведке принципиальными преимуществами обладают методы, основанные на возбуждении вихревых токов импульсными полями и на измерении вторичных полей в паузах между возбуждающими импульсами. Главное достоинство этих методов - измерение полей в отсутствии сильного возбуждающего (первичного) поля. Это облегчает изучение вторичного поля, а значит, и определение геоэлектрических характеристик разреза.

Учитывая технологические преимущества, большой опыт, накопленный при решении задач инженерной геологии, гидрогеологии и других, наиболее перспективным путем частичной замены МСК и МПВ является использование с целью определения статических поправок методики малоглубинных электромагнитных зондирований становлением поля в ближней зоне (МЗСБ).

Связь между временем t сейсмических отраженных волн и временем $t_{зсб}$ становления электромагнитного поля

может быть объяснена особенностями процессов распространения сейсмических и электромагнитных волн в однородном полупространстве. Продольные упругие волны в нем распространяются с постоянной скоростью V , а импульс вихревых токов, занимая все большую площадь в плане, распространяется в ближней зоне со скоростью $V_{зсб}$, экспоненциально убывающей с глубиной z . Для случая слоистых толщ $V(z)$ и $V_{зсб}(z)$ ведут себя более сложно, но в целом отмеченная закономерность сохраняется. Вследствие этого времена t и $t_{зсб}$ связаны соотношением

$$t \approx a t_{зсб}^b \quad (5)$$

Коэффициент b незначимо отличается от $1/2$ [17].

На первый взгляд, имея уравнение, связывающее t и $t_{зсб}$, определить статическую поправку по данным МЗСБ не сложно. Однако это не соответствует действительности, так как коэффициент a , в отличие от b , меняется в широких пределах. Данный коэффициент равен

$$a = C / V (\mu \sigma_z)^{1/2} \quad (6)$$

Здесь σ_z - удельная электрическая проводимость; μ - магнитная проницаемость среды; C - коэффициент, определяемый характеристикой направленности электромагнитного зондирования. Разрезы ВЧР характеризуются сильной изменчивостью σ_z и μ в горизонтальном и в вертикальном направлениях, само их детальное определение проблематично. Поэтому использовать при изучении малых глубин формулу 5 на практике не удастся. В этой связи, а также из-за наличия многочисленных случайных факторов различной природы, известные примеры определения статических поправок основываются, преимущественно, на использовании корреляцион-

ных связей между геоэлектрическими и акустическими характеристиками [9,12,16 и др.].

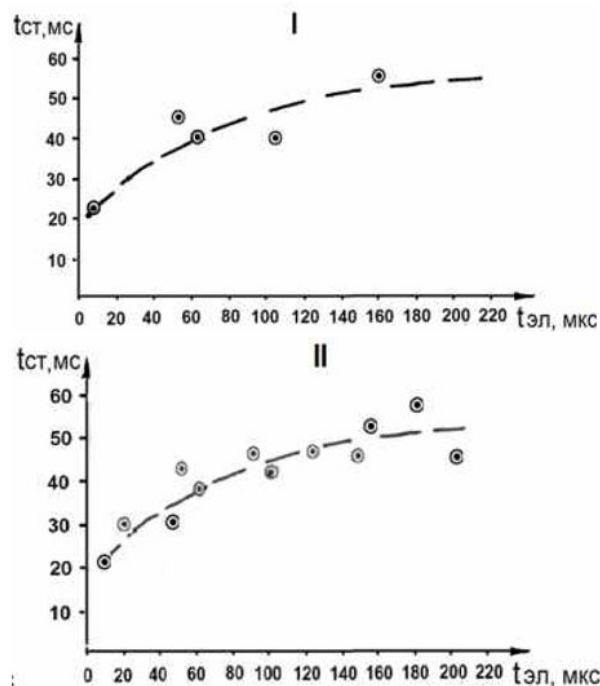
По личному опыту авторов статьи, в вопросе потенциальных возможностей малоглубинной электроразведки при определении статических поправок единого мнения нет. Одна из основных причин заключается в том, что электроразведчик, обеспечив построение детального геоэлектрического разреза, полагает, что задача уже практически решена и сейсморазведчику остается только грамотно применить предоставленную ему информацию. При этом возникающие проблемы пересчета геоэлектрических характеристик в акустические, надежность и точность получаемых данных с позиций жестких требований современной сейсморазведки, не учитываются. Между тем, трудностей различной природы на этапе такого пересчета встречается очень много. Причем, особенности проявления возникающих проблем во многом определяются поверхностными геолого-геофизическими условиями территории исследований. Продемонстрируем данное утверждение на примере двух профилей №80 и №15, отработанных в условиях Саратовского Правобережья. Данная территория характеризуется наиболее сложными поверхностными сейсмогеологическими условиями, поэтому полученные в её пределах материалы представляют наибольший интерес. Регистрация вторичного электромагнитного поля производилась во временном диапазоне от 2 до 200 мкс. Источником и приёмником сигнала служила незаземлённая рамка размером 40х40м.

Для вычисления статических поправок в рассматриваемом случае использовались кажущаяся суммарная продольная проводимость S_t и время становления

поля $t_{эл}$ на уровне +150 м. Такому уровню соответствует обычно принимаемая в пределах выбранной территории исследований линия приведения.

На рисунке 1 приведены корреляционные поля вычисленных по данным МСК статических поправок $t_{ст}$ и времен становления поля $t_{эл}$ по данным МЗСБ. На том же рисунке показаны графики регрессий. Причем для профиля 15 при графических построениях и вычислении коэффициентов регрессий выбраны данные в интервале ПК 0 – 130. Причины ограничения интервала анализа будут обсуждаться ниже.

Визуальный анализ рисунка 1 свидетельствует о наличии тесных корреляционных связей между вычисленными геоэлектрическими характеристиками и априорными поправками по данным МСК как для профиля №15, так и для профиля №80.

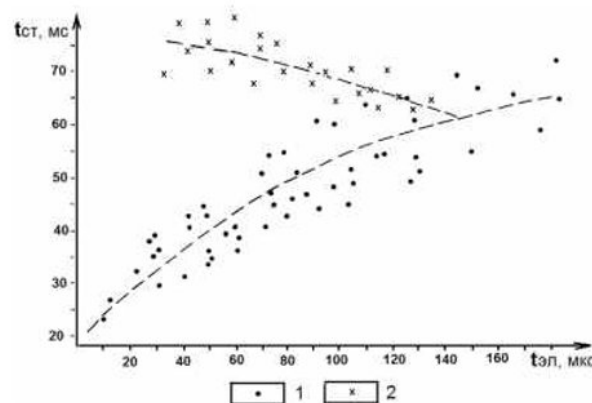


▲ Рис. 1. Корреляционное поле вычисленных по данным МСК статических поправок $t_{ст}$ и времени становления поля $t_{эл}$ по данным МЗСБ. I, II - данные для профиля №80 и №15, соответственно.

Так как количество зондирований МЗСБ значительно превышало количество зондирований МСК, с целью повышения представительности сейсмических данных для последующего анализа привлекались результаты интерпретации записей первых вступлений на сейсмограммах ОГТ. При этом статические поправки по данным МСК использовались для «привязки» дифференциальных поправок, вычисленных по годографам первых волн.

Анализ корреляционных полей сейсмических и геоэлектрических характеристик для профилей №80 и №15 показал, что они весьма значительно различаются. Если для профиля № 80 можно подобрать единые уравнения регрессий, связывающие t_{cm} с S_t и $t_{эл}$, то в пределах профиля №15 четко выделяются два интервала, характеризующиеся различной стохастической связью t_{cm} с геоэлектрическими характеристиками. Первый интервал соответствует пикетам ПК 0 – 130, второй ПК 130 – 204. Это хорошо видно на приведенном в качестве примера рисунке 2, где изображено корреляционное поле t_{cm} и $t_{эл}$. Если на интервале ПК 0 - 130 увеличению $t_{эл}$ соответствует рост t_{cm} , то на пикетах, превышающих 130, наблюдается обратная зависимость. Изменение характера взаимосвязи t_{cm} с геоэлектрическими характеристиками при последующем детальном анализе нашло простое объяснение: по данным предшествовавших гидрогеологических исследований мощная толща опок (K2d – P) к югу от ПК 130 размыта и замещается глинами неогенового возраста. Врез неогеновых глин, замещающих по линии профиля опоки, приводит к сильной изменчивости геоэлектрических характеристик вдоль профиля. Такая изменчивость находит отражение в определяемых по данным МЗСБ эффек-

тивных геоэлектрических характеристиках разреза и сказывается на результатах корреляционного анализа.



▲ Рис. 2. Корреляционное поле вычисленных по данным МСК и первых вступлений статических поправок t_{cm} и времени становления поля $t_{эл}$ по данным МЗСБ. Профиль №15. 1- данные для интервала пикетов 0 - 130; 2- данные для интервала пикетов 130 - 204; 3- линии регрессий.

Уравнения регрессий, связывающие t_{cm} с геоэлектрическими характеристиками для профиля №80, имеют вид:

$$t_{cm} = 11.09 + 47.05 S_t - 12.683 S_t^2 \quad (7)$$

$$t_{cm} = 20.54 + 0.37 t_{эл} + 0.001 t_{эл}^2 \quad (8)$$

То же для профиля №15 (ПК 0 - 130)

$$t_{cm} = 18.19 + 27.52 S_t - 4.891 S_t^2 \quad (9)$$

$$t_{cm} = 22.36 + 0.288 t_{эл} - 0.00045 t_{эл}^2 \quad (10)$$

Для интервала ПК 130 - 204 профиля №15 получено:

$$t_{cm} = 119.52 - 64.75 S_t + 16.774 S_t^2 \quad (11)$$

$$t_{cm} = 124.6 - 0.396 t_{эл} - 0.00046 t_{эл}^2 \quad (12)$$

Сопоставление вышеприведённых уравнений приводит к выводу о значительном изменении их вида для разных профилей и участков анализа. Это, на первый взгляд, свидетельствует о невозможности построения единых зависимостей, справедливых для относительно больших площадей. Однако расчеты по формулам 8 и 10 свидетельствуют об обратном (среднеквадратичное расхож-

дение регрессий не превышает 3 мс). Данное обстоятельство дает основания заключить, что задача нахождения уравнений регрессий, пригодных для применения не только для отдельных профилей или их интервалов, но и для тех или иных площадей, в принципе, решается. Дополнительным аргументом в пользу такого заключения может служить сходство представленных на рис. 1 графиков регрессий, при построении которых учтены только данные МСК.

Очевидно, что среди факторов, определяющих перспективы практического применения малоглубинной электроразведки для определения статических поправок, определяющую роль играют ошибки результатов вычисления $t_{ст}$. Рассмотрим их на примере обсуждаемых опытно-методических профилей. Среднеквадратичные ошибки определения статических поправок для них показаны в таблицах №1 и №2. Там же отражены результаты вычислений $t_{ст}$ в случае использования в уравнениях регрессий не только отдельных геоэлектрических характеристик, но и их комплекса ($S_{\tau} + t_{эл}$). Дополнение указанного комплекса абсолютными отметками дневной поверхности Alt обсудим ниже. Таблицы №1 и №2 существенно различаются, так

как для профиля №15 (см. табл. 2) из-за резкого нарушения вида корреляционных связей сейсмических и геоэлектрических характеристик на ПК 130 результаты вычислений показаны для двух неперекрывающихся интервалов.

Как следует из таблиц 1 и 2 среднеквадратичная ошибка вычисления статических поправок по отдельным геоэлектрическим характеристикам в нашем случае меняется в интервале 3.8 мс – 7.3 мс. Причем несколько большая точность достигается при вычислении $t_{см}$ по $t_{эл}$. Определение $t_{см}$ по комплексу геоэлектрических характеристик ($S_{\tau} + t_{эл}$) приводит к уменьшению среднеквадратичной ошибки до 3.4 мс для профиля №80 и до 5.6 мс, 3.9 мс для профиля № 15 интервалов ПК 0 – 130 и 130 – 204, соответственно. Приведенные значения оценок среднеквадратичных ошибок определения статических поправок, на первый взгляд, можно рассматривать как удовлетворительные. Однако, если исходить из нормальности распределения результатов вычислений $t_{см}$, то возможны ошибки, превышающие 10 мс, что уже не удовлетворит современную практику сейсморазведочных работ. Для получения более надежных результатов комплекс геоэлектрических характеристик

▼ Табл. 1. Среднеквадратичные ошибки определения статических поправок. Профиль №80.

Характеристика или комплекс характеристик	S_{τ}	$t_{эл}$	$S_{\tau} + t_{эл}$	$S_{\tau} + t_{эл} + Alt$
Среднеквадратичная ошибка, мс	7.2	3.8	3.4	2.4

▼ Табл. 2. Среднеквадратичные ошибки определения статических поправок. Профиль №15.

Интервал пикетов	0 - 130				130 - 204			
Характеристика или комплекс характеристик	S_{τ}	$t_{эл}$	$S_{\tau} + t_{эл} + Alt$		S_{τ}	$t_{эл}$	$S_{\tau} + t_{эл}$	$S_{\tau} + t_{эл} + Alt$
Среднеквадратичная ошибка, мс	7.3	6.1	5.6	2.9	6.2	4.4	3.9	3.0

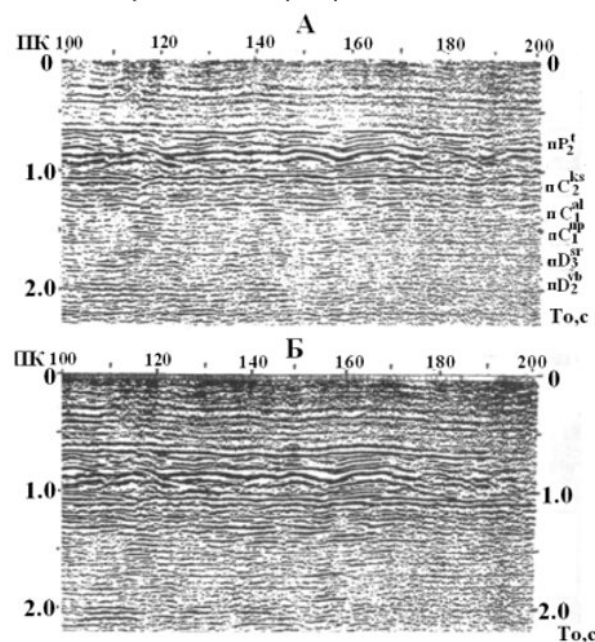
был расширен за счет включения в него альтитуды дневной поверхности (Alt) в точках расположения зондирований МЗСБ. Информация о них не требует проведения специальных работ и в любом случае используется геофизиком при построении нивелировочных разрезов по профилям. Более того, в относительно простых поверхностных сейсмо-геологических условиях данные об альтитудах зачастую привлекаются для непосредственного определения статических поправок на основе корреляционно-регрессионного анализа.

Дополнение комплекса геоэлектрических характеристик данными об альтитудах дневной поверхности существенно повысило точность определения статических поправок, особенно для интервала ПК 0 – 130 профиля №15. Для этого интервала среднеквадратичная ошибка определения t_{cm} уменьшилась почти в два раза. По данным, приведенным в статье [9], точность данных о t_{cm} может быть еще более повышена за счет применения факторного анализа.

В любом случае одной из основных трудностей практического использования малоглубинной электроразведки для определения статических поправок остается выбор участков, в пределах которых установленные по ограниченному выборкам корреляционные зависимости между геоэлектрическими и сейсмическими характеристиками обеспечивают удовлетворительную точность вычисления t_{st} . Проиллюстрированную на рис. 2 ситуацию, когда удалось четко выявить и объяснить изменение корреляционных связей геоэлектрических и сейсмических характеристик, по нашему опыту, можно отнести к уникальным. Обычно наблюдается относительно плавная латеральная изменчивость физических свойств ВЧР.

Надежно выявить и корректно учесть такую изменчивость в результатах корреляционно-регрессионного анализа на практике трудно. В результате, она приводит к появлению систематических ошибок в вычисляемых по данным электроразведки статических поправок.

На завершающих этапах исследований по применению электроразведки с целью замены сейсмических методов изучения ВЧР вычислялись и анализировались временные разрезы ОГТ



▲ Рис. 3. Монтаж фрагментов временных разрезов ОГТ по профилю №15. А,Б - варианты с введением статических поправок, вычисленных по данным МСК и МЗСБ, соответственно.

На рисунке 3 в качестве примера показан монтаж фрагментов временных разрезов ОГТ профиля №15.

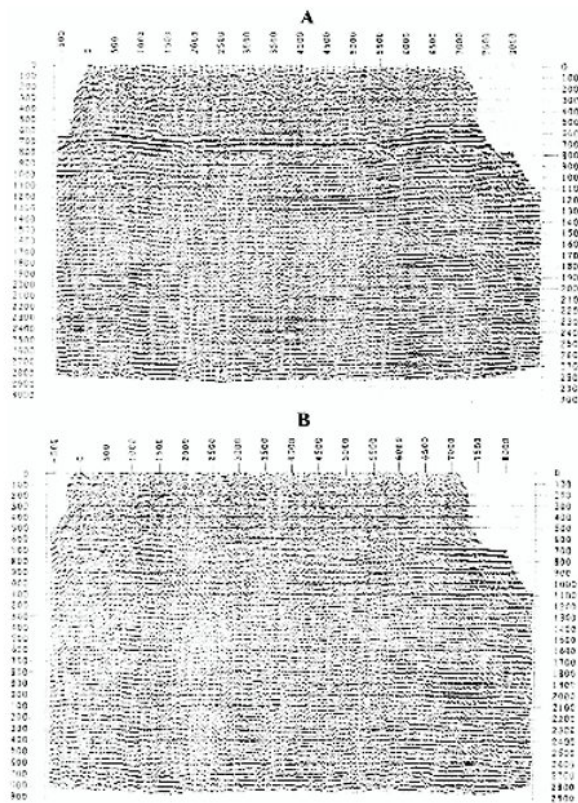
Вариант А на рис. 3 отвечает случаю ввода поправок, определенных по данным МСК, вариант Б – по данным МЗСБ. Визуальный анализ фрагментов разрезов ОГТ свидетельствует об их практически равноценном качестве. Отмечаются как случаи незначительного локального ухудшения результатов суммирования при использовании данных электрораз-

ведки, так и улучшения. В нашем случае улучшение наблюдается, например, для горизонта pC_2^{ks} . Лучшее прослеживание отмечается и для отражающего горизонта, регистрируемого на времени $To \approx 0.65$ с. Вместе с тем, на временном разрезе, вычисленном с поправками по МЗСБ (рис. Б), несколько менее уверенно коррелируются отражающие горизонты pD_3^{sr} и pD_2^{vb} . При сопоставлении временных разрезов ОГТ со статикой, введенной по данным МСК и МЗСБ, также обращает на себя внимание довольно значительное изменение конфигурации отражающих границ. Исследовать в какой мере наблюдаемое изменение соответствует изучаемому разрезу без привлечения дополнительной информации невозможно.

Выявленные при визуальном анализе временных разрезов ОГТ профиля №15 особенности характерны и для других опытно-методических профилей, отрабатанных в условиях Саратовской области. Исключением является профиль 09, расположенный в пределах Некрасовского вала Доно-Медведицкой системы дислокаций. Здесь силами СГЭ НВНИИГГ были проведены опытные работы на четырех совмещенных (ОГТ + МПВ + МЗСБ) профилях.

Временной разрез ОГТ одного из них (профиль 09) со статическими поправками, определенными по материалам МЗСБ (рис. 4А), оказался существенно выше по качеству по сравнению с временным разрезом, вычисленным с поправками по данным МПВ (рис. 4-В).

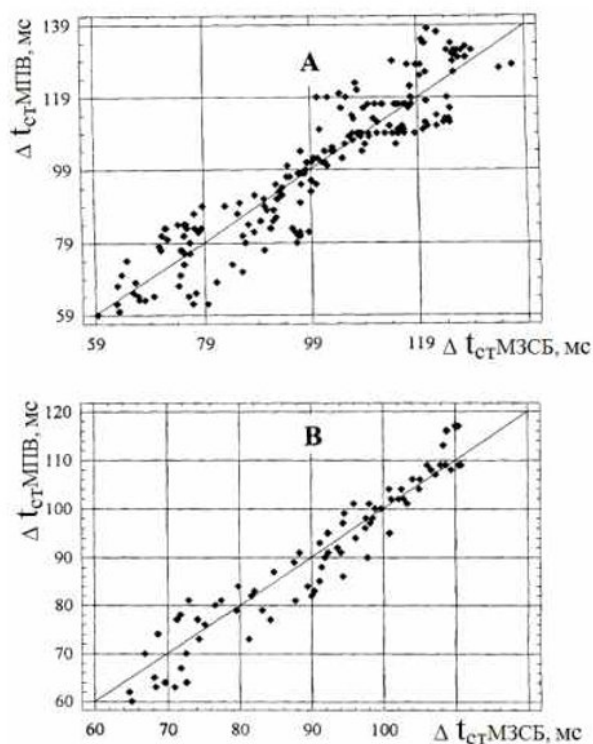
Вероятно, достижение высокого качества временного разреза для профиля 09 при введении определенных по данным электроразведки статических поправок определялось, помимо прочего, предварительным районированием



▲ Рис. 4. Временной разрез ОГТ по профилю 03600-09 со статическими поправками, вычисленными по данным электроразведки МЗСБ (А) и по данным МПВ (В)

территории исследований. Оно основывалось на комплексном анализе геологических данных по ВЧР, построенных по профилям МЗСБ корреляционных схем и геоэлектрических разрезов. Всего в пределах территории исследований было выделено три типа геоэлектрических моделей разрезов. Соответственно, было выделено три зоны в пределах каждой из которых использовалось свое уравнение регрессии. Оценки качества регрессионных уравнений и точности прогнозирования статических поправок по данным МЗСБ до и после районирования территории приведены в таблице 3. Приведенные в ней сведения позволяют сделать вывод о наличии четко выраженной тенденции к уменьшению погрешностей прогнозирования статических поправок при предварительном районировании территории по типу геоэлектри-

ческого разреза. Действительно, для первой и третьей зон среднеквадратичная ошибка вычисления статических поправок по геоэлектрическим характеристикам уменьшилась по сравнению с вариантом без предварительного районирования территории более чем в полтора раза. Для второй зоны отмечается незначительное (0,4) увеличение среднеквадратической погрешности. Улучшение качества регрессий в случае районирования территории по типам геоэлектрического разреза иллюстрируется также рисунком 5.



▲ Рис. 5. Корреляционное поле вычисленных по данным МПВ и МЗСБ статических поправок без учета (А) и с учетом (В) зональности ВЧР по геоэлектрическим характеристикам.

На нем показано корреляционное поле вычисленных по данным МПВ и МЗСБ статических поправок без учета (рис. 5А) и с учетом (рис. 5В) зональности ВЧР по геоэлектрическим характеристикам для одного из опытных профилей, отработанных в пределах Некрасовского

вала. Как следует из сопоставления рис. 5А и рис. 5В, разброс точек относительно линии регрессии после районирования (приведены данные по зоне 3) значительно меньше такового для варианта без предварительного районирования территории.

▼ Табл. 3. Оценки качества регрессионных уравнений до и после районирования территории исследований

Анализируемая зона	Коэффициент детерминации $R^2, \%$	Среднекв. ошибка σ
Совместный анализ данных по всем зонам	82,2	6,9
Зона I	98,1	4,1
Зона II	83,1	7,3
Зона III	89,7	4,5

В условиях Некрасовского вала были также проведены эксперименты по изучению влияния детальности используемых геоэлектрических моделей на точность прогнозируемых статических поправок. При этом оказалось, что повышение детальности геоэлектрических моделей ВЧР с последующим построением регрессий, связывающих послойные данные МЗСБ и МПВ, к повышению точности вычисления поправок не привели. Среднеквадратичные ошибки определения поправок в случае построения детальных геоэлектрических моделей ВЧР отличались от среднеквадратичных ошибок для двухслойных лишь на 0,2–0,3 мс. Причем отклонения наблюдались и в большую и в меньшую стороны. Можно предположить, что повышенная детальность построенных по материалам МЗСБ и МПВ многослойных моделей не обеспечивалась требуемым качеством полевых материалов.

Обобщение результатов выполненных экспериментов дает основание сделать следующие выводы:

- в условиях выполненных опытных работ среднеквадратичная ошибка

определения статических поправок по данным МЗСБ варьируют в интервале 2 – 8 мс;

- предварительное районирование территорий по типам геоэлектрических разрезов ВЧР существенно повышает точность определения статических поправок по электроразведочным данным. Точность может быть также повышена путем включения в используемые для расчета поправок уравнения регрессий альтитуд-дневной поверхности;

- повышение детальности геоэлектрических моделей ВЧР с последующим построением регрессий, связывающих послойные данные МЗСБ и МПВ, не обеспечивает адекватного снижения ошибок вычисления поправок на достигнутом технико-методическом уровне указанных методов;

- суммирование сейсмических записей по ОГТ с введением статических поправок, вычисленных по данным специальных сейсмических методов и электроразведки МЗСБ, в большинстве случаев дает близкие по качеству получаемых временных разрезов результаты. Динамическая выраженность отраженных волн на них, а также коррелируемость осей синфазности, в большинстве случаев совпадают.

В завершении статьи подчеркнем, что авторы отдают себе отчет в том, что она не закрывает весь спектр проблем, связанных с использованием электроразведочных методов для определения статических поправок. Исследовательские работы необходимо продолжить. По нашему мнению, к наиболее перспективным направлениям последующих исследований относится использование вместо средств корреляционно-регрессионного анализа нейросетевых технологий. Это позволит использовать малые обучающие выборки, не обеспе-

чивающие получение статистически достоверных результатов классическими методами. Кроме того, в нейронных сетях можно одновременно использовать независимые и зависимые характеристики, "доучивать" сформированные сети при поступлении новых данных.

Литература

1. А. С. 1536248 СССР. Способ определения статических поправок / С. И. Михеев, В. С. Старовойтов (СССР).—№ 431766731-25; Заяв. 16.10.87; Бюл. № 2,1990.
2. Барулин Г.И. Геофизические основы регионального прогноза нефтегазоносности. -М., Недра, 1983. —176с.
3. Бычков С.Г. Технология определения статических поправок по гравиметрическим данным // Геофизика. 2009. №3. С. 65-68.
4. Завьялов В. А. Методические и технологические подходы к изучению поверхностных неоднородностей с использованием систем МОВ ОГТ в среднем Приобье // Технологии сейсморазведки. – 2009. - № 1.
5. Козырев В.С., Жуков А.П., Коротков И.П., Жуков А.А., Шнеерсон М.Б. Учет неоднородностей верхней части разреза в сейсморазведке. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003.
6. Комплексирование геофизических методов при решении геологических задач / Под ред. Никитского В.Е., Бродового В.В. – 2-е изд. – М.: Недра, 1987. – 471 с.
7. Кунин Н.Я. Комплексирование геофизических методов при геологических исследованиях. М., Недра, 1972
8. Митюнина И.Ю. Методика комплексирования геофизических методов при создании скоростной модели верхней части геологического разреза // Геофизика. 5.2014 с. 41-45.
9. Михеев С.И., Бучарский Б.В., Бессонов А.Д. и др. Определение статических поправок по данным малоглубинных электромагнитных зондирований становлением поля в ближней зоне // Недра Поволжья и Прикаспия. Вып. 31, 2002 г., с. 41-47.

10. Михеев С.И., Михеев Д.С. Некоторые проблемные вопросы изучения и учета влияния верхней части разреза в сейсморазведке // Приборы и системы разведочной геофизики. 1(47)/2014. С. 31-41

11. Морозов В. Ю., Михеев С. И. Основные направления изобретательской деятельности в области сейсмических методов изучения верхней части разреза // Разведка охрана недр.— 1991.— № 2.— С. 51-52.

12. Патент РФ 2411547. Способ определения статических поправок / В.В.Киселев, А.Д.Бессонов, И.П.Соколова,

13. Полак А.С., Рапопорт М.Б. О связи между электрическими и упругими свойствами горных пород // Прикладная геофизика. Вып. 15. Гостоптехиздат, 1956.

14. Серов В.К. О связи между упругими свойствами и электропроводностью горных пород // Вопросы разведочной геофизики. Тр. Свердловского горного института, 1972, №83. С. 81-83.

15. Смилевец Н.П. методика комплексной интерпретации данных сейсморазведки МОГТ и электроразведки ЗСБ в условиях бортовой зоны Прикаспийской впадины // нефтяная промышленность, сер. «Нефтегазовая геология и геофизика», 1983, №1.

16. Степанов Ю.И., Поносов В.А. Применение электроразведки при изучении ВЧР при сейсмических работах // Геофизические методы поисков и разведки. Пермь, 1983, с. 121-124.

17. Угарова Н.П. Комплексная интерпретация геофизических данных в сложнопостроенных районах // Разведочная геофизика. Вып. 91. 1980. С. 68 - 79

Урупов А.К., Бяков Ю.А. О связи значений послойных сейсмических скоростей и продольных электрических сопротивлений // Разведочная и промысловая геофизика. М. Гостоптехиздат, 1960. Вып. 38, с. 94-97.

Подробнее об авторах



Михеев
Сергей Иванович

Д.г.-м.н., профессор,
заместитель генерального
директора
ФГУП «НВНИИГГ»



Селезнев
Владимир Анатольевич

Главный инженер
филиала «СГЭ»
ФГУП «НВНИИГГ»



электроразведочная аппаратура

Найти



Производство аппаратуры



Современные разработки



Обучение и внедрение



ООО "Северо-Запад"



Измеритель МЭРИ-24



Генератор АСТРА-100



Коммутатор COMx64



МЭРИ-24

Многофункциональный
ЭлектроРазведочный Измеритель

Методы

Вызванной поляризации (ВП)
 Методы сопротивлений (ВЭЗ, ЭП)
 Частотные зондирования (ЧЗ-ВП)
 Метод естественного поля (ЕП)
 Метод пром. частот (ПЧ)
 Электротомография (ЭТ)

Характеристики

Разрядность АЦП 24 бита
 Входной диапазон $-2.5...+2.5$ В
 Собственные шумы < 10 мкВ
 Диапазон температур $-20...+50$ °С
 Вес менее 3 кг

Перейти www.nw-geo.ru

SYSCAL Pro



ИМВП: 8-канальный измеритель для ВП



Скидки



Аппаратура в наличии

Ещё результаты на WWW.NW-GEO.RU

Система адаптивного управления импульсными источниками «Енисей»

- Детков В.А., к.т.н., (ООО «Эвенкиягеофизика,
- Копылов М.А., Баландин П.В., Минусинский филиал ООО «Эвенкиягеофизика»

Количество воздействий в импульсной невзрывной сейсморазведке, необходимое для получения кондиционных данных, обусловлено сейсмогеологическими, природными и техногенными условиями. Выбор оптимального количества воздействий на каждой точке возбуждения позволяет получать однородные данные требуемого качества и оптимизировать производительность ГРП.

В настоящее время, для поисков и разведки залежей углеводородов наиболее широкое распространение получил метод общей глубинной точки (МОГТ). Предпочтение данному методу обусловлено высокой достоверностью результатов, большим опытом обработки и интерпретации данных МОГТ, информативностью для получения достоверных геологических моделей месторождений и т.д. Но успешное применение сейсморазведки МОГТ может быть гарантировано только в районах с благоприятным геологическим строением (наличием плавных антиклинальных структур, малыми углами падения пластов, яркой дифференциацией разреза по плотностным и скоростным свойствам). В современных условиях перед геофизиками стоят задачи поисков и разведки сложностроенных неструктурных месторождений, обладающими малой мощностью – первые десятки метров, поиск которых затруднён наличием трапповых полей и высокоскоростными свойствами разреза (зачастую инверсными). Классический подход к регистрации, обработке и интерпретации данных усложняет процесс решения геологических задач.

Получению данных, удовлетворяющих поисковым задачам, способствует повышение горизонтальной и латеральной разрешённости сейсморазведки за счёт внедрения в производство высокоплотных систем наблюдения и технологий

управления сигналом источника. Высокоплотные системы наблюдений достаточно подробно описаны в научной печати [2]. Данная статья описывает технологию адаптивного управления возбуждаемым сейсмическим сигналом в реальном времени.

Импульсная невзрывная сейсморазведка предполагает производство нескольких воздействий на точке возбуждения, что обеспечивает подавление случайных помех, именуемых микросейсмами, и сохранение амплитуды полезного сигнала, интенсивность которого зависит только от количества невзрывных источников в группе (и их мощности) и условий возбуждения.

Алгоритм суммирования одиночных воздействий реализуется двумя способами. Реализация обоих способов даёт идентичный результат [1].

Первый. Суммирование с нормировкой амплитуд сигнала и микросейсм на количество воздействий. В этом случае амплитуда сигнала остаётся на прежнем уровне, а амплитуда микросейсм убывает в $\sqrt{n}$ раз, где n – количество воздействий.

Второй. Суммирование без нормировки. В этом случае амплитуда сигнала растёт пропорционально количеству воздействий, а амплитуда микросейсм растёт пропорционально $\sqrt{n}$ – раз, где n – количество воздействий. В дальнейшем, суммарные файлы, полученные данным

способом, нормируются в обрабатывающих комплексах с использованием определённых слов в заголовке segd-файла.

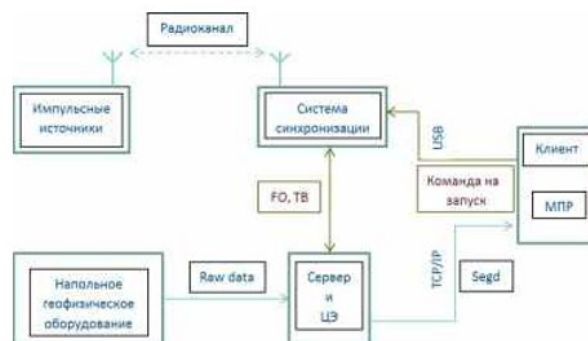
Следует отметить, что в регистрирующих системах, используемых в России, реализован именно второй способ. Оба алгоритма предполагают суммирование нескольких сигналов (интервалов полезной записи на сейсмических трассах) с идентичной амплитудой с последующей нормировкой на количество воздействий, поэтому увеличения интенсивности сигнала не происходит.

В практике невзрывной сейсморазведки для получения кондиционных полевых данных, в среднем, производят от 8 до 16 воздействий на точке возбуждения, причём количество воздействий выбирается исходя только из погодных условий (без оценки полезного сигнала) и остаётся неизменным на протяжении некоторых промежутков времени в течение рабочей смены. Статистические данные по различным объектам поисков Восточной Сибири показывают, что количество воздействий, зачастую, является не оптимальным, завышенным, что приводит к необоснованным затратам времени на производство сейсморазведочных работ.

Данный вывод основан на том, что после выбора оптимальной величины соотношения сигнал/помеха по результатам конкретных опытных работ, предшествующих производственным, соотношение сигнал/помеха получаемых в дальнейшем сейсмограмм зачастую превосходило установленную норму и не влекло за собой принципиальных изменений в информативности временных разрезов 2D и кубов 3D. Понятно, что завышение количества накоплений понижало спектр регулярных отражений.

Для исключения подобных явлений необходимо на каждой точке возбужде-

ния оценивать данные в реальном времени в процессе работ и останавливать процесс возбуждения и регистрации, когда соотношение сигнал/помеха будет удовлетворять заданному порогу качества. Это и реализовано в системе адаптивного управления (CAU).



▲ Рис. 1. Функциональная схема CAU

Система адаптивного управления представляет собой программно-аппаратный комплекс, состоящий из специализированного программного обеспечения (именуемого Модулем принятия решения), функционирующего на клиентском компьютере сейсмостанции, и системы синхронизации невзрывными источниками. Взаимодействие CAU с регистрирующим комплексом и невзрывными источниками осуществляется посредством интерфейсов USB, TCP/IP и радиоканала (рис. 1.). Никаких изменений в программное обеспечение сейсмостанции не вносится. Аппаратура продолжает функционировать в штатном режиме.

Управление работой сейсмостанции в режиме CAU осуществляется с клиентского компьютера через систему синхронизации, т.е. станция переходит в «ведомый» режим. После подачи оператором сейсмостанции команды на запуск цикла возбуждения-регистрации модуль принятия решения (МПР) переходит в режим ожидания segd-файла первого воздействия. После формирования segd-файла первого воздействия в централь-

ной электронике (ЦЭ) сейсмостанции файл передаётся по интерфейсу TCP/IP на клиентский компьютер. Модуль принятия решения оценивает файл первого воздействия (с одновременной его визуализацией) по заранее определённой оптимальной величине соотношения сигнал/помеха и если файл удовлетворяет заданной величине, то МПР останавливает работу станции и источников. В противном случае цикл возбуждения-регистрации повторяется и модуль переходит в режим ожидания segd-файла второго воздействия. Затем МПР формирует файл суммы первого и второго segd-файлов и оценивает файл суммы. Цикл повторяется до тех пор, пока качество файла суммы не достигнет заданного значения, выражаемого величиной соотношения сигнал/помеха.

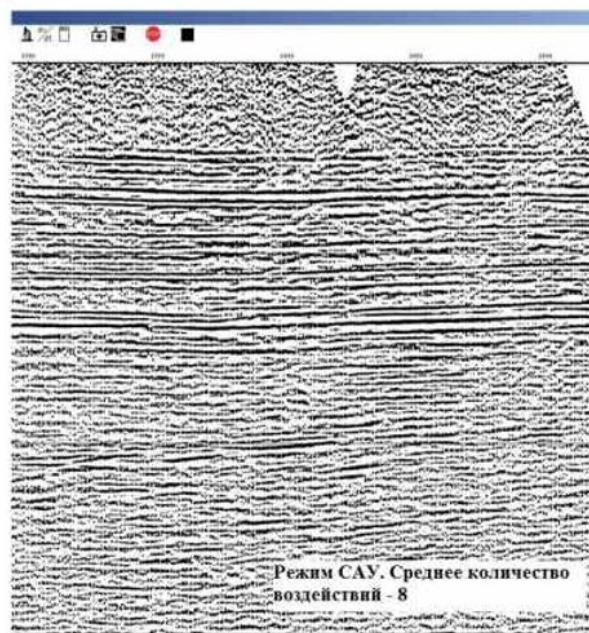
Первые производственные испытания САУ были проведены в марте 2012 года по методике МОГТ-2D с использованием группы из четырёх невзрывных источников «Енисей КЭМ-4». Количество воздействий, регламентированное техническим заданием, составляло 12-16. При отработке профилей в режиме САУ

количество воздействий варьировалось от 3 до 12. Пороговое значение соотношения сигнал/помеха было установлено равным 5. Результаты анализа полученных сейсмограмм с тем и другим количеством воздействий показали, что соотношение сигнал/помеха на сейсмограммах, полученных с количеством воздействий, определяемых САУ, в целом ниже, чем при принятом в процессе производственных работ количестве воздействий 12-16. Особенно это касается сейсмограмм, полученных при малом количестве воздействий (3-6). Это было видно и визуально, и подтверждалось количественными расчетами соотношения сигнал/помеха.

В то же время результаты обработки данных по методике ОГТ показали, что суммарные временные разрезы, полученные с едиными статическими и кинематическими поправками, практически идентичны. Различия между ними несущественны и не принципиальны (рис. 2.).

Как видно из рисунка 2, количество воздействий было снижено в среднем в 2 раза. Уменьшение количества воздействий на участках с благоприятными

▼ Рис. 2. Результаты испытания САУ в 2012 году



условиями обеспечивает некоторый запас воздействий, который будет необходим на участках с неблагоприятными условиями, что позволяет оптимизировать полевые работы в плане производительности и получения кондиционных данных.

Такой результат объясняется тем, что суммирование отдельных воздействий на точке возбуждения является аналогом суммирования по ОГТ, главной задачей которого является подавление случайных шумов. Если рассматривать количество воздействий как дополнительную величину, прибавляемую к кратности перекрытия, определяемой методикой работ, то падение «суммарной кратности» (количество воздействий плюс кратность) на несколько единиц не повлияет на окончательный результат суммирования. Но всё же решение конкретных геологических задач требует того, что бы первичные данные удовлетворяли заданным требованиям качества, позволяющим успешно проводить динамическую и кинематическую обработку.

Количество воздействий в режиме САУ является «плавающей» величиной, что обусловлено изменчивостью строения ВЧР и погодными условиями. Сейсмогеологическими и погодными условиями определяется количество воздействий, необходимых для получения данных заданного качества. Например, если в процессе отработки некоторого участка профиля усилился ветер, то для подавления случайных помех (микросейсм) необходимо совершать большее количество воздействий, чем на предыдущем участке, отработанном, скажем, в штиль. Увеличение воздействий на некоторое фиксированное количество для всего профиля или его части, позволит добиться повышения качества, но и приведёт к необоснованным временным затратам,

а уменьшение количества воздействий приведёт к ухудшению качества данных. Отсюда следует вывод, что количество воздействий должно быть адаптировано для каждой точки возбуждения. Система адаптивного управления «учитывает» сейсмогеологические и погодные условия и рассчитывает оптимальное количество воздействий, позволяющее получать данные требуемого качества на каждой точке возбуждения.

Окончательное внедрение САУ в производство сейсморазведочных работ МОГТ-3D было осуществлено в начале ноября 2014 г. на одном из объектов Восточной Сибири после ряда дополнительных опытных работ, итоги которых полностью подтвердили результаты ранее проведённых испытаний.

Опытные работы заключались в проведении сейсмической съёмки по методике МОГТ-3D в различных орогидрографических условиях с использованием группы из трёх источников «Енисей СЭМ-100». Количество воздействий, регламентированное техническим заданием, было равно 8. Оптимальная величина соотношения сигнал/помеха равнялась 3 (рис. 3.).

Результаты работ указывают на значительное снижение количества воздействий в режиме САУ по отношению к стандартной методике. При этом величина соотношения сигнал/помеха для обеих методик не имеет принципиальных различий.



▲ Рис. 3. Результаты испытаний Системы адаптивного управления в 2014 году.

Внедрение САУ в производственный процесс позволило достичь следующих результатов. Среднее количество воздействий в режиме САУ снизилось до 4-5 ударов, что обеспечило оптимизацию ГРП в плане производительности (рис. 4.).



▲ Рис. 4. Производительность работ в режиме САУ.

При этом качество получаемых сейсмических данных оставалось на заданном уровне, о чём свидетельствуют временные разрезы, полученные после суммирования куба 3D (рис. 5.).

Внедрение САУ в производство сейсморазведочных работ обеспечивает гарантированное получение кондиционных данных уже в процессе регистрации, что исключает задержки в работе партий, необходимые для доставки данных на

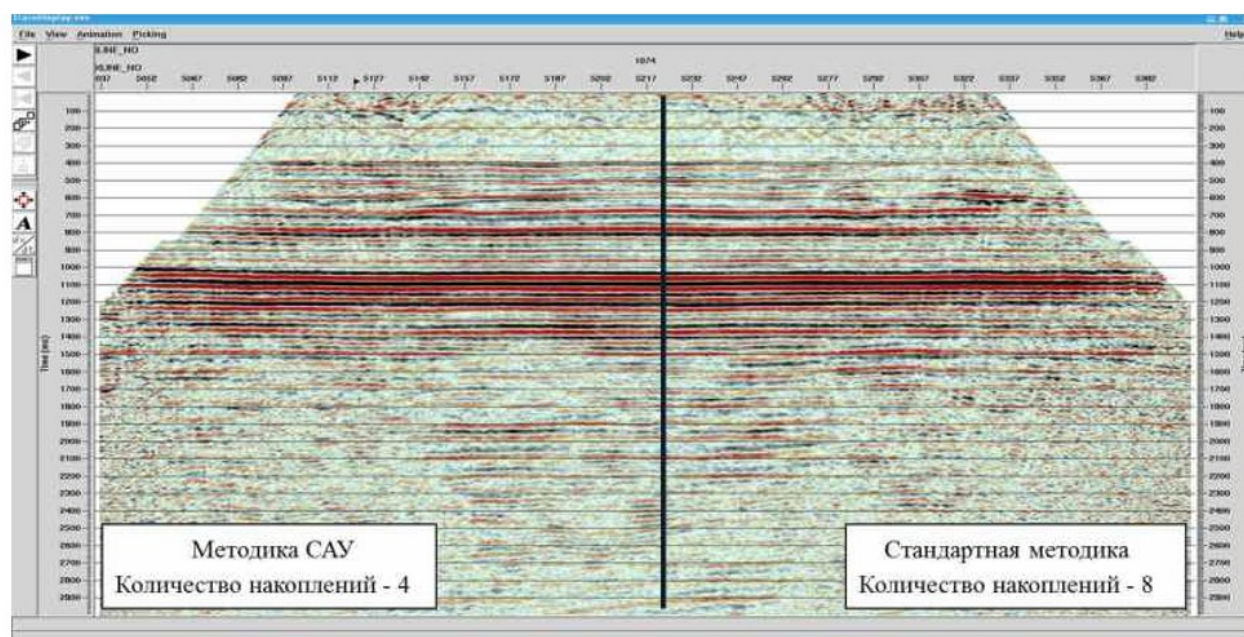
полевой вычислительный центр для их оценки и принятия решения о продолжении работ или «перестрелов» забракованных физических наблюдений.

Обобщая всё вышеизложенное, можно сделать следующие выводы. Применение «Системы адаптивного управления» позволяет оптимизировать процесс получения первичного материала за счёт исключения избыточного количества воздействий. Контроль количества воздействий в реальном времени на каждой точке возбуждения повышает информативность и разрешенность окончательных временных разрезов 2Д и кубов 3D. Стабильность исходного сигнала и его управляемость позволяет поднять достоверность анализа динамических атрибутов записи.

Литература

1. Боганик Г. Н., Гурвич И. И., «Сейсморазведка», Тверь: издательство АИС, 2006. – 744 с.
2. Воцалевский В. З., «Новое поколение систем полевой сейсморазведки: технология UNIQ», «Инженерная практика», № 1, 2013, с. 72.

▼ Рис. 5. Временной разрез полученный при стандартной методике и методике САУ



Сравнительные полевые испытания импульсного гидропневматического источника сейсмических волн ГПИ-2

■ Селезнев В.А., Михеев С.И., ФГУП «НВНИИГ», г.Саратов,

■ Экомасов С.П., ОАО «Инженерно-технический центр «Силовые импульсные системы», г.Москва,

■ Паоло Барбиери, фирма «RALOT», г.Москва

В настоящее время наибольшее распространение в практике сейсморазведочных работ на углеводородное сырье получили вибрационные источники [2, 3, 6, 7 и др.]. Они доказали свою высокую геологическую и экономическую эффективность при решении нефтегазопроисловых задач, хорошо обоснованы теоретически и экспериментально. Сравнительно меньшее применение в современной практике имеют импульсные невзрывные источники [1, 3, 7 и др.]. В качестве примеров успешных разработок можно привести электромагнитные излучатели «Енисей» и «Геотон», которые хорошо себя зарекомендовали при съемках 2D и 3D в различных сейсмогеологических условиях. В тоже время, в близкой перспективе, вследствие ряда методических преимуществ, вибросейс вряд ли уступит лидирующее положение при проведении геологоразведочных работ на нефть и газ импульсным невзрывным источникам. Одновременно, при решении некоторых задач импульсные невзрывные источники оказываются, по сравнению с вибрационными, более эффективными. К таким задачам, по нашему мнению, относится изучение верхней части разреза.

При проведении сейсморазведочных работ на нефть и газ ВЧР обычно изучают микросейсмокаротажом (МСК) или методом преломленных волн (МПВ). В любом случае условием получения надежных данных для вычисления статических поправок является высокое качество первых вступлений. Обеспечить указанное условие в случае применения вибрационного источника часто не

удается из-за высокого уровня корреляционных шумов, а также конусования свип-сигналов. Отметим, что с данной проблемой приходится сталкиваться и в получивших широкое распространение способах определения статических поправок по годографам первых вступлений на сейсмограммах ОГТ. По этой причине, после практически повсеместного перехода на вибрационные источники сейсмических колебаний, интерпретация годографов первых вступлений во многих случаях стала вызывать затруднения.

Исходя из вышесказанного, Саратовская геофизическая экспедиция ФГУП НВНИИГ уже более 30 лет использует для изучения верхней части разреза малоглубинную технологию МПВ с возбуждением сейсмических колебаний невзрывными импульсными источниками. При этом применяются сейсмические косы длиной 235-300 м и расстоянием между одиночными сейсмоприемниками 5 м. За длительный период опытно-методических и производственных работ МПВ специалистами экспедиции было опробовано несколько, в том числе и собственных конструкций импульсных невзрывных источников. Наибольший объем работ выполнен с применением одиночного газодинамического излучателя ГСК-6М на транспортной базе автомобиля Урал-43203. Поэтому он часто рассматривался в качестве эталона при анализе данных, полученных с другими источниками. Отметим, что несмотря на то, что имеющийся в экспедиции источник ГСК-6М имеет более чем

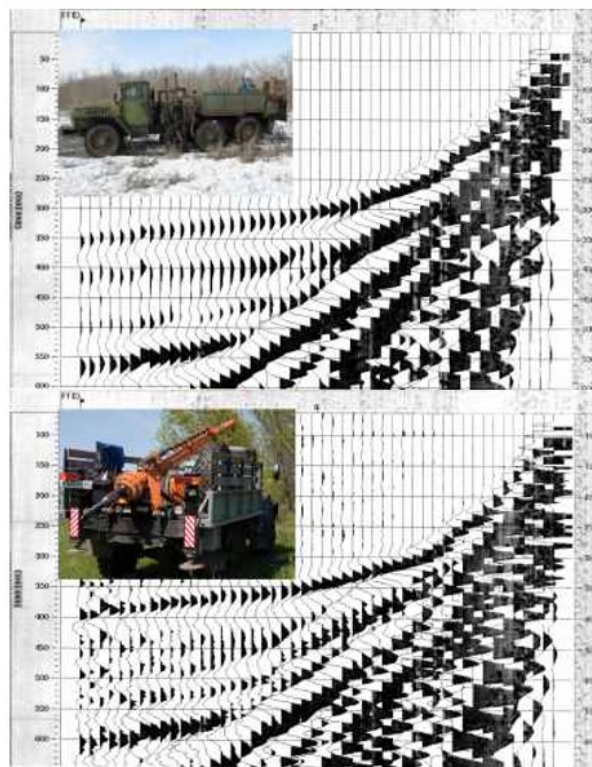
25 летний срок эксплуатации (5-ти кратное превышение амортизационного срока), он до сих пор находится в рабочем состоянии и эксплуатируется в производственном режиме. Но работы по его замене на более современный и надежный невзрывной источник целенаправленно ведутся уже длительное время.

За последние 10 лет с целью замены источников ГСК-6М в СГЭ было проведено опытное опробование различных невзрывных источников: Енисей-КЭМ, СВ-120/250ВИ, Геотон, ИНЭ, Терра, Тритон, АЛБТ, Квант, ИДД-20, ЭМИМГ (разработка СГЭ) и др. В 2015 году был опробован импульсный гидропневматический источник сейсмических волн ГПИ-2 (ОАО «Инженерно-технический центр «Силловые импульсные системы», фирма «RALOT» г.Москва). Для более полного представления о потенциальных возможностях ГПИ-2 при производстве сейсморазведочных работ предположим обсуждению результатов, полученных при его опробовании, данные сравнительных испытаний других источников.

По результатам выполненных в СГЭ исследований наиболее удачной разработкой был признан импульсный пневматический источник из семейства АЛБТ на шасси Газ-3308 разработки ЗАО «ГК Дельта-ЛОТ». По этой причине в 2008 г. он в течение шести месяцев эксплуатировался в производственном режиме на полевых работах МПВ в полевой партии СГЭ. Вместе с тем, наряду с достоинствами обсуждаемого пневматического источника, в ходе опытно-промышленных испытаний выявились и его недостатки. Основной из них – это относительно низкая, по сравнению с ГСК-6М, сейсмическая эффективность. Это видно уже на уровне визуального сопоставления позиционных сейсмограмм ОПВ,

полученных с разными вариантами возбуждения упругих колебаний (см. рис. 1а и 1б). На сейсмограмме 1 б, полученной с применением установки ЗАО «ГК Дельта-ЛОТ», отчетливо фиксируется повышенный уровень шумов, снижающих надежность корреляции выходящих в первые вступления волн.

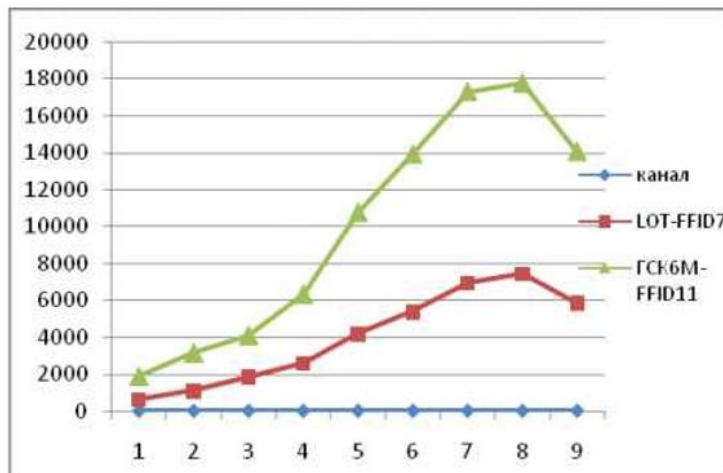
В пользу преимущества ГСК – 6М свидетельствуют и результаты анализа сейсмических атрибутов. Рисунок 2 демонстрирует графики и оценки максимальных амплитуд, определенных во временном окне ($T_0 = 0.25 - 0.4$ с), включающем преломленные волны, для случая возбуждения упругих колебаний источником ГСК-6М и пневмоисточником АЛБТ. Судя по представленным графикам, в условиях проведенного эксперимента газодинамический источник приблизительно в два раза «выигры-



▲ Рис.1. Сравнение сейсмограмм МПВ ($L=235$ м, $Dx=5$ м, 1 возбуждение), полученных с различными импульсными источниками: а) с ГСК-6М; б) с пневмоисточником АЛБТ

Сравнение максимальных амплитуд в окне регистрации преломленной волны

№п/п	канал	LOT- FFID7	ГСК6М- FFID11
1	40	648,26	1944,32
2	41	1104,53	3204,74
3	42	1871,32	4144,05
4	43	2600,47	6381,61
5	44	4190,34	10794,12
6	45	5377,25	13944,14
7	46	6974,83	17320,10
8	47	7433,62	17781,36
9	48	5859,15	14089,47
Среднекв. ампл.		4006,64	9955,99



▲ Рис. 2. Сопоставление сейсмической эффективности источников ГСК-6М и АЛЪТ по максимальной и среднеквадратичной амплитуде возбуждаемых колебаний

вает» по максимальной амплитуде возбуждаемых колебаний по сравнению с пневмоисточником. То же можно сказать о среднеквадратичной амплитуде сейсмических сигналов, равной 4006 для источника АЛЪТ и 9956 для ГСК-6М.

На рис. 3 приведены графики и оценки среднеквадратичных амплитуд, также вычисленных во временном окне, включающем преломленные волны, но для случая возбуждения упругих колебаний электромагнитными источниками КЭМ-4 (700В) и ВОЛГАРЬ. Для сравнения вновь приведены данные для ГСК-6М. На рисунке 3 видно, что амплитуда колеба-

ний, возбуждаемых ГСК-6М, в разы превосходит таковые для случаев применения электромагнитных источников.

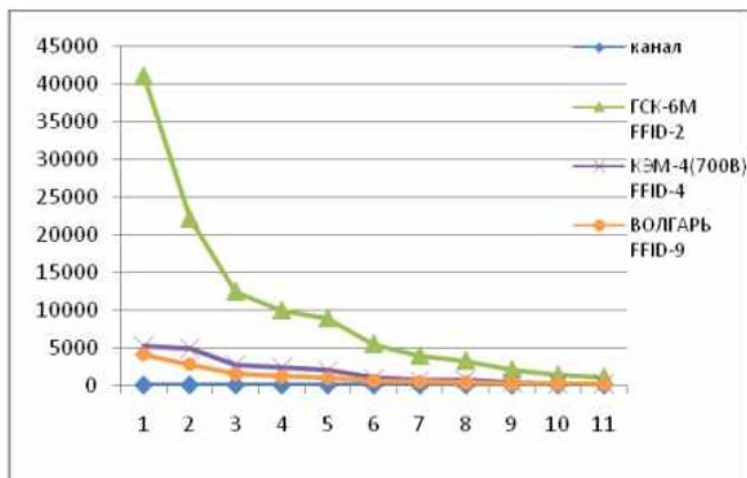
При сравнительных испытаниях ГСК – 6М с другими невзрывными источниками получены близкие, чаще всего еще более различающиеся результаты. Все это свидетельствует о предпочтительности использования газодинамического источника для изучения ВЧР. Поэтому испытания различных источников с целью замены ГСК – 6М без потери качества полевого материала продолжают до настоящего времени.

В феврале 2015 г. в филиале «СГЭ»

▼ Рис. 3. Сопоставление сейсмической эффективности источников ГСК-6М, КЭМ и ВОЛГАРЬ по максимальной и среднеквадратичной амплитуде возбуждаемых колебаний

Сравнение максимальных амплитуд в окне регистрации преломленной волны

№п/п	канал	ГСК-6М FFID-2	КЭМ- 4(700В) FFID-4	ВОЛГАРЬ FFID-9
1	7	41073,47	5229,01	4129,01
2	8	22155,74	4837,87	2783,76
3	9	12480,40	2734,80	1516,94
4	10	9979,71	2381,92	1108,93
5	11	8929,05	1982,53	1000,64
6	12	5516,52	982,44	567,49
7	13	3932,16	629,14	425,73
8	14	3315,96	780,96	359,55
9	15	2059,22	415,97	189,54
10	16	1387,15	198,12	148,72
11	17	1119,13	259,63	137,13
Среднекв. ампл.		10177,14	1857,49	1124,31



ФГУП «НВНИИГГ» был опробован в полевых условиях новый импульсный гидропневматический источник сейсмических волн ГПИ-2 [5, 8]. Объективные основания ожидать его высокую эффективность определялись декларируемыми разработчиками техническими характеристиками [5]:

- Рабочий орган - гидропневматическая камера;
- Количество камер, шт. –2;
- Максимальное усилие в ударном импульсе, МН (т) - до 2,7 (270);
- Частота рабочих циклов, Гц (ед./мин) - 0,083 (5);
- Масса гидропневматической камеры, кг-1000;
- Масса источника, кг– 18300;
- Рабочий диапазон температур - $+40^{\circ}\text{C} \div -40^{\circ}\text{C}$;
- Возможность группирования источников и работа в режиме накопления - есть.

Источник сейсмических волн ГПИ-2 смонтирован на автомобиле УРАЛ-4320 (рис.4). Модульное исполнение силового блока позволяет с минимальными затратами времени и технических средств перенавесить его на любое транспортное средство необходимой грузоподъемности.

Основным элементом конструкции ГПИ-2 является гидропневматическая



▲ Рис. 4. Гидропневматический источник сейсмических волн ГПИ-2

камера, использующая в качестве рабочего тела сжатый воздух. Камера отличается простотой конструкции, характеризуется высокой надёжностью.

Воздух в источнике сжимается с помощью гидронасоса, смонтированного 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 для совершения рабочих циклов повышает КПД источника примерно вдвое по сравнению с пневматическими и газодинамическими установками. Эксплуатация гидропневматических источников не требует использования дополнительных энергоносителей, кроме топлива для двигателя базовой машины. К несомненным достоинствам ГПИ-2 следует отнести его высокую эффективность. Судя по данным, приведенным в [5], по показателю эффективности (отношению суммарного усилия в ударном импульсе к массе установки) гидропневматический источник практически не уступает газодинамическому (см. таблицу 1) и существенно предпочтительнее по сравнению с другими типами установок.

Выполненные СГЭ опытные работы по испытанию источника ГПИ-2 проводились на одном из сейсмических профилей, отработанном в условиях солянокупольной тектоники Алтатинско-Ершовской зоны поднятий Прикаспийской впадины. Основной задачей полевых экспериментов являлось определение сейсмической эффективности ГПИ-2 при изучении верхней части разреза ВЧР методом первых вступлений (малоглубинное МПВ). Перед производством опытно-методических работ на источник была установлена система синхронизации ССВ-2 (разработчик ОАО «СКБ СП»).

№ п/п	Параметр	ИСТОЧНИК СИГНАЛА				Гидропневматический (ГПИ - 2)
		Гидродинамический (ГСК - 6М)	Пневматический (ГСК -5)	Электромагнитный		
				Енисей КЭМ2	Енисей КЭМЧ	
1	Энергоноситель	Бензино-кислородная смесь	Сжатый воздух	Электрическая энергия		Гидравлическая энергия
2	Автономность	Ограничена	Обеспечена	Обеспечена		Обеспечена
3	Суммарное усиление в ударном импульсе МН [тонн]	3,0 (300)*	1,5 (150)*	0,5 (50)**	1,0 (100)**	2,7 (270)*
4	Масса рабочего органа, кг	1000	1000	3000	1800	1000
5	Количество рабочих органов на установке, шт.	2	2	2	4	2
6	Базовая машина	Автомобиль «УРАЛ»	Трактор Т-150К	Автомобиль «УРАЛ»	Автомобиль «УРАЛ»	Автомобиль «УРАЛ»
7	Масса установки, кг	12000	10500	14000	19600	12300
8	Показатель эффективности, тонн/кг	0,025	0,014	0,0036	0,005	0,022
* Параметр измерен на стенде ОАО «ИТЦ «СИО						
** Расчетный параметр по данным разработчика						

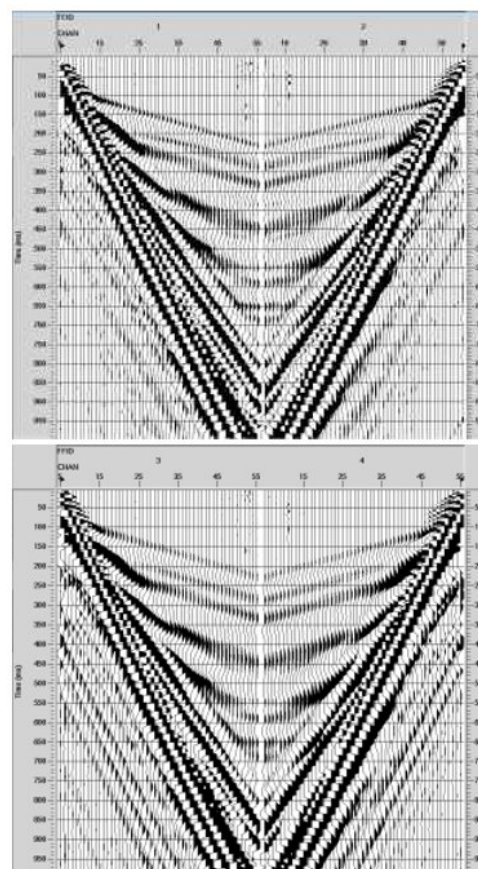
▲ Табл. 1. Сравнительная характеристика наземных импульсных источников сейсмических сигналов [5]

Полевые эксперименты проводились МПВ по следующей методике:

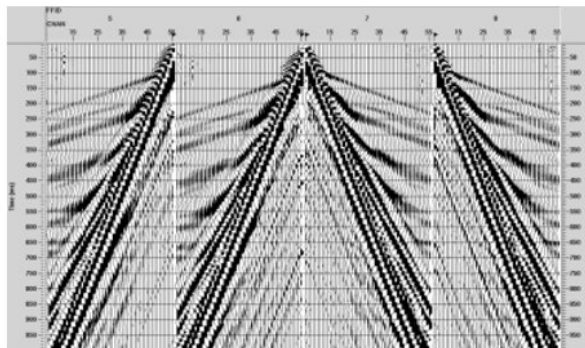
- система наблюдений – встречные географы;
- длина расстановки = 250м;
- расстояние между одиночными сейсмоприёмниками GS-20DX – 5м;
- количество каналов – 51;
- длительность записи – 1с;
- шаг дискретизации – 1мс;
- источники колебаний – ГСК-6М и ГПИ-2;
- сейсмостанция – «Прогресс-Л».

Полученные в поле материалы обрабатывались и анализировались в вычислительном центре Саратовской геофизической экспедиции в г.Саратове.

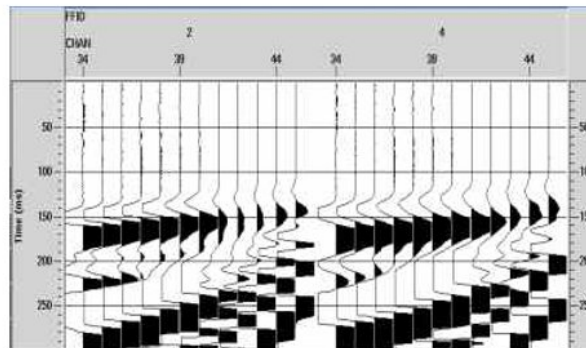
Визуальное сопоставление волновых полей зондирований МПВ, отработанных с источником ГСК-6М (рис. 5А) и ГПИ-2 (рис. 5Б), показывает их сопоставимую информативность. Отметим, что на рисунке 5 приведены результаты сравнительных испытаний при работе двух камер ГПИ-2. Также очень близкие к ГСК-



▲ Рис. 5. Монтаж волновых полей зондирований МПВ, отработанных с источником ГСК-6М (А) и ГПИ-2 (Б) при работе двух камер



▲ Рис. 6. Сравнение зарегистрированных сейсмограмм при работе одной камеры источника ГСК-6М (FFID 5, FFID 6) и GPI-2 (FFID 7, FFID 8)



▲ Рис. 7. Сравнение формы импульсов первых вступлений при возбуждении источником ГСК-6М (FFID 2) и GPI-2 (FFID 4)

6М по качеству сейсмического материала результаты были получены в случае, когда при работе испытуемых источников использовалось только по одной камере (см. рис. 6).

Для исключения влияния субъективного фактора результаты визуального сопоставления качества волновых полей, полученных с разными источниками, были дополнены вычислением и анализом различных количественных атрибутов сейсмической записи. В нашем случае определялись максимальные и среднеквадратичные значения амплитуд в окне, отвечающем времени регистрации первых вступлений, а также спек-

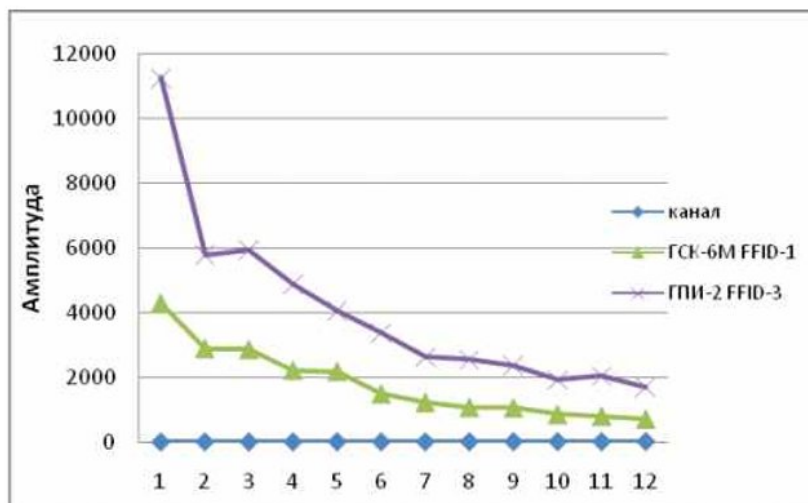
тральные характеристики сейсмической записи для того же временного окна. Судя по оценкам наблюдаемых максимальных и среднеквадратичных амплитуд преломленных волн (см. рис. 8), источник GPI-2 превзошел по сейсмической эффективности ГСК-6М во всех проведенных экспериментах.

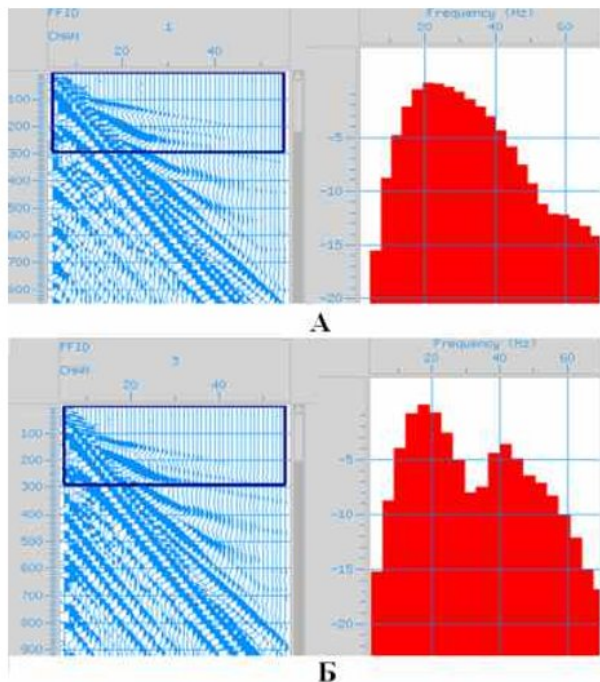
При этом существенного различия амплитудно-частотных спектров для сравниваемых источников в ходе опытно-методических работ не отмечалось.

В тоже время спектр возбуждаемых источником GPI-2 колебаний (рис. 9 Б) отличается хоть и незначительной, но повышенной энергией высокочастотных

▼ Рис. 8. Сравнение сейсмической эффективности источников ГСК-6М и GPI-2 по максимальной и среднеквадратичной амплитуде возбуждаемых колебаний

№ п/п	канал	ГСК-6М FFID-1	GPI-2 FFID-3
1	15	4274,65	11247,29
2	16	2884,02	5786,21
3	17	2851,42	5935,70
4	18	2213,97	4879,27
5	19	2179,49	4061,21
6	20	1491,02	3373,99
7	21	1224,92	2632,79
8	22	1075,71	2549,15
9	23	1054,77	2373,64
10	24	855,21	1914,53
11	25	803,79	2042,95
12	26	711,65	1696,65
Среднекв. ампл.		1801,72	4041,11





▲ Рис. 9. Амплитудно-частотные спектры сейсмических записей в окне 0-300мс при возбуждении источником ГСК-6М (А) и ГПИ-2 (Б)

гармоник по сравнению со спектром для ГСК-6М (рис. 9 А). Это позволяет ожидать некоторое повышение разрешенности сейсмических данных, получаемых в случае применения гидропневматического источника. Вместе с тем в ряде случаев при применении ГПИ-2 наблюдается усложнение формы спектра. Так на рисунке 8 спектр колебаний, возбужденных ГПИ-2, характеризуется двумя максимумами на частотах 19 Гц и 42 Гц, в то время как спектр колебаний, возбужденных ГСК-6М, имеет один максимум на частоте 21 Гц.

Обобщение и анализ вышеприведенных результатов полевых испытаний импульсного гидропневматического источника сейсмических волн ГПИ-2 приводят к следующим выводам:

- испытания показали высокую сейсмическую эффективность источника ГПИ-2, не уступающую источнику ГСК-6М;
- источник ГПИ-2 обеспечивает получение

ние высококачественного сейсмического материала при малоглубинных зондированиях МПВ;

- высокая сейсмическая эффективность, хорошие показатели КПД, удовлетворение высоким требованиям экологической безопасности, наряду с простотой эксплуатации, дают объективные основания рекомендовать внедрение ГПИ-2 в практику геологоразведочных работ. Помимо прочего, этому способствует транспортная база источника, позволяющая дополнительно разместить на ней современные телеметрические системы сбора данных, системы спутникового позиционирования и синхронизации. Тем самым создаются условия для сокращения количества транспортных средств, используемых при проведении сейсморазведочных работ, технического персонала, а также для снижения затрат на ГСМ.

Для реализации потенциальных возможностей гидропневматического источника, широкого внедрения его в практику сейсмических исследований состав и содержание выполненных опытно-методических работ следует расширить. По мнению авторов приведенные в статье результаты испытаний ГПИ-2 косвенно свидетельствуют о его высоких потенциальных возможностях не только при решении задач изучения ВЧР, но и при изучении глубинных интервалов осадочного чехла методом ОГТ. В пользу такого предположения свидетельствует его высокая сейсмическая эффективность, проявленная в опытно-методических экспериментах, а также предусмотренная разработчиками возможность группирования ГПИ-2, оснащение их современной системой синхронизации возбуждения.

Литература

1. Селезнев В.А., Живодров В.А. Принципы повышения эффективности импульсных электромагнитных сейсмоисточников малой мощности для исследования малых глубин / Приборы и системы разведочной геофизики, № 1, 2003.

2. Жуков А.П., Колесов С.В., Шехтман Г.А., Шнеерсон М.Б. Сейсморазведка с вибрационными источниками. – Тверь, ООО «Издательство ГЕРС», 2011. – 412 с

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

4. Фонберштейн Е.Г., Экомасов С.П. Процессы генерирования сейсмических волн импульсными наземными источниками. / Москва, :издательство «МТГ», 2007.

5. Фонберштейн Е.Г., Экомасов С.П. Гидропневматические источники сейсмических волн для инженерных изысканий, поисков и разведки месторождений нефти и газа/ Геофизический вестник, Москва, ЕАГО,

2011.- №6.

6. Чичинин И.С. Вибрационное излучение сейсмических волн. - М.: Недра, 1984.

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

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

Подробнее об авторах



Селезнев
Владимир Анатольевич

Главный инженер
филиала «СГЭ»
ФГУП «НВНИИГ»



Михеев
Сергей Иванович

Д.г.-м.н., профессор,
заместитель генерального
директора
ФГУП «НВНИИГ»



Экомасов
Сергей Петрович

Д.т.н., профессор, главный
научный сотрудник
ОАО «Инженерно-техни-
ческий центр «Силовые
импульсные системы»



Паоло
Барбиери

Представитель
фирмы «RALOT»

SCOUT

Бескабельная сейсмосистема



Ethernet

Высокоскоростной порт
Ethernet



Встроенный Wi-Fi
модуль



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

Донная сейсмическая станция на основе волоконно-оптического гидрофона и микромеханического геофона

■ Куликов А. В., Никитенко А. Н., Мешковский И.К., Плотников М. Ю.
НИУ ИТМО, Санкт-Петербург

Введение

Исследование запасов углеводородных ископаемых на арктическом шельфе лимитируется наличием аппаратуры для геофизических измерений. Одна из распространенных методик геофизических измерений предполагает применение донных сейсмических станций.

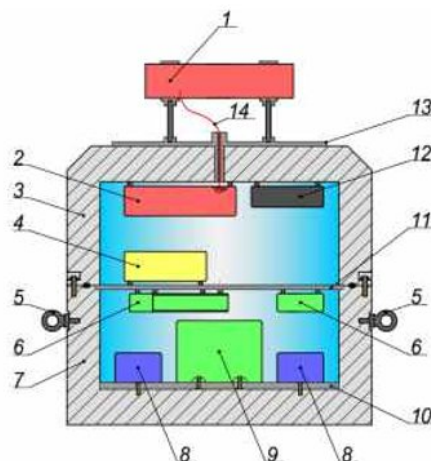
Целью настоящей работы явилась разработка и исследование донной сейсмической станции на основе волоконно-оптического гидрофона и триады микромеханических акселерометров в качестве геофона.

К достоинствам микромеханических акселерометров можно отнести высокую линейность АЧХ в области низких частот; низкий уровень шума; высокую чувствительность; большой динамический диапазон; нечувствительность к ориентации в пространстве и возможность их работы в режиме инклинометра. Наиболее существенными достоинствами волоконно-оптических гидрофонов по сравнению с пьезокерамическими являются их высокая чувствительность в области низких частот, полная электрическая пассивность, малые вес и размеры, а также низкая стоимость изготовления чувствительных элементов. Настоящая работа направлена на оценку возможностей использования указанных измерительных приборов для проведения геофизических исследований.

В статье проведен детальный анализ особенностей использования рассматриваемых измерительных приборов, рассмотрены вопросы интерпретации полученных с их помощью данных, представлены результаты теоретического и экспериментального исследования их параметров.

Общее устройство макета донной станции

На рисунке 1 приводится принципиальная схема макета разработанной донной сейсмической станции.



▲ Рис. 1. Общая схема макета ДС

Герметичный сборный корпус состоит из двух частей – верхней крышки 3 и нижней 7. Для герметизации используется уплотнительная прокладка. Соединение частей осуществляется резьбовыми втулками. Нижняя часть корпуса снабжена четырьмя кронштейнами-проушинами 5. Внутреннее пространство ДС разделено на две части перегородкой 11. В нижнем отсеке находятся аккумуляторы 8, для автономной работы макета, три АЦП 6 и датчик вибрации – аналоговый МЭМС-акселерометр 9. МЭМС-акселерометр установлен на пластине 10, которая в свою очередь закреплена в нижней крышке 7. В верхнем отсеке расположены: блок питания 4, соединенный с аккумуляторами, плата цифровой обработки сигнала 12 и оптический блок 2 – составляющая волоконно-оптического (далее – ВО) гидрофона. На кронштейне 13 установлен чувствительный элемент ВО-гидрофона 1, который соеди-

нен с оптическим блоком 2 с помощью оптического волокна 14 проложенного через загерметизированное отверстие в кронштейне.

Запись полученных данных производится на цифровую карту памяти формата Secure Digital Memory Card (SD). Плата цифровой обработки поддерживает установку карты памяти объемом до 32 Гб.

МЭМС-акселерометр

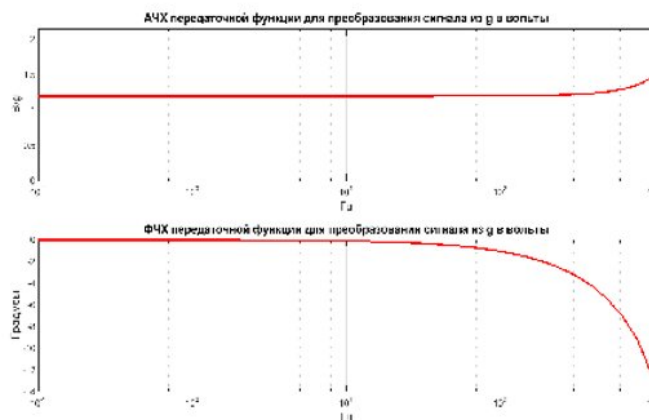
В макете ДС используется датчик вибрации акселерометрического типа в качестве альтернативы традиционно используемым индуктивным геофонам. По типу чувствительных элементов среди акселерометрических сенсоров сейсмического класса, представленных на рынке, можно выделить две группы с точки зрения практической значимости – МЭМС и пьезоэлектрические. В устройстве использован серийно выпускаемый трехкоординатный аналоговый МЭМС-акселерометр SF3600 от компании Colibrys. Основные преимущества МЭМС-датчиков: (по сравнению с индуктивными геофонами):

- линейность АЧХ в области низких частот;
- малый набег фазы в области частот существенно ниже резонансной, типичная резонансная частота для подобных систем составляет порядка 1 кГц [1];
- нечувствительность к ориентации в пространстве;
- возможность работы датчика в режиме инклинометра.

В таблице 1 приведены основные технические характеристики используемого датчика [2].

Акселерометр SF3600 состоит из трех ортогонально позиционированных одноосных сенсоров SF1600 [2]. На рисунке 1 приводятся теоретические частотные характеристики для SF1600. На рисунке 2 показаны экспериментальные характеристики, полученные для группы датчиков SF1600. В АЧХ имеется выраженный горизонтальный участок. Набег фазы минимален (по сравнению с индуктивными геофонами) и может быть приближенно описан линейной зависимостью.

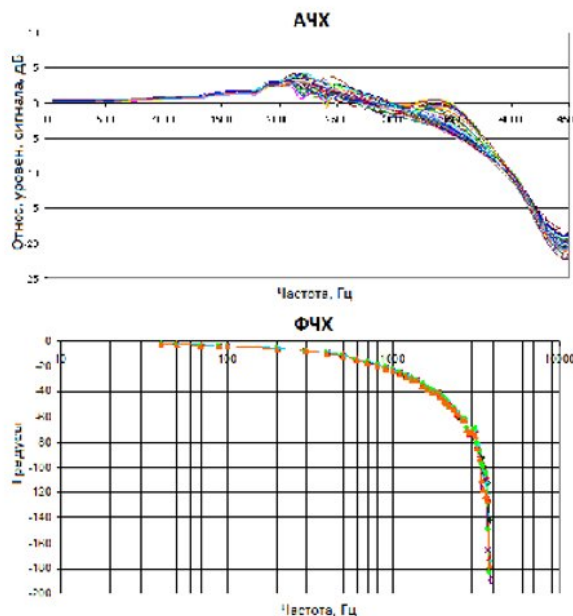
Измерительная система, состоящая из аналогового датчика и АЦП, обладает уровнем шумов одного порядка, как для случая использования индуктивного геофона, так и приведенного МЭМС-акселерометра. Сравнительный график чувствительности для используемого сенсора и геофона GS-20DX10 показан на рисунке 3. Чувствительность геофона приведена к виду В/г.



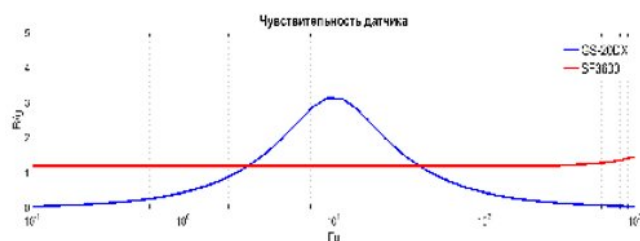
▲ Рис. 2. Теоретические АЧХ и ФЧХ для SF1600

► Табл. 1. Основные характеристики SF3600

Характеристика	SF3600
Регистрируемый диапазон ускорений, g	±3
Чувствительность, В/г	1,2 ±0,12
Динамический диапазон (0.1-100 Гц), дБ	115 ±2
Шум (СКО), μ г	3,3
Полоса, Гц	от 0,1 до 1000



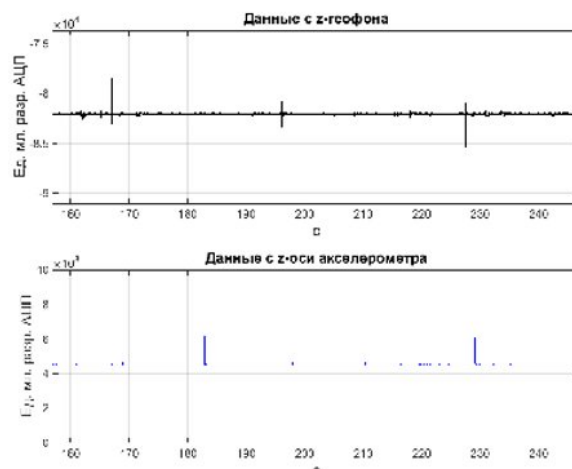
▲ Рис. 3. Экспериментальные частотные характеристики для SF1600



▲ Рис. 4. Сравнительный график чувствительности

Как видно из графика, представленного на рисунке 4, на интервале от 3 Гц до 38 Гц геофон превосходит акселерометр по чувствительности. В диапазонах от 0.1 Гц до 3 Гц и от 38 Гц до 1 кГц МЭМС-датчик чувствительнее. Кроме того, МЭМС-датчик обладает практически плоской АЧХ во всем рассматриваемом диапазоне рабочих частот.

Для определения соотношения сигнал-шум выходного сигнала МЭМС-акселерометра и выходного сигнала индуктивного геофона SM-6A-4.5 проведен следующий эксперимент. Станция, оснащенная индуктивным геофоном SM-6A-4.5 и макет ДС, были размещены в открытом водоеме на глубине около 10



▲ Рисунок 5. Фрагмент экспериментальных данных по оси Z

метров на незначительном удалении друг от друга. После проведения серии ударных акустических воздействий обе станции были извлечены из воды. Фрагменты записанных сигналов по оси z (вертикальная ось) представлены на рисунке 5.

Соотношение сигнал-шум для МЭМС-акселерометра SF3600 для выделенных воздействий составило 53-55 дБ, соотношение сигнал-шум для этих же фрагментов у индуктивного геофона SM-6A-4.5 - 41-42 дБ.

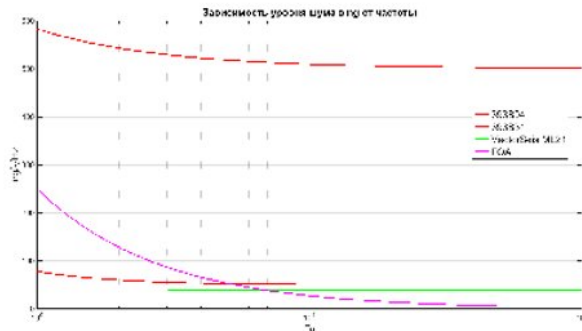
Другие типы датчиков вибрации и перспективы их применения

Пьезоэлектрические акселерометры обладают пониженным уровнем собственного шума и повышенной чувствительностью по сравнению с МЭМС-устройствами. Зависимость между чувствительностью и ориентацией прибора в пространстве также отсутствует. Особенностью датчиков такого типа является нечувствительность к постоянному уровню сигнала т.е. к ускорению свободного падения.

Оптические датчики, использующие косвенные интерферометрические методы регистрации сигнала, обладают большим потенциалом к созданию высокочувствительных сейсмических датчиков с большим динамическим диапазоном

(>120 дБ), которые могут применяться как в донных сейсмических станциях, так и в буксируемых косах и сухопутной сейсмической разведке. В работе [3] приводится описание трехосного волоконно-оптического акселерометра с уровнем шума $30 \text{ ng}/\sqrt{\text{Hz}}$ на частоте 10 Гц. Приведенная схема построения акселерометрического датчика позволяет мультиплексировать датчики на одном волокне. В работе [4] обозначен теоретический предел в $20 \text{ ng}/\sqrt{\text{Hz}}$ на частоте 10 Гц. Возможность мультиплексирования акселерометрических датчиков позволяет не только объединять несколько сенсоров в систему большой протяженности, обладающую низким уровнем шумов и толерантностью к электрическим помехам, но и создавать гибридные комплексы, состоящие из ВО-акселерометров и ВО-гидрофонов (которые также обладают возможностью к мультиплексированию, см раздел 2.3 Датчик гидроакустического давления). Подобные комплексные системы могут использоваться в буксируемых косах. Системе из ВО-гидрофона, объединенного с тремя одноосными ВО-акселерометрами требуется только один блок обработки сигнала, включающий в себя источник оптического излучения, приемник и схему обработки. Такое решение можно использовать при построении донных сейсмических станций.

Стоит отметить также существующую разновидность МЭМС устройств, исключаящую необходимость использования отдельного АЦП в измерительной системе – так называемые цифровые МЭМС-акселерометры. По сути, датчик представляет собой сигма-дельта АЦП, модулятор которого подключен к обратной связи емкостного МЭМС-акселерометра. Их уровень шумов много ниже приведенного к ускорению шума индуктивных геофо-



▲ Рис. 6. Сравнительные шумовые характеристики для моделей 393B04, 393B31, VectorSeis ML21 и ВО-датчика (FOA).

нов. Более подробно с этими устройствами можно ознакомиться в работах [5,6]. В качестве практического примера использования можно привести сейсмический датчик VectorSeis.

На рисунке 6 приведены теоретические шумовые характеристики для цифрового МЭМС-акселерометра, пьезоакселерометров (две модели), подключенных к 24-х битным АЦП (частота дискретизации 4 кГц, без учета шума $1/f$), и волоконно-оптического датчика из работы [3].

Красным цветом выделены графики для пьезоэлектрических акселерометров. Верхний график приводится для модели 393B04, нижний – 393B31. Малый уровень шума для последней модели, объясняется высокой чувствительностью (10 V/g). Основываясь на фундаментальной природе т.н. “розового” шума ($1/f$ -шум), можно предположить, что приведенный в спецификации [7] для цифрового МЭМС-акселерометра, используемого в модуле VectorSeis ML21, уровень шума в $40 \text{ ng}/\sqrt{\text{Hz}}$ в полосе частот от 3 – 375 Гц является “медианным” – усредненным шумом в полосе частот. Другими словами в области низких частот зеленый график также подвержен “загибанию” вверх. Шум оптического акселерометра показан фиолетовым цветом (обозначение “FOA”). Как видно из рисунка, уступая в области низких частот модели 393B31,

ВО-акселерометр существенно превосходит ее по шумам на частотах выше 8 Гц. Схема обработки, используемая для демодуляции сигнала в ВО-акселерометре, может обеспечить большой динамический диапазон, давая тем самым возможность регистрации сигналов порядка единиц g и более. Таким образом, ВО-акселерометр, при шумах сравнимых с шумами модели высокочувствительного пьезоакселерометра, лишен недостатка в ограничении предела измерения ниже g .

Методика приведения акселерометрических данных

Для обеспечения возможности широкого использования акселерометрических датчиков необходимо обеспечить совместимость существующих программных пакетов для обработки сейсмической информации с данными акселерометрического типа. Ниже приводится методика, позволяющая осуществить эквивалентное преобразование записанных с МЭМС-акселерометра данных для последующего анализа с помощью сейсмических программ, заточенных под работу с данными от индуктивных геофонов [1]. Подобная методика может быть получена и для других типов датчиков вибрации (пьезоэлектрические, оптические) при построении соответствующей математической модели.

Описание колебательного процесса, возбуждаемого внешним воздействием, задается для обоих типов датчиков дифференциальным уравнением гармонического затухающего осциллятора: (1).

$$\frac{\partial^2 x}{\partial t^2} + 2\lambda\omega_0 \frac{\partial x}{\partial t} + \omega_0^2 x = \frac{\partial^2 u}{\partial t^2} \quad (1)$$

В выражении (1): x - смещение чувствительного элемента относительно корпуса, u - внешнее воздействие (смещение земли, относительно некоторого

базового), λ - коэффициент затухания, ω_0 - резонансная частота.

В соответствии с законом Фарадея-Ленца величина индуцируемой в катушке геофона Э.Д.С. пропорциональна скорости относительного смещения, т.е. производной относительного смещения катушки и магнитной инертной массы (2). Вводя коэффициент пропорциональности - чувствительность геофона S_G (В·с/м), получаем (3). Для МЭМС-сенсора напряжение на выходе пропорционально смещению чувствительного элемента и описывается выражением (4)[1], где S_A (В/м).

$$v \sim \frac{dx}{dt} \quad (2), \quad v = S_G \frac{dx}{dt} \quad (3), \quad V_A = S_A x \quad (4)$$

Решая уравнение (1) в частотной области, получаем выражение (5). В частотной области используемые переменные обозначаются заглавными буквами.

$$X(\omega) = \frac{-\omega^2}{-\omega^2 + 2j\lambda\omega_0\omega + \omega_0^2} U(\omega) \quad (5)$$

Дифференцируя и используя (3) получаем связь между выходным напряжением (В) и скоростью (м/с, выражение 6) или ускорением (м/с², выражение 7) внешнего воздействия для индуктивного геофона.

$$V_G^v(\omega) = -S_G \frac{\omega^2}{-\omega^2 + 2j\lambda\omega_0\omega + \omega_0^2} \frac{\partial U}{\partial t}(\omega) \quad (6)$$

$$V_G^a(\omega) = S_G \frac{j\omega}{-\omega^2 + 2j\lambda\omega_0\omega + \omega_0^2} \frac{\partial^2 U}{\partial t^2}(\omega) \quad (7)$$

Аналогичным путем получаем выражение (8) - связь между выходным напряжением (В) и ускорением (м/с²) внешнего воздействия для МЭМС-акселерометра.

$$V_A^a(\omega) = S_A \frac{j\omega}{-\omega^2 + 2j\lambda\omega_0\omega + \omega_0^2} \frac{\partial^2 U}{\partial t^2}(\omega) \quad (8)$$

Учитывая, что частоты, интересующие

при сейсмическом анализе, много меньше резонансной частоты для МЭМС-акселерометра (которая составляет порядка нескольких килогерц), т.е. $\omega \ll \omega_0$, последнее выражении можно упростить (выражение 9). В формуле 9 входное воздействие задается в м/с^2 , величина выхода V_A^a – вольты, S_A^g – чувствительность, выраженная в В/г , g – безразмерная величина, численно равная ускорению свободного падения (9.81 м/с^2)

$$V_A^a(\omega) = \frac{S_A}{\omega_0^2} \frac{\partial^2 U}{\partial^2 t}(\omega) = g \cdot S_A^g \frac{\partial^2 U}{\partial^2 t}(\omega) \quad (9)$$

Разделив (7) на (9), получим искомую функцию, связывающую показания индуктивного геофона и МЭМС-акселерометра в частотной области (выражение 10).

$$\frac{V_G(\omega)}{V_A(\omega)} = \frac{S_G}{g \cdot S_A^g} \frac{j\omega}{(-\omega^2 + 2j\lambda\omega_0\omega + \omega_0^2)} \quad (10)$$

Преобразовав выражение 10, получаем выражение 11, связывающее скорость (V_G/S_G), для модели геофона, к которому выполняется приведение (характеризуется параметрами ω_0 и λ) с напряжением, полученным с акселерометра с напряжением, полученным с акселерометра V_A (характеризуется чувствительностью S_A^g).

$$\frac{V_G(\omega)}{S_G} = \frac{V_A(\omega)}{g \cdot S_A^g} \frac{j\omega}{(-\omega^2 + 2j\lambda\omega_0\omega + \omega_0^2)} \quad (11)$$

Согласно изложенному выше алгоритму для интерпретации акселерометрических данных необходимо выполнить следующие шаги:

1) Используя обратное преобразование Фурье преобразовать интересующий сегмент данных из частотной области во временную. В результате имеем набор комплексных точек $V_A(\omega)$:

2) Осуществить коррекцию Фурье-

образа (полученного набора точек), используя выражение (11);

3) Осуществить прямое Фурье-преобразование скорректированного образа из частотной области во временную.

Подавая на вход описанного алгоритма значения в вольтгах, полученные с акселерометрического датчика (определяемого чувствительностью S_A^g в В/г), на выходе имеем значения в м/с для заданного индуктивного геофона (определяемого параметрами λ – коэффициент затухания и ω_0 – собственная частота).

Волоконно-оптический гидрофон

Одним из перспективных направлений в гидроакустике в настоящее время является создание волоконно-оптических интерферометрических датчиков давления, к достоинствам которых можно отнести: высокую чувствительность, устойчивость к электромагнитным помехам, полную электрическую пассивность, малые вес и размеры, легкость мультиплексирования (что особенно важно при построении распределенных измерительных систем), а также, что крайне немаловажно – низкую стоимость изготовления чувствительных элементов.

На кафедре Световодной Фотоники Санкт-Петербургского Национального Исследовательского Университета Информационных Технологий, Механики и Оптики был разработан и создан действующий образец подобного датчика – волоконно-оптический гидрофон (ВО-гидрофон.).

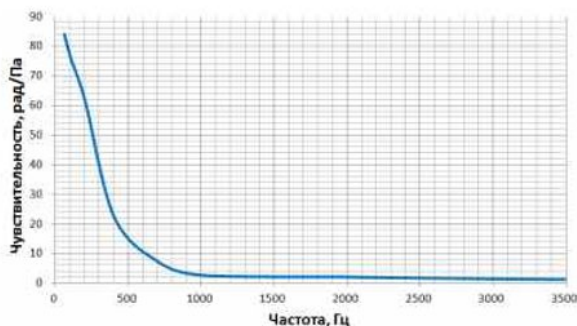
Чувствительный элемент ВО-гидрофона представляет собой сердечник, выполненный из специального материала, усиливающего гидроакустическую чувствительность оптического волокна. Помимо усиления гидроакустической чувствительности, материал чувствительного элемента обладает механичес-

кими свойствами, позволяющими сохранить его характеристики при больших уровнях гидростатического давления в широком диапазоне температур.

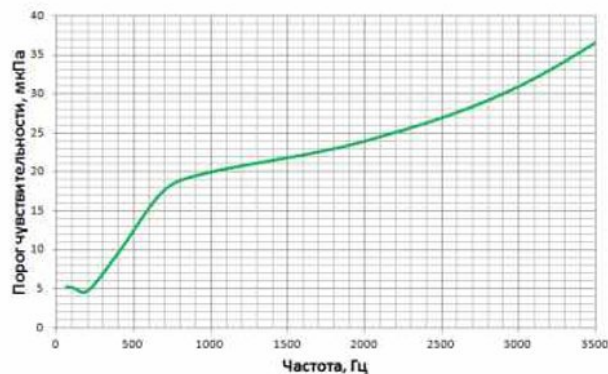
В силу существенной нелинейности выходного сигнала ВО-гидрофона, восстановление информации об исходном акустическом воздействии требует выполнения ряда специальных преобразований над оптическим интерференционным сигналом, которые могут осуществляться согласно алгоритму демодуляции [8] на основе быстродействующей ПЛИС. При этом частотный диапазон работы рассматриваемого ВО-гидрофона зависит от конструкции чувствительного элемента и параметров используемого алгоритма демодуляции сигналов [9]. В настоящее время рабочая полоса частот ВО-гидрофона составляет от долей герца до трех с половиной килогерц. При этом верхняя граница частотного диапазона определяется параметрами алгоритма обработки и может быть расширена.

Разработанный ВО-гидрофон прошел ряд испытаний, направленных на определение его основных эксплуатационных характеристик: чувствительности, порога чувствительности, стойкости к воздействиям гидростатического давления и температуры.

В связи с отсутствием технической возможности оценка чувствительности ВО-гидрофона на частотах ниже одного



▲ Рис. 7. Характеристика чувствительности ВО-гидрофона



▲ Рис. 8. Порог чувствительности ВО-гидрофона

килогерца производилась на воздухе. Результаты оценки чувствительности рассматриваемого ВО-гидрофона представлены на рисунке 7.

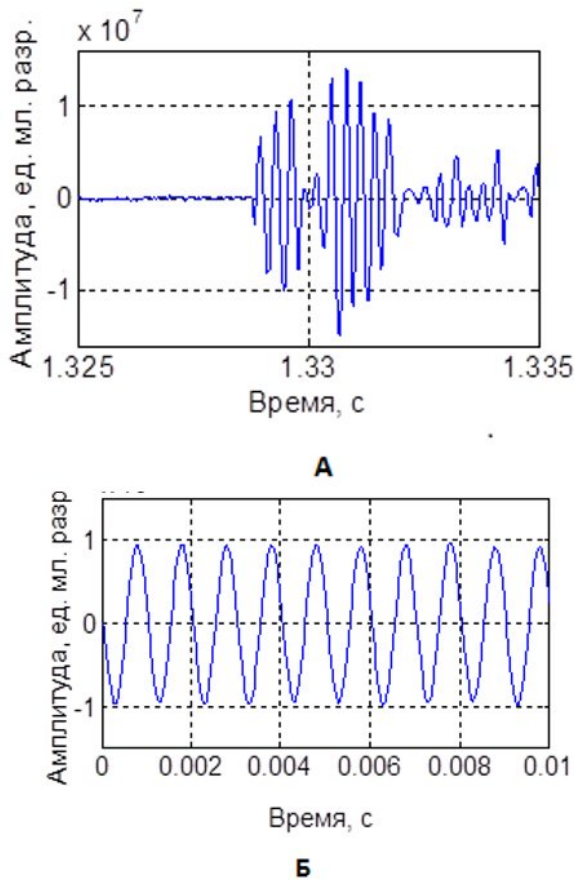
Полученные в ходе измерений результаты оценки порога чувствительности ВО-гидрофона, исходя из уровня его собственных шумов, представлены на рисунке 8. Результаты математических расчетов и математического моделирования позволяют утверждать, что чувствительность ВО-гидрофона ИТМО будет и дальше расти на акустических частотах менее 50 Гц, что делает его особенно привлекательным в качестве измерительного прибора для решения задач геофизики и поиска полезных ископаемых, требующих использования высокочувствительных приемников акустических волн в низкочастотной области.

На рисунке 9 представлены сигналы, полученные в ходе экспериментальных исследований ВО-гидрофона.

Рассматриваемый гидрофон успешно прошел температурные испытания (в диапазоне от 0 °С до 30 °С), а также испытания на гидроакустическое давление (на 63 атм.), не показав при этом ухудшения характеристик.

Единицы измерения для пьезокерамических и ВО-гидрофонов

Как известно, принцип действия пьезоэлектрических гидрофонов осно-



▲ Рис. 9. Сигналы с волоконно-оптического гидрофона - а) в импульсном режиме акустического излучения (частота 3 кГц – амплитуда 1,5 Па), б – в непрерывном режиме акустического излучения (частота 1 кГц – амплитуда 0,35 Па)

ван на использовании прямого пьезоэлектрического эффекта – возникновения поверхностных электрических зарядов при деформации чувствительного элемента гидрофона, выполненного из специального пьезоэлектрического материала - например, титаната бария. В результате прямого пьезоэффекта чувствительный элемент гидрофона генерирует напряжение на своих электродах, пропорциональное акустическому давлению, действующему на его поверхность. Поэтому чувствительность пьезоэлектрических гидрофонов измеряется в Вольтах/Паскаль [В/Па].

В отличие от пьезокерамических гидрофонов в основе работы волоконно-

оптических интерферометрических датчиков гидроакустического давления (ВО-гидрофонов) лежит измерение разности фаз между лучами в плечах волоконного интерферометра, вызываемой воздействием на чувствительное волокно гидроакустического давления. Поэтому общепринятой единицей измерения чувствительности ВО-гидрофонов является радианы/Паскаль [рад/Па].

Следует отметить, что пересчет [рад/Па] в традиционные [В/Па] вполне возможен. Как правило, для обработки сигналов с волоконно-оптических датчиков используются сигнальные процессоры или программируемые логические интегральные схемы (ПЛИС), выходные сигналы с которых представляют собой последовательность цифровых отсчетов, выраженных в единицах младших разрядов и следующих с заданной частотой дискретизации. При этом измеряемый фазовый сигнал в 1 радиан соответствует конкретному числу ед. мл. разр. Подавая эти цифровые отсчеты на ЦАП с заданным опорным напряжением, можно осуществить переход от [рад/Па] к [В/Па].

Основным критерием сравнения волоконно-оптических и пьезокерамических гидрофонов является их порог чувствительности в [Па] и максимальное измеряемое акустическое давление [Па] на линейном участке амплитудной характеристики, фактически определяющие их динамический диапазон работы.

Заключение

На кафедре Световодной Фотоники Университета ИТМО создан действующий макет донной сейсмической станции, в состав которой входит волоконно-оптический гидрофон оригинальной конструкции и микромеханический геофон сейсмического класса.

Согласно экспериментальным данным оценки характеристик волоконно-оптического гидрофона, его чувствительность составляет порядка 2 рад/Па на частоте 1000 Гц и по оценке, полученной в ходе экспериментов на воздухе, возрастает с уменьшением частоты акустического излучения до значений 84 рад/Па на частоте 56 Гц. При этом порог чувствительности волоконно-оптического гидрофона снижается до 5 мкПа. Очевидно, что область низких частот является наиболее перспективной для использования ВО-гидрофонов по сравнению с пьезокерамическими гидрофонами.

Установленный в макет донной сейсмической станции МЭМС-акселерометр обладает такими принципиальными особенностями, как: высокая чувствительность, линейность АЧХ в области низких частот, малый набег фазы в полосе частот, нечувствительность к ориентации в пространстве. Это открывает возможности его использования в качестве высокочувствительного приемника сейсмических колебаний.

Для приведения акселерометрических данных (измеряемых в единицах g) в единицы измерения индуктивных геофонов (м/с), широко используемых в программных пакетах обработки сейсмических данных, разработана методика эквивалентного быстрого преобразования. Описание настоящей методики с математической точки зрения приведено в настоящей статье.

В работе рассмотрены перспективы использования волоконно-оптического акселерометра в качестве приемника сейсмических колебаний, которые обусловлены его высокой чувствительностью и возможностью мультиплексирования с другими волоконно-оптическими датчиками.

Для обработки и записи зарегистрированных сигналов в макете ДС используется электронная плата, которую можно легко модифицировать для работы как с пьезоэлектрическими акселерометрами, так и с индуктивными геофонами.

Литература

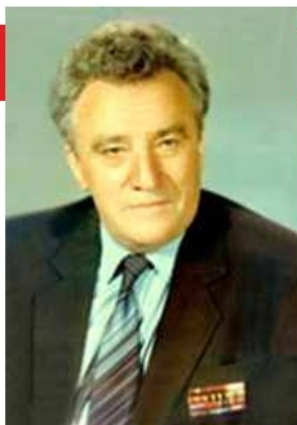
1. M. S. Hons, "Seismic sensing: Comparison of geophones and accelerometers using laboratory and field data", MoS Thesis, 2008
2. Colibrys SF3600.A Datasheet
3. Y. Shindo, T. Yoshikawa and H. Mikada, "A Large Scale Seismic Sensing Array on the Seafloor with Fiber Optic Accelerometers", Sensors. Proceedings of IEEE (Volume 2), 2002
4. R. D. Pechstedt, D. A. Jackson, "Performance analysis of a fiber optic accelerometer based on a compliant cylinder design", Rev. Sci. Instrum. 66, p. 207, 1995
5. C. P. Singh, "MEMS Based Digital Geophones with Onboard Sigma Delta Modulator", 6th Exploration Conference & Exposition on Petroleum Geophysics "Kolkata 2006"
6. Y. Dong, P. Zwahlen, A. M. Nguyen, R. Frosio, F. Rudolf Colibrys (Switzerland) Ltd, Ultra-high Precision MEMS Accelerometer, Solid-State Sensors, Actuators and Microsystems Conference (Transducers), 16th International, 2011
7. VectorSeis Digital Sensors – Vectorseis ML21/MT21 Datasheet
8. L.Wang, M. Zhang, X. Mao, Y.Liao "The Arc tangent Approach of Digital PGC Demodulation for Optic Interferometric Sensors", Proc. SPIE 6292, Interferometry XIII: Techniques and Analysis, 2006
9. M. J. Plotnikov, A. V. Kulikov, V. E. Strigalev, and I. K. Meshkovsky, "Dynamic Range Analysis of the Phase Generated Carrier Demodulation Technique", Advances in Optical Technologies Volume 2014



EAGE
European
Association
of Geoscientists
& Engineers



XV Ежегодная Международная Научно-практическая Конференция



«ГАЛЬПЕРИНСКИЕ ЧТЕНИЯ - 2015»

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

с 27 октября по 31 октября

Конференц- зал ЦГЭ по адресу:

г. Москва, ул.Народного Ополчения, 38 корп. 3.

В рамках конференции планируются следующие мероприятия:

- научно-практическая конференция (устные и стендовые доклады);

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

ТЕМЫ УСТНЫХ И СТЕНДОВЫХ ДОКЛАДОВ

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

Изучение трещиноватости коллекторов сейсмическими технологиями наблюдений и интерпретации данных. Оценка трещинной пористости карбонатного массива по данным азимутального НВСП, локализация зон трещиноватости по данным многоволнового акустического каротажа, использования рассеянных обменных волн для выделения пластовых зон трещиноватости.

Микросейсмические методы изучения недр Земли. Геологические результаты 3D- сейсморазведки шумящих сред и

дифракционная томография с управляемым облучением. Низкочастотное сейсмическое зондирование для разведки малоразмерных и сложно построенных залежей УВ. Микросейсмический мониторинг для контроля качества выполнения операций ГРП. Использование рассеянных обменных поперечных и других типов волн для прогноза и изучения зон трещиноватости коллекторов.

Повышение нефтеотдачи пластов и оптимизации обводнённости разрабатываемых коллекторов УВ с учётом влияния приливных движений Земли на расширение и сжатие горных пород. Мониторинг много-стадийного ГРП с дневной поверхности и другие инновационные методы увеличения нефтеотдачи.

Программные, теоретико-экспериментальные и технологические разработки.

Прогнозирование ФЕС и подсчёт запасов залежей УВ по сейсмическим и скважинным данным с использованием программных комплексов DV-Discovery, DV-SeisGeo и DV-Geo. О новом методе воздушной и морской сейсморазведки с блуждающей фокусировкой и других новациях.

Как видите, «Гальперинские чтения» - не только про ВСП. Подробная информация об условиях участия, сроков представления докладов, регистрации и оформления финансовых документов: на сайтах www.geovers.com, и www.cge.ru

e-mail: vspfin@geovers.ru, и по телефонам: 7(499)192-81-35, Наталья Александровна, для представления тезисов докладов – по тел. 7(499)192-65-39 и e-mail: vsmanukov@cge.ru

Председатель Программного комитета конференции Мануков Виктор Сергеевич

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

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

Велосиметр СПВ-ЗК с улучшенными характеристиками

- Марченков А.Ю., МГУ, г. Москва,
- Мишин А.В., Семейки Н.П., Трушков В.Н., ООО «Логические системы», г. Казань

Малогабаритный велосиметр СПВ-Зк представляет собой результат дальнейшего развития ёмкостных сейсмометров с активными обратными связями. Механическая конструкция прибора выполнена по современным технологиям, позволяющим выпускать сейсмоприемник серийно с минимальным использованием импортных компонентов. Исполнение сейсмоприемника обеспечивает возможность работы с ним в широком диапазоне климатических условий, высокую надёжность и удобство эксплуатации, в том числе неподготовленным персоналом. Проведена работа по значительному снижению уровня собственных шумов сейсмоприёмника с целью расширения области применения СПВ-ЗК.

В сейсмометрии, в инженерно-геологических исследованиях промплощадок, при техническом контроле уровня колебаний сложных объектов, зданий и сооружений в области частот 0.5...60 Гц имеется спрос на современные надежные малогабаритные велосиметры. До последнего времени при высокоточных полевых наблюдениях отечественными приборами на практике применялись электродинамические сейсмоприемники СМ-З, а в строительстве С-5-С и ВЭГИК. К основным недостаткам при использовании этих сейсмометров в инженерных и полевых приложениях следует отнести большой вес и габариты (для СМ-З: 6 кг, 230x170x145 мм на каждую компоненту), а так же необходимость при установке производить ручную регулировку положения подвижной части сейсмометра для сохранения его в рабочем состоянии. Новый велосиметр СПВ-ЗК [1], рассчитан на замену указанных приборов в ряде областей применения. Он лишен многих недостатков сейсмометров предыдущих поколений. При меньшей массе и габаритах (см. рис.1 и технические характеристики ниже) СПВ-ЗК содержит в одном корпусе три измерительных компоненты (вертикальная и две горизонтальных). Кроме того, прибор устанавливается в



▲ Рис. 1. Внешний вид сейсмоприёмника СПВ-ЗК.

точке наблюдения без необходимости настройки и готов к измерениям в течение минуты после включения питания, что повышает его эксплуатационные характеристики.

Малые габариты первичных однокомпонентных датчиков СПВ-Зк позволяют разработать малогабаритный скважинный велосиметр, работа над которым в настоящее время ведется в ООО «Логические системы».

В последнее время появился интерес к разведке и детальному районированию, в том числе в целях разведки и контроля разработки нефтяных месторождений,

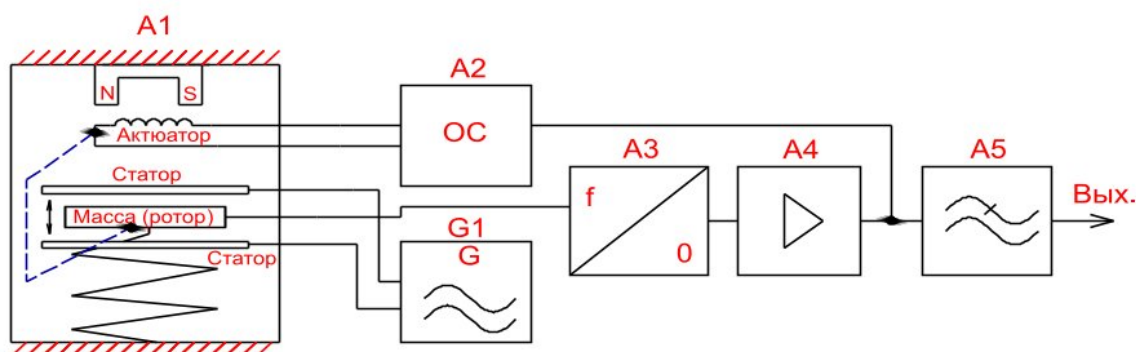
пассивными методами, например, ReMi (refraction microtremor). При этом анализируются записи не отклика среды на мощные искусственно сгенерированные сигналы, а микросейсмического фона, записанного несколькими датчиками в течение достаточно продолжительного времени. Регистрирующая аппаратура при этом должна обладать низким уровнем шума (до 6 нм/с на частоте 8 Гц) и высокой степенью идентичности характеристик. Рядом геоизыскательских организаций успешно применяется малозумящий малогабаритный электродинамический велосиметр LE-3D lite немецкой фирмы LENNARTZ. Однако в связи с развитием экономической ситуации в России и введением санкций со стороны ряда стран на повестку дня встала задача импортозамещения. Для её решения производителем в короткие сроки была решена задача модернизации велосиметра СПВ-3к с целью уменьшения собственных шумов сейсμοприёмника и увеличения динамического диапазона регистрации. При этом рабочая полоса частот СПВ-3к соответствует велосиметру LE-3D lite, а в низкочастотной области превосходит в два раза (0,5...65 Гц – СПВ-3к, 1...80 Гц – LE-3D lite). Если учесть, что стоимость немецкого велосиметра примерно в 2 раза выше, на сегодняшний день велосиметр СПВ-3к

становится весьма привлекательным на нашем рынке по соотношению цена/качество.

В ООО «Логические системы» решена задача создания сейсмометра, все элементы которого производятся по разработанной фирмой оригинальной конструкторской документации. Импортные позиции соответствуют лишь электронным компонентам прибора, причём используется современная элементная база. Вся механическая часть, включая пружины, магнитоэлектрический преобразователь с магнитом, корпус сейсмометра, изготавливается в РФ. ООО «Логические системы» производит велосиметр СПВ-3к малыми сериями.

Основным элементом сейсμοприёмника СПВ-3к (в дальнейшем СП) является датчик А1, который представляет собой ёмкостный дифференциальный преобразователь перемещения со средней подвижной обкладкой – ротором и двумя неподвижными обкладками – статорами. Ротор датчика жестко связан с инерционным элементом – массой, которая, в свою очередь установлена в корпусе посредством фасонных пружин. На статорные обкладки подаётся опорное напряжение высокостабильного генератора G1. При этом колебания ротора вызывает амплитудную модуляцию, которая выделяется с помощью

▼ Рис. 2. Структурная схема сейсμοприёмника СПВ-3к.



амплитудного детектора А3. Сигнал, пропорциональный величине смещения ротора от положения баланса напряжений преобразователя, усиливается малошумящим усилителем А4 и после ФНЧ А5 сигнал подаётся на выход. Для обеспечения требуемой амплитудной и фазовой частотных характеристик (АЧХ и ФЧХ) СП, а так же формирования на выходе сигнала, пропорционального скорости, действующей вдоль измерительной оси СП, используется электромеханическая отрицательная обратная связь (ОС), сигнал для которой формируется в пропорционально-интегрально-дифференциальном (в дальнейшем PID) регуляторе А2. Для коррекции сигнала ёмкостного преобразователя сигнал ОС подаётся на катушку электромагнитного преобразователя, жестко связанного с массой датчика (А1). Таким образом, осуществляется непрерывная коррекция АЧХ СП. Большим преимуществом СП, построенного по схеме параметрического преобразователя с ОС, является отсутствие постоянной составляющей в выходном сигнале СП. Таким образом, допускаются небольшие отклонения СП от вертикального положения оси без перегрузки выходного сигнала, связанного со смещением нуля, т.к. постоянное смещение будет оставаться в пределах нескольких милливольт при амплитуде сигнала ± 3.5 В. При возникновении сильных внешних воздействий, выводящих сигнал в зону ограничения, СП восстанавливает свою работоспособность в течение нескольких секунд, что позволяет, например, переносить датчик на новое место наблюдений без выключения питания.

Шумы сейсмоприемника можно разделить на 2-е группы: механические

шумы и электрические. К механическим шумам относятся шумы подвеса маятника датчика, вызванные влиянием температурного дрейфа и атмосферного давления, шумы, вызванные резонансными явлениями конструкции, температурные шумы магнитной системы. Для уменьшения влияния механических шумов в конструкции СП применены технологии изготовления прецизионных высокочастотных пружин, оптимизация геометрии взаимного расположения и крепления элементов датчика, использование высококачественных магнитов с малой температурной зависимостью а также магнитного экрана. Дальнейшее уменьшение механических шумов может быть достигнуто лишь термостатированием и вакуумированием конструкции, однако это приведет к неоправданному повышению габаритов, потребления энергии и стоимости датчика.

Электрические шумы СП вызваны, во-первых, нестабильностью частоты и амплитуды опорного генератора G1, связанных с влиянием шумов источника питания и температурного дрейфа, во-вторых, тепловым шумом измерительного моста, температурным дрейфом амплитудного детектора А3, дрейфом усилителя А4 и усилителя ОС А2, в-третьих, собственным шумом активных элементов (особенно усилителя А4 и интегратора PID-регулятора). Кроме этого, на общий уровень шума оказывают влияние внешние эфирные помехи. Разработчиками применен ряд схемотехнических решений, позволивших существенно минимизировать общий уровень собственных шумов СП.

В предыдущей версии СПВ-3к динамический диапазон датчика составлял 100 дБ. Улучшенная версия обладает пони-

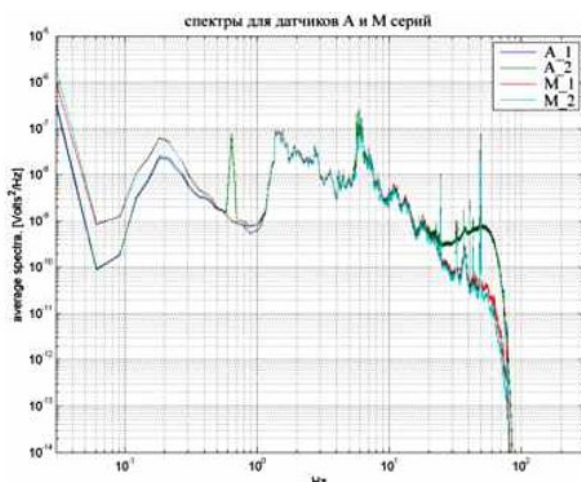
женными шумами, выходящими на уровень 6 нм/с. Схемотехника СП претерпела ряд изменений, что позволило увеличить динамический диапазон измерения скорости до 120 дБ. Кроме уменьшения общего уровня шума, особенно в диапазоне от 12...65 Гц, удалось улучшить чувствительность в диапазоне 1...12 Гц. Общая линейаризация тракта СП позволила значительно уменьшить интермодуляционные искажения. Таким образом, удалось избавиться от собственных помех в области частот от 0,1 ...1 Гц, в прошлой версии вызываемых нелинейным наложением шума из области частот выше 15 Гц. Улучшение собственной линейности тракта позволило уменьшить глубину корректирующей обратной связи интегрирующей цепи датчика. При этом уменьшился завал АЧХ в низкочастотной области спектра. И хотя нижняя частота среза СП составляет 0,5 Гц, у пользователя появилась возможность работать на спаде АЧХ в области частот от 0,1...1 Гц, что позволяет расширить диапазон применения сейсмоприёмника при низкочастотных измерениях. Однако вне рабочего диапазона может потребоваться восстановление сигнала с

использованием параметров передаточной функции (деконволюция сигнала).

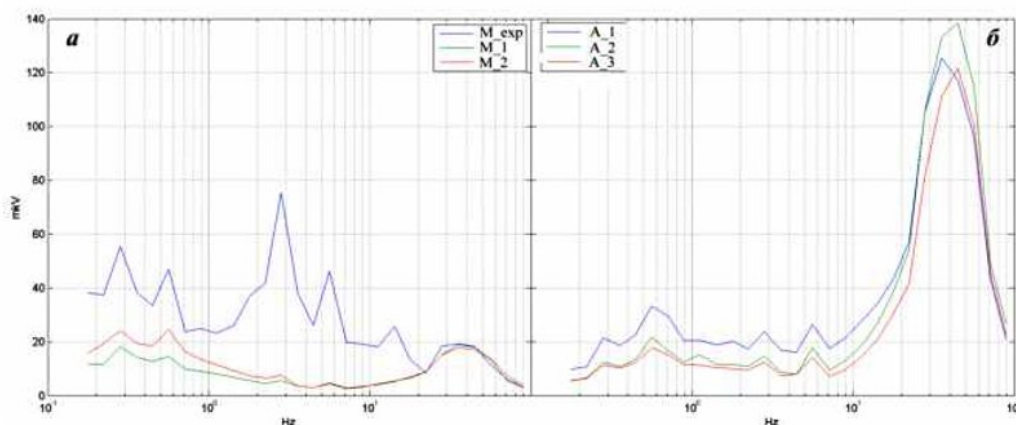
Расчёт шума сейсмоприемника с активной обратной связью является трудоёмкой задачей. Детально с расчётом шума можно познакомиться в работе [2]. Исключая сложные расчёты и оценки, можно произвести синтез отдельных частей схемотехники СП с целью минимизации собственных шумов. Тем не менее, инженерные расчёты не заменяют метрологию и для экспериментального определения шума сейсмоприёмника был применён метод, включающий в себя параллельную регистрацию сигнала двумя датчиками и вычисление величины разностного сигнала. Эта величина, в сущности, является верхней оценкой уровня собственных шумов. На первом этапе были вычислены спектры параллельных записей для СПВ-3К предыдущей серии (А) и модифицированного (М). На рис.3 приведены спектры для пар датчиков этих серий.

По спектрам можно качественно оценить идентичность приборов разных серий и отличия, указанные выше, то есть повышение уровня сигнала для частот выше 12 Гц и в диапазоне 0,6-1 Гц для серии А относительно серии М и повышение уровня сигнала для частот ниже 0,5 Гц в серии М относительно А. Первая особенность трактуется нами как проявление собственных шумов датчиков серии А, вторая – как уменьшение степени подавления низкочастотных сигналов для серии М. В диапазоне частот 1-12 Гц приборы обеих серий практически идентичны по характеристикам как шумовым, так и по передаточной функции. Заметим здесь, что измерения проводились в условиях минимального входного сигнала, что позволяет уверен-

▼ Рис. 3. Спектры параллельных записей датчиков серий А и М.



► Рис. 4.
Вычисленные
по экспери-
ментальным
данным
значения
шумов
датчиков
разных
серий.



но интерпретировать особенности представленных спектров. Например, повышение мощности сигнала в полосе 0.1-0.9 Гц указывает на регистрацию т.н. штормовых микросейсм, хорошо известных сейсмологам.

Для расчёта разностного сигнала использовались не спектры записей, а сами записи колебаний. При обработке сигналы фильтровались набором полоспропускающих третьоктавных фильтров, фильтрованные сигналы выравнивались по максимальной амплитуде сигнала во временном окне для компенсации различия коэффициента преобразования, а также выравнивались по времени для компенсации различия ФЧХ. Рис.4 наглядно иллюстрирует полученные результаты в амплитудных (не среднеквадратичных) значениях. Измерения и расчёты проводились для представления выходного сигнала датчиков в микровольтах, с целью предоставить возможность оценки уровней сигнала (шумов) различным специалистам. Для перевода величин в скорость колебаний грунта с размерностью [м/сек] достаточно разделить значения ординаты точки графика на коэффициент преобразования (см. ниже технические характеристики).

M_{exp} – кривая для случая, когда один из датчиков пары специально для про-

верки работоспособности метода был зашумлён в механической части (см. выше). На рис. 4б представлены результаты для трёх пар датчиков предыдущей серии.

Распределение шумов по сериям и компонентам подтверждает вышеизложенные замечания, относящиеся к редукции шумов. В новой серии (М) достигнуто более чем двукратное понижение уровня шума по сравнению со старой в рабочей полосе частот, точнее в полосе 1-12 Гц — полосе минимального шума для старой (А) серии. Снижение шума на частотах выше 12 Гц за счет модернизации преобразователя достигает, практически, целого порядка по амплитуде. Следует отметить снижение уровня шума и на низкочастотном срезе частотной характеристики. С учётом подъёма чувствительности на частотах ниже 0.5 Гц для новой серии (рис.4а) шумовая картина лучше соответствует математической (расчётной) модели шумов датчика, которая указывает на повышение уровня собственных шумов при удалении от рабочего диапазона частот в обе стороны. Видимое снижение уровня шумов для старой серии в этом диапазоне (рис.4б) связано с более активным подавлением низкочастотного сигнала цепью интегратора ОС датчика.

Таким образом, задача снижения

▼ Табл. 1. Технические характеристики модернизированной серии СПВ-ЗК.

1. Тип преобразователя	ёмкостной;
2. Число компонент	3 (одна вертикальная, две горизонтальных);
3. Диапазон частот по уровню –ЗдБ, Гц	0.5...65;
4. Неравномерность АЧХ не более 1 дБ в диапазоне частот, Гц	0.6...45;
5. Динамический диапазон, не менее, дБ	120;
6. Коэффициент преобразования В*с/м,	400;
7. Максимальная амплитуда сигнала на симметричных выходах, В	±3,5;
8. Постоянная составляющая на выходе, не более, мВ	±10;
9. Допустимое отклонение СПВ-Зк от вертикали, градусов	±15;
10. Напряжение питания однополярное нестабилизированное, В	6...25;
11. Потребляемая мощность сейсμοприемника, Вт	0,5;
12. Диаметр, мм	160;
13. Высота (с ручкой), мм	135;
14. Масса (без кабеля), кг	2,9;
15. Диапазон рабочих температур, градусов С°	-30...+55;
16. Пылевлагозащищённость	IP67 (герметично);

шумов сейсμοприёмника СПВ-Зк на текущем этапе решена путём модернизации цепей первичного преобразователя датчиков. Это расширило возможности применения сейсμοприёмника при решении различных задач геофизики.

Для обеспечения оперативной поверки сейсμοприемника в полевых и стационарных условиях в состав СПВ-ЗК входит генератор калибровочных импульсов. Управление генератором осуществляется с помощью внешнего сигнала, который вырабатывает регистратор сейсмических сигналов, осуществляющий запись сигналов СП.

СПВ ЗК имеет свидетельство об утверждении типа средств измерений RU.C.28.001.A № 49110 и производится на производстве сертифицированного по ISO9001.

Литература

1. Мишин А.В. и др., Малогабаритный сейсμοприемник СПВ-ЗК, // Приборы и системы разведочной геофизики, №1, 2013, с.35-38

2. Левинзон Ф.А., Зюзин В.Н. Ёмкостный датчик смещения как чувствительный преобразователь низкочастотных механических колебаний в электрические сигналы // Регистрация и обработка сигналов в сейсмометрии, Сейсмические приборы; Вып. 15, М.: Наука, 1982, стр.88-91

Российский рынок геофизического сервиса – 2014

■ Лаптев В.В., Первый вице-президент ЕАГО, директор по развитию геофизприборостроения, ООО «Нов Тек Новые технологии»

Приводится аналитический обзор отечественных рынков геофизических услуг и геофизического приборостроения. Рассматриваются основные тенденции их развития в условиях действующих санкций со стороны США и ЕС.

Нефтегазовая индустрия России с 6 июля 2014 г. стала объектом жёсткого испытания на прочность секторальными санкциями со стороны ЕС, к которым США 6 августа добавили свои запреты, и с 12 сентября США и ЕС ввели адресные санкции отечественным энергетическим компаниям. Под запрет попали западные технологии по освоению трудно извлекаемых запасов углеводородов, разработке месторождений на глубоководном и арктическом шельфе, новые технологии увеличения коэффициента извлечения нефти (КИН), поставки Hi-Tech оборудования для нефтегазового сервиса. Введён также адресный пакет санкций в отношении крупнейших российских нефтегазовых компаний, ограничивающий их доступ к выгодным рынкам западного капитала, отдельным видам оборудования, услуг и технологий.

Указанные события на геофизический рынок 2014 г. заметного влияния не успели оказать. На возможных последствиях санкций остановимся ниже.

Сервисный геофизический рынок. В ранее опубликованных обзорах [1,2] отмечалась с 2010 г. устойчивая динамика роста отечественного геофизического рынка. Не исключением стал и 2014 г. Тренд продолжился и рост составил 16% в сравнении с годом предшествующим. За период 2010-2014 гг. в группе компаний с годовой выручкой более 1 млрд. руб. объём выполненных услуг вырос более, чем в 2 раза (с 67,5 до 142,7 млрд. руб.). Эти компании контролируют в

России около 92% сервисного рынка.

В пятёрку лидеров этой группы с 2011 г. входят: ЗАО Геотек Холдинг, ООО ТНГ-Групп, ООО Георесурс, ОАО Башнефтегеофизика и компания Шлюмберже. Входной билет в этот эшелон компаний – годовая выручка более 10 млрд. руб. В 2014 г. в расстановке участников первого эшелона произошли заметные изменения в сравнении с 2013 г. (таблицы 1,2). На первую позицию по реализации услуг вышла компания Шлюмберже, которой удалось за год резко нарастить объёмы применения технологии ГИС в процессе бурения (LWD). Отечественная аналогичная техника, включающая электрометрию, радиоактивные методы и акустику, находится в стадии разработки. Такая же ситуация наблюдается в Китае.

Вторую позицию прочно удерживает компания ТНГ-Групп, которая обеспечила за год рост сейсморазведки на 37.6%, а ГИС на 23.8%. В содружестве с Казанским университетом компания наращивает применение Hi-Tech технологий (ЯМК, LWD, имиджеры, кросс-дипольная АК и др.)

У лидера рейтинга 2013 г. Геотек Холдинг возникли сложности финансового характера и компания переместилась вниз на третью позицию.

Компания Башнефтегеофизика с 2014 г. приступила к коммерческому использованию технологии MWD-LWD, активно укрепляла свои рыночные позиции и в результате вышла на четвёртую позицию.

Во втором эшелоне в 2014 г. существенно продвинулась вперёд Когалым-нефтегеофизика. Руководство компании сделало ставку на диверсификацию спектра услуг и освоение новых технологий. В результате за год компания на 21% увеличила выручку и вплотную подошла к группе лидеров рынка. Сургутнефтегеофизика в 2014 г. продолжала наращивать свои производственные мощности, однако прямая информация о её реальной выручке отсутствует, так как система бухгалтерского учёта в ОАО Сургутнефтегаз отлична от других компаний. Поэтому в таблицах 1, 2 данные, приведенные по этой компании, носят оценочный характер.

Особого внимания заслуживает ОАО Росгеология. В 2014 г. эта компания на одну позицию понизила своё положение в рейтинге. Однако в 2015 г. в её состав в соответствии с указом Президента РФ от 19.02.15 вошли 25 предприятий геолого-геофизического профиля, в том числе из рассматриваемого рейтинга: Самаранефтегеофизика, Севморнефтегеофизика, Сибнефтегеофизика, Дальморнефтегеофизика, Пермнефтегеофизика и Нижневартовскнефтегеофизика. В 2015 г. этот государственный геологический холдинг преодолеет планку в 20 млрд. руб. выручки и станет одним из крупнейших игроков отечественного геофизического рынка. Кроме того, холдинг наделён государством функциями координатора и ведущего исполнителя ГРП по изучению и выявлению минерально-сырьевого потенциала перспективных территорий на суше и шельфе РФ. Руководство холдинга ставит перед собой задачу стать современной, сильной, глобальной компанией.

В завершении этой части обзора обратим внимание на две явно обозначившиеся тенденции:

1. На геофизическом рынке России постепенно формируется пул крупных отечественных сервисных компаний, располагающих компетенцией по самым современным технологиям работ на суше и шельфе. Процесс консолидации геофизических активов продолжается.

2. В соответствии с мировыми тенденциями российские геофизические компании

диверсифицируют свой бизнес, включая выполнение таких высокотехнологичных видов услуг, как MWD-LWD, работы по ремонту скважин с колтюбингом, гидроразрыв пластов (ГРП), мониторинг работы добывающих скважин и др.

Рынок геофизического приборостроения. В 2014 г. отечественный рынок поставок геофизической техники в денежном выражении превысил 14 млрд.руб. В 2010-2014 гг. он рос синхронно с сервисным рынком. Резервные мощности приборостроительного комплекса в целом таковы, что при росте спроса поставки продукции могут быть удвоены без особого напряжения. Главное внимание приборостроительных компаний было сосредоточено на освоении производства геофизической Hi-Tech техники.

Развитие рынка в условиях санкций и падения цен на нефть. В 2015 г. на геофизическом рынке грядут заметные изменения, связанные с санкциями. Среди ожидаемых негативных последствий главным является возможное падение объёмов ГРП и бурения скважин, что снизит спрос на традиционные геофизические услуги (сейсморазведка, ГИС).

Введение санкций предполагает нанесение максимального ущерба ТЭК России из-за ограничения западным сервисом высокотехнологических услуг, связанных с бурением горизонтальных скважин, освоением трудно извлекаемых запасов углеводородов (ТРИЗ), гидроразрывом пластов, работами с применением колтюбинга, освоением шельфа и др.

Вместе с тем, российский нефтегазовый сервис в целом и геофизический сервис в частности получили уникальный шанс наращивания объёмов Hi-Tech и стандартных услуг за счёт ограничения доли участия иностранных компаний на отечественном рынке. Китай и США давно реализовали эту задачу, установив им планку на уровне 3-5%. В целях обеспечения энергетической безопасности государство, наконец, задействовало целый комплекс программ импортоза-

мещения и оказания финансовой поддержки тем компаниям, которые осваивают производство Hi-Tech оборудования и высокотехнологического сервиса для нефтегазового комплекса страны.

Резюмируя изложенное, хотелось бы выразить надежду, что предоставленный исторический шанс не будет упущен и отечественный геофизический бизнес восстановит не только контроль над собственным рынком, но и займёт достойное место на мировом рынке.

Литература

1. В.В.Лаптев. Регулирование и защита отечественного геофизического рынка. Геофизический вестник, №1, 2013, с. 12-16.
2. В.В.Лаптев. Аналитический обзор отечественного рынка геофизических услуг. Геофизический вестник, №5, 2013, стр. 7-14.

Подробнее об авторе



Лаптев
Владимир

Зам. ген. директора
ООО "Нов Тек Новые технологии",
председатель координационного
совета ГК "Квант"

▼ Табл. 1.

РЕЙТИНГ СЕРВИСНЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ. РОССИЯ-2014									
СЕРВИСНЫЕ КОМПАНИИ		Выручка, всего		в т. ч. по геофизсервису			Холдинговая принадлежность	персонал чел.	
				всего	ГИС	СЕЙС-КА			
		млн. руб. (с НДС)							
№	крупные сервисные компании (выручка более 1 млрд. руб.)								
1.	Schlumberger в России	Schlumb Ni-Tech+LWD Schlumberger рос. ГИС	83 000	25 817	3 823+ 17 000 4 994	0 0	Schlumberger в мире		
2.	ООО ТНГ-Групп		23 160	23 160	9 350	13 810	ОАО Татнефть		9 280
3.	ЗАО Геотек Холдинг (IGSS)			20 000	0	20 000			12 163
4.	ОАО Башнефтегеофизика		14 100	11 303	3 458	7 845			6 290
5.	ООО Георесурс		12 945	10 416	8 928	1 488	ОАО Газпром		4 045
6.	ОАО КогалымНГФ+ООО Геофизсервис (Урай)		5 100	5 100	5 100	0			1 400
7.	Сургутнефтегеофизика		*уточняется	4 800	4 800	0	ОАО Сургутнефтегаз		
8.	ОАО Ростгеология		11 000	4 500	125	4 375	Росимущество РФ		
9.	ОАО МАГЭ			4 100	4 100	0			433
10.	ОАО Самаранефтегеофизика			4 000	2 500	1 500	ОАО Ростгеология		
11.	ОАО Газпромнефть-Новобрянскнефтегазгеофизика		3 967	3 944	3 944	0	ООО Газпром нефть сервис		1 217
12.	ОАО Севморнефтегеофизика			3 600	0	3 600	ОАО Ростгеология		
13.	ОАО Сибнефтегеофизика			2 803	185	2 552	ОАО Ростгеология		1 828
14.	ОАО Дальморнефтегеофизика			2 571	0	2 571	ОАО Ростгеология		
15.	ООО НефтеСервисхолдинг (Россия)			2 560	2 218	342	ООО Пермская ФПГ		
16.	ЗАО БашВзрывТехнологии			2 500	1 900	0			
17.	Группа компаний ВНИИГИС			2 500	2 000	0			
18.	ОАО Пермнефтегеофизика			2 000	800	1 200	ОАО Ростгеология		
19.	ОАО Нижневартовскнефтегеофизика			1 708	1 708	0	ОАО Ростгеология		
20.	ОАО Якутскгеофизика			1 600	0	1 600	ООО Геофиз. Евроаз. Ресур.		
21.	Baker Hughes в России	Baker Atlas Ni-Tech Оренбургнефтегеофизика		1 673	300 1 373	0 0			
22.	ЗАО Римера			1 100	1 100	0	ОАО ЧТПЗ		
23.	ОАО ГК Интегра			1 000	1 000	0			9 000
Всего по группе				142 755	80 706	60 883			

▼ Табл. 2.

РЕЙТИНГ СЕРВИСНЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ. РОССИЯ-2013												
СЕРВИСНЫЕ КОМПАНИИ				Выручка		в т. ч. по геофизсервису			Холдинговая принадлежность		персонал	
				всего	всего	ГИС	СЕЙС-КА					
								млн. руб. (с НДС)				
№	крупные сервисные компании (выручка более 1 млрд. руб.)											
1.	ЗАО Геотек Холдинг (IGSS)		19 340	19 340	0	19 340					12163	
2.	ООО ТНГ-Групп		17 978	17 582	7 552	10 030			ОАО Татнефть		8000	
3.	Schlumberger в России	Schlum. Hi-Tech+LWD	83 072	13 864	3 658+5 250	0			Schlumberger в мире			
		Schlumberger рос. ГИС		4 956	0							
4.	ООО Георесурс		13 098	10 207	9 027	1 180			ОАО Газпром		4000	
5.	ОАО Башнефтегеофизика		11 868	9 980	4 276	5 704					5600	
6.	Сургутнефтегеофизика			4 800	4800	0			ОАО Сургутнефтегаз			
7.	ОАО Росгеология			4 500	125	4 375			Росимущество РФ			
8.	ОАО КогалымНГФ+ООО Геофизсервис (Урай)			4 200	4 200	0						
9.	ОАО МАГЭ			4 136								
10.	ОАО Ноябрьскнефтегеофизика			3 795	3 795	0			ООО Газпром нефть сервис			
11.	ОАО Севморнефтегеофизика			3 600	0	3 600			Росимущество РФ			
12.	ОАО Самаранефтегеофизика			3 000	1 500	1 500			Росимущество РФ		1522	
13.	ОАО Сибнефтегеофизика			2 621	0	2 621			Росимущество РФ			
14.	ОАО Дальморнефтегеофизика			2 571	0	2 571			Росимущество РФ			
15.	ООО Нефтьсервисхолдинг (Россия)			2 560	2 218	342			ООО Пермская ФПГ			
16.	Группа компаний ВНИИГИС			2 000	2 000	0						
17.	ЗАО БашВзрывТехнологии			1 900	1 900	0						
18.	ОАО Пермнефтегеофизика			1 900	700	1 200			Росимущество РФ			
19.	ОАО Якутскегеофизика			1 845	0	1 845			ООО Геофиз. Евроаз. Ресурсы			
20.	Baker Hughes в РФ	Baker Atlas		1 600	300	0			Baker Hughes в мире			
		Оренбургнефтегеофизика			1 300	0						
21.	ОАО Нижневартовскнефтегеофизика			1 430	1 430	0			Росимущество РФ			
22.	ЗАО Римера			1 100	1 100	0			ОАО ЧТПЗ			
23.	ОАО ГК Интегра			1 000	1 000	0						
Всего по группе				119 531	61 087	54 308						

Уважаемые читатели!

Редакция журнала «Приборы и системы разведочной геофизики» намеряет провести на страницах ближайших выпусков издания Круглый стол «Российская разведочная геофизика: проблемы, вызовы и пути решения», на котором предполагается обсудить проблемы, существующие в настоящее время в отечественной геофизике и выяснить мнения различных сторон, вовлеченных в их решение. Это представители компаний, организаций, учебных заведений, которые занимаются решением обсуждаемых проблем. Чтобы обсуждение было эффективным, необходимо собрать максимально возможное количество носителей разных точек зрения, объединить все заинтересованные стороны.

Ниже публикуем возможную тематику выступлений на страницах журнала.

КРУГЛЫЙ СТОЛ:

РОССИЙСКАЯ РАЗВЕДОЧНАЯ ГЕОФИЗИКА: ПРОБЛЕМЫ, ВЫЗОВЫ И ПУТИ РЕШЕНИЯ

Темы Круглого стола:

Экономические проблемы

- Аналитическая и статистическая информация о состоянии геофизической отрасли в РФ
- Денежно-кредитная, инвестиционная и структурная политика геофизических сервисных компаний
- Экономика геофизических сервисных компаний, проблемы собственности, корпоративного управления

Производственные проблемы

- Полевые геофизические работы
- Обработка и интерпретация геофизических данных
- Математические проблемы геофизики

Проблемы технического обеспечения геофизических работ

- Российский рынок геофизического оборудования
- Российское геофизическое приборостроение
- Вычислительные центры обработки геофизической информации

Проблемы кадрового обеспечения

- Кадровые проблемы геофизических сервисных компаний
- Подготовка специалистов для геофизической отрасли в учебных заведениях страны
- Материально-техническая база учебных заведений, готовящих специалистов для геофизической отрасли страны

Приглашаем всех желающих принять участие в Круглом столе.

Пишите! Ждем!

Главный редактор

П.А.Турлов

От прогнозирования оптимальной глубины заложения заряда при взрывной сейсморазведке МОГТ 3Д к конструированию взрывного источника (записки супервайзера)

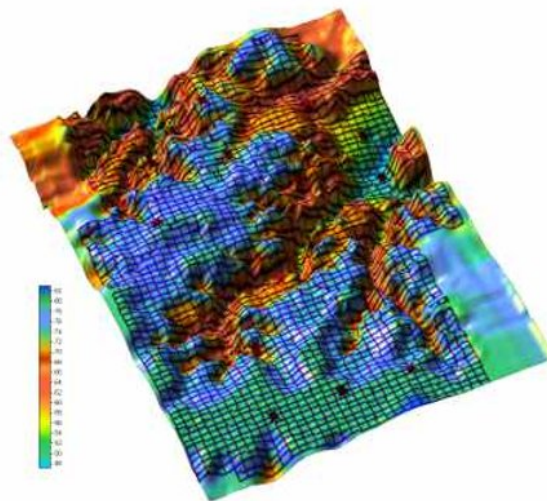
■ Цыпышев Н.Н., ЗАО НПЦ «ГеоСейсКонтроль», г. Москва

Геофизику Тарасовой Ю.П., с благодарностью за поддержку

Не так давно случилось мне участвовать в не совсем обычных полевых сейсморазведочных работах МОГТ 3Д на территории Западной Сибири. Особенность их, и даже уникальность на то время, заключалась в комплексировании ряда сейсмо- и электроразведочных методов с целью предварительного определения на каждом пункте возбуждения (ПВ) оптимальной глубины погружения заряда ВМ. При этом предполагалось в процессе опытных исследований разработать, а затем в производственном режиме применить полевую методику, позволяющую осуществить «вековую мечту» сейсморазведчиков. Следует заметить, что в сформированном волею случая сообществе геофизиков никто ранее не участвовал в комплексных полевых работах с подобной целью.

В геоморфологическом отношении район работ представлял равнину в зоне тайги с абсолютными отметками от 80м на юге до 70м на севере исследуемой площади. При этом собственно равнинные участки занимали значительно меньшую ее часть, а большую - участки с резкопересеченным рельефом, обусловленным развитой речной сетью, с абсолютными отметками в долинах рек до 50м (рис.1). Перепад высот на этих участках достигал 5-7 метров и более на 100м по горизонтали.

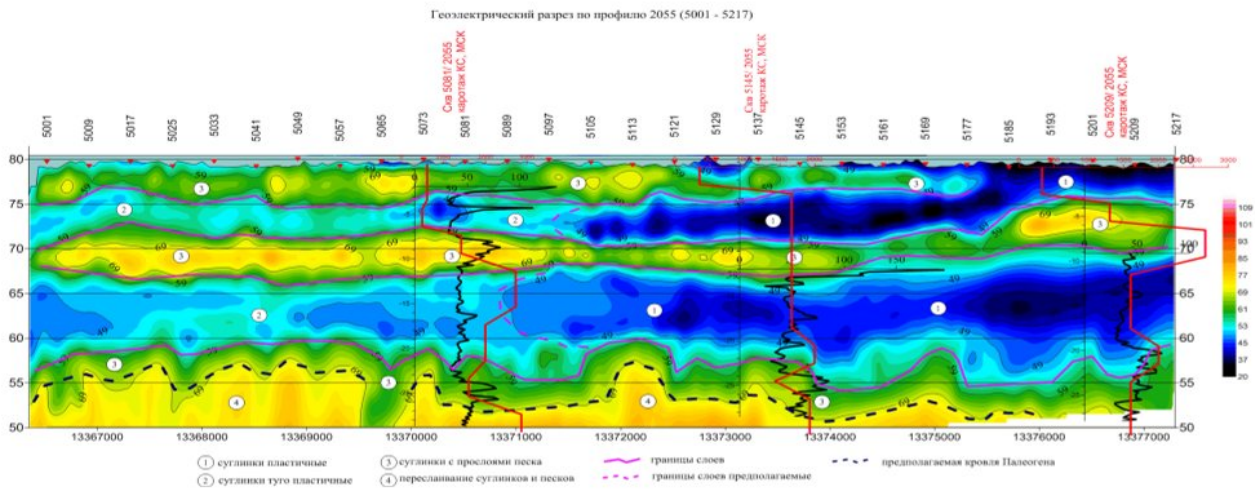
Комплексные опытные работы «Проектом...» стандартно (и недальновидно) были предусмотрены только на одном, самом южном участке, который логично был приближен к началу производственных работ и располагался на равнине.



▲ Рис. 1. Изометрическая карта рельефа площади работ. Звездочки – пункты КС-МСК.

Здесь на приемной линии 2055 на трех ПВ - на болоте (ПВ 5081- низкорослый сосновый лес), в лесу около ручья (ПВ 5145), в лесу (ПВ 5209) были выполнены МСК, электрокаротаж (КС) и осуществлен традиционный перебор глубин заложения и веса заряда. А на отрезке приемного профиля, соединяющего эти три пикета, проведено зондирование становлением электромагнитного поля (ЗС), реализованное в варианте непрерывного электромагнитного сканирования разреза (ЭМС) [1, 2]. Итогом ЭМС явился геоэлектрический разрез (рис.2).

В «Проекте...» понятие «оптимальная глубина заложения заряда» точно не было определено, поэтому использовалось такое его понимание: это несколько большая минимальной глубина, при взрыве на которой минимального (единичного) заряда регистрируется сейсмическая запись с необходимыми и доста-



▲ Рис. 2. Геозлектрический разрез по профилю 2055. Здесь и далее обработка с инверсией. Кривая КС - черный цвет. График МСК - красный цвет.

точными величинами характеристик целевых отражений (амплитуда, частота).

Опираясь, в основном, на результаты опытных работ и с учетом практического опыта специалистов, в качестве оптимальных для этого равнинного участка были определены глубины H его заложения: в лесу 15м, на болотах и лесных заболоченных участках 16.5м. Вес Q (единичного) заряда ВВ ЗС-40 равен 0.32кг. Источник с такими параметрами обеспечивал получение сейсмических записей с амплитудой колебаний в «окне сигнала» 100-120мкВ и преобладающей (доминантной) частотой 18-21Гц. Для страховки «Техническим заданием на регистрацию» («ТЗ»), утвержденным Заказчиком, минимальные допустимые характеристики сейсмической записи были установлены весьма щадящие: 60мкВ по амплитуде и 15Гц по частоте.

При анализе данных КС и геозлектрического разреза по опытному профилю было установлено, что на всех пикетах опытных работ заряд на оптимальной глубине заложения располагался ниже УГВ (уровня глубинных вод): в лесу на 3-5м, на болоте на 11м. и, судя по легенде, в различных суглинках (обводненных!!!) с

сопротивлением 20-60 Ом*м. По данным электроразведчиков, такое низкое омическое сопротивление указывает на повышенную пластичность глинистых пород.

Таким образом, оптимальные условия заложения заряда находились, помимо всего прочего, в интервале естественного оплывания стенок скважин, интенсивность которого зависит, разумеется, от степени обводненности и пластичности пород.

В этом плане был показателен следующий случай. Контролируя бурение и зарядку скважин для опытных работ, на пикете на болоте буровую бригаду я застал висящей на шесте – они с очевидной бесполезностью пытались погрузить заряд еще на полтора метра глубже. Учитывая наличие такого фактора, я уведомил сначала руководителей БВР, а затем на производственном совещании и коллективы буро-взрывных бригад, что указываемая в задании на бурение глубина есть глубина заложения заряда, а не глубина скважины. Сколько нужно бурить, чтобы выполнить задание на конкретном пикете, решать на месте самой бригаде, исходя из своего опыта и конкретной ситуации.

Возвращаясь к оптимальным глубинам заложения заряда на опытном профиле, отмечу, что они соответствовали глубинам ниже подошвы ЗМС 11-13 м в лесу и 6 м на болоте. Таким образом, на данном равнинном участке площади оптимальная глубина заложения заряда находилась ниже обоих естественных уровней – УГВ и подошвы ЗМС.

Из опыта контроля сейсморазведочных работ с бурением в равнинных пустынных районах России и Казахстана мне было известно, что там четко работает правило определения оптимальной глубины заложения заряда «6-8 м под ЗМС». При этом, по моим наблюдениям, подошве ЗМС с точностью 1-2 м соответствовал уровень воды в близлежащем колодце.

Естественным образом возникли обычные, уже давно задаваемые себе вопросы. А что в тайге? Для оптимального положения заряда тоже всегда необходимо выполнение этого условия - «ниже обоих уровней» или достаточно только ниже подошвы ЗМС, то есть является ли этот уровень определяющим? И в таком случае насколько ниже этого уровня надо погрузить заряд? Или все зависит от конкретной гидрогеологической ситуации (от глубины залегания УГВ)?

Но в этот начальный период полевых работ самым важным (и тревожным) для меня был методико-организационный вопрос - как при производственных работах уже не на равнине, где все более-менее ясно, а в условиях резких перепадов альтитуд при пересеченном рельефе - использовать только данные ЭМС, без сопоставления их с данными других методов и результатами опытных работ? Ведь в «Проекте...», кроме как на южном равнинном участке, нигде не было предусмотрено проведение ни МСК, ни КС, ни опытных работ. Оставалось надеяться,

что, как это часто бывает на практике, обращение супервайзера к ответственным должностным лицам Исполнителя поможет исправить недочеты проектирования.

К сожалению, этого не случилось. Под предлогом, что дополнительные опытные работы не запланированы, в них было отказано. Это была явная недальновидность геофизического руководства Исполнителя. Правда, взамен было разрешено выполнить МСК на нескольких пунктах сверх проектного количества (это было рекомендовано мною еще ранее, по итогам опытных работ). По собственной инициативе электроразведчики решили «за свой счет» сопроводить МСК наблюдениями КС.

Но вернемся к производственным работам. К началу буровых работ около трети объема профилей топографами было прорублено и разбит пикетаж, так что работы ЭМС могли производиться в полной мере. Однако, в этом возникло препятствие – недостаточная ширина (3-3.5 м вместо 4-х) и низкое качество изготовления буровых профилей, рассчитанное на неприязнительность буровиков. Из-за частых проколов пневмокаркаса, на котором крепились генераторные рамки, и обусловленных этим больших затрат времени на его ремонт, производительность работ ЭМС оказалась явно недостаточной для опережающего бурение построения геоэлектрических разрезов. Это состояние, несмотря на предписания улучшить качество рубки профилей, стало хроническим, и лишь произведенная модернизация каркаса (уменьшение размеров рамок) позволила увеличить темпы работ. В итоге запланированная технология использования опережающих данных ЭМС была реализована лишь в конце сезона, да и то на северных отрезках всего двух профилей.

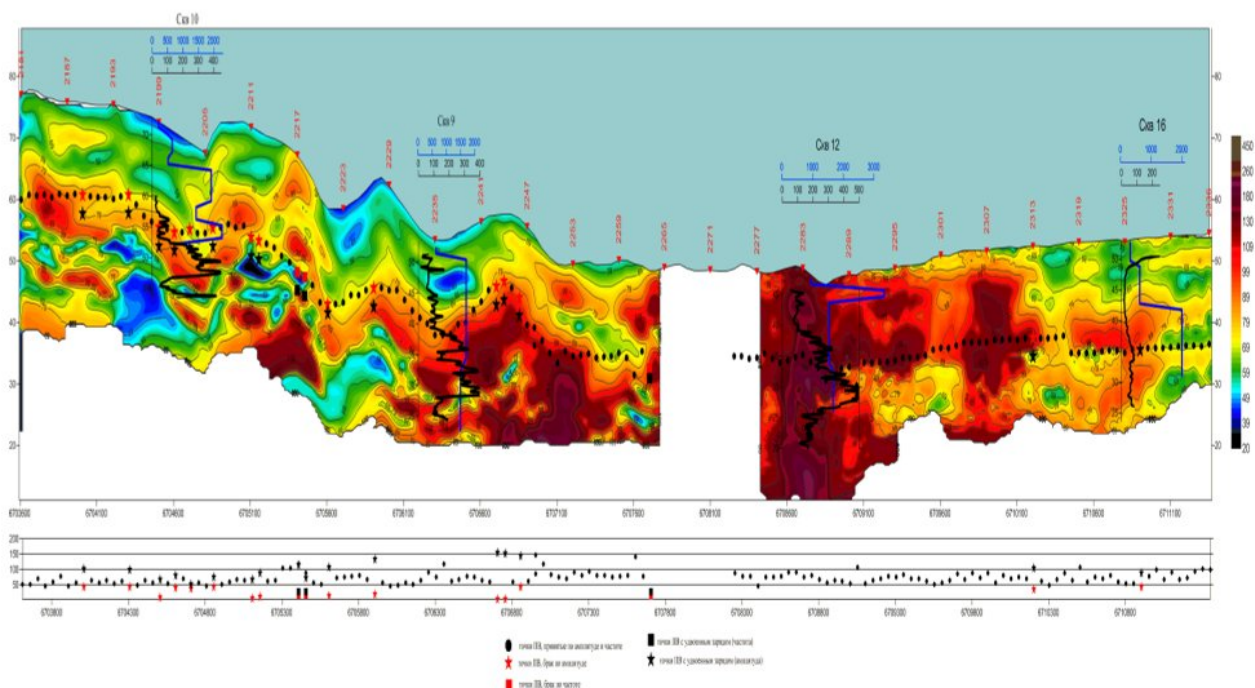
Собственно СРР МОГТ ЗД («отстрел») начались примерно через месяц после начала буровых работ. Результаты оказались поразительными. На равнине, где при опытных работах на глубине взрыва даже на 1.5м меньшей, чем предусмотрено «ТЗ», были получены приемлемые по качеству отражений сейсмические записи, фактический сейсмический материал имел широчайший разброс амплитуд в «окне сигнала»: от 7-10мкв до ожидаемых 100-120мкв. При этом слабых записей было 6-8 %. Естественно, брак классифицировался по причинам: «неполная детонация заряда», «недопогружение заряда на заданную глубину» и т.д. О причинах я сначала информировал руководителя БВР, но потом перестал это делать во избежание возможных и ненужных споров с исполнителями и стал указывать не причину, а признак брака: «слабая запись», «низкая частота».

В данном случае это оказалось правильным решением.

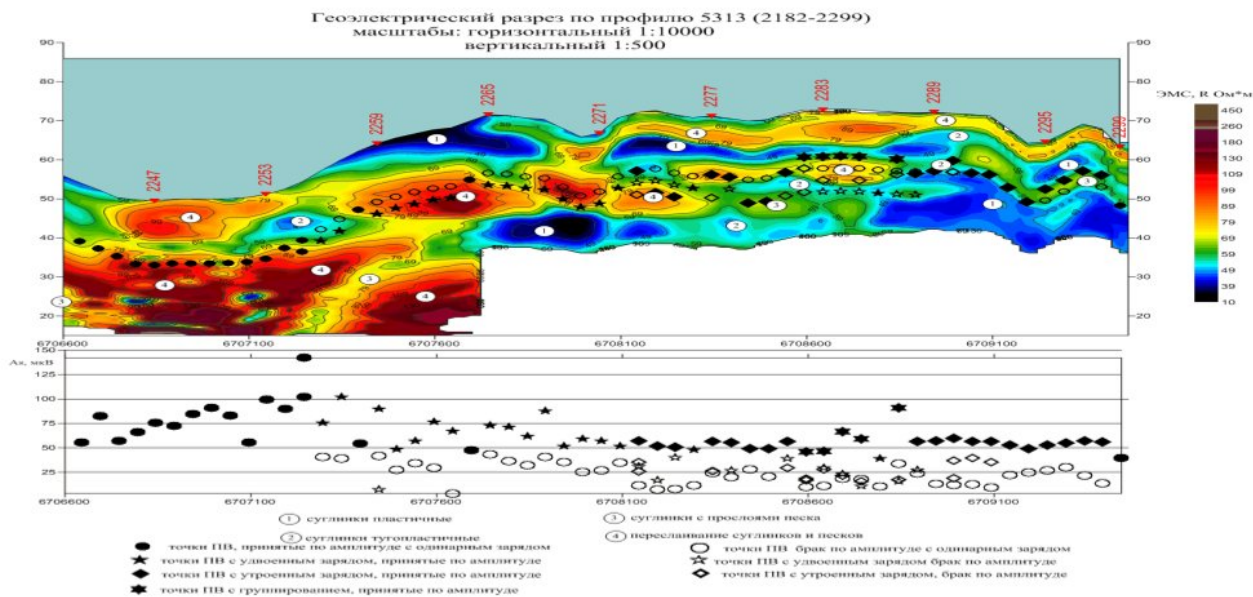
В заданиях на повторное бурение-зарядку указывались новые вес и глубина погружения заряда. По мере продвижения «отстрела» и бурения на север максимальные глубины заложения заряда были увеличены до 18м, а минимальная амплитуда в «окне сигнала» во второй редакции «ТЗ», из-за увеличившегося количества слабых записей в новых условиях, была снижена до 50мкв.

В качестве ремарки: на равнине максимальное количество бурений-зарядок на одном пикете составляло три. Чаще всего это случалось на заболоченных лесных участках из-за ошибочного их отнесения буровиками к типично лесным.

Тем временем от электроразведчиков стали поступать геоэлектрические разрезы на уже отработанные сейсморазведкой участки буровых профилей, что позволило ретроспективно оценивать удачность выбора глубины заложения заряда. Но по настоящему эффективным такой анализ явился лишь для тех учас-



▲ Рис.3. Геоэлектрический разрез ЭМС по ЛПВ 5281 (ПВ 2181 (слева)-юг –ПВ 2336 (справа)-север) в сопоставлении с данными о параметрах взрывного источника. Кривая КС - черный цвет; График МСК - голубой цвет. Внизу шкала амплитуд (в мкв) в «окне сигнала»



▲ Рис. 4. Геоэлектрический разрез ЭМС по ЛПВ 5313 (фрагмент) в сопоставлении с данными о параметрах взрывного источника. Слева ПВ 2182 (юг), справа ПВ 2299 (север). Внизу шкала амплитуд (в мкв) в «окне сигнала»

тков профилей, где были выполнены те самые дополнительные наблюдения КС и МСК, о которых выше шла речь, то есть там, где были известны интегральные характеристики разреза – положения УГВ и подошвы ЗМС.

В качестве примера на рис. 3 приводится геоэлектрический разрез по одному из таких участков. Сразу отметим положение УГВ. Слева, на возвышенном участке профиля, это примерно 14м ниже дневной поверхности, здесь заряды размещены на первые метры глубже этого уровня. В низине положение УГВ на глубине примерно 3-4м, заряды погружены на 12-15м ниже этого уровня.

Все заряды находятся на 8-12м ниже подошвы ЗМС. Брак минимален и является «техническим», то есть обусловлен ошибками бурения-зарядки, а не гидрогеологическими условиями. На возвышенности амплитуда записи в «окне сигнала» от взрыва одиночного заряда несколько больше 50мкв, а в низине находится в диапазоне 50-100мкв, даже при заложении зарядов в тугопластичные опесчаные суглинки с сопротивлением 110-250

Ом*м и более. Но объективности ради надо отметить, что записей с амплитудами чуть больше 50 мкв слишком много – это свидетельствует о рискованности применения здесь одиночного заряда. Безопаснее было бы увеличить заряд вдвое.

Также уверен, что общее увеличение амплитуды сигнала в низине обусловлено значительно лучшей естественной укупоркой зарядов («заплыванием») из-за их относительного положения на большей глубине под УГВ, чем на возвышенном участке.

Здесь, кстати, я напому о забутке заряда, которую производит взрывник. По моим наблюдениям за этим процессом, его эффективность проблематична. Шлам, отправляемый в скважину, застревает где-то в стволе, его нужно проталкивать шестом, а на добротную укупорку у взрывника нет времени – бригада уже бурит на другом пикете. Со временем шлам может свалиться на заряд, а может и нет. Тщательно закупоривается только горловина скважины, чтобы нельзя было вытащить заряд. И если нет вышеупомянутой естественной укупорки, то взрыв

даже увеличенной массы ВВ с большой вероятностью будет недостаточно эффективен. В итоге на участках возвышенного рельефа (в сухом разрезе) по этой причине, а также из-за технического брака количество бурений-зарядок на одном пикете достигало четырех (рис. 5, например).

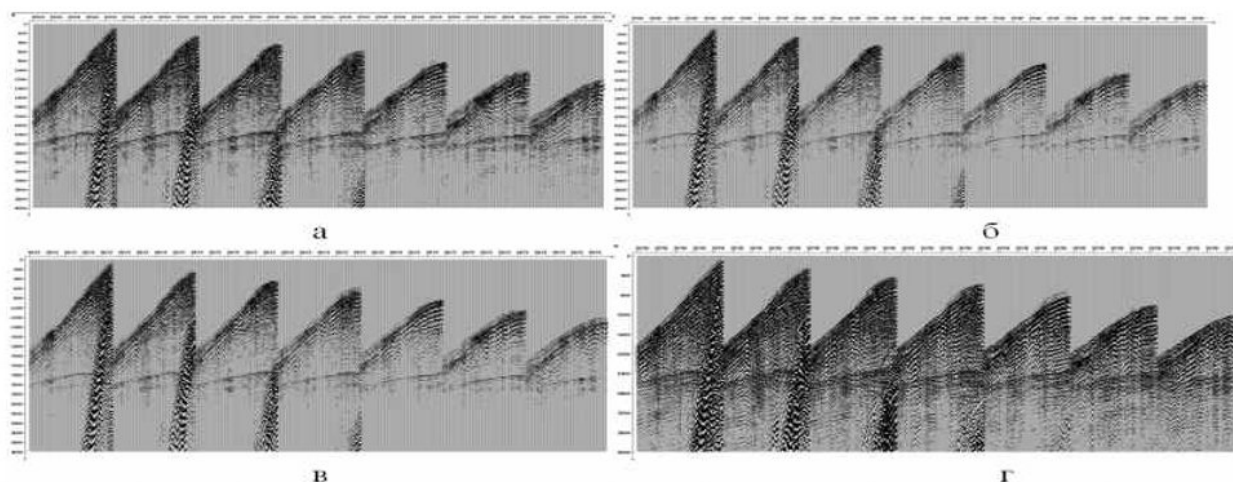
А участок профиля 5313 (рис.4), секций возвышенность в излучине реки Кооньях на северо-востоке площади, стал по сути местом масштабных опытных работ из-за своей геоморфологической эксклюзивности. Здесь, к большому сожалению, исследования КС-МСК не были проведены.

Судя по легенде на разрезе, здесь на стандартной глубине погружения 15-16.5м заряды находились в низкоомных пластичных, но, полагаю, обезвоженных породах. Лишь на глубине 21м суглинки были уже чуть влажными. Это я могу подтвердить собственным наблюдением повторных бурений на тех ПВ, где ранее были забракованы записи с малой амплитудой сигнала. Так что с большой уверен-

ностью можно говорить об уровне УГВ на этой возвышенности на глубине 18-20м. Поэтому естественно, что сейсмические записи от взрывов одинарных зарядов, расположенных выше УГВ (в «сухих» скважинах), ввиду отсутствия естественной укупорки, были слабыми. Попытки увеличить амплитуду записи в «окне сигнала» увеличением веса заряда в одной скважине вдвое и даже втрое не везде привели к успеху из-за неполной детонации суммарного заряда - срабатывал только боевик (см. таблицу рис.5).

В этой ситуации при последней (четвертой) попытке выполнить физнаблюдение только и оставалось - увеличить энергию взрыва путем увеличения количества заряженных скважин. Чтобы объемы бурения на пикете не были чрезмерными, можно было, в частности, в три скважины зарядить по два патрона. Но, учитывая уже имеющийся отрицательный опыт применения составных зарядов на данном участке, мною было задано бурение на пяти пикетах по пять скважин глубиной 12м с интервалом

▼ Рис. 5. Характеристики физнаблюдений. ПР5313, ПК 2287.



Номер файла	Кол. скв.	Глуб. заряда, м	Вес заряда, кг	Тв., мс	Отношение Ас/Амкс	Ампл. Ас, мкв	Част. сигн., Гц	Прим.
а-2204	1	15	0.32	21.8	46.86	33.71	20.5	брак
б-2542	1	21	$0.32 \times 2 = 0.64$	24.0	12.86	15.57	19.5	брак
в-2673	1	16.5	$0.32 \times 3 = 0.96$	25.4	9.95	17.01	19.1	брак
г-3278	5	12	$0.32 \times 5 = 1.6$	19.4	111.57	90.98	18.3	принят

между ними 2м и с зарядкой каждой единичным зарядом. Во-первых, так было надежнее – обязательно взорвутся все пять зарядов, так как они одинарные (являются «боевиками»), а проводимость боевой магистрали всегда проверяется взрывником. И если бы в какой-либо скважине проводимости магистрали не было, то обязательно был бы выполнен «досыл» заряда, либо была бы пробурена и заряжена новая скважина. И, во-вторых, по моим прикидкам, в этом случае амплитуда в «окне сигнала» должна была быть достаточной - 50-60мкВ, частота - 16-18 Гц. Предполагалось, что на частоту отражений окажут влияние два противоположно действующих фактора: уменьшение глубины заложения зарядов (некоторое увеличение частоты при этом) и группирование зарядов (в несколько большей степени уменьшение частоты из-за этого).

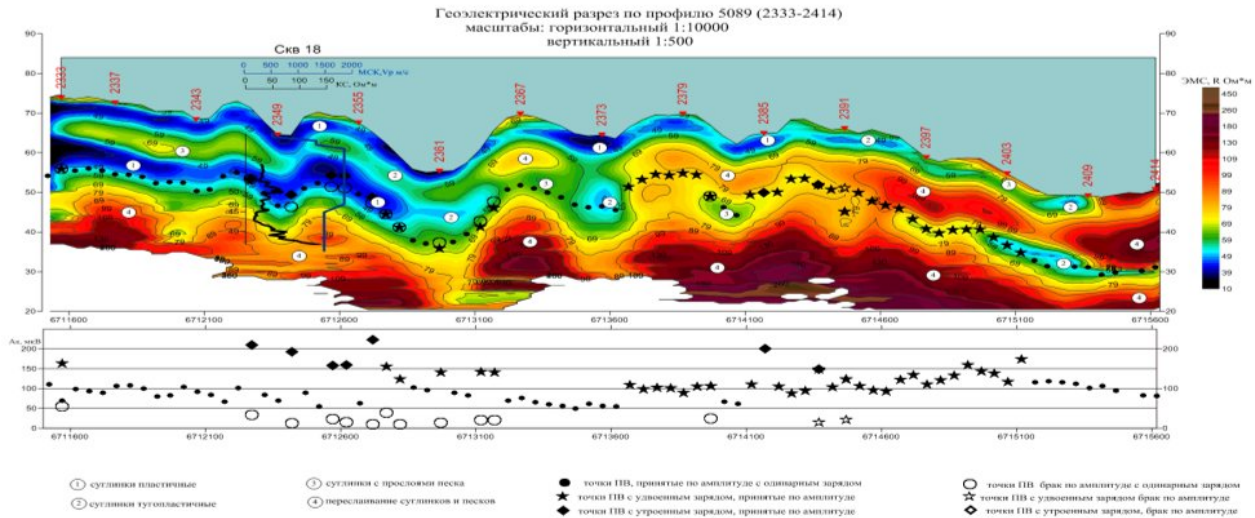
Фактически оказалось 45-90мкВ, 17-18 Гц.

Эти рассуждения, кроме информативной, преследуют еще одну цель – показать, что при планировании параметров (конструировании) взрывного источника всегда следует учитывать условия производства и так называемый «человеческий» фактор. Это нужно для того, чтобы «брак возбуждения» отсутствовал, в крайнем случае был бы минимальным, чтобы планомерно осуществлять съем и перекладку полевого оборудования. Как можно понять из демонстрируемых рисунков, при данных работах это было не совсем так. А если точнее, то на 600 с лишним забракованных ПВ из общего проектного количества примерно 15 тысяч (брак более 4 %) пришлось более 1600 забракованных физнаблюдений. Из них порядка 1200 ф.н. – технический брак.

К завершению сезона, когда исследования ЭМС, наконец-то, опередили бурение, появилась возможность опыт, полученный в результате поиска и анализа причин многочисленного брака,

применить в конструировании взрывных источников на двух отрезках буровых профилей на северо-западе площади. Ниже на рис. 6 приводится геоэлектрический разрез по одному из них с информацией о параметрах взрывных источников. На юге отрезка профиля 5089 на глубине 18м (3-5м под УГВ, 7-10м под ЗМС) в пластичных суглинках были размещены одинарные заряды. Здесь зарегистрированы амплитуды в «окне сигнала» 50-100мкВ. Имеющийся брак имеет явно технический характер, поскольку на одних и тех же глубинах при увеличении заряда на пикетах брака в два и три раза амплитуды в «окне сигнала» повторных записей непропорционально (в 3-4 и более раз) больше, чем были зарегистрированы на первичных записях. На возвышенности в центре участка на глубине 16.5м в суглинках с увеличенным сопротивлением, залегающих предположительно на уровне УГВ, размещены заряды удвоенного веса. Амплитуды устойчиво порядка 100мкВ, а при увеличении глубины заложения зарядов до 18м даже и больше. Из анализа ситуации постфактум следует, что если бы заряды на этой глубине были бы одинарными, то амплитуды были бы меньше 50 мкВ, то есть был бы поваль-ный брак физнаблюдений. Имеющийся брак технический. На самом севере в прослое пластичных суглинков, ниже обоих уровней, были размещены одинарные заряды. Амплитуды при этом порядка 100мкВ, брака нет.

Таким образом, эксперимент оказался вполне удачным. Это позволяет в качестве рекомендации изложить некоторые сложившиеся у автора представления о правилах конструирования взрывного источника, при взрыве заряда которого регистрируется сейсмическая запись с необходимыми и достаточными характеристиками целевых отражений (амплитуда, частота).



▲ Рис.6. Пример геоэлектрического разреза ЭМС по ЛПВ 5089 (фрагмент) в сопоставлении с данными о параметрах взрывного источника. Слева ПВ 2182 (юг), справа ПВ 2299 (север). Внизу шкала амплитуд (в мкв) в «окне сигнала».

Заряд должен размещаться ниже подошвы ЗМС, вероятно, не менее чем на 5-6м.

Если при этом предполагаемый уровень заложения заряда находится выше УГВ или даже чуть ниже его, то есть в сухих или практически сухих породах (обычно это бывает на возвышенностях), то необходимо принятие решения: применить заряд увеличенного веса на этой глубине или бурить глубже и заложить заряд ниже УГВ.

В первом случае степень увеличения веса заряда зависит от пластичности вмещающих пород: для тугопластичных она выше (конкретная зависимость определяется опытными работами). При этом следует учесть, что зимой забутовка зарядов будет менее эффективной. Из-за этого надежнее, может быть, разместить увеличенный заряд в виде единичных зарядов в нескольких скважинах, не забывая при этом, что тогда частотная характеристика записи будет ниже (пример – рис.5), а амплитуда записи в окне сигнала будет определяться по эмпирической формуле $(0.7 - 0.9) A_{ед}n$, где $A_{ед}$ - амплитуда в окне сигнала при взрыве единичного заряда, n - количество единичных зарядов.

В случае, если предполагаемый уровень заложения заряда находится ниже УГВ на 5-6 и более метров, то в пластичных породах в скважине достаточно разместить одинарный заряд, в тугопластичных породах – на всякий случай лучше удвоенный.

Как видим, схема конструирования эффективного взрывного источника довольно проста, нужно всего лишь заранее знать пространственное положение двух границ – УГВ и подошвы ЗМС, да степень пластичности пород ВЧР (по результатам заранее проведенных работ, соответственно - КС, МСК, ЭМС). А затем опытными сейсмическими работами в характерных геоморфологических условиях изучаемой площади (на практике в таких местах заранее размещаются исследования КС и МСК) определить свой выбор параметров источника. А профильные исследования ЭМС (наземные или аэро) позволят, кроме того, интерполировать по площади эти параметры.

С целью развития методологии выбора оптимальных условий возбуждения сейсмических колебаний взрывным способом специалисты ЗАО НПЦ «ГеоСейсКонтроль» предложили включить в список применяемых методик геоморфо-

логические исследования. Чтобы оценить возможный вклад этих исследований в определение эффективных глубин заложения зарядов, для данной площади такие работы фирмой были заказаны и выполнены уже после сезона.

Ниже на рис. 7 приведены схема изобазит (а) и карта глубин залегания уровня грунтовых вод на площади работ (б). «Карта изобазит построена без использования данных о дневном рельефе, за основу взяты абсолютные урезы однопорядковых рек. Она в приближенном варианте отражает основной уровень грунтовых вод» (из отчета геоморфолога). Такая карта может быть построена даже на стадии проектирования. Для равнинного в целом рельефа она позволит обратить особое внимание на возвышенности на участках с пониженным уровнем базисной поверхности. На исследуемой площади таких участков на схеме два (рис. 7а).

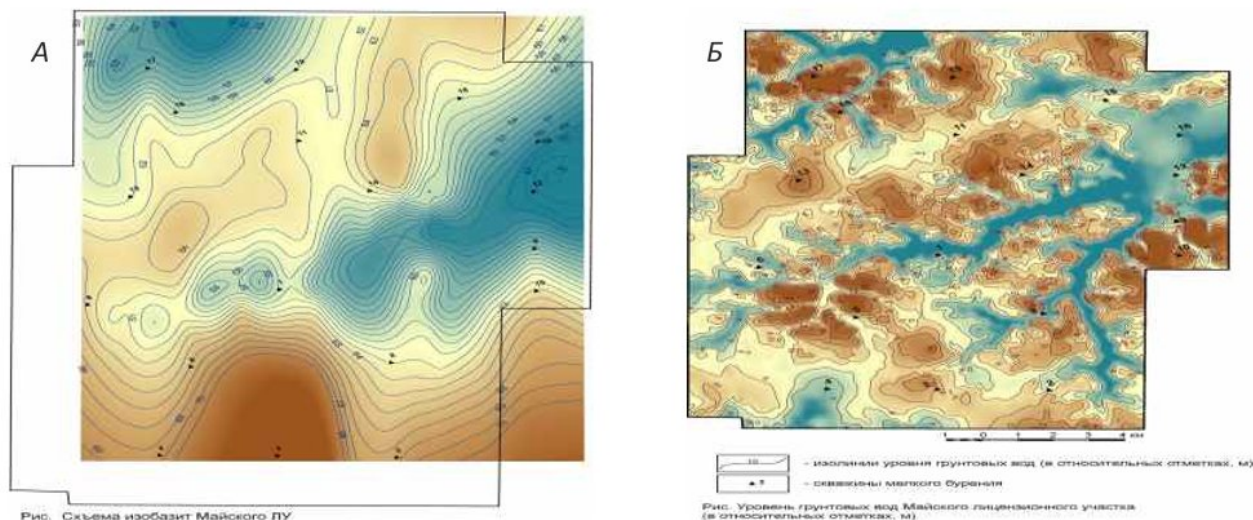
Карта глубин залегания уровня грунтовых вод составлена «с учетом цифрового варианта дневного рельефа, представляет собой усложненную и уточненную схему изобазит и контролировалась данными каротажа скважин. Как показала работа, расхождения между показателями каротажа скважин по уровню грунто-

вых вод и полученными абсолютными отметками изобаз разнятся в пределах 1-3м» (из отчета геоморфолога), то есть карта рис. 7б в пределах контура расположения пунктов КС-МСК достаточно точна. Такая карта в принципе может создаваться «нарастающим итогом» по мере рубки профилей и в таком же ритме быть востребована при теоретическом конструировании взрывных источников и последующем бурении.

Для контроля выводов геоморфолога мною были сопоставлены топокарта (здесь не приведена) и схема изобазит на двух вышеупомянутых участках. Оценочно максимальные глубины УГВ 16м на северо-западном участке (где расположен профиль 5089 – рис.6) и 23м на северо-восточном (где расположен профиль 5313 – рис.4). Положение профиля 5089 на картах рис.7 понятно из анализа расположения пунктов КС-МСК на картах и на разрезе, а рассматриваемый интервал профиля 5313 на картах рис.7 находится восточнее пункта 12, на самой границе площади.

В то же время на карте рис.7б глубины залегания УГВ следующие: на северо-западном участке те же 16м, а на северо-восточном – 14м. То есть по какой-то причине на этом участке в излучине реки имеет место резкое несовпадение пер-

▼ Рис. 7. Карты геоморфологических параметров площади работ. а - схема изобазит (м); б – карта глубин залегания грунтовых вод (м). Треугольники – пункты КС-МСК.



вичных и окончательных данных геоморфолога. Вот когда фактические данные КС на этом участке помогли бы установить истину! Основываясь на сложности обработки профиля 5313 в этом месте и на своих наблюдениях (см. выше текст с анализом рис.4), склонен считать, что в последнем случае глубина УГВ на карте минимум метров на 5 занижена.

В свете изложенных выше данных общая последовательность изучения ВЧР с целью определения оптимальных параметров взрывного источника возбуждения сейсмических колебаний в полной версии представляется следующей.

Первым делом следует в процессе камеральных работ построить схему изобазит, чтобы районировать изучаемую территорию по уровням базисной поверхности, и с учетом рельефа местности и поверхностных условий наметить пункты исследований КС-МСК и возможных опытных работ. Замечу, что стоимость этих необходимых геоморфологических построений по сравнению со стоимостью полевых СРР ЗД «копеечная», а их эффективность безусловна.

Учитывая необходимость равноточных измерений методиками КС и МСК, а также конкретную практику этих работ на данной площади с середины сезона, рекомендуется шаг регистрации данных МСК по глубине 1м (до глубины 18-22м), а шаг квантования при записи 0.125 или 0.25мск.

С началом топогеодезических работ, как уже говорилось выше, по мере поступления данных о рельефе, следует выполнять построения карт предполагаемых абсолютных и относительных глубин залегания УГВ.

С установлением устойчивого снежного покрова возможно начать наземный вариант исполнения исследований ЭМС (аэро-вариант можно выполнить и ранее, что в целом рациональнее). В этот же период можно начать и проведение исследований КС-МСК.

Анализ полученной информации позволит для каждого выбранного (из вероятных намеченных) пункта опытных работ уточнить программу исследований. При появлении возможности бурения взрывных скважин необходимо начать проведение опытных работ. Для ускорения начала этих работ и их удешевления рекомендуется использование переносной 24-х канальной сейсмостанции типа SGD-SL. От ПВ все 24 канала располагаются на удалении регистрации записи «в окне полезного сигнала» и, соответственно, «в окне микросейсм». При наличии двух синхронизированных сейсмостанций можно одновременно регистрировать и волновое поле около ПВ.

Далее, как водится, анализ результатов опытных работ, составление проекта «Технического задания на регистрацию», его утверждение Заказчиком. Затем весь сезон творческое и критичное рассмотрение всей совокупности получаемых данных разных методик с целью конструирования эффективных и практичных взрывных источников, адаптированных к меняющимся гидро-сейсмогеологическим условиям. При необходимости - проведение дополнительных опытных работ, благо есть переносная регистрирующая аппаратура.

Литература

1. Цыпышев Н.Н., Тригубович Г.М., Тарасова Ю.П. и др. Прогнозирование оптимальных условий размещения заряда при сейсморазведочных работах в Западной Сибири с использованием электромагнитного сканирования во временной области // Приборы и системы разведочной геофизики. 2014. № 4. С. 70-83.

2. Чернышев А.В., Чернов С.А., Тригубович Г.М. и др. Прогнозирование оптимальных условий взрывного возбуждения сигнала при сейсморазведочных работах с помощью мобильной электроразведки методом электромагнитного сканирования // Приборы и системы разведочной геофизики. 2009. № 1. С. 38-43.

Геолог и геология XXI века

■ Мамяшев В.Г., Тюменское отделение ЕАГО, г.Тюмень

«Идея не заслуживает внимания, если она не достаточно безумная».
Нильс Бор.

Каким он должен быть? Каким он будет в наступившем XXI-ом веке? Поневолле задаешься вопросом: «Что могли бы сказать ровно сто лет назад наши предки отвечая, на подобные вопросы о геологах XX века?»

Вряд ли их самые смелые фантазии могли предвосхитить грядущие научно-технические достижения прошедшего века, в том числе и в сфере геологии. Сто лет назад только-только на смену «описательной» геологии стали появляться методы, позволяющие заглянуть в густой «туман» строения первых десятков и, может быть, даже сотен метров земной тверди, не только с помощью бурения или «силою мысли», а с помощью дистанционных технологий. Основывались они на реакции параметров физических полей, наблюдаемых на земной поверхности, на свойства и строение геологических объектов.

Только – только зарождались основы технологий, которые позже назовут геофизическими. Вряд ли можно было предугадать появление таких методов исследований глубинного строения Земли как детальная и «объемная» - 3D сейсморазведка, методы электрического сканирования и томографии, появление методов, обеспечивающих анализ не только фазового, компонентного, но и элементного состава пород в условиях их естественного залегания на глубинах до нескольких километров.

Может быть и были фантазии по поводу «подземного глаза», позволяющего рассмотреть структуру и неоднородности пород слагающих стенки скважины. Но то, что этот «глаз» будет «видеть» строение пород на расстоянии нескольких километров, находясь в

непрозрачном глинистом растворе, скорее всего, не возможно было предположить. Еще сложнее было представить появление компьютеров, электронных баз знаний и геологических данных, систем компьютерной обработки данных и геологического моделирования.

Похоже, что человеческие фантазии ненадолго опережают нашу действительность. Ещё совсем недавно, в шестидесятых – семидесятых годах прошлого столетия, воображение нашего поколения поражали чудеса будущего, описанные в научной фантастике наших современников: И. Ефремова, А. Толстого, А. Беляева, Д. Гранина, А. Кларка, А. Азимова и других фантастов. Прошло всего 25-30 лет и большая часть описанных ими «чудес»: такие как мобильные теле- и видео- системы, роботы – носимые с собой илидвигающиеся и говорящие компьютеры, глобальная (планетарная) компьютерная сеть и базы знаний, роботизированные системы и аппараты, межпланетные полеты космических исследовательских аппаратов, системы объемной томографии, голографии, генная инженерия и многое другое – стали обыденными и привычными в нашей жизни.

Поэтому прогнозирование базовых знаний, технических и технологических возможностей, области прикладной деятельности и даже целей и задач геологии в XXI-ом веке, требует незаурядной смелости и фантазии. Однако, эти предсказания будут иметь хоть какое-то право на существование только в том случае, если они будут опираться на сложившуюся научную (материальную) основу знаний, а также – при условии общего позитивного прогноза развития человеческой цивилизации.

Последнее условие – принципиальное, поскольку острейшая из проблем или даже опасностей, которая грозит человечеству, таится в его безграничном превалировании над всем остальным живым миром планеты Земля. Тема эта неисчерпаемая, многогранная и дискуссионная. Острота этой проблемы не вызывает сомнения. Мы же ограничимся только самым главным и очевидным требованием: перспективой существования и развития человеческой цивилизации является поиск альтернативы, доминирующей в настоящее время в обществе, идеологии потребления. Очевидно это потому, что ещё в 1989-1990 годах на крупнейших международных экономических форумах, с разной степенью открытости прозвучали расчеты, из которых следовало, что объем минерально-сырьевых ресурсов, необходимых для обеспечения «средне – шведского» жизненного уровня каждому из 6,5 миллиардов землян (на тот период), по своей массе приближается к общей массе нашей планеты. В итогах расчетов таятся крайне болезненные вопросы о причинах существующего неравенства материального уровня жизни на планете, о путях его преодоления. В совокупности с тремя остальными вызовами человеческой цивилизации: демографическим (кризисом перенаселения), экологическим и информационным (манипулирования общественным сознанием) сценарии развития событий в XXI век могут быть самыми непредсказуемыми.

Для обеспечения благоприятного развития событий человечество будет обречено на неизбежность перехода к принципам общественного регулирования, разумного ограничения и самоограничения, как в социально-экономических отношениях, так и во взаимодействии с природой планеты. Эти принципы в равной мере должны обеспечивать интересы всех социальных, территори-

альных, национальных и этнических составляющих человечества. Они также должны включать перспективы развития каждой отдельной личности и общества (человечества) в целом.

В таких условиях значение геологии для всей земной цивилизации не только сохранится, но и будет возрастать. Прежде всего, расширится её предметная область. Объектом исследований и поисков станет дно мирового океана и морей. Глубины поисковых объектов расширятся до границ литосферы. С целью поиска полезных ископаемых геология «выйдет» за пределы планеты. Начнется исследование Луны и даже соседнего Марса – появится реальная космическая геология.

Расширится само понятие: полезные ископаемые. Развитие науки и техники, потребности промышленного производства поставят перед геологами задачи поисков новых видов минерального сырья и их источников. Например, уже сейчас возрастает интерес к газогидратным залежам углеводородов или к возможностям промышленного использования гелия.

Изменяются требования к кондициям минерального сырья. Объектами геологического поиска станут породы и отложения с низким содержанием полезных компонентов, которые в настоящее время рассматриваются как трудно извлекаемые, не перспективные, «пустые» или отработанные. Уже сейчас разворачивается ажиотаж вокруг перспектив освоения «сланцевой» нефти и газа. Еще большего внимания заслуживают нефтематеринские свиты, содержащие значительные запасы не только УВ, но других полезных ископаемых, например колоссальные запасы урана-радия. Немалые запасы газа содержатся в глинистых толщах, например, в глинах сенонского и туронского возрастов северной части Западной Сибири (В.Г.

Мамяшев, Ф.Н. Зосимов, 2004 г.). Дебиты газа в них не превышают 40 – 60 тыс. м³/сутки, но даже для таких объектов будут разработаны технологии рентабельной добычи.

Изменится научная и методологическая база геологии. Дальнейшее развитие тектоники, исторической геологии и стратиграфии будет опираться на «космологическую историю» солнечной системы и Земли. Определяется она движением Солнца и солнечной системы по своей галактической орбите. В течение галактического года жизни солнечной системы она испытывает значительные колебания гравитационных и центростремительных сил, действующих, в частности, и на нашу планету. Результирующая сила, складывающаяся из силы гравитационного тяготения и силы инерции движения Земли вокруг эллиптической орбиты Солнца, галактическими «летом» и «зимой» должна значительно отличаться. Это различие не может не сказаться на характере тектонической активности нашей планеты: от более спокойной, при нахождении Солнца на афелии галактической орбиты и до более активной, на перигелии её. С учетом этих факторов следует ожидать более четкого обоснования механизмов, масштабов и истории тектонической активности планеты, конкретных проявлений её, вплоть до оценки космо–геологических катастроф. Будут обоснованы новые модели тектоники плит, потребуется пересмотр исторической геологии планеты, формирование «цифровой стратиграфии» (по терминологии члена–корреспондента РАН И.И. Нестерова) и уточнение стратиграфической классификации литосферы.

Учение о фациях и механизмах образования осадков получит более строгую теоретическую базу благодаря развитию методов математического и физического моделирования процессов осадкообразования в различных фациальных усло-

виях. Методы моделирования будут опираться на совокупности данных о тектонических, структурных и геоморфологических условиях бассейнов осадкообразования, об источниках и условиях поступления осадочного материала. Вся эта информация будет рассматриваться в контексте геологического развития соответствующей территории. Это позволит получить новые, более содержательные представления о современном геологическом строении региона (осадочного бассейна) и повысит эффективность геологических прогнозов и оценок.

В области петрографии осадочных пород (как минимум) произойдет уточнение и унификация известных классификаций пород по минеральному и гранулометрическому составу. В частности, уже в настоящее время испытывается потребность в выделении на известных треугольных диаграммах, области пород, которые фактически присутствуют в геологической практике, отделив их от гипотетических, потенциально возможных, типов. Накопленный опыт изучения минерального состава «скелета» и «цемента» пород, их гранулометрической характеристики свидетельствует о необходимости пересмотра критериев выделения отдельных типов пород. Например, формальные критерии выделения глин и аргиллитов по содержанию глинистой фракции в твердой фазе не менее чем в 50%, не согласуются с реальной практикой литологического расчленения осадков. По чисто внешним признакам, по фильтрационно-емкостным и другим, петрофизическим, свойствам, порода с содержанием более 30 % глинистой фракции фактически рассматривается как глина (аргиллит). При этом доля «скелетных» фракций в такой породе может достигать 55-65%, минеральный состав их может быть самым разным.

Исходя из этого, следует ожидать появления классификаций, которые будут объединять минеральные характеристики «скелетных» и «цементных» (глинистых) фракций с гранулометрической характеристикой пород. Это обеспечит более объективное и комплексное представление литологии геологических объектов, уточнит взаимосвязь её с петрофизическими характеристиками пород.

Немаловажное значение будет иметь обоснование закономерностей постседиментационных преобразований минералов и обломков «скелетной» и «цементной» составляющих пород, а также аутигенного минералообразования в тех или иных фациальных и термобарических условиях. В результате, для конкретных типов геологических разрезов (осадочных бассейнов) могут быть формализованы модели минерального состава «скелета» и «цемента» основных литологических типов пород в зависимости от глубины их залегания. Соответственно, повысится достоверность петрофизических моделей основных литотипов пород и, в первую очередь, пород слагающих опорные геофизические пласты.

Наиболее значимые изменения геологических знаний могут произойти в области теории образования, миграции и накопления нефти и газа. Будет решен спор о «праве на существование» или на сосуществование органической и неорганической гипотез происхождения нефти. Физико-химическое моделирование процессов выделения углеводородных молекул нефтяного ряда из высокомолекулярных органических соединений растительного и биогенного происхождения позволит завершить формирование теории органического происхождения нефти. Аналогичные исследования и обоснование процессов синтеза высокомолекулярных углеводородов нефтяного

ряда из метана и его ближайших гомологов определяют место и роль возможности её неорганического происхождения.

Результаты этих исследований позволят объяснить причины «долголетия» добычи нефти на многих известных разрабатываемых месторождений (открытых 50-70 лет назад). Подчеркнем, что одна из «безумных» идей И.И. Нестерова (2001г) не исключает возможность искусственного формирования залежей нефти или новообразования её в имеющихся залежах, путём направленного воздействия физическими полями на органическое вещество пород.

С другой стороны, указанные исследования позволят критически оценить «солитонную теорию» формирования месторождений полезных ископаемых и роль «солитонов» - локальных, механически дислоцированных, субвертикальных участков разреза земной коры – как катализаторов процессов миграции и аккумуляции нефти.

Технология геологического поиска по-прежнему будет опираться на комплексирование дистанционных геофизических методов исследования литосферы. При этом возрастет геологическая информативность и достоверность результатов исследований, повысится их технологичность. Наибольшие ожидания связаны с развитием технологии сейсморазведочных работ. Почему бы не представить себе появление «сейсмовизоров» будущего, позволяющих практически в процессе сейсмозондирования получать объемные изображения геологического строения исследуемой области? Допустим, что появится возможность модифицирования информационного содержания этих изображений, либо «переключением» технологических режимов сейсмозондирования, либо путем фильтрации обрабатываемой информации. Соответственно, визуализируемые объемные изображения –

кубы – будут отображать, например, границы отражений сейсмического сигнала (наподобие 3D временных разрезов) или литофациальные границы и объекты, либо их петрофизические и флюидные характеристики. Расширятся возможности, так называемой, «сиквенс-стратиграфии» и палеогеографического анализа.

Повышение информативности гравиразведки будет определяться техническими возможностями увеличения чувствительности гравиметров. Перспективы электроразведки будущего следует рассматривать, с учетом перспектив роста проникающей способности электрического и электромагнитного полей.

Развитие возможностей изучения состава и строения космических тел солнечной системы заслуживает отдельного рассмотрения и выходит за рамки данной статьи и наших фантазий. Однако очевидно, что на первом этапе будут преобладать методы «дистанционных» исследований: электромагнитного зондирования, гравиметрии, магнитометрии, радиометрии, а также спектральных методов изучения вещественного состава атмосферы или поверхности космического тела.

В области технологий геофизических методов исследований скважин геологи XXI века могут рассчитывать на получение основной геолого-петрофизической и геохимической информации о разрезе непосредственно в процессе бурения скважины. Основу её составят методы каротажа в процессе бурения, как минимум, такие известные методы как инклинометрия или 3D-навигация, электрометрия, радиометрия, наклонметрия, акустические методы, включая аналоги шумометрии. Непрерывные исследования промывочной жидкости и шлама обеспечат получение соответствующей геохимической и петрофизической информации о нефте- и газо- содержа-

нии, литологии, минеральном составе и петрофизических характеристиках пород, о компонентном составе поровых флюидов,. Реализуется идея «фильтрационного» каротажа, что позволит оценивать проницаемость вскрываемых бурением пород. Реализуется новая концепция петрофизического обеспечения ГРП. Основу его составят унифицированные литолого-петрофизические модели геологических разрезов и унифицированные петрофизические модели пород. Параметры этих моделей будут определяться по результатам специальных работ в опорных (базовых) скважинах. В таких скважинах будет выполняться отбор керна с помощью специальных технологий, обеспечивающих практически полную адекватность свойств отбираемого керна свойствам пород в условиях пластового залегания, полный вынос его. Реализуются специальные технологии исследований керна, позволяющие значительно расширить его информационные возможности. При этом появится возможность сократить общие затраты на петрофизическое обеспечение ГРП.

Комплексирование разнородных геолого-геофизических, петрофизических и геохимических данных, образно выражаясь, позволит перейти от уровня «сейсмовизоров» к уровню «геовизоров».

Мечтать о будущем геологии, довольно интересно, но воплощение самых перспективных планов и прогнозов в жизнь возможно только силами заинтересованных и хорошо профессионально подготовленных специалистов, при обеспечении обществом для этого соответствующих условий. О них мы уже упомянули выше. Добавим к сказанному, что пока ещё существуют государства и государственные границы, разделяющие людей, пока сохраняется возможность доминирования одних государств и их групп, над другими – одним из необходи-

мых гражданских качеств любого специалиста и, особенно, геолога, будет служение своей стране и народу.

Надеюсь, что уже в ближайшие годы прогрессивной части интеллигенции, научно-педагогической общественности и руководству страны хватит принципиальности и прозорливости сформулировать перспективную, научно-обоснованную концепцию, продолжающейся уже два десятилетия реформы системы общественного образования. Вот только некоторые из наболевших, пожеланий к ней.

- Система среднего образования должна обеспечить возможность получения базовых знаний по всему спектру актуальных научных (материальных) знаний накопленных человечеством, независимо от реальных или мнимых наклонностей учащихся. В основе этой системы должна быть единая программа обучения и единые учебники.

- Развитие индивидуальных качеств учащихся, получение углубленных знаний и навыков по отдельным направлениям (гуманитарным, техническим), либо получение альтернативных знаний по альтернативным учебникам, должно обеспечиваться в рамках факультативных занятий (дисциплин), кружков и секций.

- Требуется совершенствование существующей системы оценки знаний учащихся.

Принципиальным недостатком систем тестирования, в том числе и заложенной в основу ЕГЭ, является опасность унификации или стандартизации способов решения поставленных задач и, соответственно, формирования шаблонного мышления. Поэтому необходимо совершенствование её, позволяющее оценить оригинальность рассуждений и доказательств. Полагаю, что системы тестирования будут более полезны и востребованы для самооценки знаний учащихся. Более того, они могут быть представлены в

виде компьютерного сценария (игры), образно комментирующего виртуальные последствия того или иного решения тестируемого и соответствие их установленным законам, правилам, событиям, оценкам. Таким образом, тестирование будет включать в себя еще и функцию дополнительного обучения.

Существующая система ЕГЭ невольно ограничивает конституционные права граждан тем, что требует определиться с направлением дальнейшего обучения более чем за полгода до поступления в ВУЗ. Известно, что нередко окончательный выбор делается уже при сдаче вступительных документов в ВУЗ. Иногда и этот выбор оказывается неокончательным и необходимость поменять его вызывает уже в процессе учебы.

Неудовлетворенность уровнем подготовки абитуриентов, негативная динамика его приведет ВУЗы к необходимости введения входного контроля знаний абитуриента и степени его мотивации.

Отечественная промышленность и работодатели не удовлетворены внедрением ступенчатой системы подготовки специалистов: бакалавров и магистров, а также отсутствием подготовки технических кадров. В области подготовки геологов и геофизиков в нашей стране удалось сохранить «специалитет» – т.е. подготовку инженеров – геологов.

Необходимость освоения все возрастающих объемов знаний в различных направлениях геологических и смежных с ними наук потребует изменений в сфере подготовки специалистов – геологов. Прежде всего, изменится само понятие геолог. Неотъемлемой частью сферы его профессиональной деятельности станут геофизические и геохимические методы исследований и комплексный анализ данных этих методов. Важной составляющей в арсенале профессиональной деятельности геолога станет геологическое моделирование форми-

рования осадочных бассейнов и геологических объектов в них.

На Западе уже сейчас оперируют более емким термином «геоинженер». В нашей стране до внедрения стандартов третьего поколения (т.е. до 2012 года) для геологов и геофизиков существовало близкое по смыслу дополнение к названию квалификации – «горный инженер». Суть может быть и не в названии, куда важнее содержательная сторона. Более подробными и узкими станут направления специализации геологов по методам исследований. Вместе с тем появится необходимость геологической интеграции результатов интерпретации материалов геофизических, геохимических и петрофизических исследований в рамках геологического моделирования территории.

В диалектическом единстве этих тенденций будет возрастать потребность в интеграции и синтезе всей совокупности геолого-геофизических знаний, т.е. возрастет потребность в специалистах, подготовленных для решения итоговых задач геологического анализа и моделирования. Все это будет находить отражение в существующих и будущих учебных рабочих программах подготовки специалистов, прежде всего, в блоках дисциплин специальности и специализации.

Нет сомнения в том, что «компьютеризация» образования предложит новые методические формы обучения. Появятся виртуальные лекции – фильмы по дисциплинам специальности, в том числе и альтернативные. Они будут наглядно иллюстрировать изучаемые темы реальными примерами, отображением геологических процессов, их моделями, выводами закономерностей и т.д. В процессе просмотра (скорее всего – индивидуального) будет предоставлена

возможность получения в интерактивном режиме дополнительной информации, пояснений и справок, по желанию обучающегося. При последующем аудиторном обсуждении каждой темы (фильма) будет дана оценка правилам, обобщениям, закономерностям и выводам, сформулированным студентами в электронном «шаблоне» лекции. Она представит собой систему текущего контроля знаний. Итоговый контроль их по каждой дисциплине может включать электронное тестирование с целью самооценки и экзаменационное собеседование с преподавателем. Уровень задач, решаемых на практических и лабораторных занятиях, будет воспроизводить (полностью или поэтапно) реальные производственные и научные работы. Наличие общедоступных баз геолого-геофизических и других данных позволит повысить реальность итоговых дипломных (квалификационных) работ и, соответственно, повысить степень готовности выпускников к самостоятельной профессиональной деятельности.

Будущее геологии и геологов XXI века находится в наших руках, в руках наших последователей и учеников. Перефразируя известные фразы В. С. Высоцкого и И. С. Ефремова можно заключить наши ожидания и фантазии следующим утверждением. Чем явственнее наше общество и специалисты геологи, в том числе, будут осознавать, что «Мы в жизнь пришли не чтоб с собой забрать, а для того, чтоб в ней свое оставить!», тем будет больше оптимизма и надежд. Тем будет больше гордости за нас, проникающих в космические дали и в глубины земные, тем меньше будет печали от того, что маленькой становится наша голубая планета Земля.

Список статей, опубликованных в журнале «Приборы и системы разведочной геофизики» в 2014 г.

Denis Tomashin. «Новичок в сейсморазведке» №2(48)\2014 стр. 24-28

Абдуллаев В.А., Юсубов Н.П., Тарасов В.Н. Результаты опытно-методической работы с применением одиночных сейсмоприемников №1(47)\2014 стр. 73-77

Артемов А.Е., Жильцова Е.В. Сейсмофациальный анализ среднедевонских отложений южного склона пугачевского свода №1(47)\2014 стр. 99-110

Артемов А.Е., Заложных М.А. Способы компенсации влияния сложнопостроенной верхней части разреза на волновом поле №4(50)\2014 стр. 84-92

Арутюнов С.Л., Сиротинский Ю.В., Сунцов А.Е. Современное состояние технологии поиска и мониторинга залежей углеводородов АНЧАР. Результаты последних лет №3(49)\2014 стр. 43-49

Асан-Джалалов О.А., Алелюхин Р.Н., Оменцов Ф.И., Насыбулин Е.Х., Панов Р.С., Каспаров О.С., Хлебников П.А., Костюченко С.Л., Сулейманов А.К. Новая отечественная модель электрогидравлического вибрационного источника сейсмических сигналов СВ-30/150БМ «Русич» №3(49)\2014 стр. 62-69

Багмут В.А., Рюмин В.А., Багмут А.В. Пути повышения качества современной скважинной сейсмической аппаратуры №4(50)\2014 стр. 60-69

Белоусов А.В., Сергеев К.С., Сафиуллин Р.И. Возможности обработки различных типов, регистрируемых в инженерной сейсморазведке №1(47)\2014 стр. 86-93

Берешполец А.И., Гавшин А.Н., Чомахмдзе З.Г. Сравнение источников возбуждения при изучении верней части разреза методом МПВ №1(47)\2014 стр. 42-45

Бину Джой (Binu Joy). Применение автономной системы Hawk® компании INOVA для исследований в Скалистых горах Канады №2(48)\2014 стр. 77-78

Биряльцев Е.В., Рыжов В.А., Мокшин Е.В. Применение метода максимального правдоподобия для микросейсмического мониторинга гидроразрыва пласта №3(49)\2014 стр. 34-42

Бобачев А.А., Стойнова А.М. Электротомография в скважинном варианте №1(47)\2014 стр. 111-121

Валишин О.С., Череповский А.В. Скважинные многоуровневые зонды компании Серсель и их практическое применение №4(50)\2014 стр. 42-49

Геништа А.Н., Кириллов С.А., Косовцев В.И., Лаврик А.С. Искажающее влияние неоднородностей ВЧР на сейсмическое изображение геологической среды №1(47)\2014 стр. 15-19

Гнатюк А.И., Тарасов В.Н., Цукерман И.Б. Современные технологии регистрации геофизической информации бескабельной телеметрической сейсморегистрирующей системой «SCOUT» №2(48)\2014 стр. 19-23

Гуров А.Ю., Запорожец Б.В. Особенности раскладки приемных систем XZone при проведении «бесшовной» 3Д съемки на шельфе Сахалина №1(47)\2014 стр. 94-98

Д.Мужно., Г.Мэри. Один рабочий день с бескабельной системой UNITE №2(48)\2014 стр. 29-36

Кириллов С.А., Косовцев В.И., Лаврик А.С., Самойлов А.В. Влияние результатов обработки данных сейсморазведки на качество геологической модели №1(47)\2014 стр. 78-85

Кострыгин Ю.П. Взгляд геофизика на вибросейсмические излучатели, разработанные в ЗАО «ГЕОСВИП», в аспекте их геологической эффективности №2(48)\2014 стр. 64-76

Крылатков С.М., Крылаткова Н.А., Крылевская А.Н. Верхняя часть разреза и её роль при проведении сейсморазведочных работ №1(47)\2014 стр. 6-14

Кузнецов В.И. Первый опыт промышленного применения технологии сверхплотной сейсмической съемки на севере Западной Сибири №4(50)\2014 стр. 93-98

Кузнецов В.М., Жуков А.П., Никонов Е.О., Буров Д.И., Гафаров Т.Н., Кусевич А.В. Изучение верхней части разреза с использованием технологий многоволновой сейсморазведки в применении к зонам развития вечной мерзлоты №1(47)\2014 стр. 20-30

Кузнецов И.В., Турчанинов В.Ю., Шайбаков А.Л. Перспективы развития геолого-технологических исследований и систем мониторинга в рамках технологии кросс-моделирования №3(49)\2014 стр. 82-87

Кузнецов И.М., Турлов П.А. Современные бескабельные телеметрические сейсморегистрирующие системы (обзор) №2(48)\2014 стр. 6-18

Кузьмичев В.Е. Новое поколение сейсморегистрирующих систем №3(49)\2014 стр. 70-81

Кузьмичев В.Е. Время сделать следующий шаг в сейсморазведке (RT SYSTEM 2) №4(50)\2014 стр. 50-59

Ларин С.В., Бондаренко Д.Н., Бучарский Б.В., Горячев В.В. Опытное опробование бескабельной сейсморегистрирующей системы «Scout» в инженерной геофизике №1(47)\2014 стр. 55-57

Мануков В.С. Интегрированные инновационные технологии в наземно-скважинной сейсморазведке и микросейсмике для повышения эффективности ГРП от поиска до добычи №3(49)\2014 стр. 92-96

Михеев С.И., Михеев Д.С. Некоторые проблемные вопросы изучения и учета влияния верхней части разреза в сейсморазведке №1(47)\2014 стр. 31-41

Мишин А.В., Семейкин Н.П., Трушков В.Н. Реальные преимущества телеметрических станций для исследования ВЧР №1(47)\2014 стр. 58-63

Пыхалов В.В. Выявление тектонической активности соляных куполов на основе изучения свойств зоны малых скоростей №1(47)\2014 стр. 46-50

Рослов Ю.В., Воронов М.А., Полоков В.В., Долотказин И.Н. Технология многокомпонентной донной сейсморазведки на основе модулей «Turtle-500» №2(48)\2014 стр. 37-46

С.Камерон (S.Cameron). Понимание ледовой обстановки — залог успешной работы в Арктике №2(48)\2014 стр. 60-63

Табачков А.А. Способ сейсморазведки с возбуждением колебаний в воздушной или водной среде и фокусированием энергии в точках приема на границе акустической и упругой сред №3(49)\2014 стр. 88-91

Тарасова Ю.П., Закариев Ю.Ш., Рябошапка С.М., Цапышев Н.Н., Тригубович Г.М., Дмитриев Ю.Ю. Прогнозирование оптимальных условий размещения заряда при сейсморазведочных работах в Западной Сибири с использованием электромагнитного сканирования во временной области №4(50)\2014 стр. 70-83

Федотов А.С., Федотов С.А. Телеметрические системы ТЕЛСС-403, ТЕЛСС-ВСП-новые возможности изучения ВЧР №1(47)\2014 стр. 64-72

Цейтлин С.Д., Мирзоев Г.Г., Ихсанов А.И., Кашик А.С. Новая технология оптимизация добычи нефти и/или газоконденсата из оторочек газовых резервуаров и нефтяных месторождений, содержащих нефть с высоким газовым фактором №3(49)\2014 стр. 25-33

Черепанов В.П. «ООО НПК «СибГеофизПрибор» - 20 лет №3(49)\2014 стр. 50-61

Чиркин И.А., Ризанов Е.Г., Колигаев С.О. Мониторинг микросейсмической эмиссии - новое направление развития сейсморазведки №3(49)\2014 стр. 6-15

Чудинов Ю.В., Коровко Л.Н., Голубева Л.В. Результаты работ ПМ ВСП в скважинах с субгоризонтальным положением ствола №4(50)\2014 стр. 38-41

Шехтман Г.А. Пути совершенствования скважинной сейсмической аппаратуры №4(50)\2014 стр. 8-20

Шлёнкин С.И., Ганиев В.А., Берин М.В., Максимов С.Н., Макозюба Н.В., Токарева И.В. Новые представления об особенностях формирования ловушек УВ в Западной Сибири и методы создания их геологических моделей с применением специализированных сейсмических технологий №3(49)\2014 стр. 16-24

Шнеерсон М.Б., Жуков А.П. Вертикальное сейсмическое профилирование (ВГП) на геофизических симпозиумах SEG Хьюстон 2013 г. и EAGE Амстердам 2014 г. №4(50)\2014 стр. 21-26

Ямченёва Л.В., Коротков А.Б. Современный опыт использования ВСП-НВСП на месторождениях Западной Сибири и юге Сибирской платформы №4(50)\2014 стр. 27-37

Янченко Н.Л., Болдырев Т.Н. Пневматические сейсмогенераторы серии «Альт» №1(47)\2014 стр. 51-54

Ясницкий Ю.С., Бакман П.М. Бескабельные технологии сейсморазведки — универсальный инструмент при поиске месторождений углеводородов. На примере оборудования GSX компании GEOSPACE TECHNOLOGIES INC. (США) №2(48)\2014 стр. 47-59

Свобода, которую только можно себе представить.

Geometric Freedom™ позволяет сосредоточиться исключительно на вашей конечной цели, получении высококачественных данных несмотря на любые сложности, связанные с геологией или выполнением сейсмосъемки.

Нодальная технология проливает свет на тайны геологической среды как никогда ранее. Никто не знает этого лучше, чем мы. Мы являемся пионерами в использовании этой технологии и безусловно имеем больше опыта работы с ней, чем кто-либо еще. Наши нодальные системы, услуги по сбору сейсмических данных, собственные методы обработки данных, полученных нодальными системами, а также услуги по лицензированию объединяются для того, чтобы решить наиболее сложные задачи в сейсморазведке, существующие в мире. Что мы можем сделать для Вас?

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