ISSN 2074-8906

ПРИБОРЫ и СИСТЕМЫ РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ

ОБЩЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЕЖЕКВАРТАЛЬНЫЙ ЖУРНАЛ

ОКТЯБРЬ-ДЕКАБРЬ

04/2016

Издается с 2002 г.

ТЕМА НОМЕРА:



Современные регистрирующие сейсмокомплексы

ТАКЖЕ В НОМЕРЕ:

Региональные сейсмические исследования МОВ ОГТ 2D/4C в условиях мелководного бассейна

СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫЕ
ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИЕ
СИСТЕМЫ



XZone

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

СОДЕРЖАНИЕ

CONTENTS

КОЛОНКА РЕДАКТОРА

EDITORIAL

7 **Дорогие друзья!**
Турлов П.А.

Dear friends!
Turlov P.A.

СОВРЕМЕННЫЕ СЕЙСМОРЕГИСТРИРУЮЩИЕ КОМПЛЕКСЫ

MODERN SEISMIC DATA ACQUISITION COMPLEXES

8 **Наземная нефтегазовая сейсморазведка в СССР / России: вчера, сегодня, завтра**
Бондарев В.И., Крылатков С.М.
Аннотация: В статье рассмотрены технологические этапы развития нефтегазовой сейсморазведки. Предложены сценарии развития сейсмической разведки в России и в других странах в ближайшие 10-20 лет.
Ключевые слова: нефтегазовая сейсморазведка, система наблюдения, вибрационная технология, пространственная плотность, временная разрешенность.

Land hydro-carbon seismic exploration in USSR/Russia: yesterday, today, tomorrow
Bondarev V.I., Krylatkov S.M.
Abstract: The paper presents hydro-carbon seismic exploration technological development phases. The scenarios for seismic exploration evolution within the next 10-20 years in Russia and other countries are proposed.
Key words: hydro-carbon seismic exploration, source-receiver configuration, vibroseis technology, 3D density, temporal resolution.

19 **Перспективы бескабельных регистрирующих систем в наземной сейсморазведке**
Череповский А.В.
Аннотация: В статье приведен сравнительный анализ технических возможностей новейших моделей сейсморегистрирующих систем бескабельного типа. Рассмотрены особенности функционирования бескабельных систем разной конструкции и их перспективы применительно к выполнению сейсморазведочных работ.
Ключевые слова: бескабельная сейсморегистрирующая система, сотовая сейсмика, «полуслепая» сейсмика, «слепая» сейсмика, радиорелейная система.

Wireless seismic data acquisition systems prospects in land seismic exploration
Cherepovsky A.V.
Abstract: The paper presents comparative analysis of technical capabilities of brand-new models of wireless seismic data acquisition systems. The operation specifics of these systems with different design features and their prospects are considered in respect to seismic exploration.
Key words: wireless seismic data acquisition system, cellular seismics, "semiblind" seismics, "blind" seismics, radio-relay system.

28 **Система, работающая в реальных условиях в реальном времени**
Кузьмичев В.Е.
Аннотация: В статье рассмотрены технические возможности бескабельной сейсморегистрирующей системы RT System 2. Даны примеры использования системы в различных условиях окружающей среды.
Ключевые слова: бескабельная сейсморегистрирующая система, радиосвязь, гибридная радиотелеметрия.

Real-time system operating in actual-use environment
Kouzmichev V.E.
Abstract: In the article the technical capabilities of the wireless seismic data acquisition system RT System 2 are described. There are given the examples of the system exploitation in different environment conditions.
Key words: wireless seismic data acquisition system, radio communication, hybrid radio telemetry.

37 **Контроль расстановки приёмной линии на профиле в реальном времени в бескабельной сейсмосистеме «SCOUT»**
Гнатюк А.И., Тарасов Н.В., Цукерман И..Б., Тарасов В..Н.
Аннотация: В статье рассмотрены технические возможности бескабельной сейсморегистрирующей системы "SCOUT" с реализованной функцией передачи в реальном времени полевых данных в бортовой комплекс. Возможности системы продемонстрированы на примере эксплуатации системы в пустыне Сахара.
Ключевые слова: бескабельная сейсморегистрирующая система, радиосвязь.

Real time supervision of the receiver seismic line, realized in the wireless seismic data acquisition system "SCOUT"
Gnatyuk A.I., Tarasov N.V., Tsukerman I.B., Tarasov V.N.
Abstract: In the article are described the technical capabilities of the wireless seismic data acquisition system "SCOUT" with implemented function of real time transmission of the field data to the on-board complex. The capabilities of the system are illustrated by the example of the system exploitation in Sahara desert.
Key words: wireless seismic data acquisition system, radio communication.

43 **О первых результатах опытной эксплуатации сейсмосистемы 508XT в АО «Башнефтегеофизика»**
Гафаров Р.М., Ягудин И.Р., Денисенко Н.В.
Аннотация: В статье рассмотрены первые результаты опытной эксплуатации сейсмосистемы 508XT. Проанализированы достоинства и выявленные недостатки новой сейсмосистемы.
Ключевые слова: гибридная сейсморегистрирующая система, сейсмическое исследование.

On the first results of the seismic system 508XT pilot exploitation in JSC "Bashneftegeophysica"
Gafarov R.M., Yagudin I.R., Denisenko N.V.
Abstract: In the article the first results of the seismic system 508XT pilot exploitation are described. The virtues and revealed shortcomings of this new seismic system are analyzed..
Key words: hybrid data acquisition system, seismic survey.

ПОЛЕВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

50 Успешные опытные работы открывают путь к применению в России вибрационной сейсморазведки на низких частотах

Николя Тэлье, Дагаев И., Больбат В.

Аннотация: В статье анализируются особенности применения сейсморазведки с использованием низких частот на этапах возбуждения, регистрации и обработки данных. Представлены успешные результаты опытных работ с использованием низких частот в России. Доказано, что для такой методики вполне подходят вибраторы, не оптимизированные для возбуждения НЧ-сигнала.

Ключевые слова: сейсмический вибратор, низкочастотная сейсморазведка, цифровой датчик, геофон.

58 Изучение ВЧР комплексом ТЕЛСС-ВСП

Федотов С.А., Федотов А. С.

Аннотация: В статье описано применение комплекса ТЕЛСС-ВСП с телеметрической передачей данных от скважинного прибора для определения значений интервальных скоростей по исследуемой скважине.

Ключевые слова: инженерно-геофизические изыскания, скважинные исследования, ВСП, интервальная скорость, коэффициент Пуассона.

62 Комплексное применение методов импульсной электроразведки в составе сейсморазведочных работ МОГТ-3D для прогнозирования глубины скважин ПВ в условиях сложного строения ВЧР

Дмитриев Ю.Ю., Глазунов В .В., Гоц И.А., , Логовской В.И., Цыбин В.Ф., Ефимова Н. Н.

Аннотация: В статье приведено описание методики комплексных электроразведочных работ методами электромагнитного сканирования и георадиолокации для прогнозирования глубины взрывных скважин в ходе выполнения сейсморазведочных работ. Задача выбора мест заложения скважин и способа бурения актуальна в условиях неглубокого залегания коренных труднобуримых пород, перекрытых дисперсными грунтами малой мощности. Выполненные работы подтвердили высокую эффективность комплекса для прогноза глубины заложения взрывных скважин в условиях сложного геологического строения ВЧР.

Ключевые слова: комплексные электроразведочные исследования, электромагнитное сканирование (ЭМС), георадиолокационное профилирование (ГРП), георадарограмма, георадиолокационный и геоэлектрический разрезы, глубина подошвы «рыхлых» пород, рельеф кровли «твердых» коренных пород, прогнозная глубина.

74 Выбор шага дискретизации, достаточного для решения задач интерпретации данных сейсморазведки

Власов С.В., Шарин С.В., Щелкунов А.Е.

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

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

FIELD TECHNOLOGIES

The successful experimental works open up the possibilities for application in Russia of low-frequency vibroseis seismic operations

Nicolas Tellier, Dagaev I., Bolbat V.

Abstract: Specifics of low-frequency seismic exploration at the stages of excitation, recording and data processing are analyzed in the article. The successful results of experimental low-frequency seismic exploration works in Russia are presented. It is established that for this method nonoptimized for excitation of low-frequency signal vibrators can be used.

Key words: seismic vibrator, low-frequency seismic exploration, digital sensor, geophone.

Shallow structure study by means of TELSS-VSP complex

Fedotov S.A., Fedotov A.S.

Abstract: In the article an application of TELSS-VSP complex with telemetry data transmission from the downhole device is described, with regard to definition of the interval velocity values along the survey well.

Key words: geophysical engineering survey, borehole survey, VSP, interval velocity, Poisson ratio.

Integrated application of pulse electrical prospecting methods in the aggregate with CMP-3D seismic survey for prediction of the depths of shot holes under conditions of the near-surface section complex structure

Dmitriev Ju.Ju., Glazunov V.V., Gots I.A., , Logovskoy V.I., Tsybin V.F., Efimova N.N.

Abstract: The paper describes methodology of complex electric exploration with the Electro-magnetic Scanning and the Ground Penetrating Radar techniques to predict the depths of shot holes used in seismic surveys. Selection of the borehole location and drilling methods becomes critical in conditions when shallow resistant bed rock is overlapped with thin layers of fine grained soils. The performed survey confirmed high efficiency of such complex exploration in predicting shot hole depths when the near-surface section is characterized with complex subsurface geology.

Key words: complex electric exploration, EM-scanning technology (EMS), Ground Penetrating Radar (GPR), georadargram, georadar and geoelectric sections, depth of friable ground base, topography of solid bed rock, predicted depth.

The choice of the sampling interval that is sufficient for seismic data interpretation problems solving

Vlasov S.V., Sharin S.V., Shchelkunov A.E.

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

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

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НА АКВАТОРИЯХ

80 **Региональные сейсмические исследования МОВ ОГТ 2D/4C в условиях мелководного бассейна**

Захаров Н.В.

Аннотация. В статье изложен опыт практического применения многоволновой сейсморазведки в модификации МОВ ОГТ 2D/4C при проведении региональных сейсмических исследований в условиях мелководного бассейна. Выполнен анализ полученных полевых материалов и рассмотрены пути повышения их качества.

Ключевые слова: региональное сейсмическое исследование, мелководный бассейн, многоволновая сейморазведка, донная кабельная система.

GEOPHYSICAL SURVEY IN WATER AREAS

Regional seismic surveys CMP 2D/4C in shallow-water basin environment

Zakharov N. V.

Abstract: In the article is given an account of the experience of practical application of multiwave seismic in CMP 2D/4C modification in the exercise of regional seismic surveys in shallow-water basin environment. An analysis of the field data accessed is carried out and the means of their quality enhancement are considered.

Key words: regional seismic survey, shallow-water basin, multiwave seismic, bottom cable system.

РЕСУРСНАЯ БАЗА

92 **О влиянии литологического состава горючих сланцев Волжского сланценосного бассейна на их технологические параметры**

Илясов В.С., Староверов В.Н., Воробьева Е.В.

Аннотация: Статья посвящена проблеме освоения горючих сланцев Волжского бассейна. Рассмотрены основные свойства литотипов горючих сланцев, а также их технологические параметры. На основе этих данных сделаны выводы о влиянии свойств литотипов горючих сланцев на их качество. Наибольшее влияние оказывает содержание органического вещества, Сорг, в котором ведущая роль отводится коллоальгиниту, а так же низкое содержание глинистой и алевритовой составляющих, высокие значения HI (>1000), низкое содержание SiO2 и Al2O3.

Ключевыеслова: горючий сланец, литотипы, коллоальгинит, технологические параметры, теплотворная способность, RockEval, Сорг.

RESOURCE BASIS

On the influence of the oil shales lithological composition in Volga shale-bearing basin upon their technological parameters

Ilyasov V.S., Staroverov V.N., Vorobieva E.V.

Abstract: This article is dedicated to the problem of oil shale development in Volga basin. It describes the main lithotype properties and their technological parameters. Based on this data some conclusions have been made about the influence of oil shale lithotypes properties on their quality. Concentration of organic matter, with colloalginite being the most important component, and the value of TOC have the biggest influence on oil shales quality. Low ratio of clay and silt component, SiO2 Al2O3 and high value of HI (>1000) has influence on oil shales quality as well.

Key words: oil shale, lithotype, colloalginite, technological parameters, calorific value, Rock Eval, TOC.

НАШИ ПАРТНЕРЫ

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

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

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

Выпускающий редактор:
И.М. Кузнецов

Координатор проекта:
С.А. Матвеев

Обложка и оформление:
Д.В. Мокроусов

Вёрстка:
Д.В. Мокроусов

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

Учредитель:
СРО МОО ЕАГО

Издатель:
ООО «Информ-ГеофизСервис»

Директор:
Турлов П.А.

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

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

Подписано в печать:
15.12.2016

Дата выпуска:
25.12.2016

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

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

Дорогие друзья!

Турлов П.А., СРО МОО ЕАГО, г.Саратов

Недавно я совершенно случайно наткнулся на статью **«Колонка редактора: возвращение жанра»** (автор статьи Баловнева И.Н.). Работа выполнена по гранту «Разработка концепции многовариантности медиаобразования» в рамках Федеральной целевой программы «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России на 2009-2013 годы». В статье описан генезис жанра **«колонка редактора»**, рассмотрены жанрообразующие признаки современной колонки редактора. В статье отмечается, что редакторские выступления могут быть либо обращениями к аудитории, которые представляют издание в целом и его очередной номер, либо содержат отклик на события общественной жизни.

Прочитав статью, я задумался – о чем же мне писать? Либо откликнуться на такие явления нашей общественной жизни как трата бюджетных средств на бесчисленное множество грантов с конечными результатами в виде вышеупомянутой «научной» работы и, соответственно, о не выделении средств на финансирование программы импортозамещения в области геофизического приборостроения, либо представить читательской аудитории очередной номер журнала. По здравому размышлению я решил, что второй вариант предпочтительнее, поскольку бревно соломиной не перешибешь.

Итак, возвращаясь к данному номеру журнала, отмечу, что это далеко не первый выпуск журнала, центральной темой которого являются «Современные сейсморегистрирующие системы». Но тема эта, как мне представляется, неисчерпаемая, поскольку данные системы непрерывно совершенствуются, отвечая все усложняющимся требованиям и условиям выполнения сейсморазведочных работ.

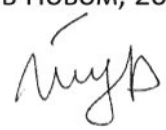
В настоящее время на рынке предлагается множество различных систем как кабельного, так и бескабельного типа с набором различных качеств. Однако различные системы обеспечивают различные возможности. Вот почему интересно рассмотреть эти системы, скорее с точки зрения их возможностей для реализации того или иного сейсмического проекта, а не способа передачи данных. Было бы интересно, наряду с анализом возможностей наиболее популярных систем сбора данных, обсудить, какие категории систем – бескабельные автономные и полуавтономные системы, сетевые кабельные и бескабельные системы, лучше подходят к тому или иному виду сейсмического проекта. Неплохая тема для одного из номеров нашего журнала!

И здесь я обращаюсь к потенциальным авторам публикаций в нашем журнале - разрабатывайте эту золотую жилу, шлите в редакцию Ваши статьи.

И в заключение хочется сказать следующее. Заканчивается очередной тяжелый для нашей отрасли год. Однако оставим в памяти только положительное и радостное, что было в 2016 году. Что бы ни происходило, но жизнь продолжается.

Желаю Вам, наши читатели, авторы, рекламодатели, и Вашим близким здоровья, душевного комфорта и любви к тем, кто Вас окружает каждый день.

До встречи в Новом, 2017 году!



П.А.Турлов

Главный редактор

Наземная нефтегазовая сейсморазведка в СССР / России: вчера, сегодня, завтра

Бондарев В.И., Крылатков С.М., УГГУ, г. Екатеринбург

Введение

Сейсморазведка как один из методов дистанционного изучения геологической среды возникла более ста лет назад. Практическое применение сейсмической разведки с геологоразведочными целями началось в США в 1917 году и связано с именем

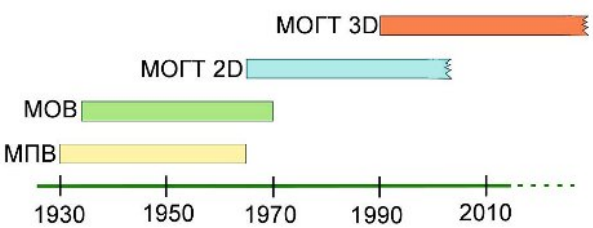
Л. Минтропа. Первые сейсморазведочные работы геологоразведочной направленности с использованием преломленных волн в СССР относятся к 1930 году. Использование отраженных волн в СССР началось с 1934 года работами Гамбурцева Г.А. и Рябинкина Л.А. (оз. Байкал), Коридалина Е.А, Массарского С.И., Островского А.Е. и Больших С.Ф. (в Башкирии и в Эмбинском районе Казахстана) [1].

Основные технологические этапы сейсморазведки

Сейсморазведка в своем развитии прошла несколько крупных этапов (технологических уровней) и в настоящее время является одним из ведущих геофизических методов при поиске и разведке месторождений нефти и газа в самых разнообразных геологических условиях. Основные признаки, позволяющие определять границы технологических уровней в сейсморазведке, приводятся в табл.1.

В истории отечественной сейсморазведки достаточно определенно можно выделить четыре технологических уровня, основные характеристики которых приведены в табл. 2, а временные интервалы их активного использования в России показаны на рис.1 [2,3,4].

Следует обратить внимание на то обстоятельство, что каждый новый технологический уровень зарождался в недрах предыдущего уровня, базируясь на его положительном опыте и учете имеющихся недостатков. При этом в практике работ нередко для решения отдельных производственных задач используются и элементы технологии предыдущих уровней.



▲ *Рис. 1. Эволюция применения сейсморазведочных технологий в СССР/России.*

В отечественной литературе подробное описание содержания всех элементов сейсморазведочных работ на этапе первого технологического уровня дано в монографии Гамбурцева Г.А. и его соавторов [5]. Теория и практика анализа отраженных волн блестяще описана в

▼ *Табл. 1. Элементы технологии сейсморазведки, которые могут быть использованы при определении ее принадлежности к некоторому технологическому уровню.*

Признаки технологического уровня сейсморазведки	
Тип волн и методика их использов ания	Способы обработки и получения геологических результатов
Аппаратура и технология полевых работ	Достигаемая итоговая геологическая эффективность сейсморазведки

Технический уровень сейсморазведки	Типы используемых целевых волн	Число каналов аппаратуры/ Кратность прослеживания сейсмических границ	Количество получаемых сейсмотрасс на 1 кв.км
Первый* 1930-1965 гг.	Головные и/или рефрагированные волны (МПВ-КМПВ)	1-60**/ 2-6	10-100
Второй 1934-1975 гг.	Индивидуальные отраженные волны (МОВ)	8-96 / 2-6	10-500
Третий 1965-2005 гг.	Интерференционные отраженные волны в плоскости профиля (МОГТ-2D)	24-120 / 4-120	200-6000
Четвертый 1995-ныне	Интерференционные отраженные волны из нижнего полупространства (МОГТ-3D)	240-10000 / 24-120	10000-600000

▲ *Табл. 2. Технологические уровни развития сейсморазведки в СССР/России (1930-2016 гг.)*

книге Пузырева Н.Н. [6]. Популяризация технологии применения МОГТ-2D выполнена Мешбеем В.И. [7]. Теоретические основы сейсморазведки четвертого этапа – сейсморазведки МОГТ-3D подробно изложены в книге Урупова А.К.[8].

Таким образом, из приведенных данных видно, что наблюдается четкая закономерность – каждые 30-40 лет в сейсморазведке происходит радикальная смена технологического уровня, что неизбежно приводит к существенному повышению геолого-геофизической эффективности сейсмического метода разведки.

К настоящему времени бесспорным лидером на производстве является четвертый технологический уровень, который начал свое уверенное шествие в России примерно с 1995 года. Однако, сегодня становится ясно, что для того, чтобы успешно решать невероятно сложные задачи нефтегазовой геологии сегодняшнего и завтрашнего дня, сейсморазведка должна в ближайшее время приобрести черты нового, пятого технологического уровня. Поскольку вероятный период существования четвертого технологического уровня уже превысил половину продолжительности его вероятного жизненного цикла, то настало время задуматься над вопросом – каков же будет ожидаемый облик нового, пятого технологического уровня сейсмической разведки в России в ближайшие 10-20 лет.

Своеобразный прогноз этого будущего можно сделать на основе сравнительного анализа эволюции качественных и количественных параметров технологии сейсморазведки МОГТ 3D наступившего четвертого уровня в прошедший период ее массового применения на производстве. В приводимой ниже табл. 3 дается сравнение основных количественных параметров технологии четвертого уровня в России на примере реализации проектов со взрывными источниками возбуждения колебаний в Западной Сибири. Приводимые данные отражают параметры четвертого уровня в начальный период его существования (1995 г.) и на этапе зрелости (2010 г.).

Анализируя данные в этой таблице, можно заметить, что за 15 лет произошли значительные изменения таких параметров сейсмической технологии как число используемых каналов, количество

получаемых сейсмических трасс на квадратный километр, общий объем получаемой цифровой информации. Однако, вряд ли можно ожидать, что высокие темпы прироста этих параметров на ближайшие 15 лет сохранятся. Скорее всего, они снизятся, может быть в 2-3 раза. На этом достаточно рискованном предположении могут быть построены количественные прогнозы. Например, число каналов используемой в России аппаратуры может к 2025 году вырасти в 3-7 раз и достичь 15-30 тысяч каналов на партию и т.д. В то же время, анализируя таблицу, можно заметить, что мало изменились такие параметры, как расстояние между приемными линиями, плотность пунктов возбуждения, объем выполняемых физических наблюдений, полученных за сезон. Революционные изменения могут коснуться как раз некоторых из тех параметров, которые изменялись до сих пор незначительно.

Мировые тенденции

Современные мировые тенденции совершенствования сейсморазведки могут быть связаны с ее развитием по нескольким направлениям.

Первая возможная и наблюдаемая сегодня тенденция – дальнейшее повышение числа каналов используемой регистрирующей аппаратуры. Это тенденция присутствовала на всех этапах развития сейсморазведки, однако в последние 15-20 лет сформировалась наиболее четко. Для иллюстрации этого на рис.2 показан график, представляющий рост максимального числа каналов сейсмичес-

▼ *Табл. 3. Типичные параметры сейсморазведочных работ со взрывными источниками в Западной Сибири.*

Наименование параметров технологий МОГТ-3D	Значения параметров работ в период 1995-1996 гг.	Значения параметров работ в период 2010-2011 гг.	Во сколько раз изменился параметр за 15 лет
Число приемных каналов	360 -700	2500 - 5000	7-15
Число линий приема	4-6	16-20	4-5
Количество активных каналов в линии	48-72	96-144	2-3
Расстояния между линиями приема, м	350-500	200-300	1,5-2,5
Число активных каналов	240-600	2500-3000	10-12
Размер бина, м	50x50, 100x100	25x50, 25x25	по размеру: в 2-4 раза по площади: в 4 -16 раз
Плотность регистрируемых сейсмотрасс на 1км^2	8000-12000	20000-60000	2,5-8
Плотность пунктов возбуждения колебаний на 1км^2	25-40	50-100	2-4
Кратность наблюдений	12-18	48 -100	4-8
Объем получаемой полевой сейсмической информации в Тб	0,1-0,15	2,0-5,0	20-50
Общее количество получаемых физ. наблюдений за зимний сезон (100-120 календарных дней)	12000-18000	25000-45000	2-4

ких регистрирующих комплексов фирмы Sercel за 50-летний период [9].



▲ *Рис. 2. Рост максимального числа каналов сейсмических станций, производимых фирмой Sercel за 50-летний период.*

Вторая прослеживаемая тенденция – сгущение сети линий приема и возбуждения колебаний.

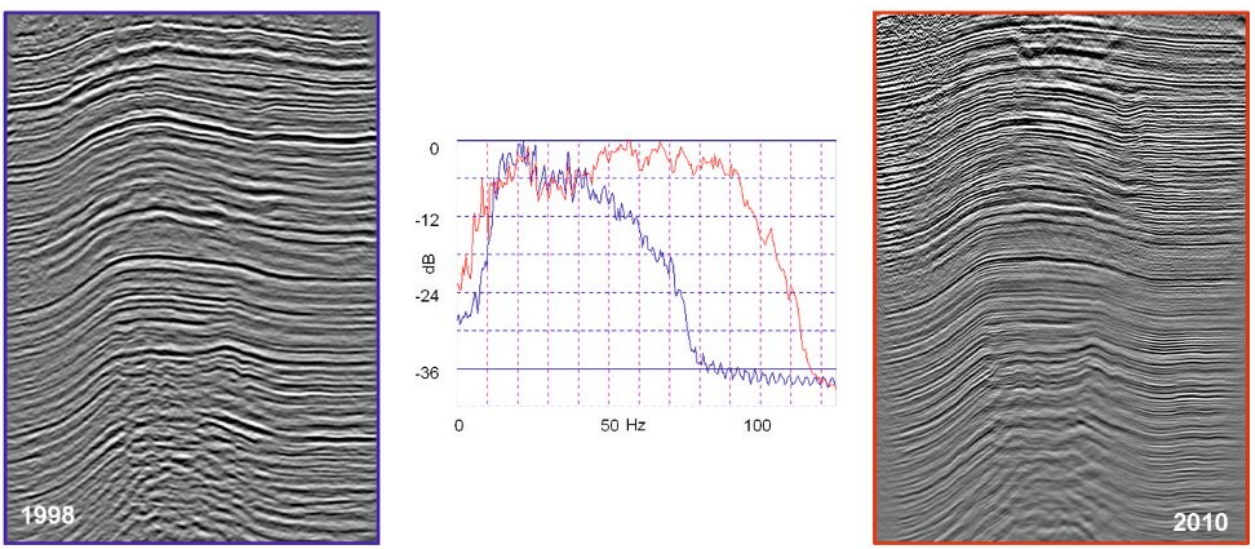
Третья тенденция - рост количества регистрируемых трасс на единицу площади (произведение числа бинов в 1 км2 на кратность наблюдений). Этот параметр постоянно растет и в настоящее время достигает на производстве значений в несколько сотен тысяч и более трасс на км^2.

Следует также отметить и наблюдающуюся общую стратегию перехода на широко азимутальные системы приема, что требует примерного равенства размеров сейсмического шаблона в направлениях On-line и Cross-line.

Еще одно наблюдаемое сегодня направление возможных изменений - расширение частотного диапазона регистрации. Оно может быть выполнено как за счет расширения частот посылаемых в среду свип-сигналов вибрационных источников, так и за счет отказа от группирования сейсмоприемников при их высокой пространственной плотности наблюдений (рис.3).

В рамках четвертого уровня развития сейсмических технологий наблюдается также активное использование бескабельных телеметрических систем регистрации данных. Несмотря на отсутствие оперативного отслеживания характера и

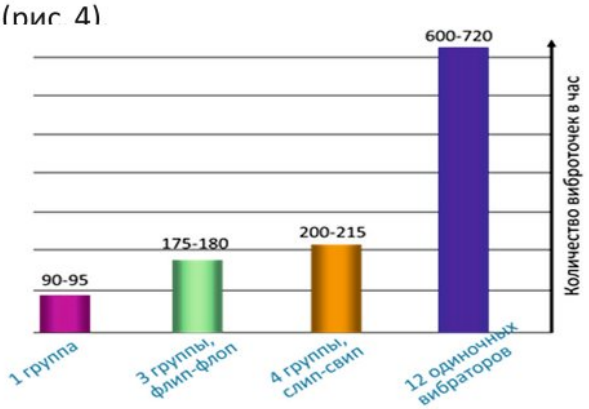
▼ *Рис. 3. Регистрация одиночными приёмниками при высокой плотности полевых наблюдений расширяет частотный диапазон результативного сейсмического изображений [10].*



Сейсмический слайс 1998 года. Плотность трасс: 400 тыс. трасс/км^2.Размер бина: 25x25м	Осредненные спектры сейсмических слайсов: синим цветом для слайса слева и красным цветом для слайса справа	Сейсмический слайс 2010 года. Плотность трасс: 35,84 млн. трасс/км^2. Размер бина: 3.75 x 3.75 м

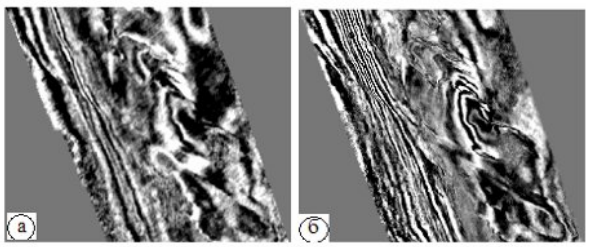
качества записи при бескабельных наблюдениях, появляется все больше сторонников совместного использования бескабельных и кабельных систем регистрации. Опыт успешного использования совместно кабельной и бескабельной телеметрии описан в ранее опубликованной статье Р.М. Гафарова [11].

Значительные изменения происходят в области технологии возбуждения колебаний вибрационными источниками [12]. Появились новые высокопроизводительные технологии возбуждения сейсмических колебаний вибрационными источниками: перекрывающиеся системы возбуждений "slip-sweep", методика одновременного возбуждения свип-сигналов разнесёнными вибраторами и методика независимого возбуждения свип-сигналов. Такие системы обобщенно называют системами HDSSSS (High-Density Single-Source Single-Sensor - высокоплотные системы наблюдений с одиночными источниками и приемниками). Эти системы обеспечили повышение производительности и достижение более высокой плотности регистрации (рис.4).



▲ *Рис. 4. Рост производительности вибрационных технологий [9].*

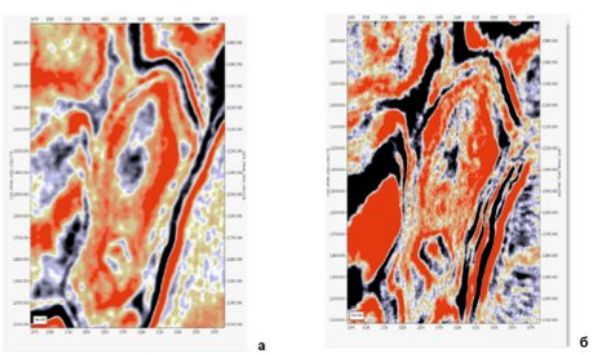
Открывающиеся новые возможности использования высокоплотных полевых систем продемонстрированы фирмой Sercel при работах МОГТ-3D в Катаре в 2010 году (рис.5). Полевые работы велись



▲ *Рис. 5. Сравнительный вид горизонтальных слайсов сейсмической съемки в Катаре, полученных по результатам работ разных лет[13]:*
а - полевые работы 1998 года: кратность наблюдений - 250, размер бина 25м·25м; плотность трасс на 1км2 - 400 000;
б - полевые работы 2010 года, кратность наблюдений – 504, размер бина 3,75м·3,75м, плотность трасс на 1км2 - 35 840 000.

2,5 года на площади размером 863 км2. Была использована регистрирующая расстановка, состоящая из 24192 одиночных сейсмоприемников. В результате выполненных работ получено более 2,3 млн. физических наблюдений, что соответствует производительности около 100 тыс. физических наблюдений в месяц [13].

В последние годы в России стала применяться технология UniQ фирмы Шлюмберже. В рамках этой технологии не проводится группирование сейсмоприемников, максимально сокращается база группы вибрационных источников. Число используемых активных каналов достигает десятков тысяч. Это приводит к возможности более эффективного

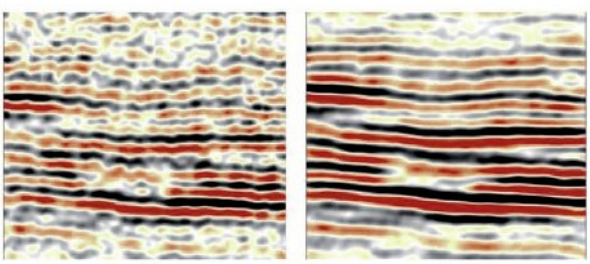


▲ *Рис. 6. Временные горизонтальные срезы, полученные по стандартной технологии 3D(а) и по технологии UniQ (б) [14].*

подавления разнообразных регулярных и случайных помех в процессе обработки цифровых записей и получения высоко разрешенных сейсмических изображений за счет отказа от интерференции полей в полевых условиях

Пример применения технологии UniQ на одном из лицензионных участков в Иркутской области представлен на рис.6.

Приведенные примеры демонстрируют ярко выраженную тенденцию в сейсморазведке сегодняшнего дня в мире и в России, заключающуюся в получении сейсмических изображений высокого качества и разрешенности за счет использования в полевых работах систем наблюдений высокой плотности. При этом возбуждение и регистрация производятся без использования группирования источников и приемников. Такие технологии успешно применимы в тех районах, где их реализация не встречает серьезных ограничений со стороны контролирующих органов власти (Ближний Восток, Северная Африка и т.п.). Однако для большинства территорий России выполнение таких полевых работ может встретить серьезные ограничения. Автоматический перенос опыта реализации высокоплотных систем наблюдений в практику проведения сейсморазведочных работ на территории России либо



а б

▲ *Рис. 7. Пример применения 5D-интерполяции сейсмических данных. Исходный временной разрез, полученный по трассам с шагом по профилю 50 м (а), и разрез, полученный по трассам с шагом 10 м, реконструированным с помощью программы интерполяции 5D (б).*

сильно ограничен, либо просто невозможен. Очевидно, что в этой ситуации при проведении сейсморазведочных работ в Российской Федерации для получения сейсмических изображений с высокой плотностью результативных трасс следует искать альтернативные пути ведения сейсмических работ. Такими альтернативными путями может быть применение специальных приемов обработки результатов полевых наблюдений, полученных с использованием систем наблюдений с умеренной пространственной плотностью.

В последние годы появился ряд теоретических исследований, реализация которых может позволить проложить эти альтернативные пути.

В способе обработки сейсмических данных, который получил наименование Мультифокусинг, выполняется суммирование большого количества трасс для разных средних точек, что увеличивает статистический эффект и эффект направленности системы. Это позволяет получать более разрешенные сейсмические изображения геологической среды.

Близкие проблемы также могут быть решены на базе применения технологии интерполяции 5D [15], что позволяет при использовании исходных данных обычной плотности получать более детальные сейсмические изображения (рис.7).

Еще одним возможным направлением получения результативных материалов по сверхплотной итоговой сети, реализуемым на этапе обработки, является предложение, изложенное авторами в патенте [16] (рис.8) и ряде докладов [2,3]. Оно основано на использовании идеи о близости кинематических свойств зеркально отраженных и дифрагированных волн в окрестности точки отражения. Предполагается, что каждая наблюденная трасса сейсмограммы ОСТ - s(t, x, y)

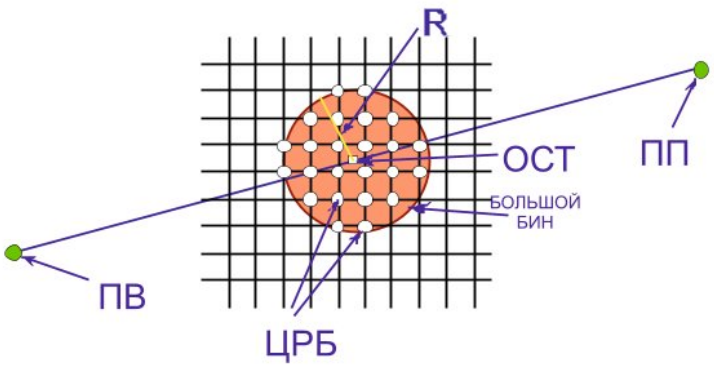

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

ПАТЕНТ

№ 2488145

СПОСОБ ПОСТРОЕНИЯ СЕЙСМИЧЕСКИХ ИЗОБРАЖЕНИЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ

▲ *Рис. 8. Патент авторов на способ построения сейсмических изображений геологической среды [16].*



▲ *Рис. 9. Принципиальная схема формирования сейсмического изображения геологической среды в предлагаемом способе в случае наблюдений 3D: ПВ пункт возбуждения волн, ПП – пункт приема, ОСТ –положение общей средней точки, ЦРБ – положения центров расчетных бинов в пределах большого бина, R- радиус большого бина.*

содержит информацию о строении среды под различными точками на поверхности наблюдений, в том числе и не лежащими в вертикальной плоскости, содержащей источник и приемник.

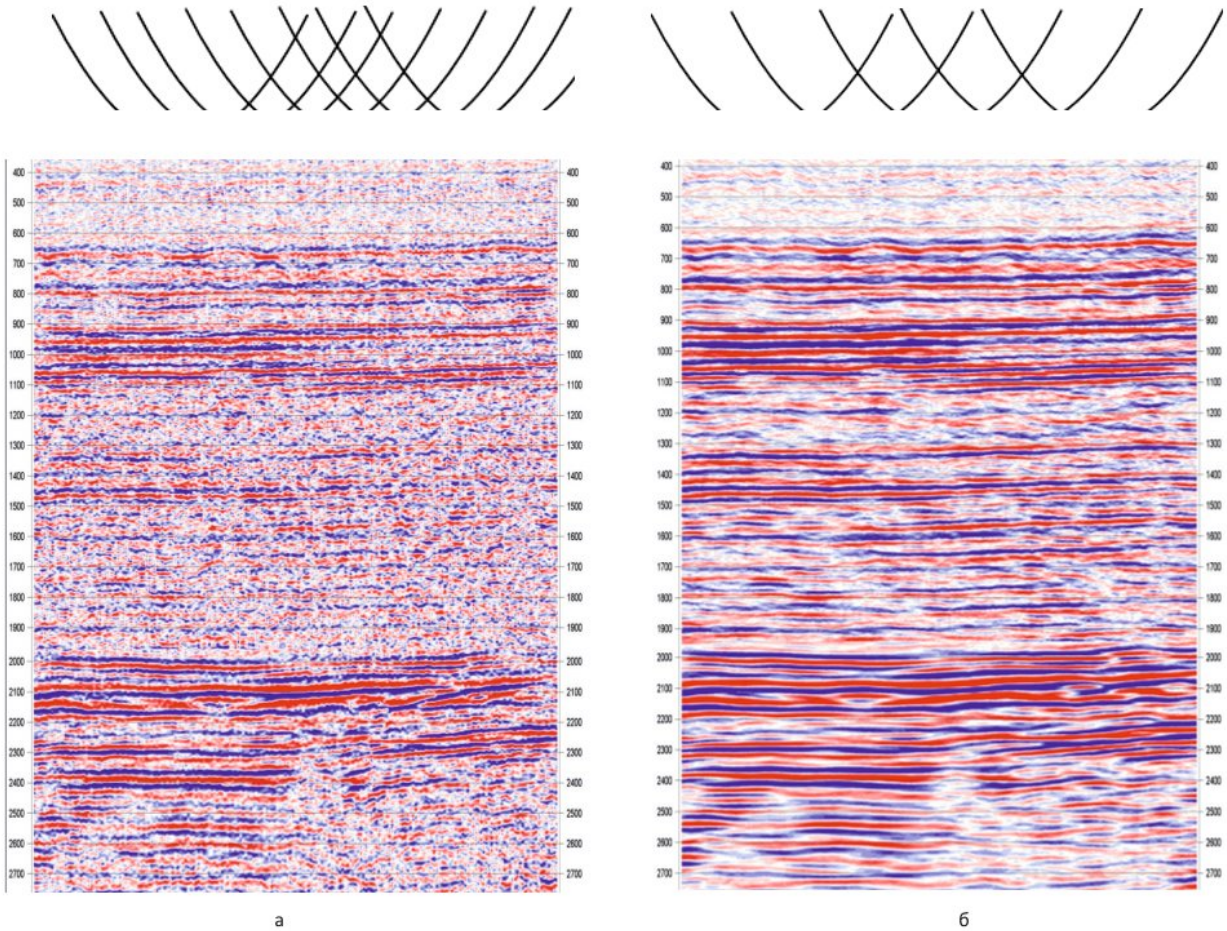
Каждая из трасс сейсмограммы ОСТ может быть использована для пересчета в совокупность трасс изображения среды S(t0, xD, yD). Локальная область, в которой осуществляется такой пересчет, названа авторами "большим бином". Пересчет выполняется на основе введения кинематических поправок с использованием следующей формулы:

$$\Delta t(x_D, y_D, t_0) = \sqrt{\frac{(x_D - x_{ПВ})^2}{V^2(t_0)} + \frac{(y_D - y_{ПВ})^2}{V^2(t_0)} + \frac{1}{4}\cdot t_0^2} + \sqrt{\frac{(x_{ПП} - x_D)^2}{V^2(t_0)} + \frac{(y_{ПП} - y_D)^2}{V^2(t_0)} + \frac{1}{4}\cdot t_0^2} - t_0$$

где $x_{пв}$, $y_{пв}$, $x_{пп}$, $y_{пп}$, - координаты *ПВ* и *ПП*; x_0, y_0- текущие координаты центра расчетного бина; $V(t_0)$ – средняя (эффективная) скорость от поверхности наблюдений до точки отнесения амплитуды сейсмической трассы.

Выполняя такие пересчеты для трасс, полученных для разных пар «источник-приемник» (ПВ-ПП), можно для некоторой точки будущего изображения с координатами xD, yD, лежащей на плоскости наблюдений в области большого бина (рис.9), получить массив трасс S(t0, xD, yD), конструктивная интерференция которых в этой точке и будет давать в разрезе трассу будущего волнового изображения геологической среды. Способ позволяет для повышения качества сейсмических изображений либо уменьшить расстояние между итоговыми трассами временного разреза, либо увеличить кратность суммарных трасс этого изображения, либо одновременно изменить оба этих параметра. Размеры, форма и положение центра большого бина могут зависеть как от глубины исследований, так и от расстояния между источником и приемником и являются управляющими параметрами, которые влияют на качество получаемого изображения. Минимальный размер радиуса большого бина связан с размером первой зоны Френеля на основном целевом горизонте исследований.

Предложенный способ был опробован на ряде модельных и полевых волновых полей достаточно сложной структуры. Некоторые результаты такого опро-

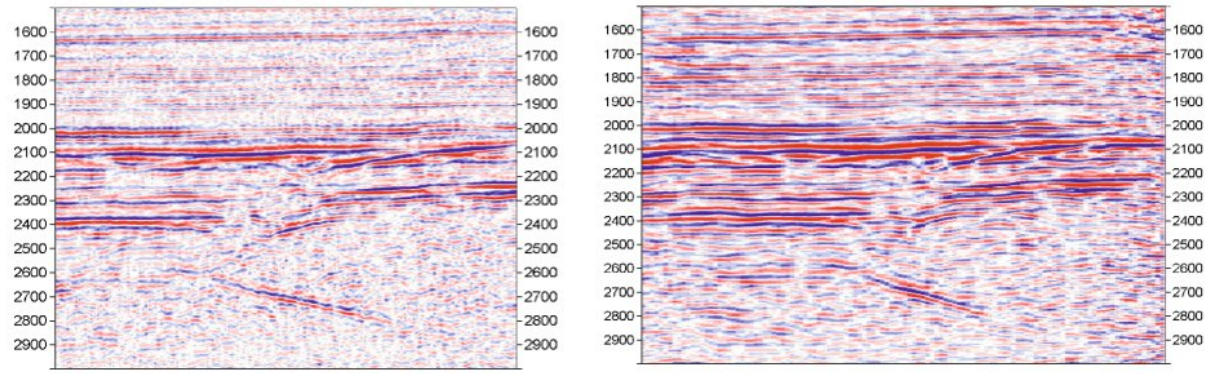


а б

Рис. 10. Вид временного разреза, полученного при стандартной обработке по ОГТ и по технологии "большого бина" по одному из профилей 2D.
а – размер большого бина 25 м, размер расчетного бина -25 м,кратность - 24;
б – размер большого бина 300 м, размер расчетного бина -25 м, кратность - 288.

бования на полевых сейсмических материалах показаны на рисунке 10. На нем представлены два временных разреза по одному из профилей в Западной Сибири, первый из которых получен по стандартной технологии ОГТ с кратностью 24, а второй - с использованием предложенной авторами технологии с тем же расстоянием между трассами, но с кратностью, равной 288. Временные разрезы, показанные на рисунке 11, демонстрируют возможность получения предложенным способом по сети наблюдений, предварительно разряженной по числу ПВ в два раза по сравнению с исходной сетью данных, результатов, по меньшей мере, аналогичных друг другу по качеству. Это свидетельствует о наличии принципиальной возможности в некоторых случаях при выполнении полевых исследований обходиться данными, получаемыми при заметно меньшей (в два-четыре раза) плотности сети ПВ.

Из приведенных примеров видно, что применение специальных методов обработки позволяет по данным полевых наблюдений с невысокой плотностью источников и приемников получать сейсмические изображения такого же качества, как и изображения, полученные в результате обычной обработки данных высокоплотных систем наблюдений. Доведение предложенных выше идей до практической реализации



▲ *Рис. 11. Фрагменты сейсмических временных разрезов: а –разрез, полученный стандартной обработкой данных ОГТ (шаг ПВ- 50 м, бин-25м, кратность -24); б –разрез, полученный обработкой по новой технологии по исходным данным, разреженным в два раза (шаг ПВ-100 м, расчетный бин-25 м, большой бин-150 м, кратность -72).*

позволит отечественным геофизикам получать высокоплотные сейсмические изображения среды на базе использования данных умеренно плотных систем наблюдений. Авторам представляется, что этот путь является альтернативным путем развития отечественной сейсморазведки на ближайшие годы.

На основе приведенного краткого анализа истории развития сейсмического метода геологической разведки можно сделать вероятный прогноз основных количественных и качественных параметров технологического уровня сейсмической разведки на ближайшие десятилетия. Авторам представляется, что зарубежная, а следом за ней и российская сейсморазведка будут и дальше неотвратимо дрейфовать в сторону наращивания параметров, характеризующих пространственную плотность, кратность и временную разрешенность получаемых с ее помощью геологических результатов. Авторский прогноз основных черт пятого (возможного) технологического уровня нефтегазовой сейсморазведки в интегральном виде на период 2016 - 2040 гг. для компаний, следующих западным технологиям приводится в таблице 4

▼ *Табл. 4. Основные черты сейсморазведки пятого технологического уровня. Сценарий 1.*

Сейсморазведка высокого пространственного и временного разрешения на базе использования новых взглядов на природу регистрируемых волн р азной поляризации	
Полевые высокотехнологичные широко азимутальные системы наблюдений с высокоточной привязкой всех пунктов приема и возбуждения колебаний	Частотный динамический диапазон колебаний на базе обычных источников ***не менее 6-6,5 октав***
	Число ис пользуемых активных каналов (сейсмоприемников, акселерометров) в широко азимутальных установках: ***10000-100000***
	Использование ***одиночных приемников и источников***
	Оптимальное ***сочетание кабельной и бескабельной телеметрии***
	Типичные расстояния между линиям и приема **50-100 м** и линиями возбуждения **100-200 м**. Размер бина по линиям приема **2-5 м**, по линиям возбуждения **5-10 м**
	Число получаемых трасс в расчете на 1 км ^{2} от ***1 млн. до 5 млн*** . с шагом квантования в ***1 мс и менее*** . Инструментальная привязка ПВ и ПП на уро вне ***не хуже 0,1- 0,3 м*** по всем трем координатам

Сейсморазведка высокого пространственного и временного разрешения на базе использования новых взглядов на природу регистрируемых волн разной поляризации	
Полевые высокотехнологичные широко азимутальные системы наблюдений с высокоточной привязкой всех пунктов приема и возбуждения колебаний	Частотный динамический диапазон колебаний на базе обычных источников ***не менее 6-6,5 октав***
	Число используемых активных каналов (сейсмоприемников, акселеро метров) в широко азимутальных установках: ***10000-20000***
	Использование ***одиночных приемников и источников***
	Оптимальное ***сочетание кабельной и бескабельной телеметрии***
	Типичные расстояния между линиями приема **100-200 м** и линиями возбуждения **200-300 м** . Разм ер бина по линиям приема **10-25 м** , по линиям возбуждения **25-50 м**
	Число получаемых трасс в расчете на 1 км ^{2} от ***0,1 млн. до 1 млн*** . с шагом квантования в ***1 мс и менее*** . Инструментальная привязка ПВ и ПП на уровне ***не хуже 0,1- 0,3 м*** по всем трем координатам
Применение современных систем обработки на основе использования новых идей	Широкое использование новых программ обработки, позволяющих на основе использовании оригинальных подходов получать итоговые данных по регулярной пространственной сети высокой плотн ости и кратности (интерполяция, применение иных взглядов на природу регистрируемых волн и др.)

▲ *Табл. 5. Основные черты сейсморазведки пятого технологического уровня. Сценарий 2.*

(сценарий 1).

В России же эти и другие особенности сейсморазведки завтрашнего дня будут достигаться как за счет разумного повышения плотности получаемых исходных полевых сейсмических данных, так и преимущественно за счет применения новых средств обработки, основанных на широком использовании новейших представлений о структуре регистрируемых волновых полей. Черты пятого технологического уровня сейсморазведки для Росси приведены в таблице 5 (сценарий 2).

По какому сценарию будет развиваться отечественная сейсморазведка покажет время.

Выводы:

1. Происходит дальнейшая интенсификация технологии сейсморазведочного процесса на базе использования все более плотных полевых систем наблюдений с целью получения высокоплотных и высоко разрешенных сейсмических изображений геологической среды.

2. В отечественной сейсморазведке еще во многом не исчерпаны потенциальные возможности существующих сегодня технологий МОГТ-3D четвертого уровня в части получения сейсмических изображений геологических сред высокой пространственной плотности и кратности.

3. Возможны по крайней мере два сценария совершенствования сейсмической разведки в ближайшие 10-20 лет. Первый из них (западный) предполагает существенное уплотнение систем наблюдений и пригоден преимущественно в странах с не очень строгими требованиями к воздействиям на окружающую среду, например, на Ближнем Востоке, в Северной Африке и др. Второй сценарий предполагает использование менее плотных систем полевых наблюдений и усложненных систем обработки полевых

данных. Он может применяться на экологически уязвимых и урбанизированных территориях, например, в России.

Литература

1. Бондарев В.И., Крылатков С.М. Сейсморазведка. Учебник для вузов. Екатеринбург: Изд-во УГГУ. Том. 1. 2012.- 402 с.

2. Бондарев В.И., Крылатков С.М., Курашов И.С. Способ получения сейсмических изображений геологической среды высокой кратности// Тезисы доклада на 5-й международной геолого-геофизической конференции «Санкт-Петербург 2012. Науки о Земле: новые горизонты в освоении недр», Санкт-Петербург, 2-5 апреля 2012 г.

3. Бондарев В.И., Крылатков С.М., Курашов И.С. Другой подход к формированию сейсмических изображений по данным метода многократных перекрытий// Тезисы доклада на международной научно-практической конференции «Тюмень 2013: Новые геотехнологии для старых провинций», Тюмень. 2013

4. Череповский А.В. Нефтегазовая сейсморазведка сегодня и завтра: аппаратурные и методические решения //Тезисы доклада и презентация на конференции "Сейсмические технологии-2014", Москва, 2014.

5. Гамбурцев Г.А., Ризниченко Ю.В. и др. Корреляционный метод преломленных волн. –М.: Изд-во АН СССР.1952. -200 с.

6. Пузырев Н.Н. Интерпретация данных сейсморазведки методом отраженных волн. – М.: Гостоптехиздат.1959. -452 с.

7. Мешбей В.И. Методика многократных перекрытий в сейсморазведке – М.: Недра. 1985. – 264 с.

8. Урупов А.К. Основы трехмерной сейсморазведки. - М.: Изд-во Нефть и газ РГУНГ. 2004. – 584 с

9. Череповский А.В. Наземная сейсморазведка нового технологического уровня. - М.: ООО "ЕАГЕ Геомодель". 2016.-230 с.

10. Череповский А.В. Наземная сейсморазведка нового технологического уровня /Геофизика, №2, 2014. с.75-83

11. Гафаров Р.М. Опытные работы по испытаниям полевых бескабельных систем GRS (GEOSPACE) и UNITE(Sercel) /Приборы и системы разведочной геофизики. 2012, №2. С.46-54

12. Жуков А.П., Колесов С.В., Шехтман Г.А., Шнеерсон М.Б. Сейсморазведка с вибрационными источниками. - Тверь, Изд-во ГЕРС. 2011.- 412 с.

13. Череповский А.В. Сейсморазведка с одиночными приемниками и источниками: обзор современных технологий и проектирование съемок. - Тверь, ООО "Изд.- во ГЕРС". 2012

14. Камалтдинов Р.Б., Воцалевский В.З. Преимущества полноазимутальных высокоплотных методик сейсморазведки. Система UniQ – опыт внедрения в России. //Тезисы доклада и презентация на научно-технической конференции "Новые технологии поисков нефти и газа", Тюмень, 2014

15. Stein J.A. Multi-dimensional high resolution processing to meet today's imaging needs? First Break, 30, 2012, pp.93-98

16. Бондарев В.И., Крылатков С.М., Курашов И.А. Патент на изобретение № 2488145 “Способ построения сейсмических изображений геологической среды” с приоритетом от 10 января 2012 г., зарегистрирован в Государственном реестре изобретений РФ 20 июля 2013 г.

Перспективы бескабельных регистрирующих систем в наземной сейсморазведке

■ Череповский А.В., лектор EAGE, г.Москва

Введение

Несмотря на свою более чем 100-летнюю историю (если за начало отсчёта принять первый патент на метод преломлённых волн, поданный в США в 1914 году), наземная сейсмическая разведка продолжает бурно эволюционировать и каждые 5-10 лет мы наблюдаем появление и внедрение новых аппаратурных комплексов или методических решений.

В последнее время на различных конференциях и форумах всё чаще говорится о бескабельных регистрирующих системах и о том, что именно за такими системами будущее наземной сейсморазведки. По-видимому, феноменальный успех сотовой телефонной связи позволяет многим экспертам нашей отрасли надеяться и на широкое внедрение беспроводной передачи сейсмических данных. Например, в пресс-релизе НК «Роснефть» от 2 сентября 2016 г. объявлено, что в течение двух лет будут завершены работы по созданию инновационной беспроводной системы сбора сейсмических данных. Проект будет выполнен в партнёрстве с иностранными компаниями, BP и WesternGeco. Ожидается, что новая технология «станет прорывом в сфере проектирования и проведения сейсморазведки 2D и 3D и обеспечит сокращение сроков проведения полевых работ и снижение стоимости сейсмических данных в труднодоступных регионах и сложных климатических условиях».

Преимущества целого семейства предлагаемых в настоящее время бескабельных систем по сравнению с традиционными кабельными системами пока не доказаны при выполнении производственных работ 3D в России, но результаты опытных работ, проведённых СКБ СП совместно с ОАО «Ставропольнефтегеофизика» и представленные на конференции «Геофест» в Конаково (2015 г.), весьма многообещающие. Было заявлено, что отечественная бескабельная система SCOUT имеет следующие преимущества перед кабельными системами:

- на 50% меньше персонала при расстановке оборудования;
- на 40% быстрее расстановка оборудования на профиле;
- на 50% меньше транспортных средств;
- на 30% быстрее выполнение проекта.

Опираясь на такие высокие ожидаемые показатели, сторонники бескабельной сейсмики называют сторонников традиционных кабельных регистрирующих систем «извозчиками, бастующими против производства автомобилей»! Но давайте объективно рассмотрим особенности функционирования бескабельных систем разной конструкции и возможные препятствия на пути завоевания ими главенствующей роли при наземной сейсморазведке 3D в России.

Немного истории

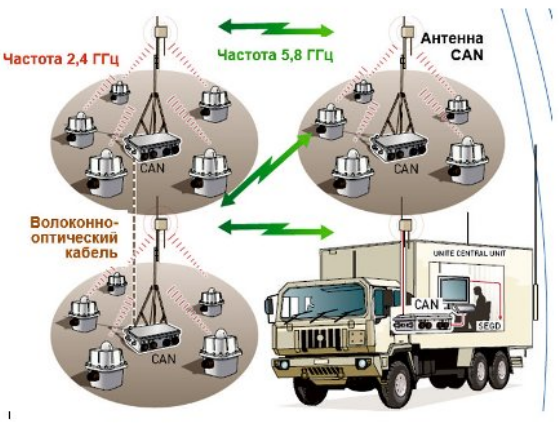
В последние годы мы наблюдаем становление не первого, а как минимум второго поколения бескабельных систем [2]. Бескабельная передача данных в реальном времени – это давняя мечта сейсморазведчиков и их заказчиков, и первые попытки разработать радиотелеметрические регистрирующие системы были сделаны примерно 25 лет назад. И уже около 20 лет назад появилось первое поколение регистрирующих систем, использующих радиосвязь в диапазоне метровых волн (200–250 МГц), с радиусом действия до нескольких десятков км. Такие системы предполагалось приме-

нять в сложных поверхностных условиях (реки, овраги, холмы, заповедники) или в условиях развитой инфраструктуры (нефтепромысловые сооружения, трубопроводы, шоссе, промышленная и жилая застройка), где сложно проложить непрерывные кабельные приёмные линии. Для снижения стоимости радиотелеметрических систем их модули (автономные станции) были многоканальными – от 4 до 8 каналов. Питание модулей осуществлялось с помощью внешних аккумуляторов. Кроме того, каждый модуль имел соединения с несколькими группами сейсмоприёмников.

Первое поколение бескабельных систем с радиотелеметрией не стало массовым и не изменило ситуацию в наземной сейсморазведке3D. Внедрение радиотелеметрических систем, таких как I/O RSR, Fairfield BOX и Eagle Opseis, сдерживалось их высокой стоимостью, необходимостью получения разрешений на радиосвязь в ОВЧ-диапазоне, необходимостью установки и переноса по площади антенн довольно большой высоты, недостаточной скоростью передачи данных, сложностью комбинирования с кабельными системами, высоким потреблением электроэнергии и всё ещё довольно большим количеством соединительных кабелей.

Сотовая сейсмика

Важнейшим моментом для успешной разработки бескабельных систем второго поколения стало появление дешёвых и высокочувствительных приёмников сигналов глобальных навигационных спутниковых систем (ГНСС), среди которых наибольшей популярностью обладает американская GPS. Как правило, GPS-приёмники в автономных модулях предназначены не для определения координат (поскольку точность, требуемая для сейсморазведочных работ, обеспечивается дифференциальной глобальной спутниковой системой DGPS), а для синхронизации (хронирования) записываемых отсчётов сейсмических трасс. Это ключевой момент, который открыл дорогу автономной регистрации данных с использованием неограниченного количества модулей.



▲ *Рис. 1. Бескабельная «сотовая» сейсмика 3D с автономными модулями. Данные передаются в реальном времени на двух частотах с использованием стандартов Wi-Fi.*

Сетевой (сотовый) подход к регистрации сейсмических данных 3D считался наиболее перспективной реализацией бескабельной системы 12-15 лет назад [4]. Этот подход был впервые осуществлён шотландской компанией Vibtech (позднее подразделение компании Sercel) в 2002 году. Конструкторы компании Vibtech поставили перед собой смелую задачу: разработать систему, не имеющую ограничений по количеству каналов и использующую стандарты Wi-Fi для передачи данных в (почти) реальном времени с использованием нелицензируемых диапазонов гигагерцовых радиочастот.

На рис.1 схематически показано, что в пределах активной расстановки, состоящей из нескольких сотен или тысяч автономных одноканальных модулей, пред-

полагалось устанавливать сеть антенн с перекрывающимися радиусами действия (не более 1000 м на открытой местности). Каждая антенна считывает данные из своей «соты», включающей две-три сотни модулей, на частоте 2,4 ГГц. Далее накопленные данные могут передаваться от одной антенны к другой, вплоть до сейсмостанции, по радиоканалам с большей пропускной способностью (на частоте 5,8 ГГц). Две указанные частоты имеют свои преимущества и недостатки, перечисленные в таблице 1.

выполнении десятков небольших производственных съёмок 3D, главным образом в Северной Америке, Великобритании и Австралии, технология не доказала своих преимуществ перед кабельными системами при выполнении крупных съёмок 3D.

Трудности и ограничения были похожими на те, которые были свойственны ОВЧ-радиосистемам первого поколения: значительное время уходило на передачу данных и на достижение устойчивой радиосвязи при перемещении приёмной расстановки и антенн по площади исследований.

Частота	Преимущества	Недостатки
2,4 ГГц	• Лицензия во многих странах не требуется или её проще получить • Больше радиус действия • Меньше чувствительность к растительности • Более широкое использование	• Ниже скорость передачи данных (до 50 Мбит/с) • Меньше радиоканалов • Физически более крупные антенны
5,8 ГГц	• Высокая скорость передачи данных (до 300 Мбит/с) • Большое количество радиоканалов во многих странах	• Сложно получить лицензию в некоторых странах • Ограничения по мощности излучения во многих странах • Высокая чувствительность к растительности • Радиус действия небольшой без направленных антенн • Необходима высокая квалификация обслуживающего персонала

▲ *Табл. 1. Сравнительные преимущества и недостатки двух диапазонов частот стандарта Wi-Fi.*

Для тех ситуаций, когда передача данных между антеннами на частоте 5,8 ГГц затруднена из-за изрезанного рельефа местности, высокого и густого леса или даже из-за дождя и мокрой листвы, имеется альтернативное решение – волоконно-оптический кабель, аналогичный тем, которые используются в качестве «трансверсов» (или «хребтов») в кабельных регистрирующих системах.

Хотя проект «сотовая сейсмика» был воплощён в жизнь и радиотелеметрический режим применялся несколько лет при

Стало понятно, что до начала полевых работ необходим подготовительный этап, на котором тщательно изучаются возможные помехи для радиосвязи на площади исследований. Для того, чтобы спрогнозировать радиус надёжной радиосвязи, нужно построить цифровую модель местности, выделить основные типы препятствий (леса и парки, города и деревни, сельскохозяйственные угодья, эстакады и мосты), их контуры и среднюю высоту препятствий. Эту работу можно выполнить с использованием бесплатного програм-

много обеспечения, такого как “RadioMobile”. В качестве входных данных за рубежом иногда используют результаты спутниковой радиолокации (SRTM), которая уверенно картирует объекты размером от 30 м и больше. На территории России точность этих данных гораздо ниже (порядка 300 м), что явно недостаточно для целей планирования бескабельных сейсмических исследований. Поэтому для построения точной цифровой модели местности и районирования радиопомех может понадобиться воздушная съёмка LIDAR (оптико-механическое сканирование местности лазерным излучением, пульсирующим с частотой порядка 150 кГц).

В настоящее время сотовую сейсмику можно реализовать с такими бескабельными системами как UNITE (компании Sercel) и Hawk (компании Inova). По сведениям из Интернет-журнала “Digital Energy Journal” (15 июля 2016 г.), в начале 2016 года в залесённой холмистой местности в Аппалачах предстояло отработать съёмку с 2678 модулями системы Hawk. Специалисты подрядчика оценили, что для передачи данных в реальном времени понадобилось бы 60 антенн, которые сложно устанавливать и переносить по площади, не прерывая процесс сбора данных. А для оптимизации сети антенн по ходу съёмки мог понадобиться метод проб и ошибок. Поэтому, несмотря на привлекательность идеи передачи данных в реальном времени, в описываемом случае подрядчик предпочёл вариант автономной регистрации данных и их периодического сбора для контроля качества и предобработки.

Важен также правовой аспект, мало обсуждаемый в геофизической литературе. Если во многих странах можно беспрепятственно создавать сети Wi-Fi там, где новые пользователи не мешают ранее зарегистрированным пользователям и экстренным службам (скорая помощь, пожарная служба и т.п.), то в Российской Федерации на организацию сетей Wi-Fi за пределами зданий и производственных территорий накладываются серьёзные ограничения. Решение Государственной комиссии по радиочастотам (ГКРЧ) от 29 февраля 2016 г. № 16-36-03 позволяет использовать оборудование беспроводных локальных сетей малого радиуса действия стандартов IEEE 802.11b, 802.11g, 802.11n с эквивалентной изотропно-излучаемой мощностью (ЭИИМ) **не более 100 мВт** вне закрытых помещений в диапазоне частот **2400-2483,5 МГц** без оформления отдельных решений ГКРЧ и разрешений на использование радиочастот или радиочастотных каналов. Однако требуется зарегистрировать используемые радиоэлектронные средства (РЭС) в том случае, если высота установки радиоэлектронных средств превышает **10 м от поверхности земли.** В каждом федеральном округе России имеется филиал Радиочастотного центра (РЧЦ), который обеспечивает надлежащее использование радиочастотных каналов, радиоэлектронных средств и высокочастотных устройств гражданского назначения.

Шаг назад: «полуслепая» бескабельная сейсмика.

Описанные выше ограничения и трудности с достижением устойчивой радиосвязи в гигагерцовом диапазоне, особенно в условиях пересечённого рельефа местности и густого и высокого леса, натолкнули на мысль отказаться от идеи передачи всех данных в реальном времени. В результате был предложен и реализован подход, который за рубежом назвали «полуслепой сейсмикой»: на сейсмостанции ставится единственная антенна, которая собирает данные с ближних каналов приёмной расстановки 3D в

реальном времени (на частоте 2,4 ГГц), а дальние каналы пишутся автономно. Синхронизация (хронирование) сейсмических отсчётов, разумеется, обеспечивается с помощью той или иной спутниковой навигационной системы: американской GPS, российской Глонасс или китайской Бэйдоу (в Сибири и на Дальнем Востоке).

Если Заказчик не согласен с отсутствием оперативной информации об уровне микросейсм и отношении сигнал/помеха на дальних каналах расстановки, то можно оценивать эти параметры косвенно, путём использования анемометров, как показано на рис.2.



▲ *Рис. 2. Режим «полуслепой» сейсмики 3D. Ближние каналы передаются в реальном времени по Wi-Fi благодаря антенне на сейсмостанции. Дальние каналы регистрируют данные автономно, и они считываются периодически с помощью передвижных антенн.*

В действительности, анемометры применялись в Мексике при производственных съёмках 3D с бескабельной системой UNITE. Там Заказчик требовал периодически собирать все данные и доставлять их на базу партии в течение 2 суток после регистрации. Эта задача решалась путём использования планшетных компьютеров и передвижных антенн, установленных на внедорожниках или аэроботах (на заболоченных участках).

Два шага назад: «слепая» бескабельная сейсмика.

Высокая надёжность современных автономных регистрирующих систем позволяет выполнять «слепые» сейсмические съёмки 3D, то есть при полном отсутствии беспроводной связи. В этом случае подрядчик и Заказчик ничего не знают о состоянии вынесенных на профиль автономных модулей и не получают сейсмических данных для контроля качества в реальном времени. Полный отказ от радиосвязи позволил разработать более дешёвые и более компактные регистрирующие системы, такие как GSR/GSX компании Geospace Technologies и ZLand компании Fairfield Nodal, которые и стали наиболее продаваемыми в Западном полушарии в последние 5-6 лет.

Особенность современной наземной сейсморазведки в США и некоторых других странах Америки заключается в том, что там выполняется много «спекулятивных» сейсмических съёмок (чаще всего на сланцевый газ и сланцевую нефть), при которых геофизические компании по своей инициативе отрабатывают те или иные перспективные территории с целью продать обработанные массивы данных заинтересованным нефтегазовым компаниям.

В модели «спекулятивной» съёмки нет места супервайзеру, поэтому ни оперативный, ни периодический контроль уровня шума окружающей среды и качества полевых данных не обязательны или, по крайней мере, не критичны.

В тех случаях, когда контроль помех окружающей среды всё же требуется, используются различные решения, в зависимости от предпочтений Заказчиков и подрядчиков и имеющегося у них оборудования. А именно, основная «слепая» регистрирующая система дополняется следующим образом:

1) дублирование автономных модулей на одном или нескольких участках площади работ такими же модулями. Продублированные модули снимают и доставляют для чтения данных на базу партии каждый день или несколько раз в день в отличие от модулей в основной расстановке, где данные могут автономно регистрироваться без контроля одну-две недели. Естественно, этот вариант не обеспечивает непрерывного мониторинга шума окружающей среды;

2) вспомогательная кабельная система 2D из нескольких десятков или первых сотен каналов. Раскладывается, как правило, поперёк приёмных линий, состоящих из автономных модулей, и обеспечивает контроль шума окружающей среды в реальном времени в центральной части приёмной расстановки;

3) вспомогательная радиотелеметрическая система из нескольких десятков или первых сотен модулей RT2. Модули устанавливаются, как правило, компактно

▼ *Табл. 2. Условия выполнения и параметры нескольких крупных «слепых» бескабельных съёмок в Северной и Южной Америке.*

Регион	Аляска	Аляска	Боливия	Перу
Сроки работ	зима 2013–14	зима 2013–14	2014	2014
Природные условия	заснеженная тундра	заснеженная тундра	предгорья Анд, густой лес	высокий тропический лес
Температура воздуха, С	от -25 до -50	от -25 до -50	неизвестно	неизвестно
Площадь работ, кв.км	395	580	543	210
Источник	12 вибраторов AHV-IV	10 вибраторов AHV-IV 380	взрыв, 1 скважина 15 м	взрыв, 1 скважина 15 м
Методика работ	slip–sweep	slip–sweep		
Автономная регистрирующая система	Geospace GSX	AutoSeis HDR1C	Geospace GSX	Geospace GSX
Кол-во модулей	14000	18000	27000	19000
Кол-во активных каналов	неизвестно	неизвестно	16 x 800 = 12800	24 x 276 = 6624
Приёмники	одиночный SG-5	3 x SG-10	одиночный GS-One	одиночный GS-One
Плотность трасс на кв.км	2550000	2550000	1032000	425000
Периодичность сбора данных	неизвестно	неизвестно	несколько дней	несколько дней
Мониторинг помех в реальном времени	300 модулей RT2, поперёк приёмных линий	Кабельная система Sercel-428XL, поперёк приёмных линий	160 модулей RT2, компактно на одной линии приёма	неизвестно

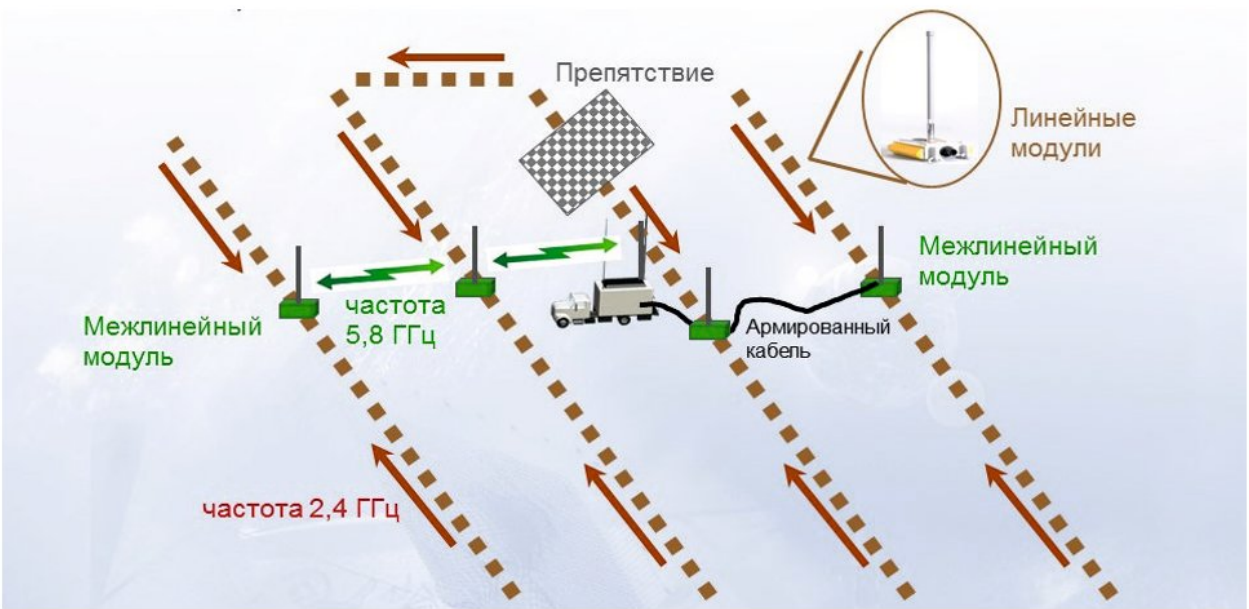
на одной из приёмных линий вблизи сейсмостанции (в пределах действия антенны Wi-Fi).

Все эти три варианта мониторинга шума окружающей среды применялись при «слепых» производственных съёмках, перечисленных в таблице 2. Наиболее сложно мониторинг шума был организован при сейсмической съёмке 3D в предгорьях Анд в Боливии, где применялось сразу две вспомогательные регистрирующие системы: 160 радиотелеметрических модулей RT2 недалеко от базы партии и продублированные (часто снимаемые) автономные модули GSX, установленные на 5 участках дальних приёмных линий [3].

Радиорелейная регистрирующая система.

В обширном семействе современных бескабельных систем особняком стоит радиотелеметрическая система RTS2 компании Wireless Seismic. Представители этой компании полагают, что они сделали шаг вперёд в сейсморазведке [1], заменив последовательную передачу данных в приёмной расстановке от канала к каналу по кабелям такой же последовательной передачей данных от модуля к модулю по радио на частоте 2,4 ГГц (Рис.3). По сути, это радиорелейная регистрирующая система, которая по определению не может обеспечить режим реального времени из-за передачи накапливаемого массива сейсмических данных по линиям приёма. Судя по результатам опытных работ 3D в ЯНАО, общая задержка передачи данных при количестве активных каналов менее 1000 (на 4 линиях приёма) и оптоволоконном поперечном кабеле составляла несколько секунд. Расчёты показывают, что общая задержка передачи данных при количестве активных каналов 7-8 тысяч и бескабельной передаче по «трансверсу» на частоте 5,8 ГГц может составлять несколько минут, что приемлемо только для взрывных сейсмопартий. Для радиопередачи данных по «трансверсу» необходимо устанавливать

▼ *Рис. 3. Бескабельная сейсмика 3D с радиорелейной передачей данных по Wi-Fi в почти реальном времени. Для повышения скорости передачи данных может использоваться поперечный оптоволоконный армированный кабель.*



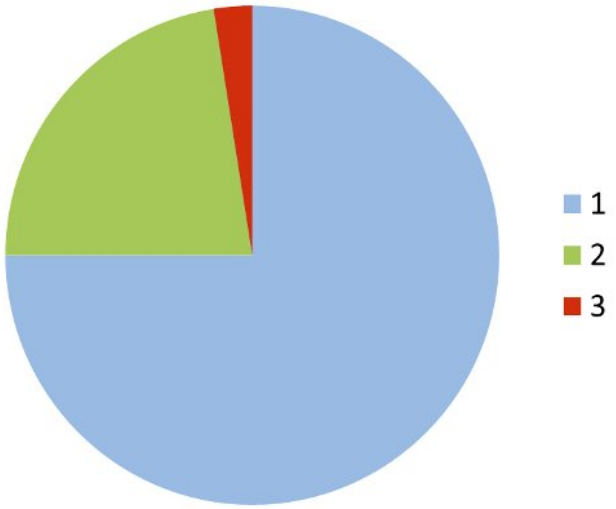


Рис. 4. Доля различных модификаций бескабельных регистрирующих систем на мировом рынке по состоянию на конец 2015 г.:
1 – «слепые» (нодальные) автономные системы (75%);
2 – «полуслепые» автономные системы (22,5%);
3 – радиорелейная система (2,5%).

высокие направленные антенны (7-8 метров и выше) с тремя-четырьмя растяжками, что весьма затруднительно в условиях узких просек и глубокого снежного покрова при выполнении зимних съёмок в России. Растяжки охватывают большую площадь и создают препятствия для проезда техники и прохода людей.

Представители компании Wireless Seismic заявляют, что важнейшими преимуществами бескабельной системы RTS2 являются снижение антропогенного воздействия на окружающую среду и повышение уровня промышленной безопасности благодаря снижению рисков травматизма, связанных с рубкой леса. Заявленная исключительность системы RTS2 – в отношении отказа от рубки леса по линиям приёма – непонятна, поскольку вес используемого оборудования и возможности его раскладки в условиях леса и глубокого снега мало отличаются как для других бескабельных («полуслепых» и «слепых») систем, так и для доминирующих ныне кабельных систем.

Системе RTS2 принадлежит пока очень небольшой сегмент рынка по общему количеству проданных каналов (Рис.4). Эта бескабельная система в настоящее время используется преимущественно в небольших конфигурациях:

1) как самостоятельная система для мониторинга гидроразрыва пласта (ГРП) или подземных газохранилищ;

2) как вспомогательная система для мониторинга помех окружающей среды при «слепых» бескабельных наземных съёмках.

Настоящее и будущее бескабельных систем.

Основным мотивом внедрения инновационных регистрирующих систем является экономическая целесообразность. Также немалую роль играют факторы охраны труда и защиты окружающей среды.

Размотка кабелей на площадях с развитой инфраструктурой или сложным рельефом часто представляет собой неразрешимую проблему. Кроме того, в некоторых регионах частые повреждения кабелей обусловлены дикими животными или недружественным местным населением. Этими факторами объясняется растущий интерес Заказчиков к бескабельным регистрирующим системам с автономной регистрацией данных или с их передачей на центральную электронику в (почти) реальном времени.

Надо отметить, что кабельные системы продолжают совершенствоваться, и их возможности и надёжность всё время повышаются. Сейсмопартии с кабельным оборудованием обеспечивают высокую производительность полевых работ с приёмными расстановками, площадь которых нередко составляет от 250 до 400 кв. км при работах 3D на открытой местности в северной части Африки и на Ближнем Востоке. В настоящее время отдельные сейсморазведочные компании располагают кабельными системами, способными регистрировать в реальном времени более 100000 каналов с шагом дискретизации 1 или 2 мс. И это реально востребованные на рынке конфигурации, например, объявляемые в тендерах на проведение сейсмических работ 3D с одиночными приёмниками в Кувейте, Саудовской Аравии и других странах Ближнего Востока. Таким образом, кабельные системы продолжают расширяться и ещё не достигли предела своих возможностей. Они по-прежнему преобладают на мировом рынке (кроме США, что выше получило объяснение) и мы полагаем, что бескабельные системы не смогут стать доминирующими в ближайшее десятилетие.

Бескабельные системы сбора сейсмических данных, прежде всего, расширяют линейку имеющихся у сейсморазведчиков инструментов для выполнения работ любой сложности. Исходя из современного уровня развития кабельных и бескабельных систем, во многих ситуациях целесообразно их совместное использование в гибридных (комбинированных) приёмных расстановках [2].

Высокая плотность наблюдений позволяет смягчить требования к допустимому уровню шума окружающей среды (микросейсмам) и к соотношению С/П на исходных записях. Если эта концепция будет принята российскими Заказчиками, то более дешёвые «слепые» и «полуслепые» автономные системы получат распространение в России, как это уже произошло в США и некоторых других странах Северной и Южной Америки.

Литература

1. Кузьмичев В.Е., 2014, Время сделать следующий шаг в сейсморазведке. – Приборы и системы разведочной геофизики, Саратов, №04(50)/2014, с.50–58.

2. Череповский А.В., 2016, Наземная сейсморазведка нового технологического уровня. – Москва, ЕАГЕ Геомодель, 230 с.

3. Munoz P.A., Rodriguez L., Parrado R. et al., 2015, Operational challenges of nodal 3D seismic acquisition in the sub-Andean environments. – 77th EAGE Conference & Exhibition, Madrid, 1–4 June 2015.

4. Smith J.F., 2006, How a new cable-less land seismic survey acquisition system was born. – First Break, Vol.24, Feb.2006, p.79–81.

Подробнее об авторе



Череповский
Анатолий Викторович

лектор Европейской ассоциации геоученых и инженеров (EAGE), к.т.н.

Система, работающая в реальных условиях в реальном времени

Кузьмичев В.Е., “Wireless Seismic, Inc.”, г. Москва

Прошло почти 2 года с того времени как на страницах журнала «Приборы и системы разведочной геофизики» была опубликована моя статья о системе RT System 2 производства Компании Wireless Seismic [1]. Что изменилось за это время? Какие новые возможности получила система RT2?

Думаю, что практически все уважаемые коллеги, которые читают данную статью, знакомы с технологиями Wireless Seismic, но все же могут быть и те, кто не знает всех деталей предлагаемой технологии. Поэтому я начну с небольшого повтора, где расскажу об основных моментах технологии, применяемой в бескабельной системе регистрации в реальном времени RT 2.

RTSystem 2 является системой регистрации сейсмических данных, разработанной и изготовленной для непосредственной замены традиционных кабельных систем, широко используемых для изучения нефтегазоперспективных территорий, а также разведки других ресурсов.

RTSystem 2 включает в себя стандартные элементы наземной сейсморазведочной системы: дистанционно расположенные модули высокоточной регистрации данных; инфраструктуру для передачи сейсмических данных с распределенных модулей (посредством беспроводной телеметрии вместо кабелей); и централизованную компьютерную систему обработки данных, которая осуществляет функции отображения, хранения и управления данными.

Основным модулем регистрации данных является бескабельный полевой модуль (WRU). Это небольшой модуль, содержащий аналого-цифровой преобразователь, схемы цифрового управления и приемопередатчик, работающий в диапазоне 2,4 ГГц. Каждый WRU питается от одной или двух литий-ионных аккумуляторных батарей. Система оцифровывает сигналы, поступающие с внешних аналоговых геофонов. Функция телеметрии реализуется посредством двухэтапной системы связи: вдоль линии между WRU, а затем поперек линий посредством высокоскоростной трансляционной сети. WRU передают сейсмические данные через друг друга по линии (профилю). Каждый WRU получает данные от соседнего WRU, находящегося дальше в нисходящем направлении, а затем отправляет оба набора данных в восходящем направлении к следующему WRU. Так как расстояние между WRU равно обычному расстоянию между группами сейсмоприемников при сейсморазведочных работах, они расположены недалеко друг от друга. Кроме этого, такая технология позволяет выбирать практически любую конфигурацию поля. Благодаря тому, что приемопередатчики потребляют минимальную мощность, система может работать долгое время при небольшой емкости батарей.

После того как данные попадают в трансляционную сеть, их собирает межлинейный полевой модуль (LIU). LIU выполняет функции интерфейса между сетью WRU и трансляционным оборудованием. В LIU имеется несколько Ethernet-портов, к которым можно напрямую подключить либо компьютер, либо, что делается чаще, армированный оптоволоконный кабель или трансляционный радиопередатчик.

Трансляционные радиопередатчики работают в диапазоне 5,8 ГГц. Вторую группу WRU можно развернуть по другую сторону от LIU, симметрично или ассиметрично вокруг него.



Все иллюстрации приведены без соблюдения масштаба.

Максимальная производительность

Эксплуатационная прочность, надежность и эффективность системы позволяют повысить бесперебойность работ и увеличить производительность сейсмосъемки.

Возможность увеличения каналов без ограничений

Система позволяет проводить наблюдения с десятками тысяч каналов, что соответствует требованиям для выполнения наиболее масштабных 3D исследований.

Эксплуатационная адаптивность

Гибкость системы позволяет моментально изменять ее конфигурацию для проведения 2D и 3D исследований, а также осуществления контроля работ по гидроразрыву пластов в режиме пассивной регистрации.

Далее в нисходящем (с уменьшением нумерации линий) направлении по трансляционной линии расположен еще один LIU со своими двумя линиями WRU и подобная расстановка продолжается до получения ряда параллельных соединений вдоль линии и трансляционных соединений поперек линий. Трансляционная сеть также выполняет функции системы связи, передавая информацию между точками трансляции. Если необходимо, оптоволоконный кабель можно заменить радиолинией трансляционной сети. В любом случае схема размещений напоминает стандартную конфигурацию кабельной сейсморазведочной системы.

Центральная система смонтирована в стойке с двумя компьютерами, настроенными по типу «клиент–сервер». Обычно система устанавливается в передвижной регистрирующей станции со всем дополнительным оборудованием, необходимым для проведения сейсморазведочных работ: приемопередатчиками, системой управления сейсмоисточником, дисплеями, ИБП, системами хранения данных и т. д. Внутри передвижная центральная система регистрации бескабельной сейсморегистрирующей системы выглядит и работает почти так же, как передвижная центральная система регистрации кабельной системы.

Так как RTSystem 2 работает и регистрирует данные в режиме реального времени, оператор может контролировать характеристики расстановки и быстро проверять статус системы. Для выявления шумов расстановки можно использовать воздушный прибор контроля расстановки.

RTSystem 2 может выполнять синхронное и асинхронное накапливание и корреляцию, поэтому ее можно использовать с различными типами источников - взрывами, падающими грузами, импульсными источниками и сейсмическими виброисточниками.

Бескабельный полевой модуль (WRU)

WRU является важнейшей частью RT System 2. В водонепроницаемом алюминиевом корпусе находятся аналого-цифровой преобразователь, приемопередатчик, модуль GPS, тестовые схемы, блоки питания и, конечно же, микропроцессоры (рис. 1).



▲ *Рис. 1. На внешней части корпуса WRU расположены: антенна повышенной прочности диапазона 2,4 ГГц; стандартный разъем геофона; антенна GPS; статусные индикаторы и две аккумуляторные батареи (по одной с каждой стороны).*

Аналого-цифровой преобразователь представляет собой 24-разрядный преобразователь новейшей конструкции — микросхему, широко применяемую практически всеми производителями сейсморазведочных систем. В совокупности с высококачественными схемотехническими платами модуль обладает выдающейся линейностью характеристик и большим динамическим диапазоном.

Схема комплексной самодиагностики объединена с электронными компонентами системы регистрации данных. WRU может проверять доступную емкость батареи, местонахождение по GPS, инструментальные шумы, гармонические искажения, точность усиления, шумы расстановки, утечки, сопротивление и импеданс геофонов.

WRU выполняет две основные функции: оцифровка аналоговых сигналов геофонов и передача данных в восходящем направлении по линии к LIU. Каждый WRU получает сейсмические данные от WRU, находящегося дальше в нисходящем направлении, добавляет собственные данные и передает сводные данные в восходящем направлении. Перемещение данных подобным образом требует от WRU переключения между режимами приема и передачи.

В каждом WRU установлена одна или две литий-ионные аккумуляторные батареи. При двухбатарейной конфигурации система интеллектуального управления питанием первоначально выбирает для питания батарею с меньшим уровнем заряда. Когда данная батарея разрядится, система переключается на батарею с более высоким уровнем заряда. Разряженные батареи можно заменить в полевых условиях, но во многих полевых работах заряда батарей хватает до момента свертывания сети WRU. За состоянием батарей непрерывно следит централизованная система управления.

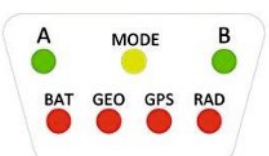
Подсистема GPS определяет примерное местоположение WRU и эту информацию впоследствии может использовать центральная система управления для привязки данных с этого WRU к его координатам, устраняя необходимость в контрольном устройстве переносного типа. Оператор центральной системы управления может просмотреть расположение других WRU, что является полезной возможностью при наладке линий, если WRU не был помещен возле пикета.

WRU являются компактными и прочными регистрирующими модулями, предназначенными для быстрого развертывания работниками, не обладающими специальными навыками, без использования портативных компьютеров (рис. 2).



▲ *Рис. 2. Конструкция WRU предусматривает быстрое развертывание не имеющими специальных навыков работниками без применения портативных устройств.*

Группа индикаторов состояния на WRU (рис. 3) позволяет контролировать процесс развертывания. Если в геофоне, GPS, радиолинии или батарее произойдет сбой, загорится красный индикатор. Индикаторы A и B показывают, какая батарея используется. Каждый индикатор мигает во время проверки для предоставления визуальной обратной связи. В целом, постоянно горящий красный индикатор указывает на проблему, и комбинацию горящих светодиодов можно использовать для получения информации с целью наладки линий.



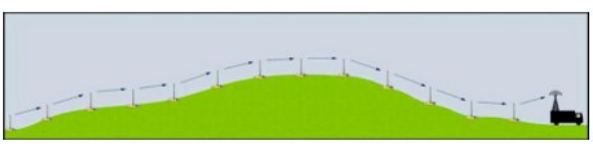
▲ *Рис. 3. Индикаторы состояния WRU.*

Схема радиосвязи/модема передает данные в диапазоне 2,4 ГГц, в который входят частоты от 2,400 до 2,4835 ГГц. За редким исключением, RTSystem 2 можно использовать по всему миру без лицензии. Система RTSystem 2 полностью сертифицирована Федеральным агентством по связи США (FCC) и соответствует требованиям CE.

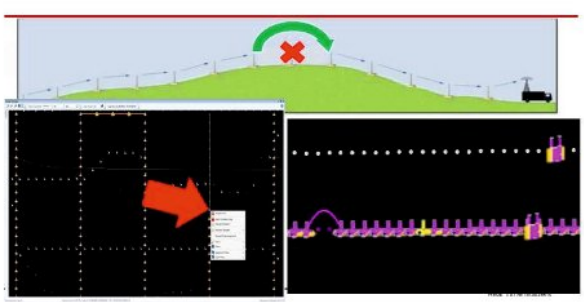
В России система также получила все соответствующие сертификаты.

Приемопередатчики 2,4 ГГц работают при различных уровнях мощности, которые автоматически корректируются во время включения телеметрии. Указывается заданная мощность принимаемого сигнала и WRU подстраивает свою мощность передачи для поддержания данного уровня. При необходимости WRU можно разместить на возвышениях или более высоких точках пересеченной местности. В линии также можно разместить дополнительный WRU в качестве радиоретранслятора (репитора) с целью нейтрализации помех, вызванных крупным препятствием.

На рис. 4 показан поток передаваемых данных. В случае возникновения проблем приемопередатчики могут пропускать один модуль. Автоматический пропуск позволяет оператору отключить точку, где произошел сбой, и восстановить линию, «перепрыгнув» через проблемный узел. Пропущенный модуль может быть снова включен после устранения проблемы.



▲ *Рис. 4. Поток передаваемых данных.*



▲ *Рис. 5. Автоматичемкое восстановление потока передаваемых данных.*

Сигналы также передаются в противоположном направлении, от центрального компьютера к WRU, с целью обеспечения точности дискретизации и передачи команд, таких как - шаг дискретизации и инструкции по проведению испытаний. Следует помнить, что в любой момент времени половина WRU передают данные, а половина принимают. Данная система позволяет избежать проблем с ограниченным количеством каналов и полосой частот, с которыми сталкивались предыдущие модели бескабельных сейсморазведочных систем, так как приемопередатчики работают на небольших расстояниях и все находящиеся поблизости модули используют другие частоты. Эта патентованная методика максимально увеличивает доступную пропускную способность полосы частот. Вторая линия WRU обычно работает на противоположной стороне от LIU. Эта линия использует обратную часть цикла приема-передачи, поэтому LIU большую часть времени находится в цикле получения данных.

RTSystem 2 работает в двух режимах регистрации:

1) непрерывная регистрация;

2) данные по запросу (DoD),

с функцией защиты данных DataSafe для наиболее распространенного режима регистрации сейсмических данных.

WRU поддерживает суммирование, метод, который можно применять для повышения скорости сбора данных в линии в режиме реального времени, например, в случае виброисточника.

Что же изменилось за прошедшее время?

Компания Wireless Seismic продолжает развивать технологию регистрации данных в реальном времени без использования кабелей.

В конце 2015 года была представлена самая передовая технология Гибридной Радиотелеметрии (Hybrid Radio Telemetry (HRT)). Наши новые Заказчики с прошлого

года получали систему с уже интегрированной технологией HRT, а те Заказчики, которые приобрели систему ранее, получили это важное обновление. Очень важно отметить, что полевое оборудование и центральная электроника не требуют внесения каких-либо физических изменений.

А теперь подробнее о технологии гибридной радиотелеметрии.

В стандартном режиме работы RT System 2 осуществляет беспроводную регистрацию сейсмических данных в реальном времени с активизацией функции восстановления линии методом пропуска неисправных модулей в случае потери радиосвязи с каким-либо из беспроводных полевых модулей WRU.

В режиме гибридной телеметрии, в случае частичной потери радиосвязи и невозможности моментального устранения проблемы при помощи функции автоматического восстановления линии методом пропуска неисправных модулей, оставшиеся без связи модули WRU моментально переключаются в автономный режим работы с буферизацией сейсмических данных в локальную флэш-память.

Когда радиосвязь восстанавливается, сейсмические данные передаются на центральную систему регистрации по радиоканалу. Также, при необходимости, пользователь может в любое время задать режим автономной регистрации - при этом данные будут записываться во внутреннюю буферную флэш-память, в то время как передача данных контроля качества на центральную станцию будет продолжаться в реальном времени. Впоследствии, в удобное для оператора время, сохраненные в буфере памяти данные могут быть собраны по беспроводному каналу.

Что же реально дает технология гибридной радиотелеметрии?

Данная технология еще более автоматизирует и облегчает эксплуатацию RT System 2, обеспечивая при этом практически полную автономность радиосети. Таким образом, бесперебойная регистрация сейсмических данных становится реальностью. Данные постоянно надежно сохраняются в локальной флэш-памяти до момента успешной передачи на централизованную станцию, что обеспечивает ГАРАНТИРОВАННУЮ РЕГИСТРАЦИЮ ДАННЫХ – производительность работы сейсмического отряда не будет зависеть от качества радиосвязи. Сохранение данных всегда производится до окончания передачи сейсмограммы, даже в случае с прерванными записями, что позволяет экономить время и средства, иначе затрачиваемые на повторную отработку. Система может работать одновременно в автономном режиме и в режиме реального времени. Оператор имеет возможность вручную переводить отдельные модули WRU в автономный режим. При этом передача информации контроля качества на центральную станцию для автономных модулей продолжается. Все остальные беспроводные полевые модули остаются в режиме регистрации данных в реальном времени.

Таким образом, пользователь получает ряд неоспоримых преимуществ по сравнению со «слепыми» автономными узловыми системами:

- Отсутствие сложных систем поиска и извлечения данных – передача данных на центральную станцию осуществляется по каналу беспроводной связи;

- Отсутствие концевых меток для расшифровки и сопутствующего аппаратного обеспечения;

- Нет необходимости в высококвалифицированных полевых технических специ-

алистах – данные, передаваемые через систему гибридной радиотелеметрии RT System 2, автоматически составляются в корректный файл SEG-Y без редактирования вручную;

- Отсутствует эффект «последней группы» – большой очереди блоков данных для расшифровки после отстрела последней записи;

- Не требуется закупать дополнительно от 10% до 15% нодальных блоков для обеспечения извлечения данных и/или функции зарядки аккумуляторных батарей;

- Нет необходимости откладывать принятие решений из-за ожидания окончания сбора и расшифровки данных.

Также, необходимо отметить, что кроме ранее интегрированных в RT 2 систем синхронизаций, в том числе российской СГД, в конце прошлого года совместными усилиями с Компанией Системы Геофизических Данных, была полностью интегрирована система ГДС.

RT 2 успешно работает на мониторинге ГРП в разных регионах нашей страны. Были проведены работы на Ямале, которые бесспорно доказали, что система прекрасно работает в тайге, в наших реальных сибирских условиях,. Это было подробно описано в прошлой статье. С конца прошлого года система RT2 успешно работает в сложнейших условиях туркменского Прикаспия – соры, мелководье, дюны, техноген.

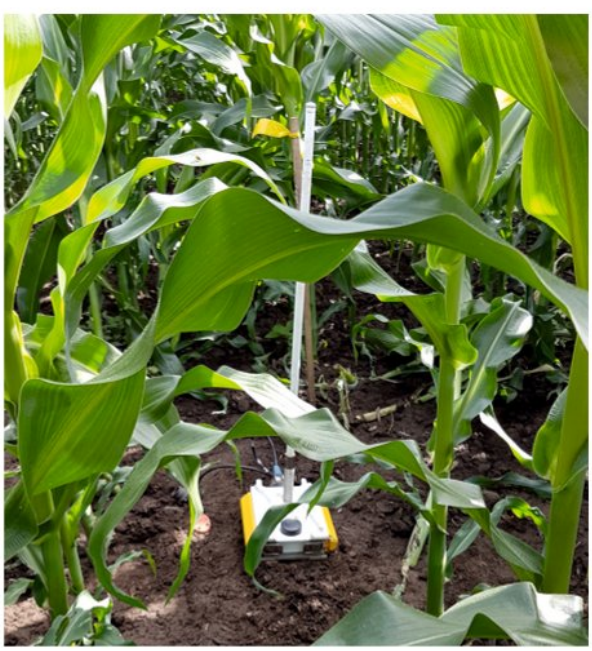
В заключение приведу несколько фактов о проведенных недавно работах в Сербии, где система была испытана в густом лесу, с полным отсутствием рубки (рис.6), а также в биомассе (кукуруза, подсолнечник и т.п) (рис. 7), где также не пришлось проводить никаких действий с негативным влиянием на природу. То есть, состояние полей после сбора оборудования было идентично состоянию до его расстановки.

На первом этапе оборудование вручную раскладывалось в лесу на двух профилях.

Расстояние от дальнего профиля до сейсмостанции около 700 метров, второй - около 300 метров. Профили и сейсмостанция были «соединены» без кабелей посредством радиосвязи Backhaul Radio. Необходимо отметить, что так как времени на подготовку не было, установка производилась в «горячем» режиме.



▲ *Рис. 6. Модули системы RT System 2 установлены на профиле в лесу.*



▲ *Рис. 7. Модули системы RT System 2 установлены на профиле в поле.*

Одной из основных целей данного проекта являлся показ возможностей системы в условиях густой растительности – леса, а также биомассы агропромышленных полей.

Ниже приведены два скриншота, которые показывают качество радиопередачи данных.

Средний показатель передачи данных в лесу без рубки превысил 97%, а в условиях биомассы около 92% (рис. 6 (лес) и рис. 7 (биомасса).

Какая-либо предварительная подготовка не осуществлялась и формирование линий было осуществлено по факту.

На рис 9 видно, что был осуществлен умышленный пропуск части линии для проверки связи и, несмотря на это, линия была выстроена оператором без проблем и данные передавались в штатном режиме. На этом скриншоте системы в столбцах Data Comm представлены показатели качества радиосвязи для передачи данных.

Проведенные работы в очередной раз доказали, что для системы RT 2 нет преград, она способна эффективно работать в любых условиях.

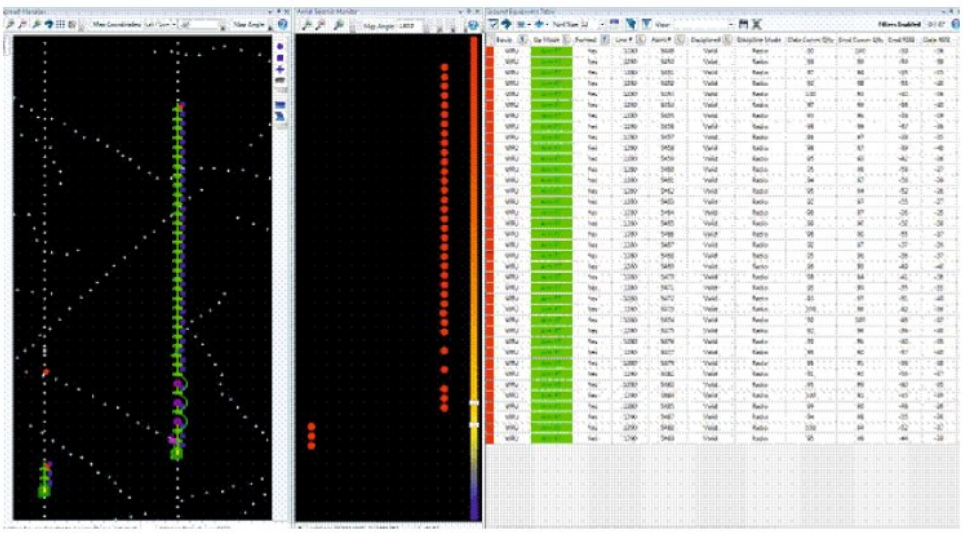


Рис. 8. Скриншот системы. Качество радиотелеметрии в лесу.

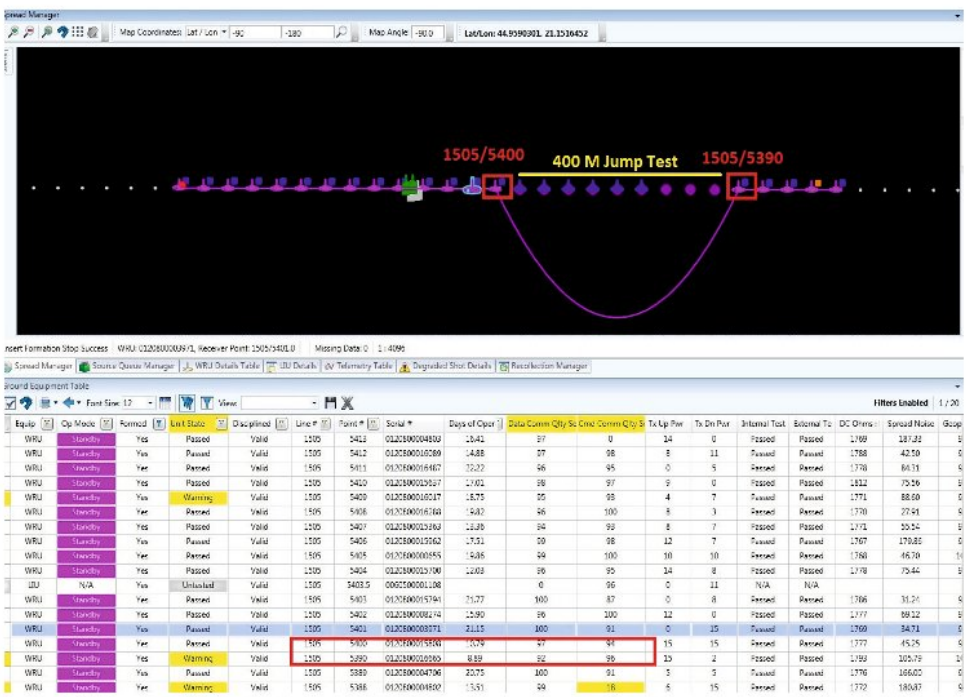


Рис. 9. Скриншот системы. Качество радиотелеметрии в биомассе с умышленным пропуском каналов.

А совсем недавно были успешно завершён проект, который без колебаний можно назвать абсолютно уникальным, так как он проходил непосредственно в городе Лозанна, Швейцария. Фото с этого проекта представлены на рис 10 и 11.



▲ *Рис. 10.*



▲ *Рис. 11.*

В столь непростое время для индустрии сейсморазведки, да и всего сервисного сегмента в целом, одним из эффективных методов увеличения эффективности работ становятся новые технологии, такие как бескабельные технологии с использованием оборудования Wireless Seismic. Они позволяют повысить эффективность выполняемых работ при полном контроле расстановки и контроле качества в реальном времени, а также увеличить эффективность результата посредством абсолютной свободы в выборе дизайна съемки и обеспечения выполнения проекта абсолютно в любых условиях.

Литература

1. Кузьмичев В.Е., RT System 2 – новое поколение сейсморегистрирующих систем // Приборы и системы разведочной геофизики, 03/2014, с.70

Подробнее об авторе



Кузьмичев
Владислав Евгеньевич

Директор по развитию
бизнеса в России и СНГ
Wireless Seismic, Inc.

Контроль расстановки приёмной линии на профиле в реальном времени в бескабельной сейсмосистеме «SCOUT»

■ Гнатюк А. И., Тарасов Н.В., Цукерман И. Б., Тарасов В.Н., ОАО «СКБ СП», г. Саратов

По мнению специалистов-геофизиков, основным препятствием для массового перехода на бескабельные системы регистрации сейсмических данных является отсутствие возможности оперативно контролировать состояние полевой расстановки в части микросейсмов и технической исправности полевых блоков и геофонов. Большинство бескабельных систем, представленных сегодня на рынке, либо вообще не имеют беспроводных интерфейсов, либо их использование ограничено взаимодействием одиночного полевого блока с мобильным терминалом или точкой доступа. Такой способ позволяет в один момент времени контролировать состояние только одной узловой точки наземной расстановки. Несмотря на достаточно малое время, затрачиваемое на проверку каждого полевого модуля, при серьезном увеличении канальности расстановки остро встает проблема временных затрат на проверку всей системы целиком. Отчасти, решение данной задачи может быть ускорено увеличением персонала, задействованного в этих работах. Современная электроника является достаточно надежной и процент выхода оборудования из строя крайне мал. Однако, современные требования к качеству полевого материала и скорости выполнения работ не позволяют геофизическим компаниям производить большое количество повторных отстрелов профиля в случае обнаружения какой-либо неисправности, особенно при проведении масштабных 3D работ с использованием нескольких групп вибрационных источников или взрывных команд. В итоге, успешное выполнение проекта зависит от бесперебойной работы наземного оборудования. Поэтому следующим этапом в развитии бескабельных систем является возможность тотального контроля всего полевого оборудования в реальном времени с управляющего компьютера в полной аналогии с кабельными системами. Именно на решении задачи оперативного контроля расстановки в бескабельной сейсмосистеме «SCOUT» были сосредоточены силы специалистов ОАО «СКБ СП» на протяжении последних двух лет. Новые возможности сейсмосистемы «SCOUT» позволят вывести удобство работы с ней на совершенно новый уровень.



▲ *Рис. 1. Внешний вид БАР.*

Центральным звеном сейсмосистемы «SCOUT» является блок автономной регистрации (БАР) (Рис.1). Данный блок предназначен для записи, оцифровки и передачи сейсмоинформации как по проводному, так и по беспроводному интерфейсу на планшетный компьютер. Блок БАР включает в себя от одного до трех каналов сбора данных, высокоскоростной Wi-Fi передатчик, работающий на нелицензируемых частотах 2,4 ГГц,

встроенный высокочувствительный GPS/GLONASS приемник, тактовый генератор, встроенный генератор тестовых сигналов, энергонезависимую память емкостью до 32 Гбайт, порт Ethernet для передачи данных и две аккумуляторные батареи общей ёмкостью 20А/ч. Каждый БАР периодически проводит как самотестирование по таким параметрам как: напряжение батареи, статус GPS\GLONASS, КНИ, шум, синфазный сигнал, амплитуда, так и тестирование геофона по параметрам: шум, сопротивление, изоляция, смещение 0, наклон геофонов. В случае выявления отклонения какого-либо параметра от исходных значений БАР отобразит эту информацию посредством светодиодов, выведенных на верхнюю часть корпуса, а также передаст ее на планшетный компьютер, как только он появится в зоне действия беспроводной сети.

БАР имеет прочный герметичный корпус со степенью защиты IP68 и имеет возможность краткосрочного погружения в воду на глубину до 10 м. Блок способен работать в условиях соленой воды и агрессивных соляных растворов. Допускается крепление блока на плоту с его креплением на пикете с помощью якоря. Одновременное использование двух систем глобального позиционирования GPS и GLONASS повышает точность временной синхронизации и позволяет работать практически в любой точке мира. Если сигнал систем глобального позиционирования полностью отсутствует, то БАР может поддерживать точность временной синхронизации от встроенного тактового генератора в пределах 2-3 часов.

Блоки автономной регистрации могут успешно использоваться и для реализации любых методов электроразведки [1], как при подключении приёмной петли, так и при подключении любого датчика регистрации электрических полей. Частотный диапазон регистрирующего сигнала от 0 до 1600Гц при интервале квантования от 0.25мс. Динамический диапазон регистрации электрических сигналов составляет 140Дб при нелинейных искажениях не более 0.0003% и уровне шумов 0.13 мкВ. В блоке использовано 32 разрядное АЦП с минимально фазовым фильтром, что позволяет обеспечить равномерную АЧХ во всём диапазоне частот регистрируемого сигнала.

Помимо наземного комплекса система включает сервер с программным обеспечением «SCOUT-Service», который управляет и автоматизирует процесс сбора данных, и модульную систему заряда встроенных батарей, которая позволяет вести одновременную зарядку до 1000 автономных блоков. Встроенные батареи обеспечивают работу одноканального БАР в течение 28 суток, а в случае необходимости продления времени автономной работы всегда существует возможность подключения внешнего аккумулятора любой емкости.

Сейсмосистема «SCOUT» показала себя как надежный инструмент при выполнении как небольших 2D проектов, так и крупных 3D проектов с активной расстановкой более 20 линий приёма [2, 3], при проведении мониторинга месторождений, а также при контроле за гидроразрывом пластов. «SCOUT» успешно работает в различных климатических условиях, в том числе при больших минусовых температурах (до минус 40 градусов) с полным сохранением заявленных технических характеристик.

Одним из крупных проектов с использованием сейсмосистемы «SCOUT» является 3D проект в пустыне Сахара в Тунисе, выполняемый компанией «GEOSEIS SERVICES», где одновременно

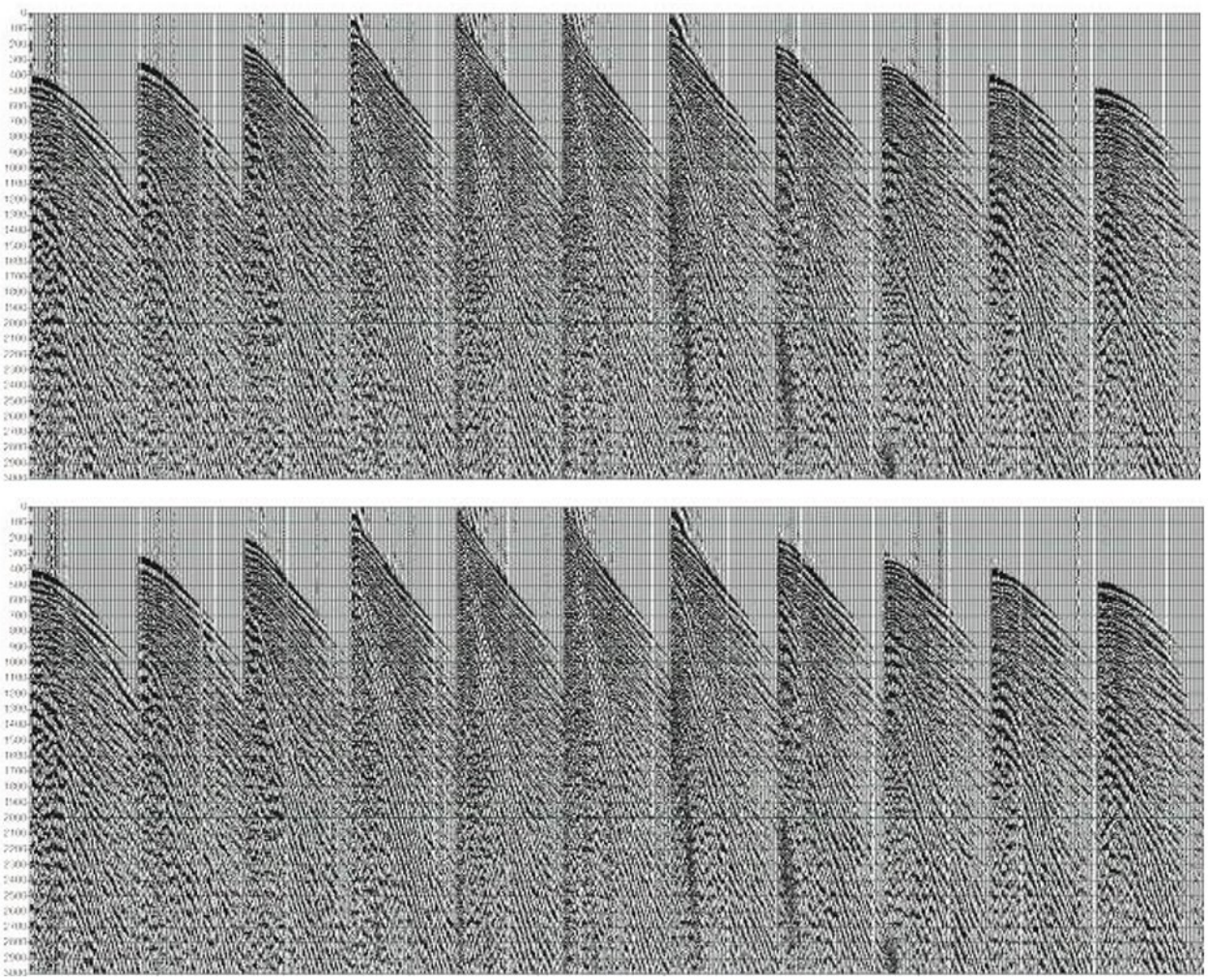
задействованы более 4000 каналов. В качестве источника возбуждения используется группа вибраторов «Nomad 65 NEO». В качестве системы управления вибраторами применена система «Seismic Source Force 3». Условия работ крайне тяжелы: это и температура окружающего воздуха выше плюс 50 градусов по Цельсию, и большие электростатические заряды, генерируемые песчаными бурями, и резкие перепады температур в ночное время. Все используемое оборудование доказало свою надежность в столь непростых условиях.

Контроль микросейсмов, технического состояния полевых модулей и геофонов, а также сбор предварительной информации по сигналам «Time break» (командная отметка момента - КОМ)



▲ *Рис. 2. Пустыня Сахара. Тунис. Подготовка оборудования к работе.*

осуществлялся с помощью планшетного компьютера со специализированным программным обеспечением «SCOUT-Service». При проезде вдоль профиля происходило автоматическое соединение полевого модуля с планшетным



▲ *Рис. 3. Пример сейсмограммы, предоставленной компанией «GEOSEIS SERVICES» (Тунис).*

компьютером с последующим тестированием модуля и считыванием с него информации по командным отметкам момента. Затем данные с планшетного компьютера загружались на сервер и происходило автоматическое формирование файлов в стандартных форматах SEG-D и SEG-Y, а также построение сейсмограмм для предварительной оценки качества полевого материала (рис. 3).

На основе анализа опыта работ в данном проекте был разработан специальный алгоритм, который позволил в полной мере задействовать беспроводные интерфейсы системы и предложить заказчику возможность вести оперативный контроль расстановки с управляющего борта. На основании этого алгоритма организована передача данных посредством протокола Wi-Fi между полевыми блоками (БАР) и управляющим компьютером через специальный блок коммутатора линии, что позволило получить оперативную информацию о состоянии всей расстановки, а так же информацию для предварительной оценки качества полевого материала в реальном времени.

Блок синхронизации и вспомогательных каналов (БСВК) обеспечивает синхронизацию процессов запуска по команде управляющего компьютера и оцифровку аналоговых сигналов вспомогательных каналов.



▲ *Рис. 4. Принцип организации передачи информации в линии. Каждая часть линии передает информацию в коммутатор, который затем передает ее в управляющий компьютер через кабель.*



▲ *Рис. 5. Внешний вид экрана управляющего компьютера. В левом нижнем углу отображаются все параметры каждого полевого модуля. В правом нижнем углу смоделирована ситуация с высоким уровнем микросейсмов при 3D расстановке. Обновление информации производится в реальном времени через беспроводную систему передачи данных.*

Для системы синхронизации возбуждений БСВК формирует сигнал «Старт» длительностью 100 мс и амплитудой 5В, который синхронизирован с одним из секундных импульсов сигнала GPS. При этом передний фронт сигнала «Старт» совпадает с передним фронтом сигнала PPS от спутника.

В БСВК от системы синхронизации возбуждений принимается сигнал «Time-break», производится измерение времени прихода переднего фронта этого сигнала и передается в компьютер сообщение о значении измеренного времени с точностью 1 мкс. Момент времени, соответствующий приходу сигнала «Time-break», запоминается в специальном файле и используется в дальнейшем при построении сейсмограмм в формате SEGD или SEGY.

Сигналы, поступающие в БСВК через три аналоговых входа, преобразовываются в цифровые коды и передаются в компьютер в качестве трех вспомогательных каналов. Параметры вспомогательных каналов БСВК аналогичны параметрам сейсмических каналов блоков БАР.

Система управления данными, в которую входит БСВК и управляющий компьютер, обеспечивает:

- подготовку служебной информации для блоков БАР (время активации и перехода в спящий режим, параметры регистрации и т.д.);
- синхронизацию процессов запуска источника возбуждения сейсмических колебаний и регистрации сейсмических данных;
- формирование файла времен запуска источника сейсмических колебаний;
- передачу подготовленной для блоков БАР служебной информации с использованием беспроводной технологии передачи данных Wi-Fi или проводного подключения через Ethernet;
- прием сейсмической, служебной информации и результатов самотестирования блоков БАР;
- формирование сейсмограмм путем привязки файлов сейсмических данных, зарегистрированных блоками БАР, к соответствующим временам запуска источника возбуждения;
- привязку сейсмограмм, формируемых в процессе сортировки зарегистрированных сейсмических данных, к конкретным пикетам, используя при этом входной SPS-файл с заданными координатами расстановки профиля;
- запись сейсмограмм в одном из сейсмических форматов данных (SEG-Y или SEG-D);
- обработку результатов тестирования блоков БАР и выдачу заключения о техническом состоянии блоков и встроенных аккумуляторов.

В качестве управляющего компьютера использован высокопроизводительный компьютер-сервер с RAID массивом и специальным программным обеспечение «SCOUT-Station», на котором должно быть точно установлено время в соответствии с часовым поясом местности, где проводятся геофизические работы, т.к. заданное локальное время пересчитывается во всемирное координированное время (UTC), используемое в системе GPS.

В случае нарушения связи по причине отказа какого-либо блока БАР в сети автоматически выполняется переход на очередной блок БАР, однако это приводит к увеличению потребления электропитания от внутренних батарей блока. Для экономии питания введён в действие прерывистый опрос всей цепочки по запросу от управляющего компьютера.

По завершении расстановки блоков БАР и блока БКЛ (блок коммутатора линии), блоки выстраиваются в общей сети в направлении к станции и посредством кабеля, подключённого к блоку коммутатора линии, передают информацию на управляющий компьютер. Оператор на мониторе видит всю расстановку и по команде может провести тестирование параметров и измерить уровень микросейсмов на профиле. Процесс регистрации проходит по программе, заданной на управляющем компьютере из входного SPS файла.



▲ *Рис. 6. Внешний вид коммутатора линии. Коммутатор обеспечивает прием, обработку и передачу информации с БАР каждой линии в управляющий компьютер.*

Для оперативного просмотра отдельных сейсмограмм оператор может по сигналам «Time-break», провести выборочное считывание «сырых» данных и построить сейсмограммы по каналам активной расстановки. При работе с виброисточником оператор собирает данные по всем накопленным виброграммам и на сервере получает сумму виброграмм или коррелограмм.

Сейсмосистема SCOUT полностью совместима с последним поколением систем управления виброисточниками, такими как FORCE 3 и GDS-II, что позволяет реализовывать самые современные методики проведения полевых работ, таких как Flip-Flop и Sleep-Sweep.

Внедрение в сейсмосистему SCOUT технологии оперативного контроля полевой расстановки с борта управляющего компьютера через беспроводную сеть позволяет существенно повысить гибкость и скорость выполнения полевых работ, сократить число задействованного персонала и свести к минимуму повторные отстрелы профиля. Непрерывная запись полевой информации во внутреннюю память гарантирует ее сохранность, а наличие возможности выборочной передачи информации позволяет существенно продлить срок автономной работы от встроенных батарей.

Одним из важнейших аспектов успешной реализации проектов с использованием бескабельных сейсмосистем является качественная техническая поддержка со стороны производителя. ОАО «СКБ СП» предлагает своим клиентам полное сопровождение проекта от пуско-наладки и обучения специалистов до выделения персонального сервисного инженера для постоянного присутствия в полевой партии на всем протяжении выполнения работ. В отличие от иностранных производителей, нахождение нашей компании на территории Российской Федерации позволяет оперативно реагировать на запросы клиентов при возникновении трудностей в работе с оборудованием, будь то информационная поддержка или поставка запасных частей.

Литература

1. Бучарский Б.В., Бондаренко Д.Н., Горячев В.В., Ларин С.В., К возможности использованияблоков сбора данных бескабельной сейсморегистрирующей системы “SCOUT” в электроразведке ЗС-ЗИ, Приборы и системы разведочной геофизики, 4(54)/2015

2. Орлов В.В., Бусыгин А.И., Панченко А.И., Опробование технологии бескабельного сбора полевой сейсмической информации при выполнении опытных работ в предгорных районах Республики Ингушетии и Чеченской Республики, Приборы и системы разведочной геофизики, № 4(46)/2013

3. Берешполец А.И., Гавшин А.Н., Рюмин В.А., Середенко О.А., Чомахидзе З.Г., Сейсморазведочные работы МОГТ 2D в транзитной зоне с использованием бескабельной сейсморегистрирующей системы “SCOUT”, Приборы и системы разведочной геофизики, №1(51)/2015

О первых результатах производственной эксплуатации сейсмосистемы 508XT в АО «Башнефтегеофизика

Гафаров Р.М., Ягудин И.Р., Денисенко Н.В. АО «Башнефтегеофизика», г.Уфа

До недавнего времени существующие телеметрические сейсморегистрирующие системы четко подразделялись на два класса, в основе которых лежат кабельная и бескабельная архитектуры. Появившиеся сравнительно недавно бескабельные системы в последние годы имеют постоянно увеличивающуюся долю на рынке оборудования и сейчас составляют примерно 20% всего количества сейсмических каналов в мире. Однако, имеющиеся у них некоторые существенные недостатки, связанные с ограниченными возможностями в предоставлении оператору системы данных о состоянии профиля и качестве регистрируемой информации в реальном времени, а также проблемы, связанные с большим количеством, весом и обслуживанием батарей питания в многоканальных сейсмических расстановках, свидетельствуют о том, что и данные системы еще далеки от того, чтобы считаться «идеальным» инструментом для сбора сейсмоданных, что, соответственно, ограничивает их потенциальные возможности при выполнении сейсморазведочных работ [1].

«Идеальная» сейсморегистрирующая система должна быть свободна от каких-либо ограничений, с тем, чтобы удовлетворить требования как сервисных геофизических компаний, так и нефтяных компаний.

Одним из путей решения данной проблемы является объединение в сейсморегистрирующей системе лучших элементов кабельной и бескабельной технологий сбора сейсмоданных. Результатом должна стать инновационная сейсморегистрирующая система нового поколения с уникальной архитектурой. Именно к такого рода системам можно отнести созданную компанией Sercel телеметрическую сейсморегистрирующую систему 508XT с архитектурой X-Tech. Насколько нам известно, подобная система в настоящее время разрабатывается и в России. Таким образом, как нам представляется, уже в ближайшем будущем сейсмосистемы такого типа будут достаточно широко представлены на рынке геофизического оборудования. А вот насколько эти сейсморегистрирующие системы отвечают все усложняющимся требованиям и условиям выполнения сейсморазведочных работ — это геофизикам еще предстоит выяснить.

В этом году АО «Башнефтегеофизика» приобрела у компании Sercel два комплекта телеметрической сейсморегистрирующей системы 508XT и выполнила пробные работы с использованием одного из закупленных комплектов.

Прежде чем приступить к рассмотрению результатов выполненных работ, рассмотрим основные технические особенности данной сейсмосистемы.

Согласно данным изготовителя, телеметрическая система 508XT является первой системой, предназначенной для наземных сейсмических исследований, которая позволяет мега-партиям регистрировать один миллион каналов в режиме реального времени и получать изображения среды исключительно высокого разрешения. Система позволяет работать с различными типами напольного оборудования, комбинировать проводное и бескабельное подключение профилей, частично (или полностью) использовать в расстановке беспроводные модули (Unite). При



▲ *Рис. 1. Сейсмическая расстановка сейсмосистемы 508XT.*

этом система позволяет регистрировать в непрерывном режиме информацию с 1 млн. каналов и выбирать впоследствии необходимые временные интервалы (из общего потока данных) с использованием синхронизации сигналами GPS [2].

Сейсмическая расстановка сейсмосистемы 508XT (рис. 1) состоит из XT-сегментов, которые могут включать от 1 до 100 аналоговых или цифровых каналов, соединенных с концентратором CX-508. Эта новая архитектура X-TECH сочетает самые лучшие особенности технологий кабельных и беспроводных систем, поскольку XT-сегменты могут работать автономно с локальным хранением данных и контролем работоспособности оборудования сегмента, либо подключаться к приемной расстановке с передачей всех данных в реальном времени на центральную электронику.

Состав полевого оборудования сейсмосистемы 508-XT представлен на рис.2 а), б), в), г).

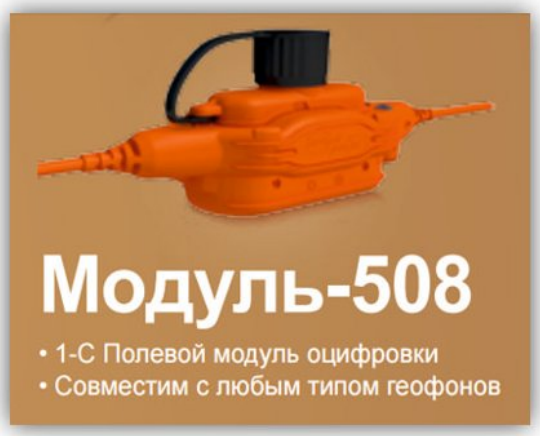
▲ *Рис. 2. Состав полевого оборудования сейсмосистемы 508XT.*



а)



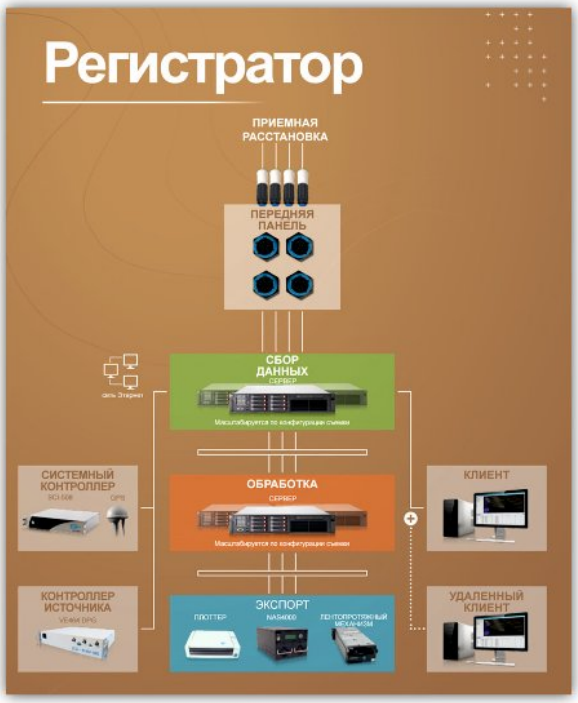
б)



в)



г)



▲ *Рис. 3. Блок-схема центральной системы регистрации сейсмосистемы 508XT.*

Деление на межлинейные блоки LAUX и линейные блоки LAUL (как в архитектуре сейсмостанции 428XL) пропало, теперь есть только блок CX-508 и его нужно применять в обоих случаях. CX-508 поддерживает большее количество каналов, чем блоки сейсмосистемы SN 428XL (в нашем случае - максимум 72 канала на модуль CX508 с при шаге дискретизации 1мс).

Недавно компания SERCEL анонсировала терминалы и тестеры для мобильного обслуживания приемной расстановки.

На рис. 3 представлена блок-схема центральной системы регистрации сейсмосистемы.

На рис.4 представлен общий вид места оператора и аппаратурной стойки системы

Не претендуя на полноту анализа технических характеристик и возможностей оборудования сейсмосистемы 508XT, можно отметить следующее:

1. Подключить рекламируемые 1 млн. каналов на деле окажется не так то просто, поскольку согласно техническим характеристикам модуля CX-508 максимальное количество каналов, поддерживаемое на одной линии - 2400 (при шаге дискретизации 2 мс, в режиме реального времени "записи"), максимальное число каналов на межлинейное соединение - 100000 (при шаге 2 мс, в режиме реального времени). Таким образом, чтобы подключить 1млн. каналов придется увеличивать шаг дискретизации до 4 мс, протягивать к сейсмостанции дополнительные линии параллельно уже подключенным 200 тыс.каналам (100 тыс. при шаге дискретизации 2мс) и использовать на сейсмостанции дополнительные регистриру-

▲ *Рис. 4. Общий вид места оператора и аппаратурной стойки системы.*





ющие модули (серверы) сбора данных.

2. Все основные характеристики оборудования в сравнении с телеметрической системой SN 428 XL стали лучше, либо не поменялись. Увеличилась скорость передачи данных.

3. Ухудшились следующие характеристики:

• Модуль FDU-508 позволяет записывать информацию с шагом дискретизации 0.5 мс и выше. SN 428 XL обеспечивает возможность работы с шагом дискретизации 0.25 мс;

• Максимальный интервал между FDU-508 стал равен 70м. В SN 428 XL при скорости передачи данных 8 мб/сек интервал может составлять 110м.

• Немного увеличилась потребляемая мощность блока СХ-508. В случае использования его в линейном соединении - 3 Вт (у модуля LAUL в SN 428 XL - 2,8 Вт). Но при этом увеличилось количество поддерживаемых каналов (если сравнивать при одинаковом шаге дискретизации и расстоянии между каналами). При подключении блока СХ-508 с кабелем межлинейных соединений - 7 Вт (в модуле LAUX 428 - 6.7 Вт).

Опробование в работе одного из приобретенных комплектов сейсмосистемы 506XT мы начали в июне этого года в рамках 3D-проекта в сложных условиях труднодоступной горно-лесистой местности юга Башкирии (на территории Уральских гор).

Уральские горы, высоты которых на нашей площади работ доходят до 600 м над уровнем моря, с резкими перепадами (100 м по высоте на 25м в плане) очень красивы, но для проведения сейсморазведки очень сложны (рис. 5)

Особенностью этой территории в плане проведения сейсморазведочных работ являются "сухие грозы" и хаотично возникающие электромагнитные импульсы, отключающие в моменты отстрела части активной расстановки.



▲ *Рис. 5. Территория проведения работ.*

Испытание сейсмосистемы 508 XT было проведено параллельно с отработкой соседней площади (в 70 км друг от друга) с использованием сейсмостанции SN 428 XL.

В самом начале проведения работ выяснилось, что сейсмосистема 508XT обеспечивает возможность записи данных только в формате записи SEG-D 3.0. Надо отметить, что файл заголовока в формате SEG-D 3.0 очень обширный и содержит в себе очень много информации (например, заголовок трассы содержит характеристики последних тестов приборов, сформировавших эту трассу). Основная проблема заключается в том, что объем файла заголовок не имеет ограничений и его длина зависит от нескольких факторов. Таким образом, даже если вы определились с тем, из какого байта забирать интересующую вас информацию (о файле или о заголовке трассы), далеко не факт, что при переходе на следующий проект (или при изменениях в методике текущего проекта) это положение в заголовке не изменится. Для загрузки материала на наш полевой вычислительный комплекс (Geovecteur +) компания Sercel по нашей настоятельной просьбе все же прислала программу для перевода данных в старый формат SEG-D. Ни один из бесплатных просмотрщиков SEG-D формата с SEG-D 3.0 форматом пока

не работает. Кроме того, выяснилось, что воспользоваться плоттером, включенным в комплект поставки сейсмосистемы, не представляется возможным, поскольку функционал для работы с плоттером предполагается реализовать лишь при последующем обновлении ПО сейсмосистемы.

Вместе с тем, результаты, полученные АО «Башнефтегеофизика» при выполнении опытных работ с использованием сейсмосистемы 508XT, позволяют сделать следующие выводы:

1. Пользовательский интерфейс сейсмосистемы 508XT существенно упрощает. работу с отстрелом:

• Появилась возможность выбирать ПВ курсором мыши в графическом интерфейсе окна позиционирования. Та расстановка, на которую ткнули курсором мыши, автоматически включается.

• В окне позиционирования отображаются группы отстрела (даже если они работают без модулей с GPS. В данном случае они привязываются к активируемым для отстрела ПВ). Также для удобства определения положения отстрельных групп в окне позиционирования появилась возможность подгрузить сейсмомонитор и определять их положение по шуму от техники.

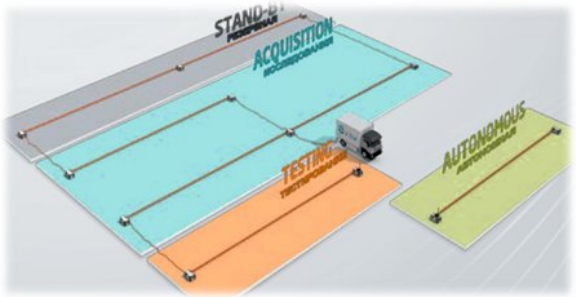
• Подгружать абрис (в формате привязанного гео-TIF файла) стало очень просто и операторы с удовольствием этим пользуются.

• Подключенную расстановку сейсмостанция разделяет (по команде оператора) на несколько типов (рис. 6):

- в режиме ожидания (для экономии энергопотребления);

- в режиме наблюдения (расстановка для отстрела);

- в режиме тестирования (расстановка, на которой производится размотка и наладка). Причем тестирование оборудования (в отличии от 428XL) может производиться параллельно с отстрелом.



▲ *Рис. 6. Типы подключенных расстановок.*

• Не надо обновлять расстановку, чтобы увидеть новую размотку. Все происходит в интерактивном режиме (что в какой-то степени влияет в положительную сторону на энергопотребление). По словам операторов, удобнее производить перепрошивку оборудования.

2. К недостаткам нового интерфейса можно отнести следующее:

• Отключенные каналы визуально на сейсмомониторе увидеть невозможно. Даже в момент отстрела на отключенных каналах отрисовывается амплитуда как у соседних каналов. Увидеть отключенные каналы возможно только после тестирования оборудования;

• В QC-Analyzer (аналог SQCPRO в SN 428XL) нет возможности просматривать ранее отстрелянные файлы (отображается только последняя отстреленная сейсмограмма). Для просмотра предыдущих файлов в комплекте с сейсмостанцией возможно получить просмотрщик файлов в формате SEGD-D 3.0 (SEGDToolBox).

• Графический интерфейс несколько притормаживает;

• Исчезла функция "History", необходимая для контроля над перемещением и количеством оборудования.

3. К отличительным особенностям полевого оборудования сейсмосистемы 508XT можно отнести следующее:

• Полевое оборудование стало менее

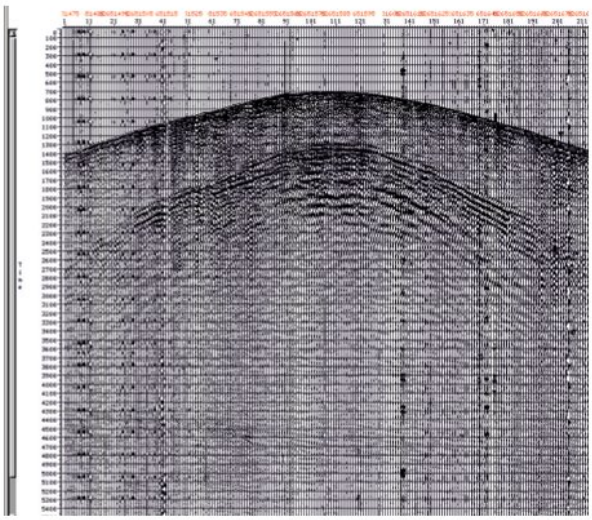
восприимчиво к сбоям, вызываемым электростатикой. Если имела место электростатическая наводка, то это все проявлялось на одном модуле FDU. На оборудовании SN 428XL электростатическая наводка, как правило, выбивала целый сегмент профиля (от блока LAUL до блока LAUL).

• Ремонт телеметрических звеньев стало возможно производить сегментами (при наличии необходимого инструмента). Обеспечена возможность замены проводов между модулями FDU.

• Стало возможно производить "закольцовку" профилей. Сложные и опасные (по степени риска обрывов) участки можно соединять кольцом с двух сторон. Информация будет поступать по "пути наименьшего сопротивления", но в случае обрыва информация поступит по резервному пути.

• Наличие в полевых блоках СХ-508 собственной памяти, в которую производится непрерывная запись информации той части профиля, которую он поддерживает по питанию, позволяет в случае обрыва косы и недоступности этого куска профиля, обеспечивать регистрацию сейсмоданных в блок СХ-508 в автономном режиме. В последующем, при устранении обрыва (или подключении этого блока в другом месте расстановки) сейсмостанция вытащит эту информацию и прикрепит к нужным SEG-D файлам путем использования синхронизации по спутниковому времени. Эти возможности существенно выручали при отстреле на пастбищах. Конечно, полностью довериться данной технологии и стрелять вслепую операторы пока не рисковали и в случае обрыва в момент отстрела останавливались до восстановления профиля, но затем убеждались, что недоступная часть профиля информацию все-таки была записана и она (кроме сдернутых скотом каналов) вставала на место.

4. В процессе выполнения опытных работ был выявлен ряд проблем, связанных с качеством полевого материала. Периодически на получаемых сейсмограммах появлялись так называемые «просечки», причины возникновения которых точно установить так и не удалось.



▲ *Рис. 7.*

На рисунке 7 показана сейсмограмма с данным видом помех, на которой видны отчетливые импульсы, повторяющиеся каждые 250 мс вдоль всей сейсмической трассы. Иногда данные помехи присутствовали на 30% трассах сейсмограммы. Сопоставление данных трасс с полевыми тестами по «утечкам» показало корреляцию, однако не очень большую. Также необходимо отметить, что данные помехи в сейсмосистеме SN 428 XL не наблюдались. Анализ данных показал, что источником данных помех, скорее всего, является сама сейсмосистема, т.к. их природа имеет явно искусственный характер. Об этом свидетельствует постоянная периодичность возникновения помехи - 250 мс.

Заключение

Первые результаты опытной эксплуатации созданной компанией Sercel телеметрической сейсморегистрирующей системы 508XT с архитектурой X-Tech в основном подтвердили декларируемые компанией технические параметры и технические возможности новой сейсмосистемы.

Следует отметить, что компания Sercel довольно гибко подходит ко всем нашим замечаниям и пожеланиям, касающимся аппаратуры и программного обеспечения сейсмосистемы, выражая готовность исправить их в ходе последующих обновлений. Кроме того, практически все время на месте проведения работ присутствовал представитель компании, фиксирующий все возникающие проблемы (сбои и нештатные ситуации) и наши пожелания для улучшения удобства работы.

Как нам представляется, уже в недалеком будущем данная и другие сейсмосистемы такого типа начнут пользоваться спросом на российском рынке геофизического оборудования, поскольку использование в их архитектуре элементов как кабельной, так и бескабельной технологий регистрации сейсмоданных, обеспечивает возможность регистрации сейсмической информации в непрерывном режиме, без задержек и пауз в работе системы, независимо от состояния кабельной связи наземной расстановки с центральной системой регистрации, в любых районах проведения наземных сейсморазведочных работ.

Одним из ключевых требований к сейсморегистрирующим системам является требование обеспечения высокой производительности разведочных работ и, соответственно, снижения стоимости регистрируемых сейсмоданных. В то же время геофизики требуют большей кратности перекрытия, больших выносов и однородности азимутального распределения. Это означает, что при снижении цены на одну трассу и повышении кратности наблюдения, чтобы быть прибыльными, сейсмические партии должны увеличить производительность.

На производительность сейсмических партий влияет множество факторов. Многие из этих факторов не связаны с регистрирующей системой, но для регистрирующей системы также имеется много возможностей оказания влияния на дневную производительность при регистрации данных.

Наиболее очевидным способом увеличения производительности при регистрации является увеличение числа каналов, регистрируемых при возбуждении и по этому параметру сейсмосистема 508XT выделяется среди всех существующих на сегодняшний день сейсмосистем. Вместе с тем, приходится констатировать, что на нашем российском рынке пока нет Заказчиков, которые пожелали бы отрабатывать площади высокоплотной методикой в Мега-проектах с активной расстановкой даже в 100 тыс.каналов, поэтому можно с высокой долей вероятности предположить, что эта техническая возможность сейсмосистем данного типа в ближайшем будущем в России востребована не будет.

Литература

1. Wilcox Steve, Equipment QC approaches in land seismic acquisition, First Break, June 2015, vol.33, p.95-100

2. 508XT Powered by X-TECHTM, рекламный проспект компании Sercel, 2015

Успешные опытные работы открывают путь к применению в России вибрационной сейсморазведки на низких частотах

- Николя Тэлье*, компания Sercel, Франция
- Дагаев И., АО «РИТЭК», г.Самара
- Больбат В., ПАО «ГЕОТЕК Сейсморазведка», г. Тюмень

Вступление

В современной мировой истории сейсморазведки ключевыми вехами являются 90-е годы, когда произошел переход от 2Д к 3Д, и 2000-е годы, которые ознаменовались увеличением производительности партий за счет применения новых методик возбуждения. Нынешнее десятилетие, итоги которого пока еще рано подводить, тем не менее, уже способно дать нам представление о тех инновациях в области сейсморазведочных работ, которые оно привнесло. В настоящее время выделяют 4 новых тенденции в развитии сейсморазведки:

• Широкополосная сейсморазведка, т.е., расширение диапазона сейсмического сигнала в области высоких и низких частот;

• Уплотнение расстановки пунктов возбуждения и пунктов приёма (как вдоль, так и поперек линий приема);

• Уменьшение групп источников и приёмников или отказ от группирования;

• Переход к широкоазимутальной съемке (вплоть до полноазимутальной) и регистрация на больших удалениях.

Среди этих направлений широкополосная сейсморазведка получила самое впечатляющее развитие, так как существует точная корреляция между диапазоном частот массива данных и качеством построения изображения среды, причем значительные усилия были сконцентрированы в области использования низких частот. В отличие от высоких частот они в меньшей степени поглощаются средой, а их присутствие в составе сейсмических данных улучшает разрешение по вертикали, скоростной анализ, оценку параметров импульса и эффективность инверсии (см.:Baeten, 2013).

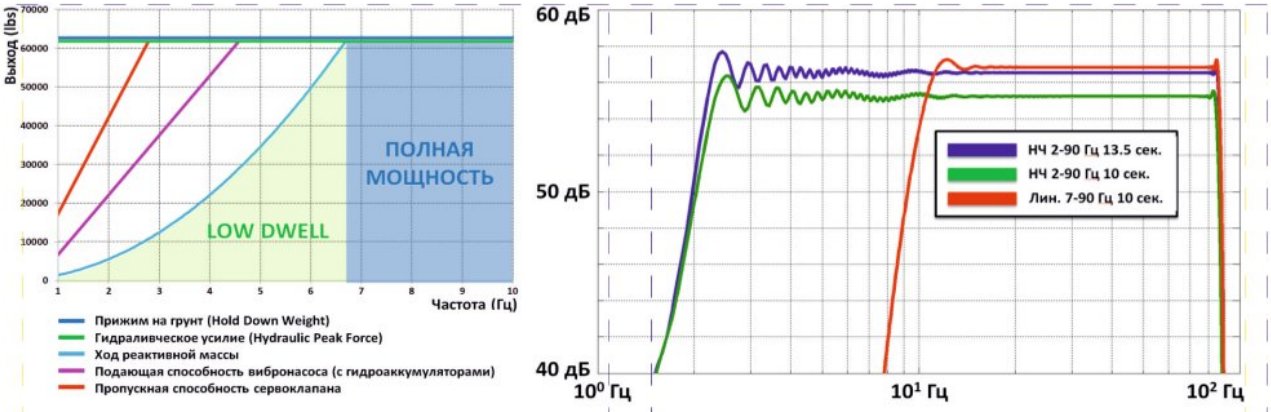
Сейсморазведка на низких частотах

Успех применения сейсморазведки с использованием низких частот достигается не только путем их возбуждения, но и их регистрацией, а также их сохранением на всем протяжении процесса обработки данных.

Возбуждение низких частот

Взрывные источники возбуждения генерируют низкие частоты при сильном заглублении мощного заряда. При этом пиковая амплитуда будет порядка 15-20 Гц. Однако низкие частоты затухают на 25дБ на Октаву ниже пиковой амплитуды сигнала и использование такого заряда будет негативно влиять на высокие частоты. Поэтому в относительно доступных для техники условиях все чаще предпочтение отдается вибраторам, которые обеспечивают преимущества в области управления сигналом (и особенно диапазоном частот) и производительности работ.

До конца 2000-х годов наиболее востребован был свип со стартовой частотой от 6 до 10 Гц. В соответствии с этим требованием вибраторы разрабатывались с выходом на полную мощность при 6-7 Гц. Тем не менее можно генерировать колебания с частотами ниже порога выхода вибратора на полную мощность, при уменьшении мощности свип-сигнала для обеспечения соответствия физическим ограничениям вибратора (Sallas, 2010).



▲ *Рис. 1. – (слева) ограничения вибратора на низких частотах и соответствующие участки "low-dwell" (НЧ) и полной мощности (пример дан для вибратора, неоптимизированного для использования низких частот), и (справа) спектры стандартного свип-сигнала (красная линия) и низкочастотных свипов (синяя и зеленая линии). Длительность низкочастотного свипа должна быть увеличена (синяя линия), чтобы удерживать амплитуду, заданную для референтного свипа (красная линия).*

Эти физические ограничения представлены на Рис.1 слева. Для того чтобы спектр свипа оставался ровным при любой частоте, необходимо увеличить время генерации сигнала с пониженной мощностью на заданной частоте пропорционально квадрату такого понижения мощности. Возбуждение низких частот требует большего времени по сравнению со стандартным диапазоном, отсюда и английское название "low-dwell" (то есть «низкопрофильный») таких пользовательских свипов. При разработке низкочастотного свипа на базе референтного линейного свипа (красная кривая) возможны два варианта (Рис.1, справа):

1) поддерживать такую же длительность свипа и согласиться с уменьшением амплитуды сигнала (зеленая кривая);

2) увеличить длительность свипа для поддержания такого же спектра, как у референтного линейного свипа (синяя кривая).

В последние годы рабочие характеристики вибраторов были усовершенствованы (Tellier, 2015) в основном за счет утяжеления реактивной массы и более длинного хода поршня, что дало возможность снизить начальную частоту выхода вибратора на полную мощность и, соответственно, удлинить низкочастотный конус.

Регистрация низких частот

Периодически высказывается мнение, что начальная частота свипа не должна быть ниже, чем собственная частота геофона. Обычно это 10 Гц. Ниже собственной частоты геофона сигнал действительно затухает в соотношении 12 дБ на октаву. Поскольку диапазон между 1 и 10 Гц включает около 3-х октав, это приводит к затуханию сигнала на 36 дБ (т.е.в 63 раза меньше по амплитуде) для 1,25 Гц в сравнении с 10 Гц.

И хотя меньшие амплитуды могут быть компенсированы на этапе обработки за счет деконволюции сейсмических трасс формой импульса датчика, необходимо иметь в виду, что низкие частоты в меньшей степени подвержены поглощению, а шум источника будет подавлен в той же степени, что и сигнал. Известно, что уровень микросейсм обычно повышается в направлении низких частот, иногда превышая уровень сигнала, в основном, из-за техногенных помех.

Успешные примеры сейсморазведочных работ с использованием 10-Гц геофонов были описаны в литературе (Mahrooqi, 2012). В то же время производители оборудования разработали новые датчики с улучшенными параметрами регистрации низких частот, например, с собственной частотой в 5Гц или цифровые датчики (Lainé, 2014).

Обработка низкочастотных сигналов

При стандартной обработке низкие частоты обычно теряются. Поэтому несколько опытных работ в прошлом не смогли показать существенное преимущество от использования широкополосности на итоговом этапе окончательного построения сейсмических изображений, в то время как исходные записи включали в себя значительную низкочастотную компоненту (присутствующую не только в сигнале, но и помехах, в частности, в поверхностных волнах).

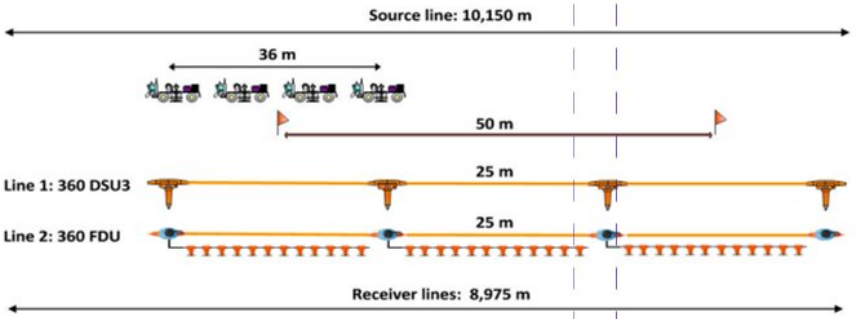
Для сохранения низких частот требуется специальная обработка. Кроме коррекции по импульсным характеристикам датчика (деконволюции с использованием формы импульса датчика), она обычно включает в себя (Retailleau, 2014):

- Сохранение широкого диапазона частот за счет разделения данных на октавы и обработки каждой октавы отдельно;
- Умеренные параметры и фильтры;
- Более длинные временные и пространственные окна операторов (значительные поправки удаляют низкие частоты вместе с шумами);
- Усиленный контроль качества на протяжении всего графа обработки для проверки целостности низких частот.

Опытные работы с использованием низких частот в России

В последние годы в России появился определенный интерес к использованию низких частот, но никто не работал на частотах ниже 5,5 Гц. Для тщательного изучения преимуществ низких частот при визуализации сейсмических изображений компания РИТЭК – технологическое подразделение компании ЛУКОЙЛ – в

	Стандартный свип	НЧ свип
Диапазон	7 - 90 Гц	2 - 90 Гц
Длительность	10 сек	13.5 сек
Конус, нач.	линейный, 500 мс	low-dwell, 4 сек
Конус, кон.	500 мс	500 мс
Вибратор	62,000 lbf	62,000 lbf
Уровень можности	50%	50%
Накапливания	4	4





▲ *Рис. 2. Схема опытных работ: параметры свипа (вверху слева), геометрия расстановки (внизу слева), источники (вверху справа), цифровые акселерометры DSU-428 (в середине справа) и фото с места опытных работ (внизу справа).*

феврале 2016 г. провела опытно-методические сейсморазведочные работы совместно с оренбургским подразделением компании «ГЕОТЕК Сейсморазведка» и компанией Sercel. Целью работ стало сравнение низкочастотного свипа (от 2 Гц) со стандартным свипом (от7 Гц), а также оценка работы двух типов датчиков – 10-Гц геофонов и цифровых акселерометров.

В ходе опытных работ были использованы вибраторы Nomad-65 2007 года выпуска со стандартным возбудителем вибраций (не оптимизированным для низких частот). 2-Гц низкочастотный свип был разработан, чтобы как можно более точно соответствовать физическим ограничениям вибратора в соответствии с принципами, изложенными выше. Длина свипа составила 13,5 секунд для поддержания одинакового спектра с референтным свипом. Необходимо отметить, что линейный свип в 7-90 Гц достигает полной амплитуды только при 10 Гц. Это происходит из-за использования линейного конуса в 500 мс(т.е., конуса Блэкмена, который чаще всего используется в отрасли), в то время как низкочастотный конус дает полную амплитуду с самого начала свипа, чуть выше 2 Гц (Рис.1, справа).Основные параметры отражены на Рис.2.

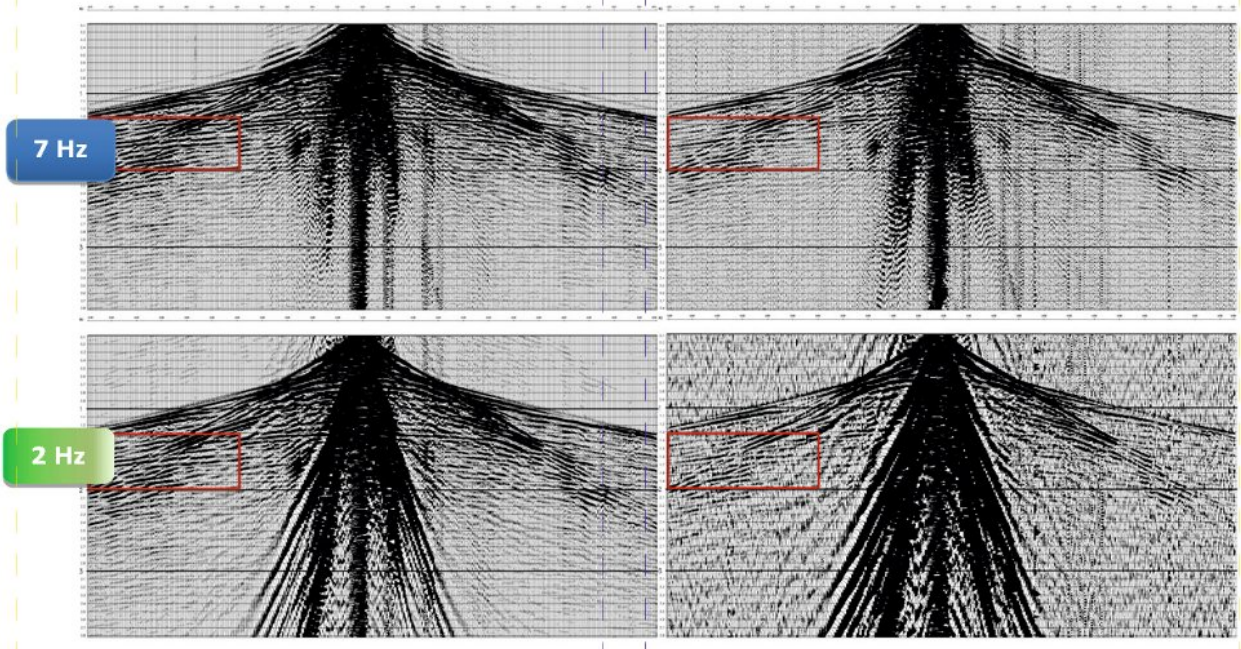
9 км вдоль линии возбуждения 2D (204 ПВ, номинальная кратность 80) были отработаны дважды: с использованием стандартного свипа и с использованием низкочастотных свипов, с регистрацией 4-х наборов данных, описанных ниже:

- Стандартный свип с 10 Гц геофонами (“7 Гц-ГЕО”) и цифровыми датчиками (“7Гц-DSU”);
- Низкочастотный свип с 10 Гц геофонами (“2 Гц-ГЕО”) и цифровыми датчиками (“2Гц-DSU”).

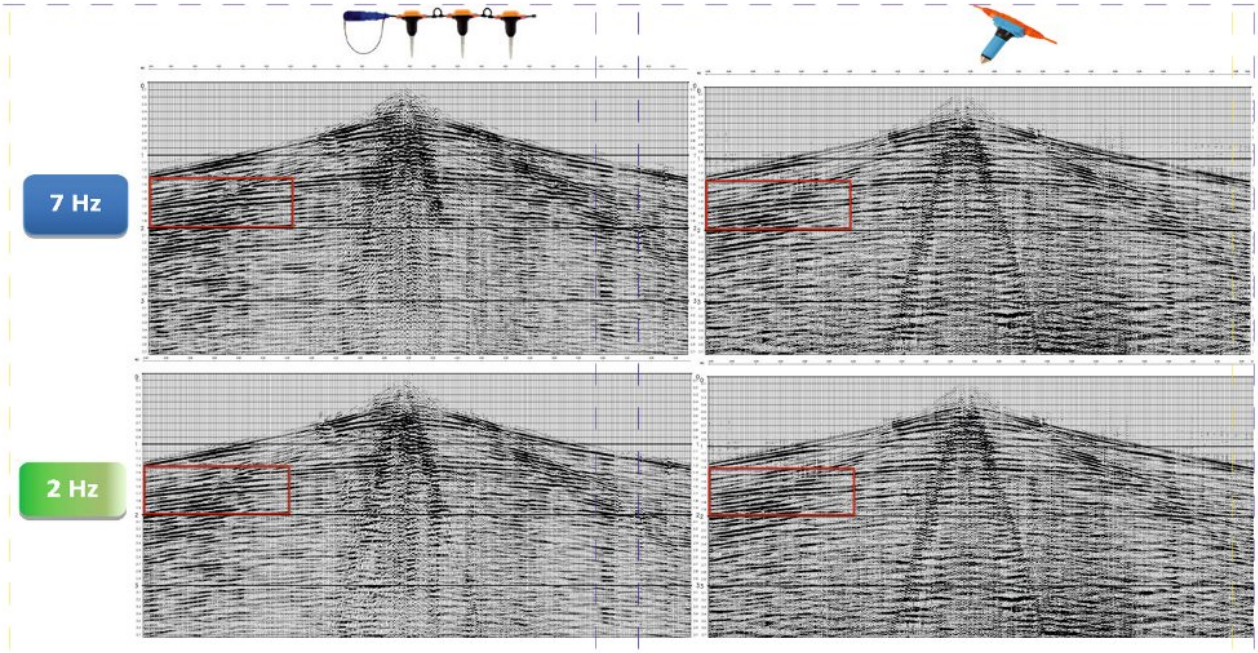
На рис.3 представлены исходные сейсмограммы для 4-х массивов данных. Здесь введены только статические поправки по данным преломленных волн и выполнено интегрирование данных ускорения цифрового датчика в скорость (обязательное условие для сравнения датчиков). Значительное содержание низких частот наблюдается на массивах







▲ *Рис. 3. Исходные сейсмограммы. Спектр в выбранных красных окнах показан слева на рис.7*



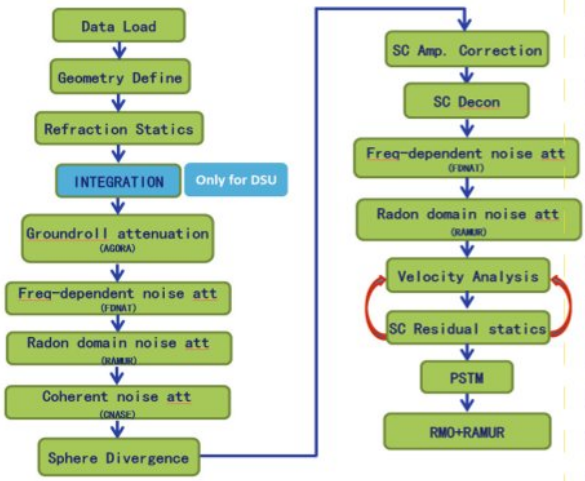
▲ *Рис. 4. Сейсмограммы после подавления шумов. На рис.7 (в центре) показан спектр в выбранном красном окне.*

данных, полученных при использовании 2Гц-ГЕО и 2Гц-DSU (спектр показан слева на Рис. 7), но на данном этапе невозможно отделить низкочастотный сигнал от сопутствующего низкочастотного шума (например, волны Релея, шумы окружающей среды и т.д. ...). Однако, после применения алгоритмов подавления шумов (Рис. 5) становится очевидным, что низкие частоты, наблюдаемые на необработанных сейсмограммах, содержат сигнал (Рис. 4 и соответствующий спектр на Рис.7 в центре).

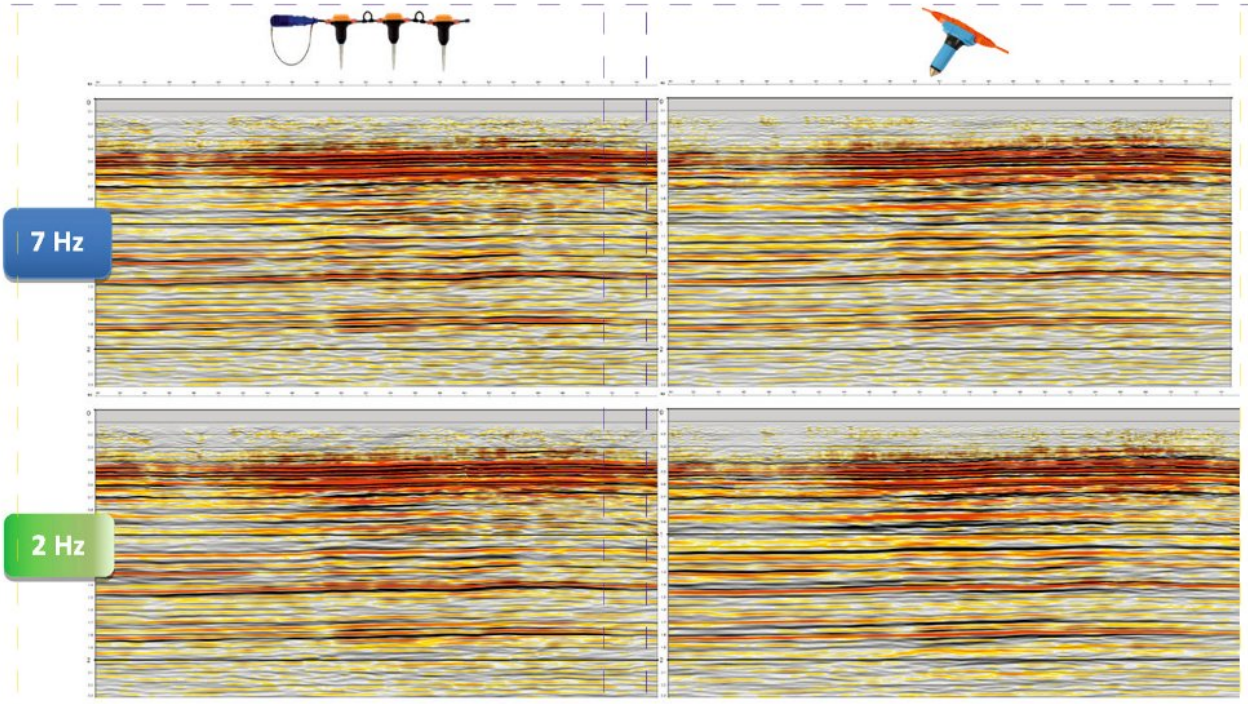
Эти четыре массива данных были обработаны по единому графу (Рис.5), чтобы сравнение было непредвзятым (за исключением обязательного интегрирования для DSU). Преимущество низких частот становится очевидным после временной миграции до суммирования PSTM, где заметно более глубокое проникновение сейсмического сигнала, более выразительные амплитуды и непрерывность амплитуд на отраженных сейсмических сигналах (Рис.6). Самое интересное в том, что для данного теста не была применена специальная обработка для низких частот, такая как, например, обработка по октавам. Такая обработка еще более четко показала бы преимущества работы на низких частотах.

О датчиках

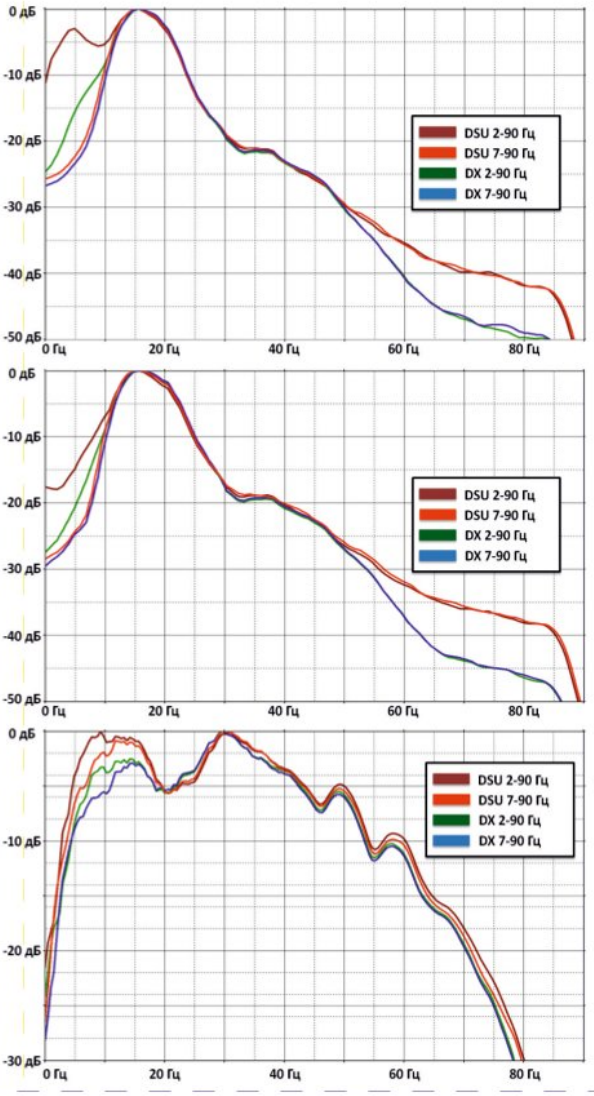
Качество данных, полученных с помощью цифровых датчиков, превосходит качество данных, полученных с помощью группы геофонов (Рис. 7. снизу). На это стоит обратить внимание, поскольку



▲ *Рис. 5. Для 4х массивов данных были применены идентичные графы обработки (за исключением интегрирования для DSU-428).*



▲ *Рис. 6. Суммарные разрезы с временной миграцией до суммирования.*



▲ *Рис. 7. Спектр (сверху) по исходным данным, в центре – после подавления когерентных шумов и снизу - суммарный разрез после временной миграции до суммирования. Спектр относится к красному окну, показанному на Рис. 3.*

ку выбранные параметры опытных работ были не в пользу цифровых датчиков:

• 1 DSU сравнили с 12 геофонами, поэтому на исходных данных у геофонов теоретическое преимущество отношения сигнал/помеха окружающей среды в√12. Стандартное «эмпирическое правило» при замене геофонов на DSU-интервал между DSU (в зависимости от уровня помех) должен быть примерно в следующих пределах: в 2 раза шире интервала между геофонами, и наполовину меньше интервала между каналами (Mougenot, 2011);

• Для геофонов и DSU был применен один и тот же граф обработки данных (за исключением интегрированияDSU).

В результате можно отметить, что цифровые датчики могли бы дать лучшие результаты если бы была использована более подходящая геометрия расстанов-

ки и специальный граф обработки. Новое поколение цифровых датчиков (DSU-508) обладает еще лучшими характеристиками при регистрации низких частот, в особенности благодаря сверхнизкому уровню собственного шума, который меньше, чем у одного геофона, подсоединенного к АЦП (Lainé, 2014), что позволяет точнее охарактеризовать более глубокие и слабые целевые горизонты.

Заключение

Опытные работы, представленные здесь, подтвердили, что низкие частоты могут быть эффективно применены в российских сейсморазведочных проектах, и что их правильное возбуждение, регистрация и обработка обеспечивают более качественное сейсмическое изображение среды. Также было доказано, что для такой методики вполне подходят существующие вибраторы, находящиеся в эксплуатации около 10 лет и не оптимизированные для возбуждения НЧ-сигнала. В то время, как сейсморазведка на низких частотах становится мировым стандартом (в Северной Америке, на Ближнем Востоке, в Китае и т.д.), данные опытные работы показали эффективность этой методики и в российских условиях, что дает возможность перейти от опытных работ к внедрению НЧ-метода в производственных проектах, а это в свою очередь позволит получать более информативные исходные данные и качественно улучшить результаты интерпретации сложных целевых объектов при умеренных дополнительных расходах.

Благодарность

Авторы выражают благодарность коллективу СП-10 ПАО «ГЕОТЕК Сейсморазведка» и лично Ильфату Мустафину и Александру Маркелову за тщательную подготовку к опытным работам и высокую производительность во время их проведения, а также Lv Shuying, Владимиру Борейко, Михаилу Савину и Игорю Третьякову (Sercel) за их вклад в опытные работы и полученные результаты.

Литература

Baeten, G., Willem de Maag, J., Plessix, R.E., Klaassen, R., Qureshi, T., Kleemeyer, M., Kroode, F. and Rujie, Z., 2013, The use of low frequencies in a full-waveform inversion and impedance inversion land seismic case study: Geophysical Prospecting, 61, 701–711.

Д. Букар, Ж. Оливрэни, Д.Мужно, Низкочастотные свипы с вибраторамиNomad 65, электроникой CE464 и программой « CheckSweep »: Приборы и Системы разведочной геофизики 3(45)/2013, 33-43

Mougenot D., Cherepovskiy and JunJie L., 2011, MEMS-based accelerometers: expectations and practical achievements: First Break, 29/2, 85-90

Lainé J. and Mougenot D., 2014, A high-sensitivity MEMS-based accelerometer: The Leading Edge 33/11, 1234-1241

Mahrooqi S., Rawahi S., Yarubi S., Yahyai A., Hunt K., Clow F. and Vincent I., 2012, Cracking very LF land seismic acquisition – A step change: 74th EAGE Conference & Exhibition, extended abstract

Retailleau M., El Asrag R. and Shorter J., 2014, Processing land broadband data: challenges that Oman surveys present and how they are addressed: EAGE/SPG Workshop on Broadband Seismic, Expanded abstract.

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

Н.Тэлье, Ж. Оливрэни, Д. Букар, 2015, Применение сейсмовибраторов для эффективной генерации низких частот и высокой производительности поисковых работ: FirstBreak, 33/1, 77-83

ЗАО «ГЕОСВИП»

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

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

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





Работы с источником «ВОЛГАРЬ ИДД-108» в Туркменистане

Основные технические характеристики источника «ВОЛГАРЬ ИДД-108»

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

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

Изучение ВЧР комплексом ТЕЛСС-ВСП

Федотов С.А., Федотов А.С., ООО «ГЕОСИГНАЛ», г. Москва

Инженерно-геофизические работы органично входят в состав инженерно-геологических изысканий при проектировании зданий, искусственных сооружений, трубопроводов и др. При этом важную роль играет комплекс скважинных исследований, в который входят гамма-каротаж, каротаж сопротивлений, видео-каротаж и др.

В последние годы повышение качества инженерных изысканий связано с определением прочностных параметров грунтов не только по результатам исследований керна, но и в условиях естественного залегания. Указанные параметры связаны со скоростями сейсмических волн Vp , Vs в горных породах.

Стоит также отметить необходимость изучения ВЧР в процессе проведения геолого-разведочных работ при поиске углеводородов для определения скоростей продольных и поперечных волн в исследуемых средах.

Используемые определения параметров Vp, Vs сейсмическим методом с земной поверхности, таких как метод преломленных волн (МПВ) и метод поверхностных волн(MASW), дают результаты для поверхностных слоев при возбуждении сейсмического поля ударом кувалды весом 3-8 кг по специализированным подставкам при возбуждении продольных и поперечных волн. Однако наиболее точное измерение скоростей продольных и поперечных волн возможно при использовании вертикального сейсмического профилирования (ВСП). В этом случае скважинный прибор принудительно прижимается к стенке исследуемой скважины, а возбуждение сейсмических волн происходит с земной поверхности.

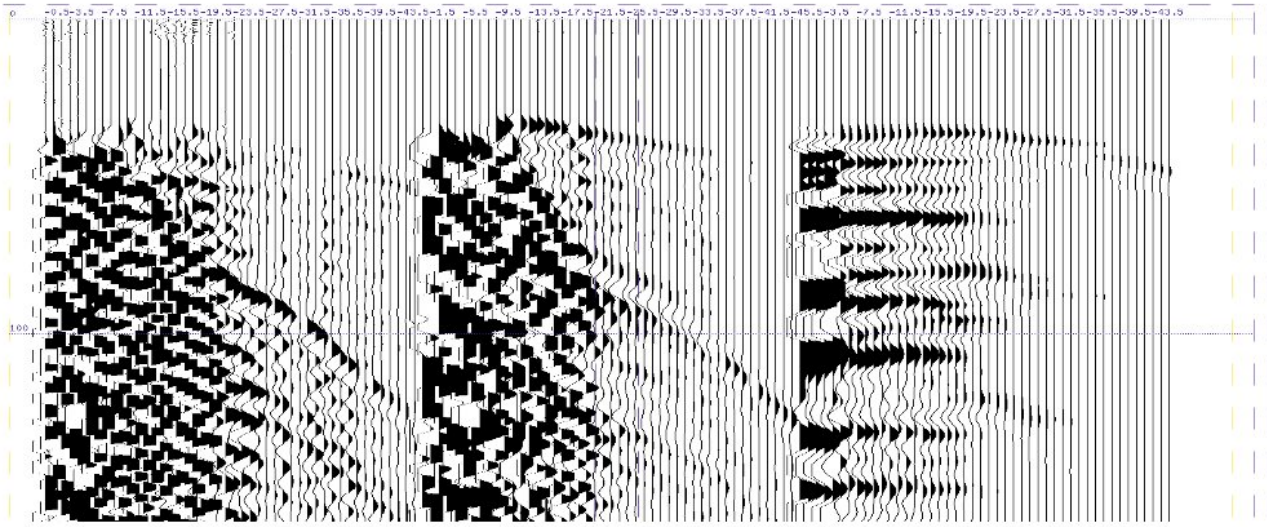
Для проведения скважинных измерений методом ВСП в ООО «ГЕОСИГНАЛ» разработан и активно внедряется в производство телеметрический скважинный комплекс ТЕЛСС-ВСП. С середины 2012 г. в производство внедрены 14 скважинных приборов, в том числе в такие компании как АО «Гидропроект», ГУП «Мосгоргеотрест», ОАО «Метрогипротранс». Оборудование постоянно используется в вышеназванных компаниях для точного определения скоростных свойств исследуемых грунтов и определения прочностных характеристик залегающих пород, что показывает высокую эффективность работ, проводимых методом ВСП.



▲ *Рис. 1. Скважинный зонд.*

ТЕЛСС-ВСП представляет собой единый аппаратно-программный комплекс, состоящий из скважинного зонда (рис. 1) с управляемым прижимом, с тремя встроенными ортогонально направленными сейсмоприемниками и измерительным модулем, подключаемого через телеметрический кабель к центральной регистрирующей системе на базе компьютера типа ноутбук через блок управления. С помощью грузонесущего кабеля обеспечиваются спускоподъемные работы на глубину до 100 и более метров.

Отличительной особенностью комплекса является его компактность, малый вес и возможность проведения ВСП в скважинах до глубин 100-150 м без использования специальных подъемников.



▲ *Рис. 2. Пример азимутограммы на скважине (X-, Y-, Z-компоненты)*

Основные параметры комплекса:

- вес скважинного прибора, кг – 8;
- диаметр прибора, мм – 59;
- количество регистрируемых компонент – 3;
- мгновенный динамический диапазон, дБ – 130;
- разрядность АЦП, бит – 32;
- усилие прижима к стенке скважины, кг – 80;
- вес используемого телеметрического кабеля (100 м), кг – 8;
- система питания – аккумуляторная батарея 10÷45, А*ч, 12 В.

Скважинный прибор перемещается в скважине с использованием троса диаметром 4 мм, телеметрический кабель размечен по всей длине и по нему определяется глубина погружения скважинного прибора.

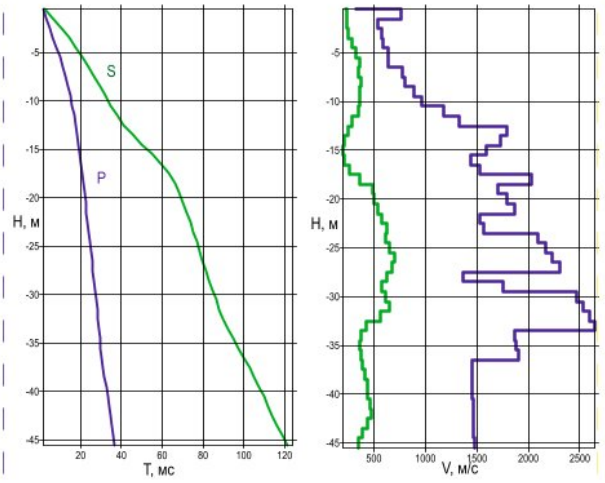
Основные задачи проведения ВСП для инженерных исследований:

– определение скоростей распространения продольных и поперечных волн в исследуемых грунтах;

– корреляционная увязка данных ВСП по площади исследований с геологической информацией при наличии нескольких скважин на площади исследований.

Приведем пример использования ВСП на одном из объектов строительства. На рис. 2 представлена азимутограмма одной из скважин при возбуждении на поверхности Р-волн. Регистрация проводится по трем компонентам X, Y, Z. Как видно из диаграммы, хорошо фиксируется первое вступление на Y- и Z-компонентах. Глубина скважины 46 м, измерения проводились с интервалом 1 м.

Результаты обработки в виде графиков интервальных скоростей и первых вступлений приведены на рис. 3.

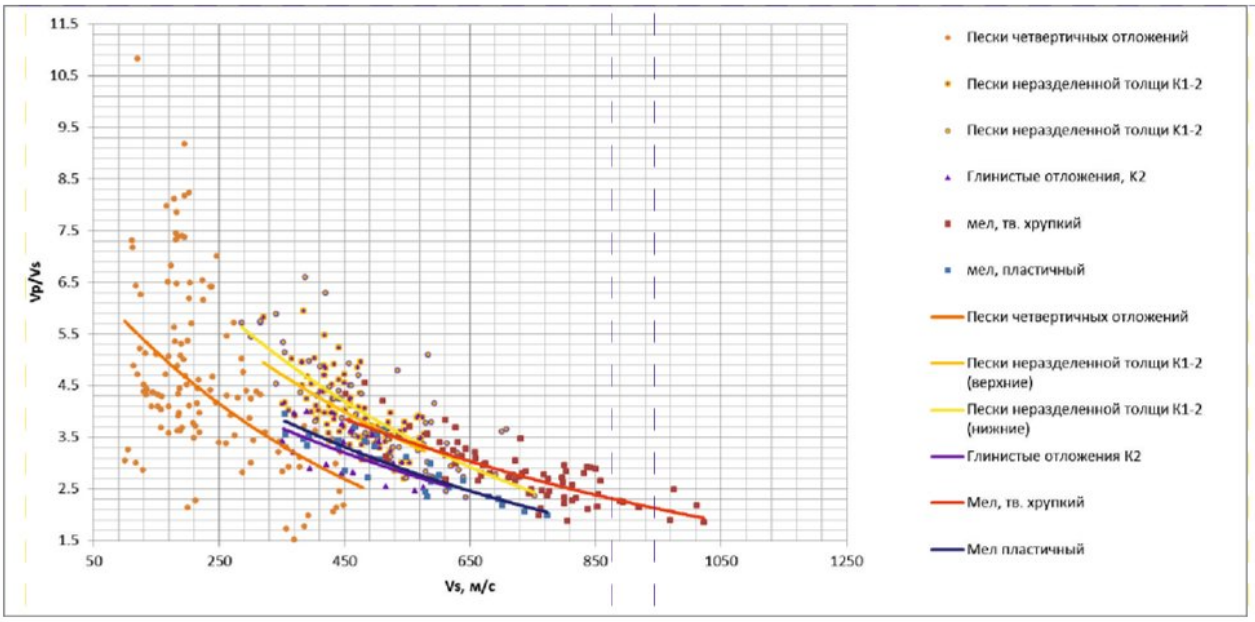


▲ *Рис. 3. Графики интервальных скоростей и приведенные годографы первых вступлений.*

В таблице приведены результаты расчета скоростных параметров, а также вычисленные значения отношений скоростей и коэффициента Пуассона.

Табл. 1. Результаты расчета скоростей по скважине.

Наименование по данным бурения	H *м*	Vp *м/с*	Vs *м/с*	Vp/Vs	Vs/Vp	μ
Песок серый, в подошве слоя желтый, мелкий, влажный, полимиктовый	7.5	773	432	1.79	0.56	0.27
	8.5	808	469	1.72	0.58	0.25
	9.5	884	262	3.38	0.30	0.45
	10.5	970	275	3.53	0.28	0.46
	11.5	1181	207	5.70	0.18	0.48
	12.5	1332	182	7.32	0.14	0.49
	13.5	1792	195	9.18	0.11	0.49
	14.5	1725	247	7.00	0.14	0.49
	15.5	1595	195	8.18	0.12	0.49
	16.5	1438	195	7.37	0.14	0.49
	17.5	1523	237	6.42	0.16	0.49
Мел белый, пастообразный, с прослоями мела твердого, хрупкого, сильно влажного	18.5	2032	471	4.31	0.23	0.47
	19.5	1704	549	3.11	0.32	0.44
	20.5	1788	502	3.57	0.28	0.46
	21.5	1871	515	3.64	0.28	0.46
Мел белый, липкий, неоднородный, переслаивание около 10 см пастообразного и твердого мела, в прослоях твердого мела следы ожелезнения	22.5	1528	702	2.18	0.46	0.37
	23.5	1564	618	2.53	0.39	0.41
	24.5	2087	632	3.31	0.30	0.45
	25.5	2163	644	3.36	0.30	0.45
	26.5	2236	780	2.87	0.35	0.43
Песок крупный, плотный, кварцевый, влажный, с включениями дресвы мела до 1.0 см	27.5	2306	796	2.90	0.35	0.43
Мел белый, пастообразный, неоднородный, переслаивание пастообразного и твердого хрупкого по 10 см	28.5	1366	582	2.35	0.43	0.39
	29.5	1753	588	2.98	0.34	0.44
Песок светло -серо-зеленый, средней крупности, влажный	30.5	2470	594	4.16	0.24	0.47
	31.5	2531	701	3.61	0.28	0.46
	32.5	2590	708	3.66	0.27	0.46
	33.5	2647	420	6.30	0.16	0.49
Песок от темно - серого до светло - серого, средней крупности, кварцевый	34.5	1869	321	5.81	0.17	0.48
	35.5	1884	383	4.93	0.20	0.48
	36.5	1899	383	4.95	0.20	0.48
	37.5	1448	351	4.13	0.24	0.47
	38.5	1452	426	3.41	0.29	0.45
	39.5	1456	477	3.05	0.33	0.44
	40.5	1460	427	3.41	0.29	0.45
	41.5	1462	428	3.41	0.29	0.45
	42.5	1465	545	2.69	0.37	0.42
	43.5	1468	481	3.05	0.33	0.44
	44.5	1471	355	4.15	0.24	0.47
	45.5	1474	355	4.15	0.24	0.47



▲ *Рис. 4. Кросс-плот Vp/Vs от Vs по восьми скважинам.*

При наличии нескольких скважин строятся графики распределения кинематических атрибутов по группе скважин на площади исследований (рис.4).

Заключение

1. Комплекс ТЕЛСС-ВСП с телеметрической передачей данных от скважинного прибора обеспечивает высокое качество регистрируемой информации и позволяет получить значения интервальных скоростей по исследуемой скважине.

2. При проведении ВСП по нескольким скважинам появляется возможность прослеживания особенностей геологического строения среды по отдельным горизонтам на площади исследований.

Литература

1. Федотов С.А., Федотов А.С. Технологическое обеспечение качества результатов малоглубинных сейсмических исследований // Инженерная геофизика-2014: тезисы конференции. г. Геленджик, 2014 г.

Комплексное применение методов импульсной электроразведки в составе сейсморазведочных работ МОГТ-3D для прогнозирования глубины скважин пв в условиях сложного строения ВЧР

- Дмитриев Ю.Ю., ЗАО «Аэрогеофизическая разведка», г. Новосибирск
- Глазунов В .В., д.т.н., Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург
- Гоц И.А., ПАО «ГЕОТЕК Сейсморазведка», г. Тюмень
- Логовской В.И., Центра анализа сейсмических данных МГУ имени М.В.Ломоносова, г.Москва
- Цыбин В.Ф., ООО «Нефтяной Компании Восток НАО», г. Нарьян-Мар
- Ефимова Н. Н., к.т.н., ООО НПП «ИнжГеофизика», г. Санкт-Петербург

В статье приведено описание методики комплексных электроразведочных работ методами электромагнитного сканирования и георадиолокации для прогнозирования глубины взрывных скважин в ходе выполнения сейсморазведочных работ.

Задача выбора мест заложения скважин и способа бурения актуальна в условиях неглубокого залегания коренных труднобуримых пород, перекрытых дисперсными грунтами малой мощности. Выполненные работы подтвердили высокую эффективность комплекса для прогноза глубины заложения взрывных скважин в условиях сложного геологического строения ВЧР.

Введение

При проведении сейсморазведочных работ на севере ТПП в НАО (Коротаихинская впадина) были установлены массовые спонтанные выходы коренных пород, перекрытых дисперсными грунтами элювиального и аллювиального происхождения малой мощности. Из-за крайне скудной и недостоверной априорной информации предвидеть такое строение ВЧР было невозможно. Коренные породы нижнего карбона-перми, по имеющимся геологическим данным представлены песчаниками, доломитами, конгломератами, мергелями, алевролитами, аргиллитами. При выходах под дневную поверхность наиболее крепких скальных пород (песчаники, доломиты, конгломераты), бурение взрывных скважин шнековым способом на проектную глубину невозможно. Применение других способов бурения при взрывных работах МОГТ-3D также оказалось неэффективным. Объем запланированных сейсморазведочных работ в сезоне 2013-2014 г.г. оказался невыполненным. Исходя из этого, заказчиком предписано сейсморазведочной организации, проводящей исследования в таких условиях, применение технологии БВР, ориентированной на группирование взрывных скважин глубиной 5-10м при невозможности бурения на большую глубину. При этом возникла необходимость опережающего прогнозного картирования глубины залегания кровли скальных пород для оперативного планирования БВР и принятия решения о «сносах» ПВ из проектного положения в места, где можно пробурить скважины глубиной не менее 5м. Поиск таких мест неоднократными попытками бурения неэффективен из-за больших материальных затрат и потери времени непосредственно на производственное бурение, что в условиях Крайнего Севера недопустимо из-за короткого полевого сезона.

Таким образом, с целью прогноза возможной глубины бурения взрывных скважин и исключения поисков точек их возможного заложения непосредственно буровыми станками, целесообразно выполнять опережающие электроразве-

дочные исследования верхней части разреза с целью оперативного планирования БВР для решения следующих задач:

1. Прогнозирование участков возможного бурения одиночных (15м и 12.5м) и групповых (9м и 5м) скважин;

2. Прогноз участков, на которых невозможно пробурить даже 5-ти метровые скважины (запланированные пропуски);

3. Определение точек сноса проектных ПВ в места с наилучшими условиями ВЧР.

С учетом требований к производительности и условиям работ был выбран комплекс наземных методов импульсной электроразведки, включающий ЭМС (электромагнитное сканирование разреза) и ГРЛП (георадиолокационное профилирование). Эти методы позволяют проводить съемку в движении с поверхности снежного покрова и зондировать ВЧР с высокой степенью детальности.

В полевом сезоне 2014-2015г.г. для оценки возможностей выбранного комплекса методов для решения поставленных задач и разработки методики его применения проведены опытно-методические и опытно-производственные исследования. Достигнутая результативность и высокая производительность электроразведочных работ подтвердили высокую эффективность комплекса для прогноза глубины заложения скважин ПВ в условиях сложного геологического строения ВЧР.

На основании результатов проведенных опытно-методических и производственных исследований с целью снижения рисков необоснованных пропусков в производственном режиме рекомендовано:

• комплексирование с результатами аэрокосмодешифрирования;

• опробование бурением прогнозируемых участков профиля, и в случае подтверждения невозможности бурения, переход на участки рекомендованных смещений.

Применение технологии опережающего изучения верхней части разреза (ВЧР) аэрокосмодешифрированием, подповерхностной радиолокацией и электроразведкой позволяет:

• исключить задействование буровых станков на «поиск» и переключить их на работы по прямому назначению, что позволит увеличить производительность буровзрывного отряда на 6%-8%;

• снизить долю группирования мелких скважин за счет поиска участков для бурения одиночных скважин глубиной 12,5м – 15.0м, что позволит увеличить производительность буровзрывного отряда еще на 6%-8%.

Результаты применения технологии опережающего изучения верхней части разреза (ВЧР) аэрокосмодешифрированием, подповерхностной радиолокацией и электроразведкой, в сочетании с материалами геологических съемок необходимо использовать для повышения достоверности корреляции надвиговых поверхностей и целевых геологических границ при обработке и интерпретации сейсморазведочной информации.

По организационным причинам изучение ВЧР аэрокосмодешифрированием не получилось опережающим, данные получены уже после окончания полевых наблюдений. С целью использования положительного опыта применения двух других опробованных методов было принято решение выполнить комплекс методов ЭМС и ГРЛП для оперативного планирования БВР.

Достигнутая результативность и высокая производительность электроразведочных работ подтвердили высокую эффективность комплекса для прогноза глубины заложения скважин ПВ в условиях сложного геологического строения ВЧР.

В следующем сезоне 2015-2016 г.г. электроразведочные исследования выполнены в составе производственных работ МОГТ-3D в объеме 940 пог.км. Полученные результаты позволили оперативно прогнозировать глубину и выбирать оптимальные места «сносов» скважин ПВ, что способствовало выполнению сейсморазведочных работ в приемлемые сроки без непроизводительных материальных затрат. Достигнутая результативность и высокая производительность электроразведочных работ подтвердили высокую эффективность комплекса для прогноза глубины заложения скважин ПВ в условиях сложного геологического строения ВЧР.

Обоснование комплекса наземных методов исследования ВЧР.

В условиях, подобных условиям описываемых работ в Коротаихинской впадине ТПП (при ограниченной мощности «рыхлых отложений»), технология исследования ВЧР должна учитывать следующие факторы:

1. Большая площадь участков работ при протяженности профилей ПВ 1000 пог.км и более. При таких объемах технология наземных геофизических исследований должна обладать очень высокой производительностью (не менее 20 пог.км в смену), мобильностью, низкой себестоимостью и возможностью существенного опережения БВР для оперативного планирования буровых работ;

2. Проведение исследований в мерзлых и талых породах различного состава;

3. Выполнение работ в зимний период в условиях Крайнего Севера и при наличии снежного покрова мощностью более 1м, не только в тундре, но и на местности с плотным кустарниковым покровом.

4. Глубинность исследований до 30-35м;

5. Детальность расчленения разреза в интервале глубин 0-5м не хуже -0,2-0,4м;

6. Оперативность систем обработки геофизических данных, позволяющая своевременно (за 3-4 дня до буровых работ) выдавать материалы по прогнозу условий БВР.

Фактически, процедуры обработки должны обеспечивать глубокий анализ полученных данных исходя из условия обработки материалов в объеме 20-30 пог.км (и более) в день.

При таких исходных условиях круг методов наземной геофизики, применимых для детального изучения ВЧР на больших площадях, резко сокращается.

По опыту инженерной геофизики, основным объектом изучения которой также является ВЧР, объективно можно предложить 2 метода: ЭМС и ГРЛП.

Фактически, до разработки технологии импульсных электромагнитных зондирований становлением поля, которая в последние 10-12 лет была усовершенствована до уровня непрерывного электромагнитного сканирования разреза (выполняемого в движении), задача исследования ВЧР для целей сейсморазведки МОГТ методами наземной электроразведки не решалась в принципе. Современные технические, методические и аппаратурные разработки ЗАО «Аэрогеофизическая разведка» позволяют решать подобные задачи в методическом и техническом плане [2,3,8]

Особенностью электромагнитных зондирований является низкая информативность в интервале глубин 0-3м. Этот интервал глубин предложено исследовать методом ГРЛП. Известно, что метод георадиолокации обладает малой глубинностью при глинистом разрезе ВЧР, но при выходах на дневную поверхность высокоомных пластов (скальные породы)

разрешающая способность ГРЛП позволяет детально расчленить разрез в интервале глубин 0-7м [1].

Указанные особенности строения ВЧР и объективные ограничения применимости методов позволили определить рациональный комплекс исследования разреза при неглубоком залегании кровли скальных пород:

1. Метод ЭМС используется для детального исследования ВЧР в интервале глубин 3-35м, что позволяет прогнозировать участки бурения одиночных 15м и 12,5м скважин, определить интервалы групповых скважин (9м и 5м), выявить зоны «риска», в которых проблематично пробурить скважины глубиной 5м при использовании принятой технологии бурения. Кроме того, данные ЭМС в зонах «риска» рассматриваются как опорные для детального анализа разреза методом ГРЛП.

2. Метод ГРЛП применяется для исследования зон «риска» в интервале глубин 0-7м. Высокая разрешающая способность георадиолокации позволяет расчленить ВЧР в высокоомных областях и дать обоснованное заключение на необходимость переноса скважин.

Необходимость комплексности исследований ВЧР в зонах «риска» заключается и в том, что ГРЛП фиксирует отражающие горизонты, литологическая характеристика которых не определяется ГРЛП, а ЭМС позволяет определить литологическую характеристику выделенных горизонтов, что является определяющим при принятии решения о нецелесообразности бурения скважины (запланированный пропуск) в заданной точке и о ее переносе. Использование двух независимых методов для принятия решения о переносе проблемных скважин значительно повышает достоверность геофизического прогноза.

Данные ЭМС по площади исследований (горизонтальные срезы на различных глубинах) позволяют, кроме того, наметить места вероятного переноса скважин из зон «риска» в более благоприятные условия ВЧР, особенно при выполнении детализационных работ между профилями ПВ.

Электромагнитное сканирование разреза (ЭМС).

Метод зондирований становлением поля во временной области [8] основан на возбуждении в горных породах переменных электромагнитных полей с помощью незаземленного генераторного контура и регистрации вторичных полей, несущих информацию о геоэлектрическом строении разреза, многовитковой приемной антенной. Такая технология не требует применения заземляющих устройств, благодаря чему появляется возможность выполнения измерений в движении (ЭМС) [5, 6]. Технология ЭМС уже более 10 лет широко применяется в инженерных изысканиях на различных объектах топливно-энергетического комплекса как в талых породах, так и в криолито-зоне [3]. Технология ЭМС, являющаяся разработкой группы компаний ЗАО «Аэрогеофизическая разведка» и «Сибгеотех», защищена патентами РФ на полезные модели № 47533, 52199 и 52200.

Технология электромагнитного сканирования разреза, реализованная на основе измерений в движении, позволяет получить непрерывный геоэлектрический разрез с дискретностью замеров через 0.1-0.2м.

Генераторно-измерительная система размещается на надувном каркасе, буксируемом по сейсмическим профилям гусеничным вездеходом или снегоходом типа «Буран» со скоростью 5-10км/час. Для достижения глубинности исследова-

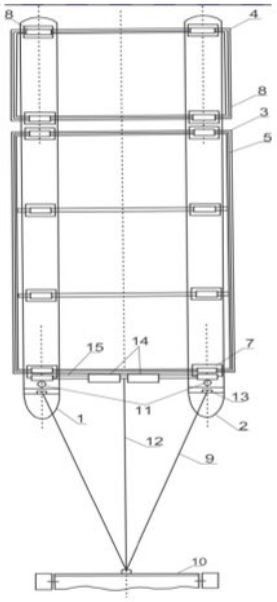


Рис. 1. Пневматическая конструкция с изменяемой площадью антенн от 30 до 64 м2. Применяется буксировка за транспортным средством. 1,2 – надувные элементы, полозья, 3,4 – разборные каркасы, включающие продольные и поперечные элементы (балки), 5 – излучающая антенна и приемная антенны , 6 – вторая приемная антенна, 7 – накладки, 8 – петли, 9 – буксировочные тросы, 10 – буксировочное устройство, 11 – клапаны для подачи и удержания воздуха, 12 – трос-кабель, 13 – буксировочные захваты, 14 – выносные элементы генераторного и измерительного оборудования, 15 – дополнительная жесткая поперечная балка.

ний 30-35м и повышения метрологических характеристик измерений (снижение влияния собственных процессов в генераторном контуре) применяются совмещенная (2х2м) компенсационная и выносная (2х7м) системы ЭМС (рис. 1). Размер пневмокаркаса- 2х9м.

Одновременная регистрация вторичных полей от двух приемных антенн позволяет разделять индукционную и поляризационную моды измеряемого сигнала и существенно снижать погрешности измерений , связанных с коммутацией тока в магнитном индукторе.

ЭМ-сканирование проводится комплектом аппаратуры Импульс-Д13 и генератором тока КТ-10 (ЗАО «Аэрогеофизическая разведка») (рис. 2, 3).

Ток в генераторном контуре 5 -10 А. Привязка точек измерений в процессе съемки осуществляется спутниковой системой GPS, встроенной в измеритель и записывающей координаты точек ЭМС с погрешностью не более 1 м. Обработка данных проводится с помощью пакета лицензионных программ EmDataProcessor (ЗАО «Аэрогеофизическая разведка») с использованием процедуры R-ассимптотическое [7]. Сканирование проводится по всем профилям ПВ.

Отличительные особенности аппаратуры:

1. Цветной 4–дюймовый дисплей позволяет получать информацию в режиме реального времени о качестве измерения переходного процесса, контролировать



Рис. 2. Двухканальный измеритель «Импульс-Д».



Рис. 3. Коммутатор тока КТ-10.

количество спутников, визуализировать координаты в режиме работы измерителя; определять достигнутую глубину исследования и отображать зависимость сопротивления от глубины непосредственно в процессе проведения полевых работ;

2. Синхронизация с генератором тока по кабелю или GPS. При этом GPS-приемник и антенна встроены в корпус прибора;

3. Возможность съема данных с двух физических антенн: измеритель поочередно снимает данные с двух датчиков, что позволяет разделять индукционную и поляризационную моды измеряемого сигнала и значительно повышает точность и достоверность результатов интерпретации индукционной составляющей;

4. Передача данных с прибора на персональный компьютер через интерфейс Ethernet.

Архитектура прибора:

- Аналоговый тракт построен по дифференциальной схеме, с двумя прецизионными симметричными каналами усиления. Оцифровка данных осуществляется с помощью двух АЦП: 16-ти разрядное 20 МГц и 24-х разрядное 2.5 МГц;

- Матрица FPGA (Altera Cyclone-IV) отвечает за съем, медианную фильтрацию и запись данных в энергонезависимую память. За сервисные функции отвечает микроконтроллер архитектурой ARM Cortex M3 работающий на частоте 120 МГц;

- TFT-дисплей с LED подсветкой с диагональю 4.3” и разрешением 480 x 272.

Основные технические характеристики «Импульс-Д13» и КТ-10 приведены в таблицах 1,2.

Технология электромагнитного сканирования [2], выполняемая в движении, в

Табл. 1. Основные технические характеристики «Импульс-Д13».

№	Наименование	Параметр
1.	Количество каналов измерения	Два
2.	Временная дискретность	От 12,5 нс
3.	Динамический диапазон	140 дБ
4.	Разрядность АЦП	16 бит и 24 бит
5.	Диапазон измеряемого сигнала	от 100 нВ до 1 В
6.	Погрешность GPS синхронизации	до 1 мкс
7.	Погрешность проводной синхронизации	12,5 нс (один квант системного времени)

Табл. 2. Основные технические характеристики генератора «КТ-10».

№	Наименование	Параметр
1.	Управление	внешнее (измерители серии«Импульс»)
2.	Амплитуда П-образного тока , (стаб.)	2, 5,10А
3.	Погрешность установки тока	1%
4.	Длительность импульсов тока	2 мс - 1 с
5.	Фронт выключения тока на активную нагрузку, не более	0,5 мкс
6.	Синхронизация	проводная, GPS
7.	Напряжение питания	10...14 В
8.	Масса коммутатора	1,5 кг
9.	Габаритные размеры	220 мм x 105 мм x 45 мм

отличие от других методов наземной электроразведки обеспечивает избыточно высокую плотность точек зондирований в единице исследуемого пространства (до 7000 измерений на 1км), благодаря чему точность единичного измерения на заданном интервале осреднения значительно возрастает. Кроме того, обеспечивается непрерывное исследование геологического разреза, позволяющее выявить локальные изменения ВЧР.

Контроль качества ЭМС осуществляется несколькими способами:

1. Измерениями на лабораторной модели в начале и конце дня;

2. Тестированием аппаратуры на контрольных точках с остановками через 1км на каждом профиле ПВ;

3. Повторными замерами отдельных участков профилей;

Последние 2 способа контроля рассматриваются как основные, так как они включают в себя не только стандартные метрологические погрешности, но и влияние среды и условий измерений. Суммарная погрешность воспроизводимости ЭМС не превышает 3%.

Средняя производительность полевых работ составила 25-30 км в смену. Обработка полевых данных при такой производительности составляет 5-6 часов.

Георадиолокационное профилирование(ГРЛП)

Георадиолокационная съемка выполнялась по стандартной методике георадиолокационного профилирования с помощью георадара «ОКО-2» с антенными блоками АБДЛ 100МГц «Тритон» (ООО «Логис», г.Москва) [4].

Антенный блок георадара «Тритон» буксировался по профилям с помощью гусеничного вездехода или трактора со



▲ *Рис. 4. Процесс георадарной съемки с антенной «Тритон» АБДЛ 100.*

скоростью 5-10 км/час (рис.4).

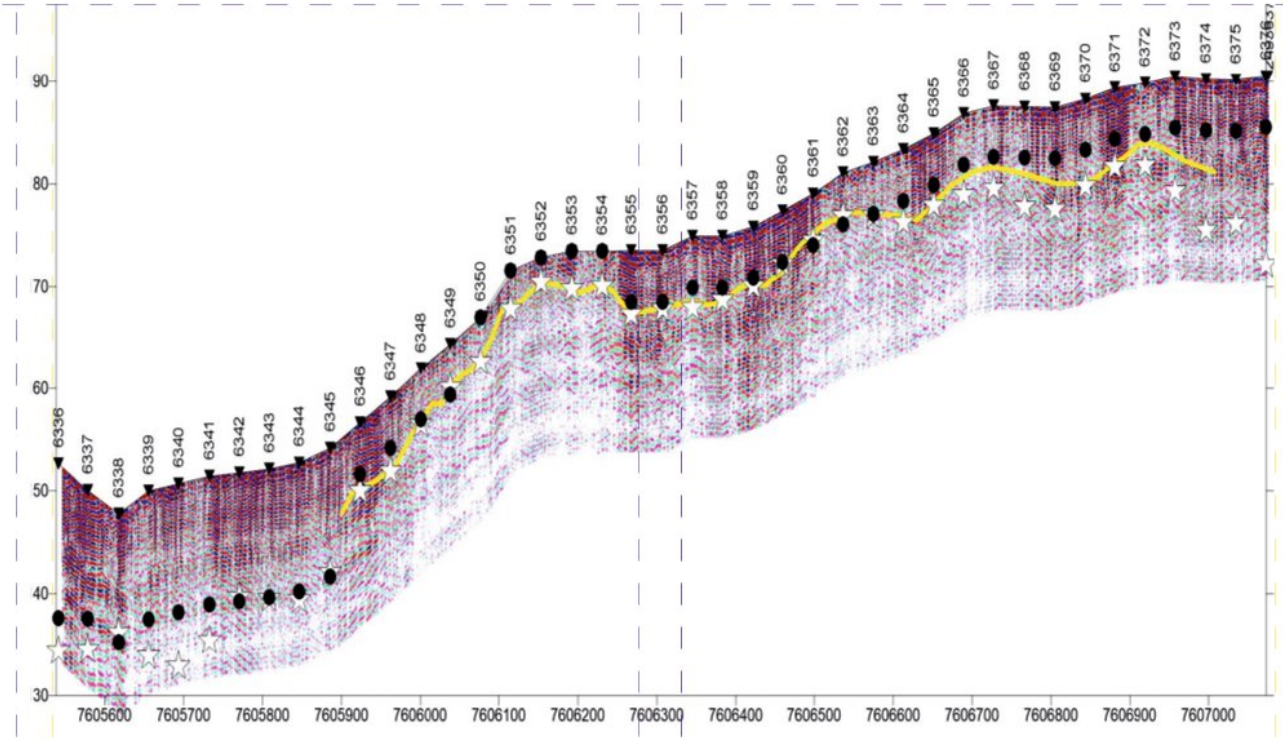
Расстояние антенны до транспортного средства выдерживалось не менее 10м. Регистрация трасс зондирования осуществлялась с шагом 0,2 - 0,4м в зависимости от скорости съемки и режима накопления.

Привязка точек измерений в процессе георадарной съемки осуществлялась с помощью GPS приемника с контролем по закрепленным на местности вешками пунктам возбуждения (ПВ) рядовой сети.

Методика съемки включала контроль качества полевых наблюдений. Контроль предусматривал выполнение контрольных рейсов по отдельным профилям. Качество съемки методом ГРЛП оценивалась на основе сравнительного анализа георадарограмм, основной и контрольной съемок. Средняя производительность полевых работ в зависимости от транспортных возможностей вездехода варьировалась в пределах 20-30км в смену.

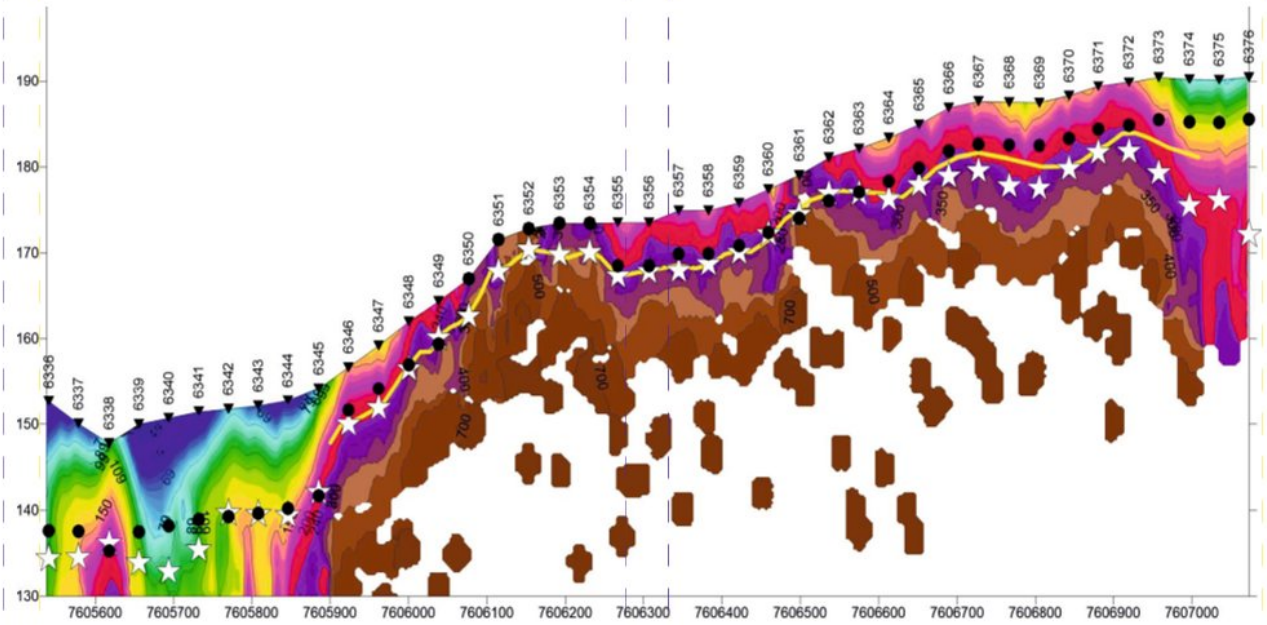
Для обработки и визуализации данных ГРЛП применялась лицензионная программа Prism2.59. Обработка полевых данных, полученных за один день, составила 10 -15 часов.

Результатом обработки является георадарограмма с указанием георадиолока-



▲ *Рис. 5а. Фрагмент георадиолокационного разреза.*

ционной границы, соответствующей кровле «крепких пород», характеризующихся значениями УЭС не менее 300 Ом*м . На рис. 5а и 5б представлены фрагменты георадиолокационного (рис.а) геоэлектрического (рис.б) разрезов с сопоставлением прогнозных и фактических глубин пробуренных скважин.



▲ *Рис. 5б. Фрагмент геоэлектрического разреза.*

Результаты комплексных исследований ЭМС и ГРЛП.

Результаты комплексных исследований ЭМС и ГРЛП для оперативного проектирования БВР в полевых условиях предоставляются в виде:

Геоэлектрических разрезов, на которые вынесены прогнозные глубины бурения скважин по комплексу методов ЭМС и ГРЛП (рис. 6);

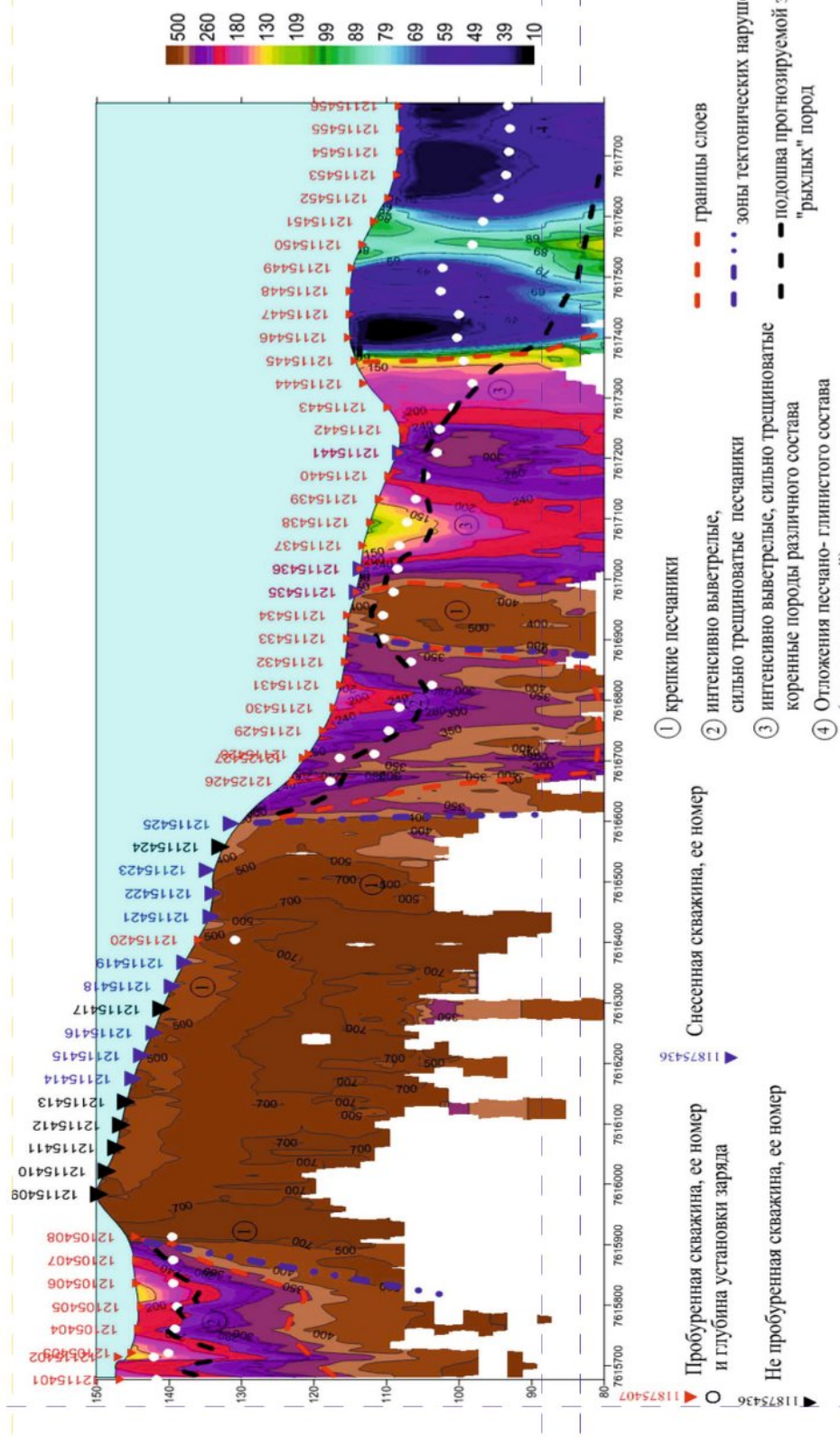


Рис. 6. Пример геоэлектрического разреза с прогнозом глубины бурения скважин по комплексу методов ЭМС и ГРЛП.

1. Планов распределения удельных сопротивлений ЭМС на глубинах 5м, 9м, 12,5м и 15м по площади исследований (рис 7);

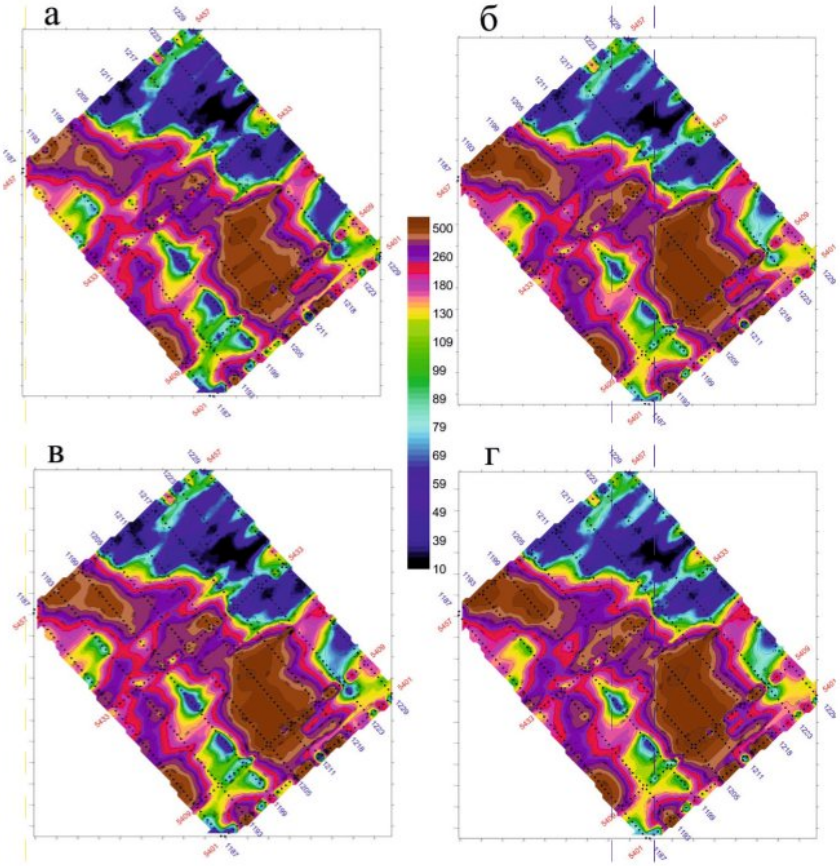
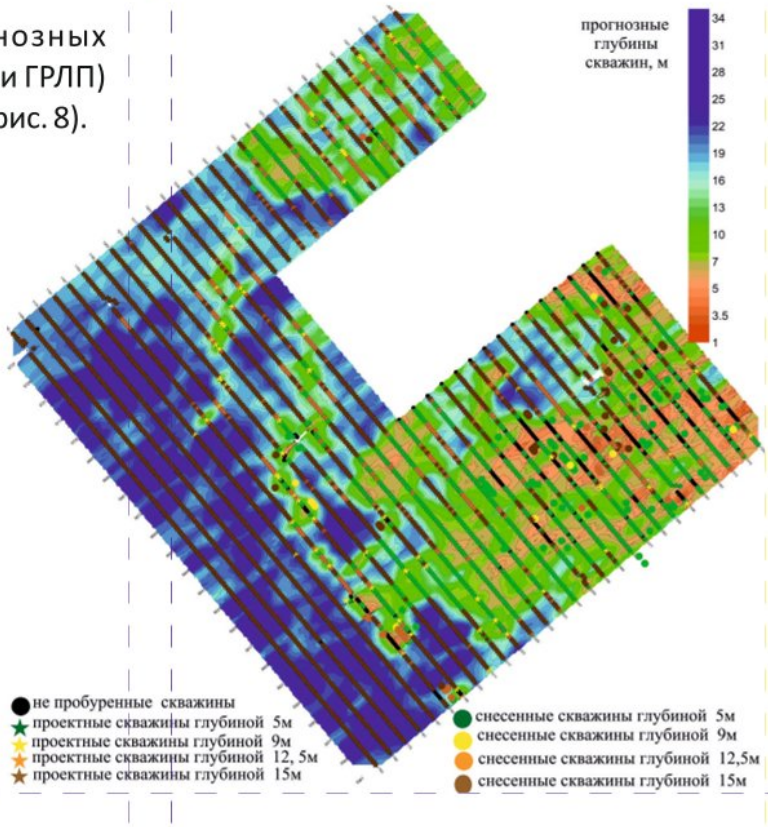


Рис. 7. Фрагменты планов распределения удельных сопротивлений ЭМС на глубинах 5м(а), 9м (б) 12,5м (в) и 15м.

2. Оперативной карты прогнозных глубин скважин (по данным ЭМС и ГРЛП) и реально пробуренных скважин (рис. 8).

Рис. 8. Фрагмент карты прогнозных глубин скважин по данным ЭМС и ГРЛП с данными фактического бурения.



Такой подход к содержанию и оперативности предоставляемых данных позволяет планировать БВР в режиме реального времени, что само по себе можно рассматривать как инновационное решение по применению наземной электроразведки для исследования ВЧР в инженерной геофизике и в сейсморазведке МОГТ.

По геоэлектрическим разрезам ЭМС с данными ГРЛП прогнозируются условия бурения взрывных скважин в каждой точке ПВ:

1. Мощность «рыхлых пород»;
2. Литологический состав ВЧР;
3. Выходы под дневную поверхность крепких скальных пород и степень их консолидации (зональность коры выветривания).

Планы распределения удельных сопротивлений ЭМС на различных глубинах по площади исследований позволяют оценить пространственное распространение основных литологических горизонтов – это фактически детальная геологическая карта ВЧР. Такая информация важна для определения мест возможных сносов скважин при невозможности бурения на проектную глубину. Как показали результаты опытно-производственных работ – для повышения результативности сносов необходимы детализационные работы между профилями ПВ на участках выходов скальных пород. Предложенные технологии ЭМС и ГРЛП по оперативности исследований позволяют проводить такие детализации.

Карта прогнозных глубин бурения скважин является главным результатом всех работ ЭМС и ГРЛП. Оперативный анализ прогнозных глубин и фактически пробуренных скважин обеспечивает своевременную корректировку прогнозных оценок строения ВЧР, что немаловажно при сильной изменчивости геологического разреза.

Результативность проведенных работ основывается на достоверности прогноза глубин взрывных скважин.

Статистическая оценка сопоставлений данных ЭМС и ГРЛП по 5243 скважинам на участке опытно-производственных работ в сезоне 2014-2015гг показала высокую достоверность прогноза бурения взрывных скважин. Применение разработанной технологии позволило найти варианты смещения ПВ в рамках предписанных технологических ограничений с подтверждаемостью глубин залегания кровли твердых пород в интервале 0-5м - 79%, в интервале 5-10м - 21% и в интервале 12,5-15м -92%, минимизировав случаи пропусков ПВ. Это обеспечило повышение эффективности сейсморазведки за счет более полного подбора удалений и азимутов наблюдений. Достигнутая погрешность прогноза глубины залегания кровли твердых пород не превысила 0,4м.

Вероятность правильного прогноза глубин основных категорий скважин в сезоне 2015-2016гг по выборке из 19 751 сопоставлений достигла 89%.

Выводы.

По результатам опытно-производственных и производственных работ комплексом электроразведочных методов на объектах в Коротаихинской впадине можно сделать следующие выводы:

1. На основании выполненных комплексных электроразведочных работ подтверждена целесообразность проведения опережающих исследований методами ЭМС и ГРЛП для определения мощности рыхлых отложений верхней части разреза, позволяющая прогнозиро-

вать глубину заложения взрывных скважин при проведении работ МОГТ 3D в условиях массового распространения на площади работ выходов коренных пород под дневную поверхность.

2. Применение предложенного комплекса исследования ВЧР подтвердило его эффективность для решения указанных задач.

3. Показатели производительности электроразведочных работ (до 35 пог.км в смену), включающие цикл сбора полевых данных, их обработку, интерпретацию и передачу в сейсморазведочную партию позволяют в реальном времени обеспечивать своевременным высокоточным и инвариантным в части сносов прогнозом буровзрывные работы.

4. Комплекс электроразведочных работ можно дополнить данными аэрокосмодешифрирования, что дополнительно позволит повысить эффективность прогноза бурения взрывных скважин.

Литература

1. Владов М.Л. Введение в георадиолокацию / Владов М.Л., Старовойтов А.В. – Москва: Изд-во Моск. ун-та, 2005. – 155с.

2. Дмитриев Ю.Ю. Прогнозирование оптимальных условий размещения заряда при сейсморазведочных работах в Западной Сибири с использованием электромагнитного сканирования во временной области/ Дмитриев Ю.Ю., Тригубович Г.М. и др. // Приборы и системы разведочной геофизики. – 2014. – N 4.–С. 70–83.

3. Дмитриев Ю.Ю. Современные методы электрометрии для исследования верхней части разреза при решении инженерно-геологических задач в топливно-энергетическом комплексе/ Дмитриев Ю.Ю. Тригубович Г.М //Инженерные изыскания.– 2010. – N 7.–С. 16–31.

4. Помозов В.В. Георадары серии «ОКО» / Помозов В.В, Поцепня О.А., Семейкин Н.П. и др. // Разведка и охрана недр. - 2001. - N 3. - С.26-28.

5. Тригубович Г.М. Инновационные поисково-оценочные технологии электроразведки становлением поля воздушного и наземного базирования» / Тригубович Г.М. // Разведка и охрана недр. – 2007. – N 8.–С. 80–87

6. Патент РФ №2194294, Устройство для рабочего перемещения геофизических антенн, МПК G01V13/00 / Тригубович Г.М. / ФГУП "Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья" (RU), Общество с ограниченной ответственностью "Сибгеотех"; заявлено 15.08.2001; опубл. 10.12.2002

7. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ 20116 11248 EM-DataProcessor. Правообладатель: ЗАО "Аэрогеофизическая разведка". Авторы: Тригубович Г.М., Чернышев А.В., Гнусин Я.А., Сверкунов А.С. (RU). Зарегистрировано 7 февраля 2011 года.

8. Kamenetsky F.M. Transient Geo-Electromagnetics / Kamenetsky, F.M., Stettler E.H., Trigubovich G.M. – Germany: , L-M University of Munich, 2010 – 306 p.

Выбор шага дискретизации, достаточного для решения задач интерпретации данных сейсморазведки

- Власов С.В., Шарин С.В., ООО «БашНИПИнефть», г. Уфа
- Щелкунов А.Е., ООО «ГНПЦ ПурГео», г. Тюмень

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

Вопрос выбора необходимого и достаточного шага дискретизации регулярно обсуждается в геофизической среде. Связанный с этим вопросом круг проблем хорошо известен и освещен в различных публикациях, однако однозначное мнение так и не сформировано. Мы рассмотрим проблему выбора необходимого и достаточного шага дискретизации для регистрации и обработки под углом конечной задачи проведения сейсморазведки, а именно геологической интерпретации. В таком случае все стандартно рассматриваемые ограничения о возможности восстановления спектра до частоты Найквиста и требования о недопустимости искажений, связанных с шагом квантования более 3 дБ и т.д., требуют оценки не с позиций исходного сигнала, а с точки зрения корректного восстановления отклика среды на внешнее воздействие. При такой постановке вопроса требования к шагу дискретизации обретают множество дополнительных ограничений и неопределенностей, связанных не только с математической и физической частью теоремы Котельникова, но и с техническими вопросами на всех этапах от регистрации до обработки.

Рассмотрение проблемы в таком контексте удобно в виде сверточной модели. Тогда отклик среды на внешнее воздействие [2]:

$$P(t) = R(t) \{S(t) \times s(t)\} + n(t),$$ где:

P(t) - сейсмическая трасса; S(t) - сейсмический сигнал; R(t)= (R0+Rd+Rf) - поток коэффициентов отражения; s(t) - обобщенная неаддитивная помеха; n(t) - обобщенная аддитивная помеха; * - свертка сформировавшегося импульса с отражающей способностью среды; x – искажение исходного сигнала за счет неупругих деформаций, технических недочетов и т.д.

Таким образом, задача формулируется как корректное описание сверточной функции R(t) {S(t) x s(t)}, характеризующей отклик на внешнее воздействие. Если абстрагироваться от вопросов финитности спектров и сейсмических записей, которые достаточно детально рассмотрены во множестве источников, то остаются два основных вопроса: какой тип аппроксимации сигнала заложен в алгоритмах используемого софта и какова мощность целевых пластов, отклик от которых мы ожидаем увидеть в волновом поле.

На наш взгляд, при расчете шага дискретизации на этапе планирования работ и подбора графа обработки, следует отталкиваться от требуемой вертикальной разрешенности с учетом априорной информации о геологическом строении участка. В соответствии с такой точкой зрения оптимальным для выбора шага дискретизации будет обратный расчет, причем, отправной точкой становится глубинный масштаб результата.

Предварительный расчет шага дискретизации.

На сегодняшний день при изучении участков требуется построение сейсмогеологических моделей для пластов мощностью 4 метра и менее. Как правило, вертикальная разрешенность сейсморазведки недостаточна для регистрации самостоятельных отражений от кровли – подошвы такого пласта, однако идентификация и петрофизическое моделирование возможно по интерференционной картине, формирующейся на потоках коэффициентов отражений от тонких пластов. В первом приближении, при наличии акустического контраста для интерференционной картины вертикальная разрешенность (H, м) может быть оценена как одна восьмая длины волны [4]:

$$H \sim 1/8*\lambda = v/(8*f), \text{ где}$$

λ – длина волны (м); v – скорость распространения сейсмических волн (м/с); f – частота сигнала (Гц).

Тогда, обратным расчетом можно оценить необходимый диапазон частот (рис.1, табл. 1), для решения поставленных задач.

Учитывая написанное выше, необходимо-достаточная дискретность может быть рассчитана согласно теореме Котельникова:

$$dt^k<1/(2f), \text{ где f – частота (Гц).}$$

Однако, интерполяция в обрабатывающих пакетах выполнятся, как правило, с использованием полинома 2, 4 порядка, или даже линейно, тогда возможен приближенный расчет шага дискретизации [1]:

$$dt^b \sim dt^{k*}(\sigma^b)\wedge(1/(k+1)), \text{ где}$$

dt^k – дискретность «по Котельникову»; σ^b – требуемая точность восстановления сигнала; k – степень полинома, используемого для интерполяции.

Точность аппроксимации сигнала

Табл. 1. Расчет необходимых доминантных частот (Гц), исходя из требований вертикальной разрешенности.

H, м	Vp, м/с					
	3000	3500	4000	4500	5000	5500
2	188	219	250	281	313	344
4	94	109	125	141	156	172
6	63	73	83	94	104	115
8	47	55	63	70	78	86
10	38	44	50	56	63	69
12	31	36	42	47	52	57
14	27	31	36	40	45	49
16	23	27	31	35	39	43
18	21	24	28	31	35	38
20	19	22	25	28	31	34

Рис. 1. Зависимость вертикальной разрешенности от скорости распространения волны и частоты сигнала.



обычно варьирует в интервале от 0.01 (для высококачественных данных) до 0.05 (для зашумленных данных).

На наш взгляд, выбор в качестве отправной точки параметров объекта изучения для расчета шага дискретизации

Табл. 2. Расчет необходимо - достаточного шага дискретизации (мс) по Котельникову, исходя из требований вертикальной разрешенности.

H, м	Vp, м/с					
	3000	3500	4000	4500	5000	5500
2	2.67	2.29	2.00	1.78	1.60	1.45
4	5.33	4.57	4.00	3.56	3.20	2.91
6	8.00	6.86	6.00	5.33	4.80	4.36
8	10.67	9.14	8.00	7.11	6.40	5.82
10	13.33	11.43	10.00	8.89	8.00	7.27
12	16.00	13.71	12.00	10.67	9.60	8.73
14	18.67	16.00	14.00	12.44	11.20	10.18
16	21.33	18.29	16.00	14.22	12.80	11.64
18	24.00	20.57	18.00	16.00	14.40	13.09
20	26.67	22.86	20.00	17.78	16.00	14.55

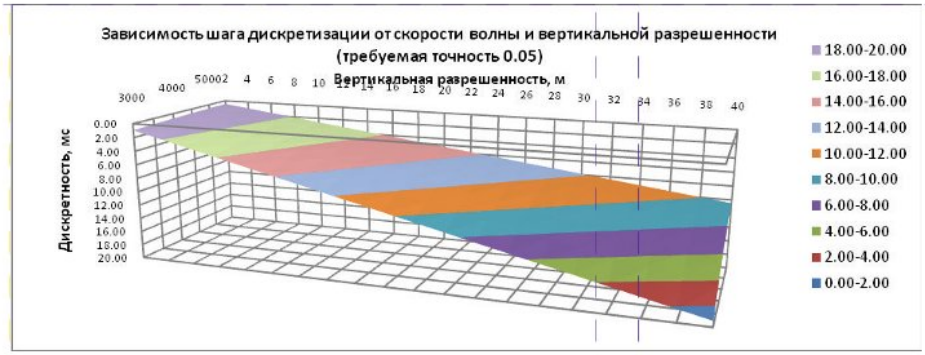


Рис. 2. Зависимость шага дискретизации от вертикальной разрешенности и скорости распространения сейсмических волн.

позволяет снизить вероятность ошибки за счет интегральных оценок отношения сигнал/шум. Важно не забывать, что на практике мы никогда заранее не можем сказать, в каком частотном диапазоне и как получится восстановить спектр отклика, а главное какой вклад в волновое поле дадут тонкие пласты.

Следует отметить, что результаты расчета рекомендуется округлять до меньшего стандартно принятого шага дискретизации, тогда для работы с тонкими пластами мощностью 4-8 метров, учитывая вышеприведенные расчеты, требуется дискретность не более 1 мс. Фактически на реальных данных самостоятельными отражениями от кровли/подошвы будут обладать пласты мощностью 12-16 метров и более. Кроме того, полученные расчеты показывают, что даже для видимых частот 60-80 Гц предпочтительным будет являться шаг дискретизации 1 мс.

Передискретизация при обработке.

Нередко практикуется передискретизация в процессе обработки в угоду машинному ресурсу, особенно при деконволюции и миграции. При этом многие обработчики пользуются выкладками по «Котельникову», объясняя, что потерь нет и быть не может. Ведь для восстановления исходного сигнала достаточно 2 мс, а то и 4 мс. На наш взгляд, здесь также лучше отталкиваться от конечной цели проведения сейсморазведки. Простой математический расчет для проверки не подходит, наиболее корректно проверку влияния можно сделать на модельных данных.

Итак, для проверки создана относительно простая тонкослоистая модель на базе одной скважины и структурного каркаса по 2D линии (рис.3).

Далее выполнено моделирование в Tesseral Pro в формате 2D elastic и получены сейсмограммы с дискретностью 1 мс. Для моделирования использовался импульс Риккера с несущей частотой 60 Гц. После подготовки данных выполнена поверхностно-согласованная деконволюция с исходной дискретностью и при дискретности 2 мс, после чего данные

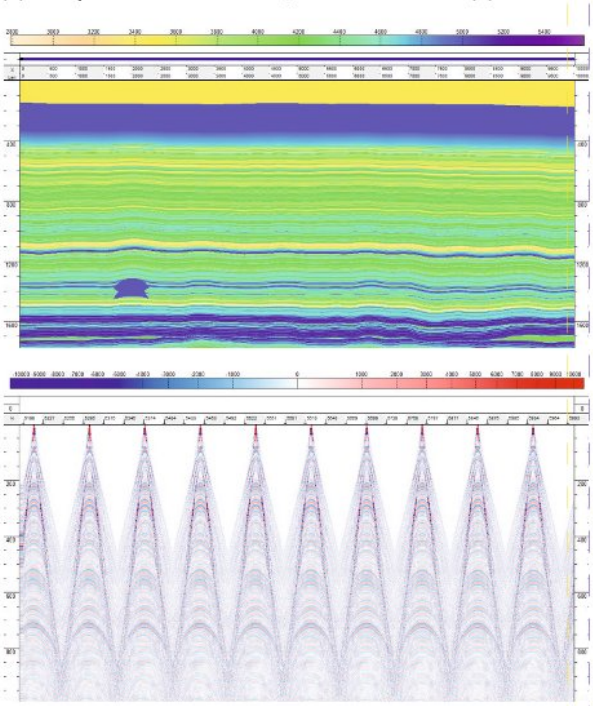


Рис. 3. Геолого-геофизическая модель и результаты моделирования для отдельной части профиля.

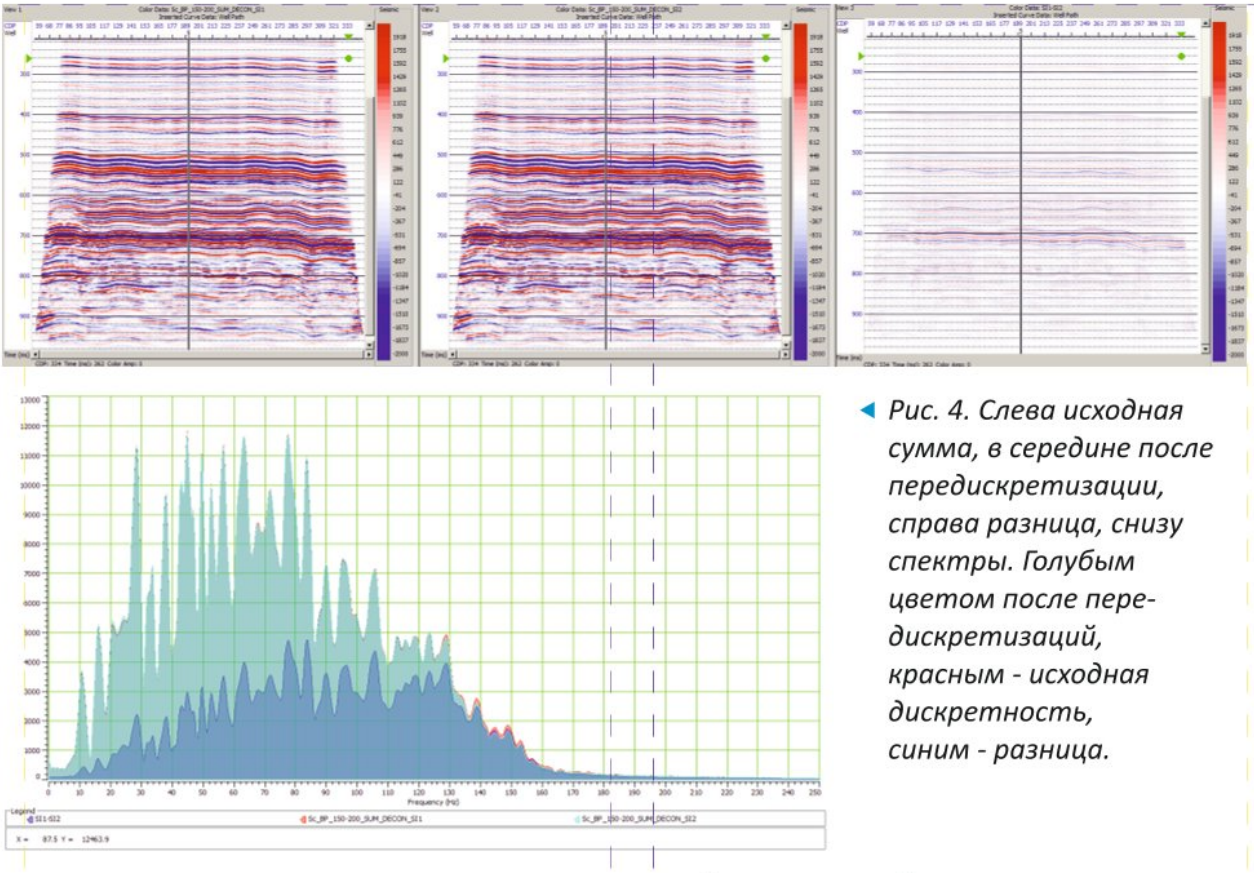


Рис. 4. Слева исходная сумма, в середине после передискретизации, справа разница, снизу спектры. Голубым цветом после передискретизаций, красным - исходная дискретность, синим - разница.

просуммированы и приведены к дискретности 1мс. Обработка выполнена в Geovation. Результаты представлены на рис. 4.

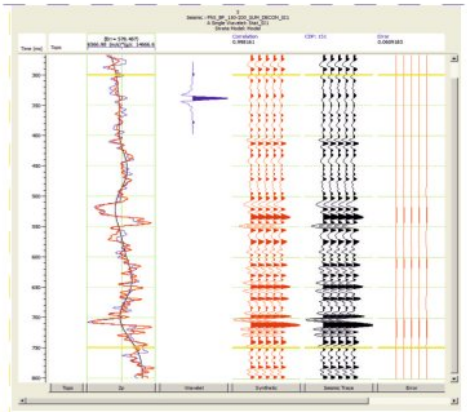
Очевидно, что передискретизация перед деконволюцией приводит к некоторым искажениям в данных. Причем эта разница, как и ожидалось, максимальна для «высоких» частот. Кроме того, явно видно, что основная ошибка накапливается на участках от 0-перехода до максимума/минимума, что, очевидно, особенно критично в случае интерпретации интерференционного волнового поля. Конечно, для структурной интерпретации разница не критична. Так горизонты, прокоррелированные по идентичным фазам, отличаются не более, чем на 0.5 мс. Однако не стоит забывать - это модельные данные, свободные от помех. Что касается динамической интерпретации, то для проверки по обеим суммам выполнена акустическая инверсия с идентичными параметрами, по стандартно принятому графу.

Привязка сейсмических данных к скважинным, дефазировка и акустическая инверсия.

Результаты привязки в рамках сверточной модели ожидаемо получились идентичными для обеих сумм, Ккор~0.85. А вот определение значения фазовой коррекции разошлось на 2-5 градусов, в зависимости от окна оценки. Значения, конечно, лежат в допуске стандартно используемых +/- 15-20°, однако, опять же, не стоит забывать, что мы исходим из того, что шумоподавление производилось при исходной дискретности в 1мс и передискретизация выполнена перед деконволюцией.

В противном случае значения «разбежки» могут быть и больше принятого допуска. Итак, по результатам привязки нам потребовался фазовый поворот на угол +77 градусов.

Не останавливаясь на детальном разборе параметров инверсионных преобразований, отметим только, что они иден-



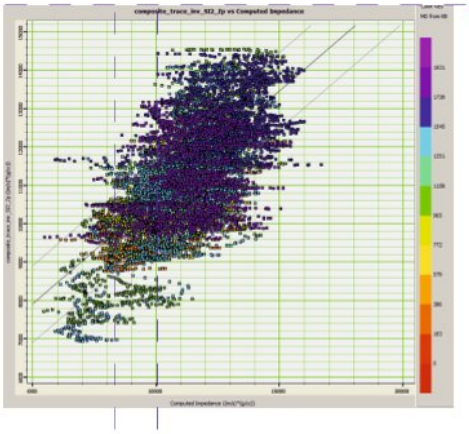
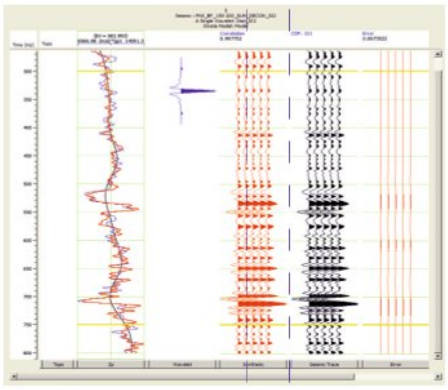
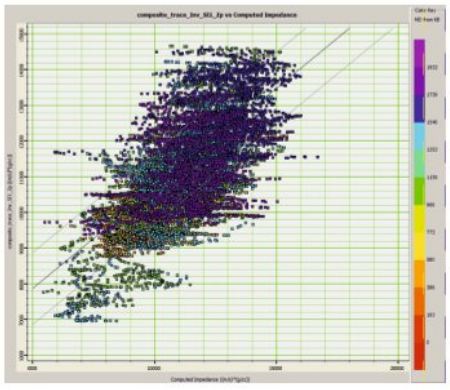


Рис. 5. Результаты контроля инверсии в точке скважины для сейсмики после передискретизации (Ккор~0.62).

Рис. 6. Результаты контроля инверсии в точке скважины для сейсмики после передискретизации (Ккор~0.62).





тичны для обеих сумм. Проведем сопоставление результатов (Рис.5-6).

Визуально результаты смотрятся идентично, но при ближайшем рассмотрении все количественные характеристики в случае сейсмики после передискретизации хуже, чем для исходной сейсмики на 2-7% в относительном эквиваленте. Те же 2-7% остаются и при приведении данных ГИС к дискретности сейсморазведки.

Можно ли однозначно утверждать, что передискретизация при обработке на укрупненный шаг и потом возврат к исходному шагу дискретизации снизит качество динамической интерпретации? В рамках этого эксперимента наверно нет, но тенденция уверенно устанавливается, а степень влияния при синхронной инверсии требует отдельного рассмотрения. Однозначно видно одно: акустическая инверсия не позволит решить тонкие задачи на количественном уровне, а полученные Ккор и ошибки определения импедансов вообще ставят под вопрос возможность решения задач динамической интерпретации даже на качественном уровне, в случае интерференционного волнового поля.

Влияние дискретности на выделение коллектора.

Оценка влияния шага дискретизации выполнена по материалам реальной скважины, где были рассчитаны модельные сейсмограммы с разным шагом дискретизации 1 и 2 мс, (рис. 7).

Далее по модельным сейсмограммам выполнена инверсия и построены матрицы классификации.

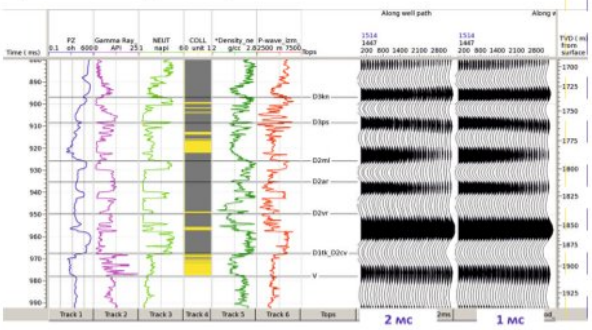
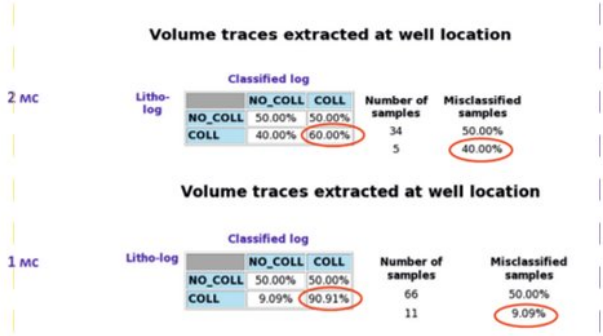


Рис. 7. Модельные сейсмограммы, рассчитанные с шагом дискретизации 1 и 2 мс.

Оценка погрешности прогноза коллектор/неколлектор приведена на рис. 8.



▲ *Рис. 8. Матрица классификации по результатам инверсии, рассчитанные по скважине с шагом дискретизации 1 и 2 мс.*

Как видно из рисунка, точность прогноза с шагом дискретизации 1 мс выше на 30% по отношению к данным с 2мс, что связано, как минимум, с наличием качественной статистики.

Заключение.

Проанализировав все данные, полученные в результате изучения вопроса выбора шага дискретизации, можно было бы сказать, что на каждом этапе ошибки минимальны и лежат в общепринятых допусках. Но реальная ситуация такова, что ошибки накапливаются, накладываясь последовательно друг на друга, и к моменту перехода от сейсмики к геологии данные становятся некондиционными.

Согласно [5] - «Слишком большой шаг дискретизации дает два эффекта:

- спектр непрерывного сигнала ограничивается максимальной частотой, которая представляет собой частоту Найквиста;

- спектр цифрового сигнала осложняется высокими частотами за пределами частоты Найквиста, которая могла присутствовать в непрерывном сигнале.

Если с первой проблемой ничего нельзя сделать, то вторая проблема представляет практическую важность. Чтобы сохранить полосу восстановимых частот между нулем и частотой Найквиста, свободной от зеркальных частот, в поле перед преобразованием сигнала из аналоговой формы в цифровую применяется антиаляйсинговый ФНЧ (high-cut antialiasing filter). Этот фильтр устраняет те частотные составляющие, которые при оцифровке могут дать зеркальные частоты. Обычно антиаляйсинговый ФНЧ имеет частоту среза, которая равна 0.75 или 0.5 частоты Найквиста. Этот фильтр обеспечивает ослабление частот выше частоты Найквиста...

...Интерполяция не восстанавливает частоты, потерянные при квантовании; она только формирует дополнительные выборки».

Фактически, первым шагом к ответу на вопрос выбора шага дискретизации является четко и грамотно поставленная геологом задача. Так, если требуется лишь структурная интерпретация, а мощность пластов большая, действительно можно работать с укрупненным шагом дискретизации. Если же требуется динамическая интерпретация, петрофизическое моделирование, то расчет шага дискретизации лучше делать обратным расчетом, исходя из необходимой вертикальной разрешенности. При этом смена шага дискретизации на укрупненный в процессе обработки крайне не желательна.

Литература

1. Денисов М.С. О выборе шага дискретизации при цифровой регистрации сейсмических трасс// Геофизика, 2013. №3. С.68-74.

2. Козлов Е.А. Модели среды в разведочной сейсмологии. – Тверь: изд.ГЕРС, 2006г. – 480с.

3. Череповский А.В. Теорема отсчетов – камень преткновения между наукой и практикой?// Приборы и системы разведочной геофизики, 2015. №1(51). С.91-94.

4. Widess M.B. How thin is a thin bed?// Geophysics, 1973. 36. P.1176-1180.

5. Yilmaz O. Seismic data processing. – SEG, 1986.

GDS-II®

геофизическая цифровая система управления виброисточниками



GDS DUAL ACCELEROMETR



двойной акселерометр

ИННОВАЦИОННОЕ ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Специальные Геофизические Системы Данных

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

имитатор виброисточника



GDS VibSim

GDS VibQC



автономная система контроля качества работы вибраторов

Региональные сейсмические исследования МОВ ОГТ 2D/4C в условиях мелководного бассейна

■ Захаров Н.В., ГНЦ ФГУГП «Южморгеология», г. Геленджик

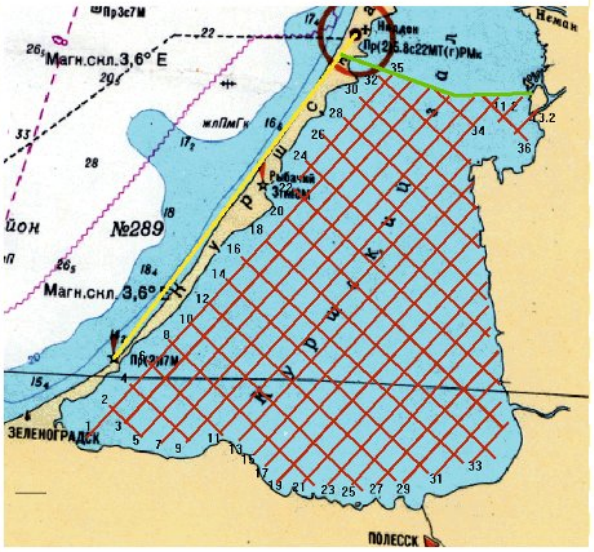
В обзоре изложен опыт практического применения многоволновой сейсморазведки в модификации МОВ ОГТ 2D/4C при проведении региональных сейсмических исследований в условиях мелководного бассейна. Выполнен анализ полученных полевых материалов и рассмотрены пути повышения их качества.

Повышение эффективности геологоразведочных работ было и остается приоритетной задачей геологов и геофизиков. Одним из направлений, которое способствует этому, является многоволновая сейсморазведка (МВС), основанная на использовании монотипных и обменных волн. При этом, она может применяться на всех этапах геологоразведочного процесса - от региональных, поисковых, до детальных разведочных исследований.

Компания «Севморгер» (г. Санкт-Петербург) в рамках Государственного контракта спроектировала региональные сейсморазведочные исследования по сети профилей в объеме 850 пог. км по методике МОВ ОГТ 2D/4C с регистрацией донными станциями четырех компонент волнового поля P, X, Y, Z в условиях мелководного Куршского залива Балтийского моря (рис. 1).

В силу сложившихся обстоятельств, в полевом сезоне 2016 г сейсмические исследования в рамках подготовленной программы АО «РОСГЕО» были переданы на выполнение компании ГНЦ ФГУГП «Южморгеология», которая вместо донных станций применила донную кабельную систему регистрации Marsh Line семейства XZone. (производства фирмы «СИ Технолоджи», г. Геленджик).

Методика работ осталась прежней. Изменилась технология их выполнения.



▲ *Рис. 1. Схема проектных сейсмических профилей МОВ ОГТ 2D/4C в акватории Куршского залива.*

Площадь работ располагается в пределах Балтийской нефтегазоносной области (НГО) и интересна тем, что размещается в юго-восточной части Балтийской синеклизы на стыке двух крупных региональных тектонических структур – Калининградского выступа и Куршской впадины, что определяет ее привлекательность в плане нефтегазогеологического районирования.

Геологический разрез представлен породами кристаллического фундамента архей-протерозойского возраста и осадочными образованиями чехла палеозойского, мезозойского и кайнозойского возрастов. Для разреза характерно наличие перерывов в осадконакоплении. Мощность осадочного чехла не более 3000 м, в котором прослеживаются отражающие горизонты PCm – поверхность фундамента, в кембрии - Є, ордовике - O, силуре - S2, девоне - D, перми - P и триасе - T. В платформенном чехле выделяется 3 нефтегазоносных комплекса (НГК) -

среднекембрийский, ордовикский и верхнесилурийский.

Куршский залив в пределах Российской территории представляет собой подобие обширной впадины с глубинами 4-6 м. Средняя, глубина залива – 3.7 м. Уровень воды в заливе в среднем на 12 см выше уровня Балтийского моря.

Система «XZone Marsh Line» состоит из комплекта секций донного телеметрического кабеля с модулями и центральной станции регистрации (ЦСР). В каждом модуле находятся гидрофон типа PZ-2 и три геофона GS-20DX. Геофоны смонтированы на карданном подвесе и ориентированы по направлениям: X (горизонтально вдоль модуля) и Y (горизонтально поперек модуля), Z (вертикально).

Телеметрический кабель и модули располагаются на сейсмической лебедке, которая находится на борту судна (рис. 2).



▲ *Рис. 2. Телеметрический кабель и модули системы «XZone Marsh Line».*

В процессе укладки приемного устройства на дно водоема, средства DGPS в реальном времени фиксируют координаты местоположения каждого приемного модуля. Глубина и рельеф дна акватории определяются в процессе раскладки донного кабеля цифровым эхолотом.

В качестве источника упругих волн применялся групповой пневматический источник «Малыш» производства фирмы «Пульс» (г. Геленджик). Излучающая группа содержит 14 излучателей общим объемом 12.4 литра, смонтированных на площади 3 х 4 метра. Генерируемый спектр излучения группы составляет 12 – 200 Гц при рабочем давлении сжатого воздуха 130 – 140 Бар.

Работы производились в так называемом «двух судовом» варианте. На одном судне располагалась приемная система «XZone Marsh Line», на другом - групповой пневматический источник «Малыш».

При возбуждении упругих колебаний сейсмическая информация оцифровывается модулями, затем по линиям связи телеметрического кабеля передается в ЦСР, где выполняется демультиплексирование, контроль и запись данных на магнитный носитель.

Проектные параметры методики полевых сейсмических наблюдений МОВ ОГТ 2D/4C приведены в Таблице 1.

Согласно методике работ, профиль отрабатывался отдельными зондированиями. Количество активных каналов для каждой компоненты в единичной расстановке (зонде) равно 120 (6000 м), выход пункта взрыва за пределы первого и последнего канала приемной расстановки ± 3000 м. Последующее зондирование укладывалось на расстоянии 50 м от предыдущего и возбуждения повторялись. Комбинация отдельных расстановок на профиле обеспечивает 120 кратное прослеживание отражающих границ по всей линии наблюдения с размером бина, равным 12.5 м. При таких условиях профиль пунктов возбуждения отрабатывается дважды.

Схема наблюдения по принятой методике работ на обобщенной плоскости приводится на рисунке 3.

▼ *Табл. 1. Проектные параметры методики полевых сейсмических наблюдений МОВ ОГТ 2D/4C.*

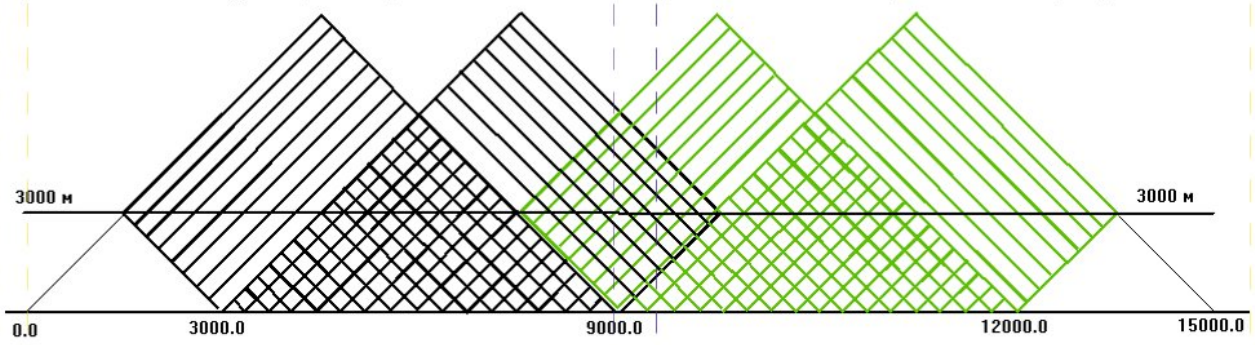
Наименование параметров	Параметры
Метод	МОВ ОГТ 2D/4C
Тип сейсмостанции	«XZone Marsh Line»
Количество модулей (общее \ используемое)	150 /120
Количество каналов (датчиков) в модуле, шт.	4
Назначение датчиков в модуле: - гидрофон ГР-3 – для регистрации Р – компоненты, - геофон GS-20DX –для регистрации X - компоненты, - геофон GS-20DX –для регистрации Y - компоненты, - геофон GS-20DX –для регистрации Z - компоненты,	 1 1 1 1
Количество активных каналов	480
Шаг дискретизации, мс	2
Расстояние между модулями (центрами групп СП), м	50
Расстояние между пунктами возбуждения колебаний, м	25
Размер бина, м	12.5
Система наблюдений	смешанная
Номинальная кратность перекрытия	120
Минимальная разрешенная кратность	60
Минимальное расстояние ПВ – ПП, м	0
Максимальное расстояние ПВ – ПП, м	9 000
Длина записи, сек	5

Известно, что в морских условиях для надежной регистрации обменных волн достаточной интенсивности обычно следует использовать источники повышенной (в 2-2.5 раза) мощности, чём при регистрации только продольных волн. В мелководных бассейнах эффективная мощность излучений ограничена.

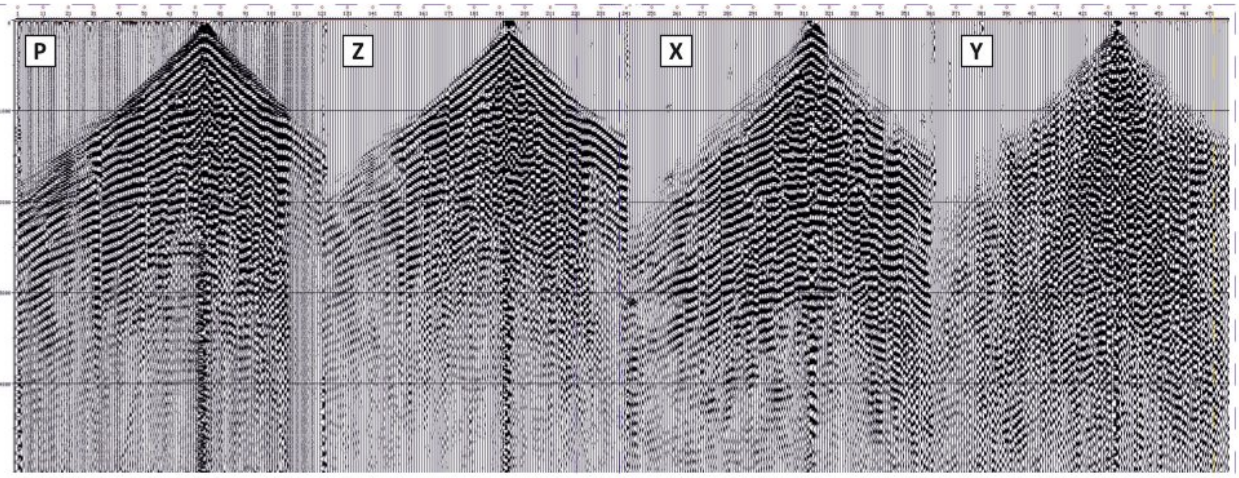
Возникает вопрос: достаточна ли мощность применяемого группового источника возбуждений и позволяет ли проектная методика работ решить основную геологическую задачу: прослеживание отражающих горизонтов в осадочном чехле в интервале отложений Т – PCm (триас – поверхность фундамента) в поле продольных (PP) и обменных (PS) волн?

Ответ на этот вопрос можно найти в приведенном ниже материале статьи.

На рисунке 4 представлена типичная сейсмограмма, зарегистрированная системой «XZone Marsh Line». Пункт возбуждения помещен вблизи центра расстановки приемного устройства с



▲ *Рис. 3. Схема наблюдения при сейсмических исследованиях по методике МОВ ОГТ 2D/4C на примере двух единичных расстановок (зондов).*



▲ *Рис. 4. Сейсмограмма, зарегистрированная системой «XZone Marsh Line».*

поперечным отклонением от него ≈10 м.

Сейсмограмма представлена в реальных амплитудах. Фильтрация при воспроизведении 3.5 – 100.120 Гц. Расположение регистрируемых компонент на сейсмограмме такое же, как отмечено на рисунке.

Очевидно, что в связи с малыми глубинами водного бассейна совместная обработка P и Z компонент (PZ-суммирование) лишена смысла.

Поскольку интенсивность обменных волн PS не зависит от азимутального угла, то направленностью установки «источник-приемник» в донном кабеле обладает система регистрации. В этом случае, можно использовать регистрацию только на одной компоненте X, в которой сосредоточена вся основная энергия колебаний в обменной волне отраженной от границы [4].

Следовательно, в условиях мелководного бассейна, каковым является Куршский залив, будем анализировать только сейсмограммы P и X компонент, а так же результаты обработки монотипных продольных PP и обменных PS волн.

Рассмотрим результаты исследований на примере профиля 22, который пересекает в северо-западном направлении весь Куршский залив. На профиле размещается четыре расстановки (зондов) приемного устройства. Протяженность профиля 24 км.

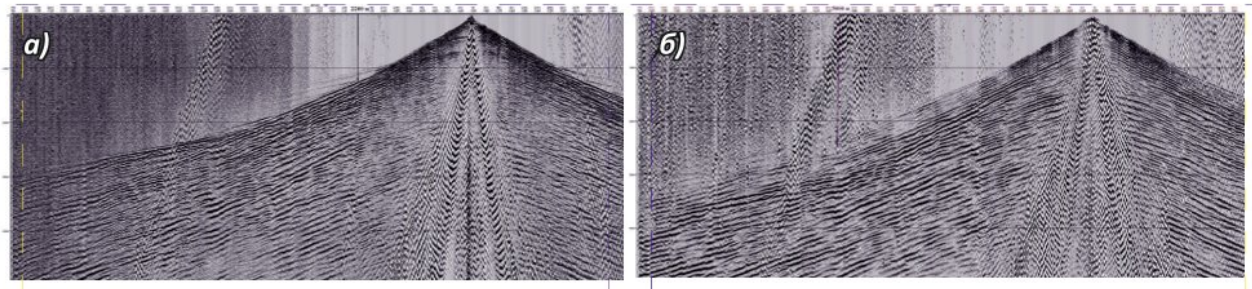
Регистрируемое волновое поле по каждой компоненте целесообразно рассматривать не по сейсмограммам ОПВ, а по последовательному воспроизведению одного канала, выбранного с каждой сейсмограммы, зарегистрированной в пределах расстановки приемного устройства (ОПП), что позволяет анализировать волновое поле без влияния статики на одном снимке для всех спектров удалений.

На рисунке 5 представлены сейсмограммы ОПП (выборка первого канала) с применением АРУ в окне 2000 мс по 3-му зонду (ПК 1480 - 1720), характеризующие волновую картину в поле волн PP и PS на фильтрации 3.5 – 100.120 Гц.

Сейсмограммы получены в интервале пикетов возбуждения 1360.0 - 1840.0 м. Максимальное расстояние приемного канала до пункта возбуждения составляет 9000 м. Уровни усиления при воспроизведении на сейсмограммах ОПП идентичны.

При сопоставление результатов волновых полей на P и X компонентах по кажущимся скоростям и частотам в поле волн PS, регистрируемые волны явно свидетельствуют об обменном характере.

К помехам на сейсмограммах ОПП можно отнести волны рэлеевского типа,



▲ *Рис. 5. Сейсмограммы ОПП, характеризующие волновую картину в поле волн PP (а) и PS (б).*

▼ *Табл. 2. Параметры спектров.*

Наименование значений	Средняя величина компонент волнового поля	
	PP	PS
Ширина спектра на уровне 0.5, Гц	25 -68	9 - 20
Максимальная частота спектра, Гц	43	18

которые регистрируются в центральной части сейсмограмм. Они расходятся веером от пункта возбуждения, претерпевая ослабление со временем регистрации и удалением пункта возбуждения от пункта приема. Наибольшее их влияние на сейсмическую запись наблюдается в поле волн PS. Частотный спектр колебаний их 6 - 8 Гц. В центре веера помех на 3 – 4 каналах отмечается высокочастотная запись. Возникновение ее сопряжено с работающим двигателем судна взрывпункта, проходящего во время регистрации вблизи приемного устройства.

В волновом поле волн PS, судя по наклонам осей синфазности, регистрируются помимо обменных волн однократного обмена, обменные волны, возникшие в результате неоднократного обмена в процессе прохождения на нисходящих либо восходящих путях, которые в данном случае так же можно отнести к волнам помехам.

В волновом поле волн PP в ближней зоне до времени 2.0 с. регистрируются однократно отраженные волны, без каких либо интерференционных явлений. В дальней зоне отмечается цуг регулярных волн помех различной природы образования.

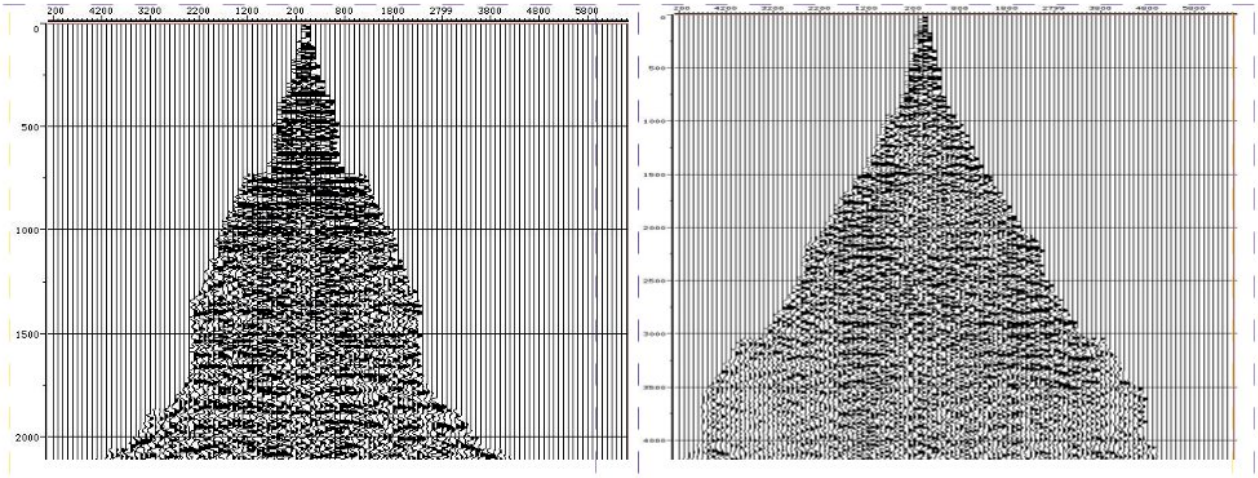
В Таблице 2 приведены основные спектральные характеристики для волн PP и PS, вычисленные в пространственно временных окнах, соответствующих одноименному (пермскому) стратиграфическому интервалу: для волн PP- 0.5 – 1.0 с, для волн PS – 1.0 – 2.0 с.

При обработке сейсмического материала большое воздействие на величину кратности суммирования оказывает автомьютинг, степень влияния которого зависит от используемого скоростного закона.

На рисунке 6 представлены сейсмограммы ОГТ монотипных и обменных волн после предобработки с введенной кинематикой, соответствующей каждому типу волн и автомьютингом, вырезающим сигналы с превышением его растяжения ≥30%.

Сейсмограмма ОГТ - PP представлена до времени 2.1 с, что отвечает интервалу записи осадочного чехла. Ей соответствует сейсмограмма ОГТ – PS до времени 4.2 с, сжатая на рисунке по времени в два раза. Обе сейсмограммы сформированы от одноименной точки отражения.

В сейсмограмме ОГТ – PP спрямленные годографы имеют явно выраженную прямолинейную форму изображения.



▲ *Рис. 6. Сейсмограммы ОГТ - PP (а) и ОГТ - PS (б) после предобработки с введенными кинематическими поправками и автомьютингом.*

Видно, что практически отсутствует влияние статических поправок. Совершенно иначе обстоит дело в поле обменных волн. На сейсмограмме ОГТ – PS спрямленные годографы динамически слабо выражены за счет более низкого соотношения сигнал/помеха и заметно влияние на них статических искажений.

По сейсмограммам ОГТ, представленным на рисунке 6, для каждого временного интервала можно определить удаления, по величинам которых не сложно вычислить количество трасс, входящих в сейсмограмму ОГТ на каждом временном уровне, а затем и действительную кратность.

Вычисленные значения удалений и кратности прослеживания отражающих границ в пределах всего осадочного чехла, который во временной области в монотипных продольных волнах соответствует значениям ≈ 0.0 – 2.1 с, а в обменных – ≈ 0.0 – 4.2 с, сведены в Таблицу 3.

Из таблицы видно, что величина кратности соответствует проектным значениям.

На временных разрезах PS волн кратность наблюдений несколько выше, чем на монотипных продольных волнах для одноименных стратиграфических комплексов.

Максимальное удаление, которое участвует в суммировании, составляет ≈ 5000 м, а это говорит о том, что использование удалений, превышающих обозначенный предел, приводит к излишней

▲ *Табл. 3. Удаления и величины кратности прослеживания.*

P компонента			X компонента		
Время, с	Удаление, м	Кратность	Время, с	Удаление, м	Кратность
			0.5	300	6
0.5	500	10	1.0	700	14
			1.5	1300	26
1.0	1700	34	2.0	2000	40
			2.5	2600	52
1.5	2300	46	3.0	3300	66
1.7	2300	46	3.4	4200	84
			3.5	4500	90
2.0	3500	70	4.0	4700	94
2.1	4100	82	4.2	4900	98

трудоемкости при выполнении полевых работ.

Обработка сейсмического материала как для монотипных, так и для обменных волн выполнялась по одноименному графу в программном обеспечении «GeoCluster», но с индивидуальным подбором параметров для каждого типа волн. При этом имелось в виду, что в условиях пологого залегания отражающих границ годограф ОГТ - PS можно аппроксимировать гиперболой [4].

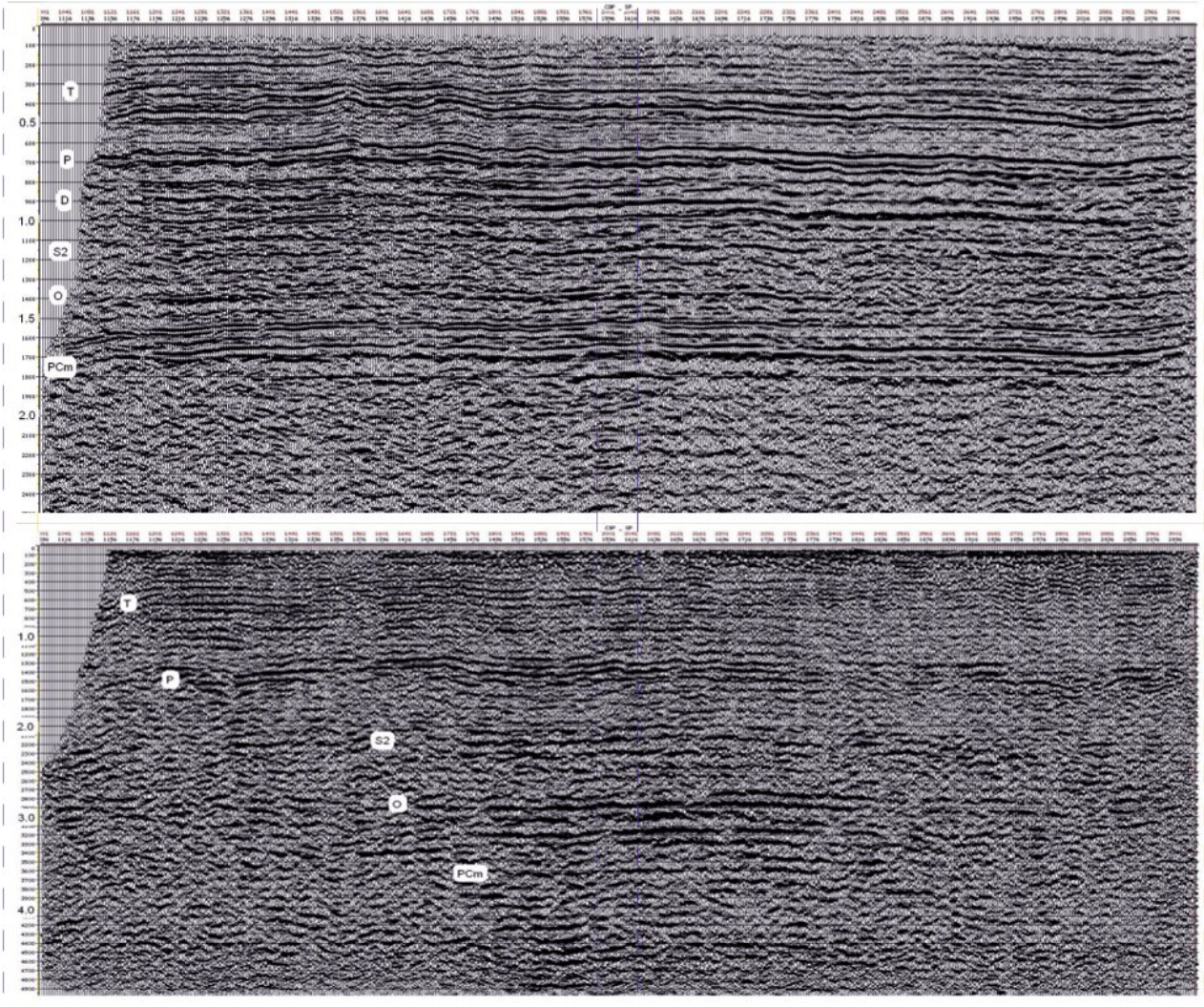
Применялась только автоматическая фазовая коррекция статических поправок. Обязательной процедурой для PS волн являлось обращение полярности амплитуд на пункте возбуждения для трасс одной ветки годографа.

Диапазон скоростей продольных волн располагается в интервале 1500 – 3200 м/с, обменных – 800 - 1750 м/с.

Критерием достоверности обработки волн PS являлась адекватность временных разрезов PP и PS волн во временных интервалах одноименных стратиграфических комплексах. Ориентировочно можно принять, что время горизонта в поле волн PS соответствует двойному времени в продольных волнах.

На рисунке 7 представлены временные разрезы PP и PS волн по профилю 22. При этом временной разрез PS волн для удобства идентификации отражающих границ по времени сжат в два раза.

На разрезе продольных волн нанесена стратиграфическая привязка отражающих



▲ *Рис. 7. Временные разрезы PP (а) и PS (б) волн по профилю 22 (бин=12.5м, ∑120).*

горизонтов, принятая в отчете «Поисковые сейсморазведочные работы МОГТ в Юго-Восточной части Куршского залива», 1994 г. Можно отметить, что прослеживание горизонтов на разрезе PP волн уверенное, динамически выраженное во всей толще осадочного чехла.

На временном разрезе обменных PS волн отображаются все те же горизонты, что и на разрезе продольных волн, но, к сожалению, с гораздо меньшей степенью достоверности. Отождествление одноименных границ на разрезе обменных волн проведено с некоторой степенью условности на основании прослеженных горизонтов в центральной части профиля. Несомненно, на качество прослеживания отражающих границ оказывают влияния поверхностные условия, в данном случае, состояние морского дна. В центральной части профиля дно водоема твердое, песчаное и это установленный факт. На окончаниях профилей, из которых юго-восточный упирается в береговую линию залива, а северо-западный находится в прибрежной зоне Куршской косы, не исключено, что дно водоема имеет иное строение и это приводит к необходимости учета статических поправок.

Коррекция статики считается ключевым и, вместе с тем, наиболее трудным шагом при обработке записей обменных отраженных волн. Отсутствие программ эффективной автоматической коррекции статических поправок по годографам обменных волн не позволило представить конечный результат обработки в надлежащем виде.

Основное, что можно вынести из сопоставления представленных временных разрезов – это то, что методика работ с проектными параметрами позволяет получать продольные и обменные волны от одних и тех же стратиграфических границ во всем диапазоне осадочного чехла.

Мы рассмотрели обработку сейсмического материала на ЭВМ на обменных волнах в условиях горизонтального залегания отражающих границ. Если вычисления номинальной кратности определять для общего случая, то здесь необходимо учитывать соотношения Vp/Vs. Так, например, для соотношения Vp/Vs = 2 истинная номинальная кратность в рассматриваемых вариантах временных разрезов продольных и обменных волн распределиться следующим образом (Таблица 4).

Как видно из Таблицы 4, только при «центральной» схеме наблюдения и только при условии объединения двух соседних бинов номинальная кратность на временных разрезах PP и PS волн становится одноименной и равномерной («центральная» схема наблюдений, бин = 25 м).

▼ *Табл. 4. Варианты временных разрезов для PP и PS волн.*

Тип регистрируемой волны	**Номинальная кратность, размер бина 12.5 м,**	**Номинальная кратность, размер бина 25 м,**
«Смешанная» схема наблюдений		
PP	∑120	∑240
PS	∑120 - 240	∑220 - 360
«Центральная» схема наблюдений		
PP	∑60	**∑120**
PS	∑40 - 80	**∑120**

Это очень важный факт, так как совершенно очевидно, что анализ и обработку горизонтальных и вертикальных компонент имеет смысл выполнять по однотипной сетке бинов, то есть с бинами единого размера и единой номинальной кратностью.

Выводы

1. Анализ рассмотрения результатов исследований по профилю 22 показывает, что мощности применяемого группового источника возбуждений и проектная методика работ позволяют решить основную геологическую задачу: прослеживание отражающих горизонтов в осадочном чехле в интервале отложений T – PCm (триас – поверхность фундамента) в поле продольных (PP) и обменных (PS) волн в условиях Куршского залива.

2. «Смешанная» схема наблюдений не является идеальным вариантом для выполнения производственных исследований, но ее применение обеспечивает наибольшую производительность в мелководных транзитных зонах при ограниченном количестве забортного приемного оборудования.

3. Аналитические вычисления показывают, что при профильных исследованиях по методике МВС схема наблюдения на профиле должна быть однотипной для каждого возбуждения (центральная, фланговая и т. д.). Только в этом случае при обработке сейсмического материала, объединяя соседние бины, можно получать временные разрезы PP и PS волн с одноименным их размером и единой номинальной кратностью.

4. Даже самые скромные оценки показывают, что при сейсмических наблюдениях по методике МОВ ОГТ 2D/4C применение 4-х компонентного донного кабеля длиной 6000 м, в отличие от донных станций с количеством не менее 500, как минимум в два раза, увеличивают затратную часть полевого этапа исследований.

5. Перед началом многоволнового профилирования рекомендуется постановка рекогносцировочных зондирований по оценке волнового поля PP и PS волн с длиной годографа, превышающего в два раза глубину самого глубокого интересующего горизонта. По результатам исследований можно будет оценить методику наблюдения, в частности: Хмах, мощность излучающего устройства, кратность наблюдения.

6. Исследования МОВ ОГТ 2D/4C по данному Государственному контракту показывают, что применение многоволновой сейсморазведки для решения задач нефтяной геологии выходят на стадию широкого опытно-промышленного применения.

Литература

1. Архипов А.А. Приемные системы для морской многоволновой сейсморазведки в России. К вопросу о приоритетах // Приборы и системы разведочной геофизики. 2002 г, № 2,16–18 с.

2. Борисов А.С. Многоволновая сейсморазведка (МВС). Казань. Учебно-методическое пособие, 2012 г, 30 с.

3. Куликов В.А. и др. Многоволновая сейсморазведка (Часть III). Новосибирск, курс лекций, 2007 г, 182 с.

4. Пузырев Н.Н., Поперечные и обменные волны в сейсморазведке. М. Недра, 1967 г, 287 с

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

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

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

Как региональный институт АО «НВНИИГГ» осуществляет:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

О влиянии литологического состава горючих сланцев Волжского сланценосного бассейна на их технологические параметры

- Илясов В.С., ООО «НьюТек Сервисез», г. Москва
- Староверов В.Н., Воробьева Е.В. АО «Нижневолжский научно-исследовательский институт геологии и геофизики» г.Саратов

Статья посвящена проблеме освоения горючих сланцев Волжского бассейна. Рассмотрены основные свойства литотипов горючих сланцев, а также их технологические параметры. На основе этих данных были сделаны вывды о влиянии свойств литотипов горючих сланцев (ГС) на их качество. Наибольшее влияние оказывает содержание органического вещества(ОВ), Сорг, в котором ведущая роль отводится коллоальгиниту, а так же низкое содержание глинистой и алевритовой составляющей, высокие значения HI (>1000), низкое содержание SiO_2 и Al_2O_3.

Средневолжская сланценосная толща привлекает внимание многих исследователей в качестве возможного нового источника углеводородов. В подобных исследованиях ставятся задачи выяснения общих закономерностей формирования Волжского морского бассейна Русской плиты, реконструкции условий накопления высоких концентраций органического вещества, а также определение геохимической специализации среды осадконакопления. С другой стороны, многочисленные работы посвящены решению задач, связанных с качественной оценкой сырья и разработкой методов рациональной добычи горючих сланцев. При разработке различных видов каустобиолитов весьма актуальной является проблема выяснения зависимостей качества полезных ископаемых от седиментологических особенностей пород и палеогеографических условий их образования.

Цель данной работы заключается в установлении закономерностей влияния литологических и биотических компонентов углеродистых отложений на технологические параметры горючих сланцев.

Как известно, горючий сланец – это комплексное органо-минеральное полезное ископаемое. Промышленную ценность представляют как ОВ, так и минеральная масса сланцев. На их основе может быть организовано производство значительного ассортимента топливных и химических продуктов, а также разнообразных материалов строительной индустрии. К числу наиболее важных параметров, определяющих качество сырья, относятся: теплота сгорания, зольность, выход жидких и газообразных углеводородов [2].

В строении разрезов верхнеюрской сланценосной толщи в пределах изученной территории выделяются три сланценосных горизонта, которые отличаются количеством продуктивных пластов и своей практической значимостью. Девять пластов горючих сланцев характеризуются невыдержанностью по латерали и нестабильностью своего качества. Верхний сланценосный горизонт наиболее перспективен для разработки. Горизонт состоит из шести сложно построенных продуктивных пластов (I – VI), из которых максимальный практический интерес представляют горючие сланцы первого и четвертого пласта. В составе среднего сланценосного горизонта выделяется VII пласт, разделяющийся на три пачки, две из которых не имеют практического значения ввиду невыдержанности по площади, а также из-за фациальных замещений сапропелевыми глинами и

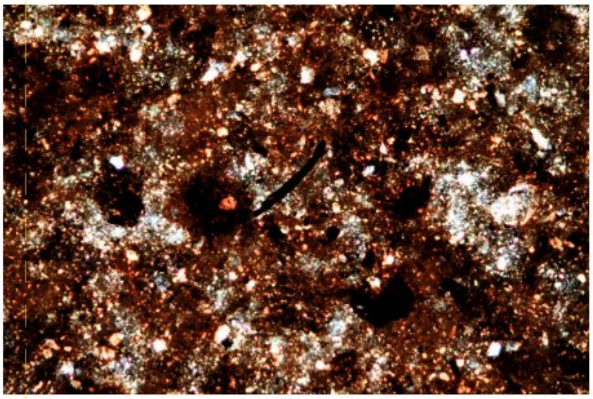
невысоких качественных показателей. Нижний сланценосный горизонт отличается локальным характером распространения. В его составе выделяются два пласта ГС (VIII и IX) с весьма невыдержанным качеством как по площади, так и в разрезе.

Таким образом, рассматриваемая сланценосная толща очень неоднородна по своему строению и качеству сырья потенциально продуктивных пластов. В целом наблюдается тренд ухудшения их промышленной значимости вниз по разрезу. В зависимости от технологических параметров и особенностей вещественного состава выделяются [4] три основных литотипа ГС: *«бедные»; «богатые» коллоальгинитовые известковисто-глинистые; «богатые» коллоальгинитовые известковистые.* Качественная характеристика основных породообразующих компонентов, а также количественные изменения основных технологических показателей указанных литотипов приведены в таблице 1.

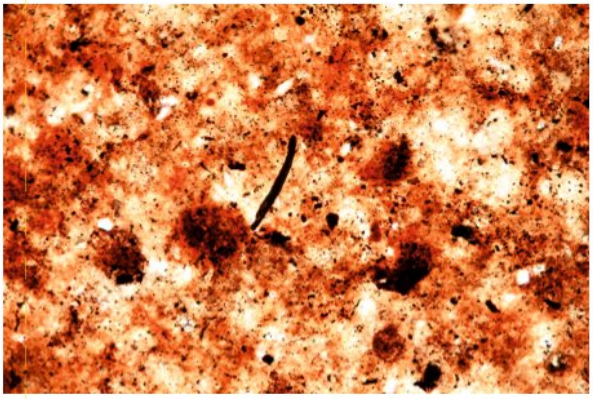
Литотип № 1 обладает самой низкой теплотой сгорания (1767 – 1867 ккал/кг) и самой высокой зольностью (60 – 65%) Рис № 1,2).

Литотип № 2 обладает большим разбросом теплоты сгорания (1482 – 2982 ккал/кг), зольность так же остается довольно высокой (50 – 70%).(Рис № 3,4).

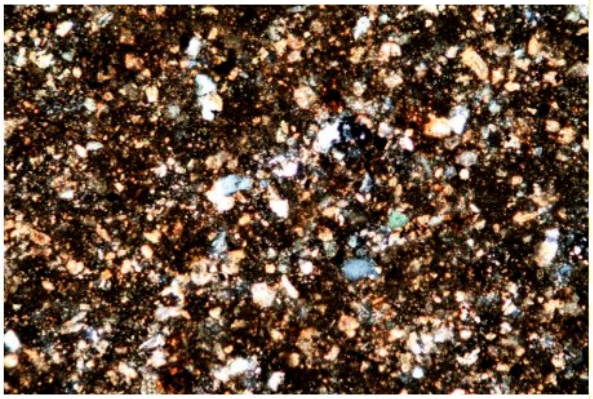
Литотип № 3 характеризуется максимальными показаниями теплоты сгорания (2900 – 3300 ккал/кг) и минимальной зольностью (40 – 45%). (Рис № 5,6).



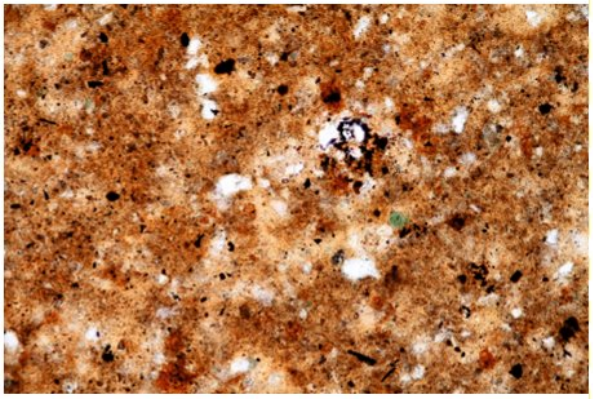
▲ *Рис. 1. Шлиф ник.+ Литотип № 1, пласт № 0 Коцебинское месторождение Ув. 100х, Микроскоп AXIOLABA1 pol.*



▲ *Рис. 2. Шлиф ник.|| Литотип № 1, пласт № 0 Коцебинское месторождение Ув. 100х Микроскоп AXIOLABA1 pol.*



▲ *Рис. 3. Шлиф ник.+ Литотип № 2, пласт № 3 Коцебинское месторождение Ув. 100х, Микроскоп AXIOLABA1 pol*



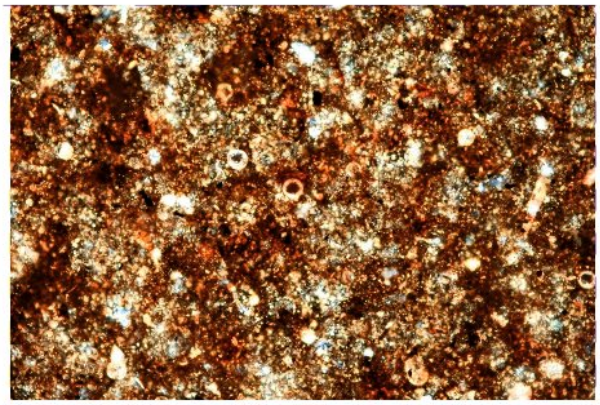
▲ *Рис. 4. шлиф ник. || Литотип № 2, пласт № 3 Коцебинское месторождение Ув. 100х, Микроскоп AXIOLABA1 pol*

Табл. 1. Параметры литотипов горючих сланцев (продолжение).

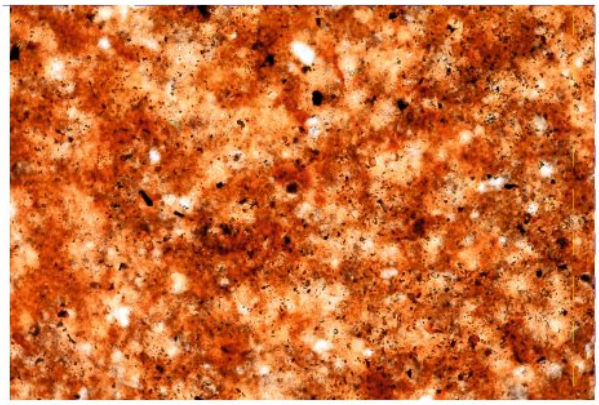
Свойства литотипа	Литотип № 1 Горючие сланцы «бедные» Коцебинское м-е Пласт № 0, №, 3 Перелюбское м-е Пласт № 2,6,7,8,9 Орловское м-е Пласт № 1,2,3 Кашпир-Хвалынская площадь Пласт № 2,3,4,5,6 Озинковское м-е Пласт № 1,2,3,5,7 Савельевское м-е пласт № 1,2,3,4	Литотип № 2 Горючие сланцы «богатые» коллоальгинитовые известковисто-глинистые Коцебинское м-е Пласт № 2,3,5 Перелюбское м-е пласт № 3,4,5 Орловское м-е Кашпир-Хвалынская площадь пласт №1 Озинковское м-е Савельевское м-е пласт № 5	Литотип № 3 Горючие сланцы «богатые» коллоальгинитовые известковые Коцебинское м-е Пласт № 1, Перелюбское м-е пласт № 1 Орловское м-е Кашпир-Хвалынская площадь Озинковское м-еПласт № 4,6 Савельевское м-е № 5,6
Цвет	Темно-серый с коричневатыми, коричневато-зелеными оттенками	Серо-коричневый, серый, коричневато-серый, серый с желтоватым оттенком	Коричневато-желтый, желто - коричневый, светло-коричневый
Текстура	Тонкослоистая, связанная с неравномерным распределением ОВ	Тонкослоистая, отдельность плитчатая. Связана с изменением оттенка окраски и насыщенности слойков известковыми компонентами – кокколитами, либо ОВ	Изменяется от линзовидной и косослоистой, выраженной в изменении окраски слойков, до почти массивной
Структура	Микролинзовая (переслаивание микролинз коллоальгинита и глинистых частиц)	Микролинзовая (чередования линз чистого прозрачного коллоальгинита, смешанного с глинистым веществом и светлых микролинз скоплений кокколитов)	Завуалированная микролинзовая структура (обусловлена однородностью прилегающий друг к другу микролинз сложенных прозрачным коллоальгинитом)
Тип ОВ	Сапропелевый	Сапропелевый	Сапропелевый
Содержание ОВ (%)	15 – 30	25 – 40	35 – 60
$C_{орг}$(%)	17 – 19	17 – 22	27 – 29
Породообразующие компоненты			
Коллоальгинит (КА)	30 – 40% Окраска неоднородная желтая, темно-бурая, красно-бурая, коричневато-бурая. Чередование мелких слабо уплотненных несколько окисленных линз КА с глинисто-кокколитовым и алевритовым материалом. Степень окисленности высокая.	25 – 50% Окраска светло-желтая, однородная. Отличается однородным характером микролинз. В микролинзах КА смешан с крупными ориентированными КК, в меньшей мере с глинистым веществом, сохранность хорошая. Степень окисленности средняя.	50 – 70% Светло -желтый прозрачный, образует крупные и мелкие сливающиеся микролинзы. Форма микролинз нередко нарушена разрастающимися кристаллами кальцита. Степень окисленности низкая. Встречается талломоальгинит.

Кокколиты (КК)	5 – 10% Очень плохая сохранность, декарбонатизированы, частично замещены глинистым веществом. Кокколиты< 0,1 мм.	30 – 40% имеют максимальную величину при наличии мелких экземпляров. Обладают радиально-пластинчатым строением. Кокколиты 0,015 – 0,1 мм.	15 – 20% Разной сохранности, рассеяны в массе КА, ориентированы беспорядочно, самостоятельныемикролинзовые скопления образуют редко, в значительной мере замещаются кристаллами кальцита. Кокколиты <0,005 мм.
Глинистое вещество	30 – 70% смешано с КА и КК, но часто образует самостоятельные микролинзовые скопления. Преобладает иллит (до 60%), значительное количество смектита (до 25%), примесь хлорита, галлуазита и смешано-слойных фаз.	20 – 50% в виде самостоятельной фазы не диагностируются, смешаны с КК и КА. Свежийиллит (>50%), хлорит и смектит отмечены в виде примесей.	10 – 20% находится в тесных сростках с КК и КА. Выделяется: иллит, смектит, смешано - слойные образования. В качестве вспомогательного элемента выделяется аутигенный каолинит.
Алевритовый материал	5 – 20 % Вследствие выщелачивания, растворена значительная часть кальцита. Так же выделяется кварц (17 – 40%), полевые шпаты (4 – 11%), слюда (до 2%), обломки пород (0,9%), хлорит (0,2 %).	5 – 10% увеличивается примесь частиц вулканического стекла. Кварц 85%, полевые шпаты 15%.	1 – 2 % кварц (85%), по левые шпаты (12%), кальцит (10%), обломки пород (2,2 %), мусковит (0,2 %)
Аутигенные минералы (Тяжелые минералы)	Общее содержание тяжелой фракции 0,77% Пирит 74,2%, фосфаты 16,8 %, циркон 1,7 %, Сфалерит 3,6 %,	Общее содержание тяжелой фракции 0,47% Черные рудные – 2,7%; Циркон – 3,4%; Пирит – 64,2 %; Лимонит – 4,3 %; Глауконит – 1,1 %; Фосфаты – 14,6 %	Общее содержание тяжелой фракции 0,37 %; Циркон – 1,2 %; Пирит –51,9 %; Глауконит 44,7%
Коэффициент ароматичности	0,05 – 0,1	0 – 0,05	0
Породообразующие окислы (%)	SiO_2 -29,26 ; Al_2O_3 – 9,35 ; CaO – 10,71 ; Fe_2O_3 – 3,4	SiO_2 -32,09; Al_2O_3 – 11,39; CaO – 10,66; Fe_2O_3 – 3,44	SiO_2 -15,25 ;Al_2O_3– 3,84 ; CaO– 15,39 ; Fe_2O_3– 2,835
Биофильныеэлементы (%)	P_2O_5 – 0,53 ; SO_3 – 0,20 ; S – 3,4 ;	P_2O_5 –0,47 ; SO_3 – 0,25 ; S –2,9 ;	P_2O_5 – 0,47 ; SO_3– 0,14 ; S – 6,85 ;
Биофильныемикроэлементы (п 10^{-3})	V -4,4; Cu -5,9 ; Mo – 0,4 ; Ni – 15,4; Zn –4,7 ; Co – 2,1 ;	V -5,6; Cu -6,7 ; Mo – 0,58 ; Ni – 16,1; Zn - 0 ; Co – 1,4 ;	V -1; Cu -1,8 ; Mo – 0,7 ; Ni –9,4; Zn - 0 ; Co – 0,86 ;
S пиритное (%)	2,58	2,5	4,96
Fe_2O_3/FeO_2	0,162	0,13	0,23
Палеоценоз/Танатоценоз	Эпибентос – двустворки, гастроподы; Эндобентос – ладьеногие, брахиоподы; Придонный нектон – аммониты; Грунтоеды Двустворки и гастроподы играют основную роль. Отмечается наличие содержание молоди аммонитов.	Эпибентос – двустворчатые молюски; Эндобентос – ладьеногие молюски; Значительное низкое содержание органических остатков. Отмечается наличие содержание молоди аммонитов.	Эпибентос – двустворки, гастроподы; Эндобентос – ладьеногие, брахиоподы; Придонный нектон – аммониты; Двустворки и гастроподы играют основную роль
Q(ккал/кг)	1767 – 1867	1482 – 2982	2900 – 3300
Зольность (%)	60 – 65	50 - 70	40 – 45

Табл. 1. Параметры литотипов горючих сланцев (продолжение).



▲ *Рис. 5. Шлиф ник.+ Литотип № 3, пласт № 1 Коцебинское месторождение Ув. 100х, Микроскоп AXIOLABA1 pol.*



▲ *Рис. 6. Шлиф ник.|| Литотип № 3, пласт № 1 Коцебинское месторождение Ув. 100х Микроскоп AXIOLABA1 pol.*

Основными технологическими параметрами, влияющими на качество горючего сланца, являются: «зольность», «теплота сгорания», «выход газа, сланцевой смолы (нефти)» и «минеральный состав золы».

Под «**теплотой сгорания**» (Q) понимают количество выделившейся теплоты, при полном сгорании массовой (для твердых и жидких веществ) единицы вещества. Измеряется в ккал/кг. Является основным техническим параметром горючих сланцев.

Второй параметр «**зольность**», представляет собой отношение массы негорючего остатка (золы), полученной после сжигания горючей части топлива, к массе исходного топлива. Обозначается символом «А» и выражается в процентах. Для всех типов твёрдых топлив зольность — один из основных нормируемых показателей характеристики и оценки их качества, используемый при разработке технических условий, потребительских стандартов, кондиций и при подсчёте запасов. Повышение зольности снижает тепловой эффект сжигания топлив, удорожает (как балласт) стоимость их транспортировки, отрицательно отражается на технологии процессов переработки и качестве получаемых продуктов (гидравлическое вяжущее, редкоземельные металлы и др.).

Третий параметр - **выход сланцевой смолы** (аналог нефти) **и газа** в процессе пиролиза горючих сланцев. Параметр имеет прямую зависимость от теплоты сгорания (с увеличением Q увеличивается выход сланцевой смолы и газа) и обратную от зольности. Измеряется в кг/т и $м^3$/т. - сколько возможно получить кг сланцевой смолы или $м^3$ сланцевого газа переработав 1 т горючего сланца.

Четвертый параметр – **минеральный состав золы,** характеризуется химическим составом минеральной части золы, полученной после пиролиза ГС. Находит широкий спектр применения в разных областях промышленности (дорожное строительство, строительство, удобрение).

На основании макро описания пород, изучения шлифов, технологических характеристик ГС, а также результатов, полученных предыдущими исследователями [1,4,5], были сделаны следующие выводы:

Содержания ОВ и $С_{орг}$. Является одним из самых важных индикаторов качества горючих сланцев и напрямую влияет на их технологические параметры. Увеличение содержание ОВ и $С_{орг}$ приводит, к увеличению теплоты сгорания, выходу жидких и газообразных углеводородов и умень-

шению зольного остатка горючего сланца. От литотипа № 1 (ОВ 15 – 30%, $С_{орг}$ 17 – 19%) к литотипу № 3 (ОВ – 35 – 60%, $С_{орг}$ 27 – 29%) отмечается практически двукратное увеличение содержание ОВ и $С_{орг}$, что коррелируется с изменениями теплоты сгорания и зольности.

Состав ОВ. Говоря о влиянии количества ОВ и $С_{орг.}$ на технологические характеристики ГС, необходимо также учитывать и качественный состав этих компонентов. Предыдущими исследователями [1,5] установлено, что ОВ состоит преимущественно из коллоальгинита, сапроколлинита, а также разнообразных фрагментов кокколитофорида и талломоальгинита. Содержание коллоальгинита в ряду горючих сланцев постепенно увеличивается с 30 до 70%.

Важным моментом является наличие окисленных линз коллоальгинита в литотипе № 1, а также их высокая степень неоднородности, выраженная в изменении цвета, характере уплотнения и контактов с глинистым и алевритовым веществом. Коллоальгинит - это преобладающий (70–100%) мацерал каменных и бурых углей, керогена горючих сланцев и РОВ, принадлежащий к гр. альгинита, бесструктурное в-во, образовавшееся из водорослей. Коллоальгинит в горючих сланцах играет роль «цемента» связывая кокколиты, глинистое и алевритовое вещество. Наличие окисленного коллоальгинита, а также высокая степень его неоднородности, говорит нам о водоеме небольшой глубины, с хорошей аэрируемостью, и о высоком влиянии тектоно-седиментогенного фактора, что являлось главной причиной столь высокой степени анизатропности горючих сланцев данного литотипа. Коллоальгинит последующих литотипов характеризуется однородностью как в окраске, так и в контакте с кокколитофоридами и в гораздо меньшей степени с глинистым веществом. Уменьшение степени окисленности, и появление талломоальгинита в литотипе № 3 свидетельствует об углублении дна морского водоема, а так же о более благоприятных и спокойных тектоно-седиментационных условиях, при которых значительно увеличилось поступление ОВ, которое в последующем разбавило и уменьшило степень глинистости горючих сланцев. Поэтому можно предположить, что увеличение содержания коллоальгинита и уменьшение его степени окисленности ведет к увеличению теплоты сгорания, выхода жидких и газообразных углеводородов, а так же к уменьшению зольности.

Изменение содержания кокколитов в литотипах горючих сланцев имеет другую тенденцию. Максимальное количество КК (до 40%) имеет литотип № 2, который характеризуется высоким содержанием ОВ и высокой глинистостью. Возможно, большая часть кокколитов в литотипе № 1 была подвержена декарбонатизации, о чем говорится в работах Букиной Т.Ф[1]. Также стоит обратить внимание на устойчивый тренд – уменьшение диаметра КК от литотипа № 1 к литотипу № 3, что, вероятно, связано с уменьшением влияния декарбонатизации.

Содержание глинистого вещества и алевритовой составляющей тоже является важным параметром, характеризующим технологические свойства ГС. Содержание глинистого вещества и алевритовой составляющей закономерно снижается от литотипа № 1, где они играют породообразующую роль, до литотипа № 3, выполняющие роль примеси. В литотипе № 1 ведущую роль в глинистых минералах выполняет иллит и смектит. В литотипе № 2 иллит сохраняет свои позиции, однако смектит становится второстепенным минералом. В литотипе

№ 3 к смектиту так же добавляются смешанно-слойные образования. Основными минералами в алевритовой части являются кварц и полевые шпаты. В литотипе № 3 к ним еще добавляется кальцит. Кроме того, спорадически встречается пирокластический материал, который фиксируется в шлифах в виде мелких обломков вулканического стекла [1]. Максимальное количество таких фрагментов характерно для VII пласта (Перелюбского месторождения), в котором практически отсутствуют «богатые» разновидности сланцев. С точки зрения циклического строения сланценосной толщи, этот факт может быть объяснен дизциклической функцией синхронных вулканических процессов [3], которые прерывали осадконакопление и тем самым не позволяли сформироваться самому полезному микроциклиту в составе ГС. В целом увеличение глинистого вещества и алевритовой составляющей негативно влияет на технологические параметры ГС – возрастает зольность, снижаются теплота сгорания и выход жидких и газообразных углеводородов.

Аутигенные компоненты. Основным минералом тяжелой фракции является пирит, содержание которого во всех трех литотипах горючих сланцев составляет более 50%. Тем не менее намечается четкая тенденция сокращения содержания пирита от первого литотипа (74,2 %) к третьему литотипу (51,9%). Именно пирит является одним из основных индикаторов восстановительной обстановки при седиментогенезе и диагенезе горючих сланцев. Предполагается, что количество пирита может быть косвенным индикатором качества углеродистого сырья. По мере увеличения содержания этого минерала снижается количество ОВ, как следствие широкого проявления сульфатредукции. С другой стороны, чем больше пирита в сланцах, тем больше величина их зольности.

Цвет породы в ряду *горючий сланец «бедный» - горючий сланец «богатый» коллоальгинитовый известковисто-глинистый - горючий сланец «богатый» коллоальгинитовый известковый* изменяется от серого до серого-коричневого и заканчивается коричневато-желтым либо коричневым цветом. Различия в окраске ГС обусловлены различными причинами. Среди них ведущими являются колебания содержания пелитовой составляющей и рассеянного тонкодисперсного ОВ, изменения в количестве карбонатного материала и степень декарбонатизации кокколитофорид. Серый и темно-серый цвета зачастую отвечают высокому содержанию глинистого вещества, которое в первых двух литотипов горючих сланцев играет породообразующую роль. Наличие коричневатых и желтых оттенков указывает на высокое содержание ОВ, которые, в свою очередь, в третьем литотипе значительно превалируют над глинистым веществом (фото 7, 8). Поэтому коричневые разновидности горючих сланцев будут обладать высокой теплотой сгорания, высоким выходом жидких и газообразных углеводородов, и низкой зольностью. Серые и темно-серые разновидности, напротив, отметятся ухудшением выше указанных технологических параметров, что связывается с высоким содержанием глинистой и алевритовой составляющих, увеличение которых значительно повышает зольность ГС.

Текстура горючих сланцев, в вышеуказанном ряду, имеет определенную изменчивость. Первые два литотипа обладают тонкослоистой текстурой, в которых изменение цвета слоев, связанно с изменением содержания ОВ и глинисто-

го вещества. Данные текстурные особенности можно увязать с высокой изменчивостью условий осадконакопления в процессе седиментогенеза (различная интенсивность поступления и сохранения ОВ). В третьем же литотипе текстура имеет преимущественно линзовидный и косослоистый характер. Наличие тонкослоистой текстуры неблагоприятно воздействует на технологические параметры горючих сланцев. Наличие переслаивания глинистого и органического вещества приводит к высокому разбросу основных параметров горючих сланцев, что приводит к затруднению их качественной оценки.

Пиролитичесие параметры и типы керогена.

Образцы ГС Коцебинского месторождения и Кашпир-Хвалынской площади были исследованы на установке RockEval 6. Полученные результаты указывают на то, что все образцы ГС (литотипы № 1,2,3), исследованные на данной установке, обладают высоким нефте-газо-генерирующим потенциалом. Показатели водородного индекса (HI) варьируют 632 – 1089 мг УВ/г Сорг. Значения в 632 - 678 мг УВ/г $C_{орг}$ отличают образцы ГС литотипа № 1 Кашпир-Хвалынской площади (пласт № 2 пачки № 1, 3), а значения >1000 мг УВ/г $C_{орг}$ характерны для образцов ГС литотипов № 2,3 Коцебинского месторождения (пласты № 1, 2). Выход жидких углеводородов варьируется от 127 мг/г до 194 мг/г. Максимальные значения приурочены к литотипам № 2,3 Коцебинского месторождения (пласты № 1,2), а минимальные к Кашпир-Хвалынской площади литотип № 1 (пласт № 2 пачка № 2,3).

Химический состав. Высокое содержание SiO_2 и Al_2O_3 отмечается в первом и втором литотипе, что отражает значительное содержание глинистых минералов (иллита и смектита). В третьем литотипе вышеуказанные окислы резко сокращаются. Следовательно, на основе данных о химическом составе минеральной составляющей (золы) и численного соотношения в ней выше указанных окислов, можно сделать вывод, что высокое содержание SiO_2 и Al_2O_3 указывает нам на низкое качество горючего сланца. С уменьшением содержания данных окислов увеличивается содержание ОВ и уменьшается зольность.

Наиболее сернистым являются горючие сланцы третьего литотипа. В них суммарное содержание S увеличивается двукратно по сравнению с предыдущими литотипами. Это можно связать с восстановительными условиями, благодаря которым содержание ОВ значительно увеличивается. Стоит отметить, что высокосернистые разности требуют дополнительных затрат в процессе переработки, что негативно сказывается на технических параметрах горючих сланцев. Однако высокое содержание серы в ГС позволяет получить такие ценные продукты как: тиофен ароматические соединения, рений.

Биофильные микроэлементы. В ГС обычно присутствует комплекс биофильных компонентов, которые, по мнению многих исследователей, влияют на качество сырья, а также могут служить индикатором благоприятных условий формирования ГС. Поэтому имея лишь данные по содержанию определенного набора биофильных элементов можно сделать выводы о возможном потенциале горючих сланцев.

Согласно утверждениям Ханта, отношения ванадия к никелю отражают плотность жидких углеводородов [6]. Для

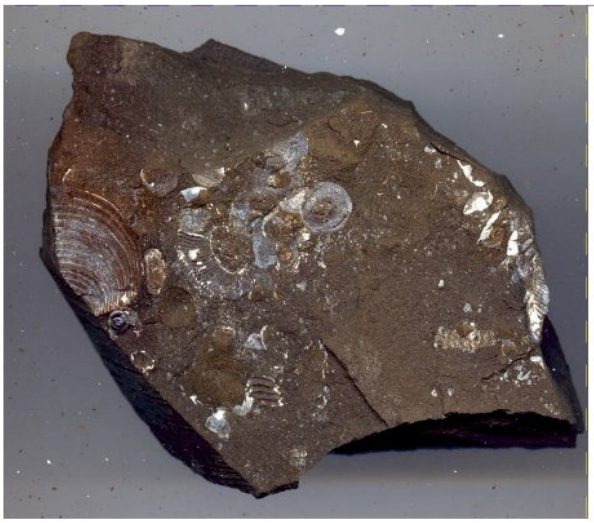
первого и второго литотипа отношения составляет 0,24 – 0,34, а для третьего литотипа данное отношение резко уменьшается и составляет 0,10, что говорит нам об уменьшение плотности жидких углеводородов, полученных из горючего сланца третьего литотипа. Это коррелируется с данными о коэффициентах ароматичности, о которых было сказано выше. Уменьшение роли тяжелых углеводородов благоприятно сказывается на финальном продукте. Не менее важным биофильным элементом выступает Mo (молибден). Установлено, что воды вблизи берега морского бассейна и верхние слои морских вод менее обогащены молибденом, чем воды на глубине и вдали от берега. Возвращаясь к нашему примеру, концентрация моблидена практически в два раза увеличивается от первых двух литотипов к третьему, что указывает на большую удаленность и глубину бассейна, в котором непосредственно формировались горючие сланцы данного литотипа. В связи с этим, содержание молибдена, а так же динамика его изменения могут служить одним из индикаторов изменения основных технических параметров горючих сланцев, как по вертикали, так и по латерали. Важно понимать, что использование данных лишь по изменению молибдена в ГС, может привести к неверному результату. Тенденцию изменения содержания молибдена в ГС нужно лишь рассматривать в сумме с другими факторами, рассмотренными выше.

Состав ориктоценозов. Для всех разновидностей углеродистых сланцев характерным является наличие многочисленных и относительно разнообразных форменных компонентов, которые представлены обломками или сплющенными раковинами двустворчатых моллюсков, аммонитов и гастропод. Органогенный материал может быть рассеян в породе, чаще образует скопления на поверхностях напластования (рис. 7, 8). В независимости от принадлежности к тому или иному типу ГС, в их составе наблюдаются довольно стабильные по составу ориктоценозы. Примечательно, что ориктокомплексы «богатых» и «бедных» разновидностей как в качественном, так и в количественном отношении, во многом соответствуют своим аналогам из сапропелевых алевритистых глин [4]. Из бентосной макрофауны доминируют двустворчатые моллюски и гастроподы. Реже наблюдаются представители брахиопод. Из организмов, ведущих нектонный образ жизни, подавляющее значение принадлежит аммоноидеям. В качественном составе микроорганизмов выделяются фораминиферы и кокколитофориды. Ориктоценозы всех литотипов ГС характеризуются следующими особенностями. В отличие от вмещающих пород характерны массовые скопления молодых особей двустворчатых моллюсков и аммоноидей, что является довольно надежным индикатором сильной аноксии в морском бассейне, благоприятной для сохранности ОВ (не окисления). Другая особенность касается степени сохранности биогенных компонентов. Большинство раковин как макрофауны, так и фораминифер с кокколитофоридами, несут следы частичного растворения в результате процессов декарбонатизации.

Более показательными, с точки зрения характеристики ориктоценозов, являются изменения в составе микрофауны различных литотипов ГС. В «богатых» сланцах по сравнению с «бедными» отмечается более высокая степень сохранности микроорганизмов, значительно меньшие



▲ *Рис. 7. Горючий сланец «богатый» коллоальгинитовый известковый.*



▲ *Рис. 8. Горючий сланец «богатый» коллоальгинитовый известковисто-глинистый.*

размеры индивидов, а также значительное преобладание кальцитизированных разностей над глинистыми. Указанные различия определяли более высокие значения зольности в менее качественном сырье.

Выводы:

Подводя итоги, хотелось бы отметить, что анализ качества ГС можно производить на нескольких этапах:

1) Камеральный этап: уже при отборе проб горючего сланца на промысле полевой геолог на основании первичных данных может сделать выводы о перспективности качества горючего сланца. Это особенно важно в силу высокой латеральной и вертикальной изменчивости основных свойств исследуемой породы. Цвет горючего сланца и его текстура могут послужить хорошим индикатором в процессе первичной оценки качеств ГС. Коричневые, желто-коричневые разности с линзовидной или косослоистой текстурой говорят о высоком потенциале ГС, тогда как серый, темно-серый цвет и слоистая текстура свидетельствуют о высокой глинистости и анизотропности, что негативно сказывается на качестве рассматриваемого нами продукта. Так же полевому специалисту стоит обратить внимание на степень сохранности органики, при условии наличия ее на плоскости напластования. Как указывалось выше, в «богатых» сланцах по сравнению с «бедными» отмечается более высокая степень сохранности микроорганизмов, значительно меньшие размеры индивидов и значительное преобладание кальцитизированных разностей над глинистыми. Указанные различия определяли более высокие значения зольности в менее качественном сырье.

2) Лабораторный этап: позволяет получить более точные данные посредством проведения серии минералогических и химических анализов. Основные данные, на которые стоит обратить внимание при анализе качества горючего сланца, – содержание и тип ОВ (содержание, распределение и характер кокколитофоридов и коллоальгинита). Затем - содержание и минералогический состав глинистого и алевритового вещества, содержание основных породообразующих окислов –SiO_2, Al_2O_3. Изменение ведущей роли породообразующих окислов напрямую влияет на качество

горючего сланца. При доминировании SiO_2, Al_2O_3 горючий сланец обладает высокой глинистостью и меньшим содержанием ОВ и наоборот, снижение выше обозначенных окислов указывает на повышенное содержание органики, и, как следствие, указывает на более высокие технологические параметры рассматриваемой породы. Акцессорные минералы и биофильные элементы так же влияют на качество горючих сланцев. Изменение содержания пирита, ванадия, никеля, а так же молибдена сказывается на качестве ГС.

Литература

1. Букина Т.Ф. Седиментогенез и ранний литогенез верхнеюрских сланценосных отложений центральной части Волжского бассейна; под ред. Яночкиной З.А. – Саратов: изд-во Сар. ун-та, 2013. – 128 с.

2. Зеленин Н.И.,. Озеров И.М. Справочник по горючим сланцам – Санкт-Петербург: изд-во «Недра» 1983. – 246 с.

3. Илясов В.С., Староверов В.Н., Роль седиментационного фактора в формировании сланценосной толщи средневолжского подъяруса на юге-востоке Волго-Уральской антеклизы // Инновации в разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений – Казань, изд.ИЛХАС, 2016. Т. – 1. С – 176 – 299 с.

4. Кулева Г.В., Яночкина З.А., Букина Т.Ф., Иванов А.В., Барышникова В.Н., Троицкая Е.А., Еремин В.Н. Разрез верхнеюрских сланценосных отложений волжского бассейна (зона Dorsoplanitespanderi); под ред. Яночкиной З.А., Иванова А.В. – Саратов: Изд-во «Научная книга», 2004. – 110 с. (Тр. НИИГео СГУ им. Н.Г. Чернышевского. Новая серия Том XVII).

5. Щепетова М.А. Седиментология и геохимия углеродистых толщ верхней юры и нижнего мела Русской плиты:автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. Специальность 25.00.06 – литология / Российская академия наук Геологический институт РАН – Москва 2011 г. 33 с.

6. Hunt John M. PETROLEUM GEOCHEMISTRY AND GEOLOGY – San Francisco: Woods Hole Oceanographic Institution 1982. – 703 p.



SCOUT

Бескабельная сейсмосистема

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

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

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

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

СПЕЦИАЛЬНОЕ КОНСТРУКТОРСКОЕ БЮРО СЕЙСМИЧЕСКОГО ПРИБОРОСТРОЕНИЯ

SKBSP.RU

РОССИЙСКОЕ ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

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

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

Жизнь связала с сейсморазведкой?





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

GEOSEIS

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

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

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