

ISSN 2074-8906

ПРИБОРЫ и СИСТЕМЫ РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ

ОБЩЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЕЖЕКВАРТАЛЬНЫЙ ЖУРНАЛ

ОКТЯБРЬ-ДЕКАБРЬ

04/2014

Издается с 2002 г.

ТЕМА НОМЕРА:

ВСП: техника и технологии



ТАКЖЕ В НОМЕРЕ:

- Прогнозирование оптимальных условий размещения заряда при сейсморазведочных работах
- Технология сверхплотной сейсмической съемки



Объединяя стихии...



XZone

ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИЕ
СИСТЕМЫ



Bottom Fish

ДЛЯ РАБОТ
НА МОРЕ



Marsh Line

ДЛЯ РАБОТ
В ТРАНЗИТНОЙ ЗОНЕ



Fly Lander

ДЛЯ РАБОТ
НА СУШЕ



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

СОДЕРЖАНИЕ

КОЛОНКА РЕДАКТОРА

А у нас юбилей!

Турлов П.А. 7

Наши партнеры

Логотипы организаций, финансово участвующих в издании этого номера журнала . 6

ТЕМА НОМЕРА:

ВСП: ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ

Пути совершенствования скважинной сейсмической аппаратуры

Шехтман Г.А. 8

Аннотация: В статье рассматриваются в исторической ретроспективе особенности конструкции скважинной аппаратуры метода ВСП, проводится анализ основных помехообразующих факторов, исследуются способы улучшения конструктивных особенностей зондов для повышения качества сигнала.

Ключевые слова: ВСП, скважинные наблюдения, аппаратура, контроль качества

Вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП) на геофизических симпозиумах SEG Хьюстон 2013 г. и EAGE Амстердам 2014 г.

Шнеерсон М.Б., Жуков А.П. 21

Аннотация: На симпозиумах SEG в Хьюстоне в 2013 г и EAGE в Амстердаме 2014 г доклады, посвященные ВСП, были доложены на нескольких секциях, и по своему содержанию охватывали вопросы аппаратуры и методики проведения скважинных сейсмических наблюдений, обработки материалов и решения некоторых практических задач. Содержание этих докладов в определенной степени отражает основные направления развития ВСП за рубежом и их рассмотрение может представлять интерес для отечественной геофизики

Ключевые слова: ВСП, скважинные наблюдения, многоволновая сейсморазведка, обзор докладов

Современный опыт использования ВСП-НВСП на месторождениях Западной Сибири и юге Сибирской платформы

Ячменёва Л.В., Коротков А.Б. 27

Аннотация: На примере результатов обработки и интерпретации данных ВСП/НВСП полевого сезона 2013 г. рассматриваются вопросы востребованности метода НВСП, задачи, стоящие перед этим методом

Ключевые слова: ВСП, НВСП, обработка

CONTENTS

EDITORIAL

And we have an anniversary!

Turlov P.A. 7

Our partners

Logos of organizations financially involved in the publication of this issue 6

THEME OF THE ISSUE:

VSP: EQUIPMENT & TECHNOLOGIES

Ways to improve downhole seismic equipment

Shekhtman G.A. 8

Abstract: The author examines in historical retrospective design features of the borehole equipment for the VSP method, analyzes the main disturbing factors, explores ways to improve the design features of the sondes to increase signal quality.

Keywords: VSP, borehole observations, equipment, quality control

Vertical seismic profiling (VSP) at geophysical symposia SEG Houston 2013 and EAGE Amsterdam 2014

Shneerson M.B., Zhukov A.P. 21

Abstract: At SEG meeting in Houston, 2013 and EAGE meeting in Amsterdam, 2014 the theses devoted to VSP were reported in several sections, covering issues of equipment and methods of borehole seismic observations, data processing and solving practical problems. The content of these reports to a certain extent reflects the main directions of development of the VSP abroad and their consideration may be of interest to the national geophysics

Keywords: VSP, borehole observations, full-wave seismic survey, theses review

Modern experience of using the VSP- offset VSP in Western Siberia and south of the Siberian Platform

Jachmenjova L.V., Korotkov A.B. 27

Abstract: On the example of the results of processing and interpretation of VSP / offset VSP data in 2013 field season the authors consider the relevance of the offset VSP method and the challenges facing this method

Keywords: VSP, offset VSP, processing

Результаты работ ПМ ВСП в скважинах с субгоризонтальным положением ствола

Чудинов Ю.В., Коровко Л.Н.,

Голубева Л.В. 38

Аннотация: Рассматривается практика применения в сложных условиях поляризационного метода ВСП, проводится анализ волновых полей, приводятся результаты комплексирования данных ПМ ВСП и наземной сейсморазведки

Ключевые слова: ВСП, поляризационный метод, субгоризонтальные скважины, зонд

The results of PM VSP in subhorizontal wells

Chudinov Ju.V., Korovko L.N.,

Golubeva L.V. 38

Abstract: We consider the application of polarization VSP method to complex conditions; perform analysis of wave fields, and provide the results of joint PM VSP and surface seismic data interpretation

Keywords: VSP, polarization method, subhorizontal wells, sonde

Скважинные многоуровневые зонды компании Серсел и их практическое применение

Валишин О.С., Череповский А.В. 42

Аннотация: Проводится обзор зондов компании Sercel и анализируется практика их применения для получения детальных изображений среды методом ВСП

Ключевые слова: Sercel, ВСП, 3D-ВСП, зонд

Sercel borehole multilevel sondes and their practical application

Valishin O.S., Cherepovskij A.V. 42

Abstract: A review of sondes by Sercel is performed along with the analysis of the practice of their application for obtaining detailed images of the media in the VSP method

Keywords: Sercel, VSP, 3D-VSP, sonde

ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ

Время сделать следующий шаг в сейсморазведке (RT SYSTEM 2)

Кузьмичев В.Е. 50

Аннотация: В статье рассматривается опыт применения бескабельной системы RTS2 при регистрации сейсмических данных на территории России в 2014 г.

Ключевые слова: Бескабельные системы, RTS2, высокоплотная съемка

INSTRUMENTS AND SYSTEMS

Time to take the next step in seismic (RT SYSTEM 2)

Kuz'michev V.E. 50

Abstract: The article discusses the experience of cable-less system RTS2 seismic acquisition in Russia in 2014

Keywords: Cable-less systems, RTS2, high-density survey

Пути повышения качества современной скважинной сейсмической аппаратуры

Багмут В.А., Рюмин В.А.,

Багмут А.В. 60

Аннотация: В статье рассматриваются проблемы низкого качества результатов цифровых записей скважинными зондами и разрабатываются пути повышения качества

Ключевые слова: Зонды, контроль качества, ВСП, приемники

Ways to improve the quality of modern downhole seismic equipment

Bagmut V.A., Rjumin V.A.,

Bagmut A.V. 60

Abstract: The article deals with the problem of low quality of the results of digital recordings from loggings tool; the authors develop ways to improve quality

Keywords: Sondes, QC, VSP, receivers

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

Прогнозирование оптимальных условий размещения заряда при сейсморазведочных работах в Западной Сибири с использованием электромагнитного сканирования во временной области

Тарасова Ю.П., Закариев Ю.Ш., Рябошапка С.М., Цыпышев Н.Н., Тригубович Г.М., Дмитриев Ю.Ю. 70

Аннотация: Приводятся результаты опытных

GEOPHYSICAL TECHNIQUES

Prediction of optimal conditions for the charge placement during seismic operations in Western Siberia using electromagnetic scanning in the time domain

Tarasova Ju.P., Zakariyev Ju.Sh., Rjaboshapko S.M., Tsyypyshev N.N., Trigubovich G.M., Dmitriyev Ju.Ju. 70

Abstract: The results of trials on detailed study of the near-surface with electromagnetic scanning method are

работ по комплексному и детальному изучению ВЧР методом электромагнитного сканирования, обсуждаются проблемы прогнозирования строения ВЧР и оптимального заложения заряда.

Ключевые слова: ВЧР, ЭМС, опытные работы, качество, глубина погружения заряда, оптимальные условия

Способы компенсации влияния сложно-построенной верхней части разреза на волновое поле

Артемьев А.Е., Заложных М.А. 84

Аннотация: В статье рассматриваются искажения, вносимые влиянием ВЧР на волновое поле глубоких горизонтов. Изучается случай границы с высокой акустической жесткостью

Ключевые слова: ВЧР, глубинные модели, статика

Первый опыт промышленного применения технологии сверхплотной сейсмической съемки на севере Западной Сибири

Кузнецов В. И. 93

Аннотация: Рассматриваются вопросы получения высокоразрешенных сейсмических данных на основе технологии сверхплотной съемки

Ключевые слова: Разрешенность, сверхплотные съемки, UNIQ

provided, and the problem of predicting the LVL structure and optimal depth of the charge discussed

Keywords: LVL, EMS, field trials, quality, charge depth, optimal conditions

Ways to compensate for the effect of complex weathering zone in the wave field

Artem'ev A.E., Zalozhnyh M.A. 84

Abstract: The article deals with the distortions introduced by the influence of the near-surface wave field on deep horizons. We study the case of the boundary with high acoustic impedance

Keywords: LVL, depth models, statics

The first experience of industrial application of superdense seismic in the north of Western Siberia

Kuznecov V. I. 93

Abstract: The problems of acquiring high-resolution seismic data on the basis of superdense acquisition are considered

Keywords: Resolution, superdense surveys, UNIQ

Приборы и системы разведочной геофизики.

Общероссийский научно-технический ежеквартальный журнал. Издается с 2002 г.

Главный редактор:

к.т.н. П.А. Турлов
paturlov@mail.ru

Редакционная коллегия:

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

Выпускающий редактор:

И.М. Кузнецов

Координатор проекта:

С.А. Матвеев

Учредитель:

СРО МОО ЕАГО

Издатель:

ООО «Информ-ГеофизСервис»

Директор:

Турлов П.А.

Адрес издательства:

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

Обложка и оформление:

Д.В. Мокроусов

Вёрстка:

Д.В. Мокроусов

Тираж отпечатан в

типографии ООО

«Формат»

Тел. +7 (8452) 39-33-77

Тираж: 300 экз.

Подписано в печать:

20.12.2014

Дата выпуска:

30.12.2014

В оформление обложки использована работа Олега Кузнецова:
www.coroflot.com/Caminero

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

Издание 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

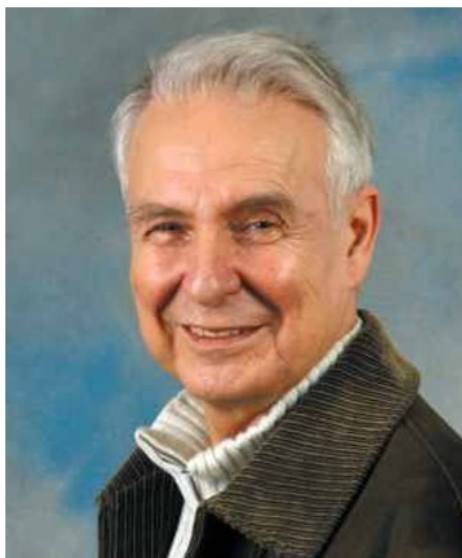
© Турлов П.А.,
составление, 2014
© ООО «Информ-геофизсервис», 2014

НАШИ ПАРТНЕРЫ



А у нас юбилей!

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



Итак, у Вас в руках новый очередной выпуск нашего журнала «Приборы и системы разведочной геофизики». Очередной, обычный и в то же время необычный.

Обычный – потому, что он, как все предыдущие номера, посвящен вопросам разведочной геофизики – достижениям, тенденциям, новостям и проблемным вопросам в этой области.

Необычный – потому, что это юбилейный, 50-й выпуск журнала.

Кто-то скажет: «Подумаешь событие! Эка невидаль – 50-й выпуск журнала». Мы, в редакции, тоже сомневались – а стоит ли акцентировать внимание читателей на этом факте, но по здравому размышлению решили, что все-таки это событие неординарное.

Я уже как-то писал, что журнал – это пространство коммуникаций и контактов, место сбора авторов, читателей и рекламодателей. И тот факт, что у нас состоялось уже 50-тая встреча этой «триады», говорит о многом. И в первую очередь, это свидетельствует о том, что журнал представляет интерес для каждого из предста-

вителей выше названной «триады». И чтобы быть интересными и для авторов, и для читателей, и для рекламодателей, редакция все время в поиске. Мы ищем свой новый формат, свою программу, ключевые темы, новых авторов и т.д.

Сегодня все, в том числе и российская геофизика, испытывают проблемы, пути решения которых далеко не очевидны. Мы все ждем – когда станет полегче и начнется нормальная, спокойная жизнь? Но, как говорится, будущее – не погода, чтоб его предсказывать. Будущее надо формировать. Все структурируется с помощью сознания, и будущее в том числе. Мне хочется верить, что наш журнал активно участвует в этом процессе и свидетельством тому являются эти 50 выпусков журнала «Приборы и системы разведочной геофизики».

Я хотел бы воспользоваться случаем и выразить благодарность нашим постоянным читателям, всем тем, кто все эти годы внимательно следил за нашими публикациями, а также тем читателям, которые только недавно открыли для себя наш журнал. Особая благодарность нашим рекламодателям, без которых существование журнала было бы весьма проблематичным.

Редакция желает всем Вам успехов в Вашей деятельности, новых свершений, реализации задуманных планов. Пусть сопутствует Вам счастье, удача и здоровье и пусть у Вас всегда будет отличное настроение! Будем надеяться, что журнал «Приборы и системы разведочной геофизики» сможет Вам помочь в этом.

П.А.Турлов

Главный редактор

Пути совершенствования скважинной сейсмической аппаратуры

■ Шехтман Г. А., ООО «Геофизические системы данных», г. Москва

Введение

Более полувека прошло с момента появления вертикального сейсмического профилирования (ВСП), заменившего сейсмокаротаж и взявшего на себя решение его задач. Скважинная сейсмическая аппаратура для метода ВСП должна была существенно отличаться от аппаратуры для сейсмокаротажа.

Общим требованием для них оставалась лишь высокая термо- и баропрочность зондов при работах на больших глубинах. Однако переход от регистрации первых вступлений к регистрации волн в последующей записи сразу же в качестве неперемного условия поставил получение качественных записей, причем не только при регистрации вертикальных компонент. Дело в том, что одновременно с ВСП появился корреляционный сейсмический каротаж, задачей которого было определение скоростей распространения поперечных волн, причем при условии трехкомпонентной регистрации колебаний.

Обязательным условием получения качественных записей внутри среды является надежный контакт скважинных приборов со стенкой скважины. Именно с обеспечения такого контакта начался переход от сейсмокаротажа на продольных волнах, при котором определяли лишь время прихода прямой продольной волны, к ВСП, при котором объектом изучения является всё волновое поле, формирующееся внутри среды. Скважинные сейсмические приборы, снабженные различными прижимными устройствами, начали конструировать гораздо раньше. И как только их стали применять, появилась возможность регистрировать внутри среды неискаженные импульсы прямой волны и

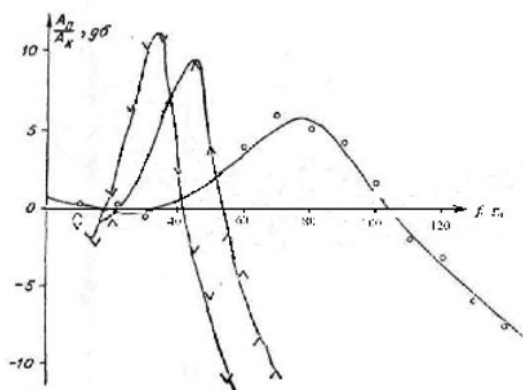
отраженных волн. Разработка трехкомпонентных скважинных приборов с прижимными устройствами позволила регистрировать в скважине поперечные волны [Жадин, 1960].

Условия неискаженной регистрации сейсмических колебаний в скважине

Наилучшие условия для приема упругих колебаний обеспечиваются при жестком контакте сейсмоприемника со стенкой скважины, так как при этом частота собственных колебаний на контакте находится далеко за пределами регистрируемого диапазона, в области высоких частот [Шехтман, Каплунов, 1974; Hardage, 2000].

Обеспечение силы прижима, на порядок превышающей вес снаряда, достигаемое путем использования достаточно жестких управляемых прижимных устройств, позволяет в современной скважинной аппаратуре добиться практически неискаженного приема упругих колебаний, направление смещения которых близко к направлению оси скважинного прибора. Однако в случае значительных углов подхода волн к скважинному прибору, а также при регистрации обменных и поперечных волн, условия их неискаженного приема существенно ужесточаются. Даже когда прижимное усилие на контакте прибора со стенкой скважины достаточно велико для предотвращения паразитных продольных колебаний снаряда, а также для ослабления натяжения кабеля, на котором висит зонд, остается опасность возникновения вращательных колебаний прибора, обусловленных наличием у него, кроме продольных его перемещений, еще одной степени свободы.

Искажения сигналов, регистрируемых горизонтальными сейсмоприемниками



▲ Рис. 1. Частотные характеристики скважинного сейсмоприемника СЭС-3, снятые по одному из горизонтальных сейсмоприемников в стационарном режиме. На графиках показано: V – один прижимной рычаг; Λ – два прижимных рычага, развернутые под углом; o – сила прижима увеличена в пять раз. Из статьи [Воронин, Жадин, 1964].

зонда, происходят из-за возникновения вращательных колебаний относительно линии касания корпуса прибора со стенкой скважины. Вращательные колебания прибора на контакте со стенкой скважины удавалось устранить посредством жесткого крепления к прибору двух вертикальных опор, позволяющих достичь контакта со стенкой скважины как минимум в трех рассредоточенных по окружности точках (конец прижимного рычага и еще две точки на ребрах опор) [Воронин, Жадин, 1964]. Применение двух прижимных рычагов, развернутых под углом, привело к увеличению частоты собственных колебаний скважинного сейсмоприемника в горизонтальной плоскости в полтора раза, а увеличение прижимного усилия в пять раз увеличило частоту собственных колебаний втрое (на рис. 1 приведены соответствующие фрагменты рисунка из данной статьи). Качественно близкие результаты, касающиеся природы паразитных вращательных колебаний скважинного прибора и способов их подавления, были получены позже за рубежом [Gaiser et al., 1988]. На

рис. 2 приведены убедительные результаты, подтверждающие полезность использования вертикальных опор (или аналогичных по действию жестких пластин) для подавления квазисинусоидальных помех, вызванных вращательными колебаниями корпуса скважинного прибора.



▲ Рис. 2. Сейсмограммы ВСП, полученные на вертикальной компоненте (а), на горизонтальной компоненте с одним прижимным рычагом (б) и на горизонтальной компоненте с прижимным рычагом и пластиной, жестко прикрепленной к корпусу прибора для подавления паразитных вращательных колебаний (в) (монтаж, составленный из статьи [Gaiser et al., 1988]).

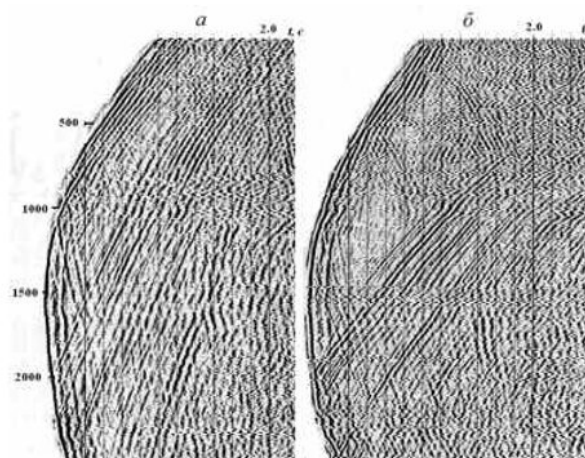
Применение жестких управляемых прижимов вместо ранее применявшихся рычагов пружинного и рессорного типа позволило избавиться от паразитных колебаний скважинных приборов в вертикальном направлении, поскольку сила прижима, на порядок превышающая вес скважинного прибора, обеспечивала требуемую величину кулоновского трения, предотвращавшего относительные перемещения скважинного прибора и стенки скважины. Кроме того, при этом практически подавлялись такие помехи технического характера, как гидрволны [Шехтман, Каплунов, 1974]. Однако сейсмические записи на горизонтальных компонентах зонда нередко оказывались зашумленными из-за паразитных вращательных колебаний. Введение



▲ Рис. 3. Прижимной блок скважинного сейсмического прибора с двумя управляемыми электромеханическими прижимами, развернутыми под углом.

дополнительного, так же жесткого прижимного рычага, развернутого под углом, оказалось достаточно эффективным [Шехтман и др., 1984].

Прижимной блок скважинного сейсмического прибора с управляемым электромеханическим прижимом и двумя прижимными рычагами, развернутыми под углом, показан на рис. 3. В прижимном блоке, показанном на этом рисунке, реализовано и другое усовершенствование, предназначенное для повышения его надежности при работе в условиях высоких давлений [Шехтман, Курасов, 1991]. Суть его состоит в том, что крутящий момент от электропривода передается прижимному рычагу посредством не штока, а вала, оба конца которого расположены в герметизированном от внешнего давления корпусе. При этом средняя часть вала соединена с рычагами при помощи разрезной гайки. В данном устройстве исключено перемещение уплотнительных колец в процессе управления прижимными рычагами, что наблюдалось ранее и, к сожалению, имеет место и по сей день. В результате



▲ Рис. 4. Сейсмограммы ВСП, полученные на вертикальной (а) и горизонтальной (б) компонентах скважинным прибором с двумя рычагами, развернутыми под углом.

надежность устройства в условиях высоких давлений повышается.

На рис. 4 приведены сейсмограммы ВСП, полученные скважинным прибором, содержащим два прижимных рычага, развернутых под углом. Можно видеть, что на записях горизонтального сейсмоприемника практически отсутствуют квазисинусоидальные технические помехи, обусловленные паразитными колебаниями прибора в горизонтальной плоскости.

Работы в направлении усовершенствования конструкции скважинных приборов в части улучшения контакта со стенками скважины продолжают. Одним из направлений таких исследований является устранение противоречий между миниатюризацией скважинных приборов и ухудшающимися при этом условиями их контакта со средой. Дело в том, что качество этого контакта зависит непосредственно от площади контакта: при малом диаметре скважинного прибора площадь его контакта со стенкой скважины невелика. Это приводит к тому, что резонансная частота паразитных колебаний на контакте прибор-стенка скважины, величина которой

пропорциональна квадратному корню площади этого контакта, может попасть в рабочий диапазон сейсмических частот [Beydoun, 1984]. Ситуация при этом является противоречивой, т.к. диаметр прибора и его массу стремятся сделать минимальными именно для того, чтобы собственная частота колебаний прибора находилась вне рабочей полосы частот. В одном из недавно предложенных технических решений это противоречие устраняется путем жесткого крепления к скважинным приборам башмаков, наружный диаметр которых близок к внутреннему диаметру скважины [Шехтман и др., 2010]. Дополнительное крепление к таким башмакам ребер жесткости, предотвращающих паразитные вращательные колебания скважинного прибора, оказывается более эффективным, чем их крепление непосредственно к корпусу прибора. Гораздо более простым и не менее надежным решением видится жесткое крепление к скважинным приборам тонких, но достаточно жестких, пластин с возможностью их изгибания под действием прижимного усилия [Шехтман, Касимов, 2012]. Такие пластины, ширина которых соизмерима с диаметром скважины, вполне компенсируют ухудшение контакта скважинных

приборов со стенками скважины при миниатюризации аппаратуры.

Выбор датчиков и типы трехкомпонентных установок

При выборе датчиков для аппаратуры ВСП первостепенное значение имеет их пороговая чувствительность, которая определяется совокупностью помех, существующих в данных конкретных условиях. Помехи эти могут зависеть от совокупных шумов аппаратуры (нижний предел), а также от качества прижимов приборов зонда к стенке скважины, конструкции скважины и ее технического состояния.

В качестве датчиков в аппаратуре ВСП используют электродинамические сейсмоприемники (геофоны, или велосиметры) и акселерометры. Использование микро-электро-механических систем (МЭМС), позволяющих осуществлять автоматический пересчет регистрируемых компонент к вертикали, весьма перспективно в методе ВСП в связи с тем, что во всем мире в нем полностью перешли на трехкомпонентную регистрацию.

Сведения о параметрах некоторых геофонов и акселерометров, широко применяемых в аппаратуре ВСП, приведены ниже в таблице [Виноградов, Чигрин, 2006]:

▼ Табл. 1.

Тип датчика	Обозначение	Напряжение шума в полосе 10 -250 Гц, нВ	Коэффициент преобразования (В/м/с или В/м/с ²)	Пороговая чувствительность на частоте 31.5 Гц, 10 ⁻¹² м
Геофон	GS-20DX (200°C)	32.5	25	6.5
- " -	GMT-12.5	50.1	22	11.4
- " -	OMNI-2400	90	43.3	10/4
- " -	SMC-1850	86.6	40	10.8
- " -	GS-20DM	33.6	19.7	8.5
Акселерометр	DSU-3(MEMS)	-	-	230
- " -	M86	540	1	13.7

Из таблицы видно, что чувствительность геофонов выше, чем акселерометров. Наибольшая чувствительность отмечена у геофонов GS-20DX и GS-20DM. Пороговая чувствительность акселерометра M86 гораздо выше, чем DSU-3, но из-за больших габаритов (диаметр 65 мм, длина 73 мм) его нельзя использовать в скважинных приборах малого диаметра.

Датчики, обладающие минимальной пороговой чувствительностью, в наибольшей степени подходят для аппаратуры ВСП, поскольку они позволяют отрабатывать скважину при меньшей мощности источника колебаний. При работе малоканальными зондами, когда число воздействий с фиксированного ПВ велико, это дает возможность обеспечить более высокую стабильность возбуждаемого сигнала, а также сохранность окружающей среды. Существенно, что, по расчетам авторов приведенной выше таблицы, электронная схема скважинного прибора и механическая часть его конструкции вносят примерно одинаковый вклад в формирование его итоговой пороговой чувствительности.

В скважинных приборах применяют два типа установок: XYZ и симметричную (она, так же, как и установка XYZ, содержат тройку взаимно перпендикулярных датчиков, но расположены они симметрично относительно оси скважинного прибора под углом 54.74° к ней).

На начальных этапах развития метода ВСП для симметричных установок (за рубежом они получили название «установки Гальперина») перед работами в скважине подбирали датчики, способные устойчиво работать в наклонном положении. Однако это не гарантировало их работоспособность при проведении ВСП в наклонных скважинах. Низкочастотные датчики, отличающиеся большей чувствительностью, в наклон-

ном положении могли залипать, т.к. их рабочее положение допускало наклоны не более 10 градусов. В настоящее время выпускаемые промышленностью «все-направленные» датчики допускают их использование практически в любой трехкомпонентной установке. Еще одно достоинство симметричных расстановок состоит в том, что расположение датчиков в наклонном положении позволяет уменьшить диаметр скважинного прибора. В наземной сейсморазведке «установки Гальперина» высоко оценивают за то, что каждая из трех наклонных компонент имеет одинаковую характеристику [Heath, 2007].

Преобразование трехкомпонентной записи, полученной симметричной установкой, в более привычную локальную систему координат x, y, z сводится к использованию при расчетах матрицы вращения, элементы которой являются направляющими косинусами соответствующих осей координат установки x, y, z в системе координат симметричной установки. В матричной форме такое преобразование имеет следующий вид:

$$\begin{pmatrix} x(t) \\ y(t) \\ z(t) \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \sqrt{\frac{2}{3}} & -\frac{1}{\sqrt{6}} & -\frac{1}{\sqrt{6}} \\ 0 & \frac{1}{\sqrt{2}} & -\frac{1}{\sqrt{2}} \\ \frac{1}{\sqrt{3}} & \frac{1}{\sqrt{3}} & \frac{1}{\sqrt{3}} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} A(t) \\ B(t) \\ C(t) \end{pmatrix}$$

где $A(t)$, $B(t)$ и $C(t)$ – компоненты исходной записи, полученной симметричной установкой.

В новой системе координат ось z расположена вдоль оси прибора (нижняя строка матрицы составлена из направляющих косинусов этой оси в симметричной системе координат); ось y выбрана ортогонально оси A симметричной системы координат (поэтому проекция вектора A на ось y равна нулю, а направляющие косинусы оси y с осями B и C равны по величине и противоположны

по знаку); ось x расположена в плоскости, проходящей через ось скважинного прибора (ось z) и ось A симметричной установки.

В том случае, когда скважинный прибор находится в наклонном положении (если, к примеру, скважина искривлена), и азимут x -компоненты известен по данным гироскопических или инклинометрических наблюдений, то знание углов наклона α , β и γ осей x , y и z , соответственно, к вертикали позволяет учесть эти углы и пересчитать записи компонент $x(t)$, $y(t)$ и $z(t)$ в компоненты $X(t)$, $Y(t)$ и $Z(t)$ системы координат XYZ с вертикальной осью Z . Тем самым удастся сразу же более уверенно разделить волны по соответствующим компонентам. К примеру, поперечные волны типа SH после учета наклона скважинного прибора уже не будут регистрироваться на вертикальной компоненте системы XYZ . Углы наклона α , β и γ с вертикалью могут быть измерены МЭМС-акселерометрами, чувствительными в области нулевой частоты к земной гравитации. В матричной форме преобразование записей из системы координат xyz в систему координат XYZ имеет следующий вид [Li, Ronen, 2005]:

$$\begin{pmatrix} X(t) \\ Y(t) \\ Z(t) \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \sin \alpha & -\frac{\cos \alpha \cos \beta}{\sin \alpha} & -\frac{\cos \alpha \cos \gamma}{\sin \alpha} \\ 0 & \frac{\cos \gamma}{\sin \alpha} & -\frac{\cos \beta}{\sin \alpha} \\ \cos \alpha & \cos \beta & \cos \gamma \end{pmatrix} \begin{pmatrix} x(t) \\ y(t) \\ z(t) \end{pmatrix}$$

Ориентирующие устройства

Работы по созданию трехкомпонентной скважинной аппаратуры с ориентированными по азимуту сейсмоприемниками ведутся давно.

Первый в мире скважинный прибор с принудительной гироскопической ориентацией, сыгравший большую роль в становлении многоволнового ВСП, был разработан во ВНИИГеофизике [Виногра-

дов, 1967]. Регистрацию колебаний в этом приборе осуществляют трехкомпонентной установкой типа XYZ , которая имеет возможность поворачиваться внутри герметичного корпуса относительно его оси, что позволяет ориентировать установку в любом требуемом азимуте. Для работы в необсаженных скважинах тогда же на макетном уровне разрабатывали устройства, использующие магнитное поле Земли. Гироскопический или магнитный блок ориентации со следящим приводом позволяет на каждой точке наблюдений определять азимут ориентировки датчиков в пространстве и принудительную дистанционную ориентацию каждого датчика в заданном направлении.

К концу 80-х годов совместными усилиями ИГиГ СО АН СССР, трестом «Сибнефтегеофизика» и СибКБ НПО «Нефтегеофизика» был разработан многоточечный трехкомпонентный зонд с цифровой системой преобразования и передачи сейсмической информации по кабелю [Лебедев, Болотов и др., 1987]. Отличительной особенностью этой аппаратуры является магистрально-модульный принцип ее построения и программный способ управления работой отдельных блоков зонда ВСП с помощью встроенного микропроцессора. Это позволило унифицировать систему связей в зонде, обеспечить гибкость перестройки аппаратуры при изменении ее функций и модернизации отдельных узлов, а также автоматизировать управление работой скважинных приборов и повысить надежность аппаратуры путем диагностирования ее текущего состояния и исключения ошибок оператора. Аппаратура состоит из наземной и скважинной частей, соединенных между собой трехжильным кабелем. Каждый из приборов зонда состоит из блока преоб-

разований, электромеханического прижима и блока ориентации с входящим в него трехкомпонентным блоком сейсмоприемников. Наземная часть аппаратуры состоит из блока управления и блока питания. Блок управления обеспечивает формирование команд управления скважинными приборами, индикацию текущего состояния их узлов, прием и передачу цифровой информации по кабелю, а также преобразование цифровых данных, поступающих из скважинных приборов, в аналоговую форму. Погрешность ориентации скважинных приборов в данной аппаратуре не превышает $\pm 5^\circ$.

Функционально наиболее совершенным является, по мнению разработчиков, шестиприборный трехкомпонентный зонд МОСТ с принудительной гироскопической ориентацией [Лебедев, Суздальницкий и др., 1987]. Для определения азимута ориентировки датчиков в пространстве и принудительной дистанционной установки их в заданном направлении служит блок ориентации. Блок состоит из системы гиросtabilизации на основе свободного гироскопа и сельсинной системы дистанционной передачи угла, передающей на земную поверхность информацию о положении прибора и точке наблюдения, а также следящего исполнительного механизма, который по командам наземного блока ориентирует трехкомпонентную установку в заданном азимуте.

На базе аппаратуры МОСТ теми же разработчиками были предложены: многоприборный ориентированный трехкомпонентный скважинный зонд с цифровой системой управления и передачи данных; скважинный трехкомпонентный зонд с магнитной ориентацией (СТО-М) и трехкомпонентный зонд с взаимной ориентацией скважинных

приборов и передач информации посредством время-импульсной модуляции (ВИМ).

В скважинном приборе СТО-М с ориентацией сейсмоприемников по магнитному полю Земли система ориентации выполнена на основе феррозондового дифференциального датчика, который служит нуль-органом магнитного поля Земли, и для исключения влияния вертикальной составляющей поля находится в маятниковом подвесе. В приборе использована импульсная следящая система с электродвигателем, который устанавливает ось датчика в направлении запад-восток. Блок сейсмоприемников перед работой на скважине может быть установлен на заданный угол относительно оси феррозондового датчика и во время отработки скважины сохраняет заданный азимут. Чувствительность следящей системы ориентации не превышает $\pm 1^\circ$, а погрешность ориентации не превышает 5° . Аппаратура снабжена схемой проверки идентичности сейсмических каналов на собственный процесс [Иванов, Шехтман, 1980].

Ряд недостатков, присущих устройствам с принудительной ориентацией (главный из них – сложность конструкции), заставлял отказаться от ориентирования установки непосредственно в скважине и ограничиться только определением ее фактического положения, а сами ориентированные записи получать на дневной поверхности с применением специального электронного ориентатора [Гальперин, 1977]. Приборы без принудительной ориентации проще по конструкции, чем приборы с принудительной ориентацией. При этом записи, полученные трехкомпонентной установкой, можно путем простых линейных преобразований перевести в записи, которые идентичны записям, получен-

ным при использовании принудительной ориентации.

Способы передачи сигналов на поверхность и технические характеристики современных зондов ВСП

В аппаратуре ВСП применяются системы связи с преобразованием спектра частот сигналов и без преобразования.

Системой связи без преобразования спектра частот называют систему с проводным разделением каналов, в которой сигналы от сейсмоприемников поступают в линию связи (геофизический кабель) без модуляции (без изменения спектра), а системой связи с преобразованием спектра частот – систему с модуляцией.

На начальных этапах развития метода ВСП, когда трехкомпонентные зонды ВСП были преимущественно одноточечными, семижильного кабеля вполне хватало для неискаженной передачи сейсмических сигналов на земную поверхность.

и частотный диапазоны, а также линейность преобразования сигналов.

Первый в России цифровой трехкомпонентный зонд ВСП создавался в 1983-1996 г.г. в НИИМоргеофизике (аппаратура «Вектор-1»). Эта аппаратура была положена в основу разработанного в 1997-2008 г.г. в ООО «Ингеосейс» 24-канального цифрового 6-точечного зонда «Вектор-2».

В каждом приборе этого зонда, снабженном электромеханическим прижимом (усилие прижима в 8-10 раз превышает вес прибора), размещается трехкомпонентная симметричная установка с четвертым контрольным вертикальным прибором, причем все 4 электродинамические сейсмоприемника – типа СВ2-10ЦТ. Технические характеристики аппаратуры «Вертикаль» таковы [Мирзоян, 2010]:

Динамический диапазон регистрации, дБ, не менее	150
Рабочий диапазон частот (АЧХ) сквозного тракта, Гц	5-250
Уровень шумов, приведенных ко входу аналого-цифрового тракта, мкВ, не более	0.1
Шаг квантования, мс	1
Количество разрядов преобразования	24
Скорость передачи по кабелю, кбит	260
Неидентичность аналого-цифрового тракта, %	0.15
Диапазон рабочих температур °С	-10 + 120
Гидростатическое давление, МПа	110
Масса одного сейсмического модуля в сборе, кг, не более	15
Диаметр исследуемых скважин, мм	108-350

Из разработок зондов ВСП с преобразованием спектра частот наибольший интерес со временем стала представлять многоканальная система с разделением каналов во времени и время-импульсной модуляцией (ВИМ). Эта система, не утратившая актуальности и в настоящее время, позволила создать зонд с высокой надежностью и малыми габаритами приборов, причем с передачей информации по одно- и трехжильному бронированному кабелю [Карус и др., 1976]. Она обеспечивает необходимые для скважинной сейсморазведки динамический

и других отечественных цифровых трехкомпонентных зондов, разработанных в 90-е годы, стоит указать трехточечный зонд АМК-ВСП, разработанный совместно организациями ОАО НПП «ВНИИГИС», ЗАО НПФ «ГИТАС» и ЗАО НПФ «СейсмоСет Сервис» (г. Октябрьский, Республика Башкортостан). В дальнейшем этими же организациями была разработана аппаратура АМЦ-ВСП-3-48, получившая наибольшее распространение в России и ближнем зарубежье.

Сравнительные испытания отечественных зондов ВСП, разработанных в 90-

х годах, позволили определить их достоинства и недостатки, а также наметить пути их дальнейшего совершенствования [Воцалевский и др., 1998]. На момент этих испытаний было установлено, что по термостойкости отечественные зонды явно уступают зарубежным [Гальперин, 1994], однако в среднем меньшие значения таких важных механических параметров, как длина и масса прибора, способствуют более устойчивому по отношению к помехам приему колебаний. Сравнение зондов проводилось по

скорость не удовлетворяла требованиям уровневого ВСП с многократными наблюдениями на фиксированных глубинах приема. Общий вывод, касавшийся четырех представленных к испытаниям трехкомпонентных зондов ВСП, состоял в том, что необходимо очень осторожно оценивать возможности их использования при решении тонких динамических задач метода ВСП.

Технические характеристики выпускаемой в настоящее время аппаратуры АМЦ-ВСП таковы [Ленский и др., 2012]:

Число приемных модулей в зонде	не более 30
Конструкция узла сейсмоприемников	трехкомпонентная ортогональная
Тип применяемых сейсмоприемников	OMNI-15 Гц (всенаправленные)
Максимальная длина трассы для каждого канала в одном цикле измерений	16 000 выборок
Шаг дискретизации сигналов, мс:	
вариант 1	0.5, 1, 2, 4
вариант 2	0.25, 0.5, 1, 2
вариант 3	0.125, 0.25, 0.5, 1
Динамический диапазон преобразования	150 дБ
Инструментальный шум, мкВ, не более	0.1 мкВ
Число каналов регистрации наземных сигналов	8
Электропитание	220 В, 50 Гц
Габаритные размеры, вес применяемого модуля	1250 мм, 50 мм, 10 кг
Усилие на конце рычага прижимного устройства, килограмм-сила, не менее	85
Максимальное гидростатическое давление, МПа	100
Максимальная температура эксплуатации	120°C

эксплуатационным качествам, частотным характеристикам, направленности, помехоустойчивости и чувствительности. Испытания показали, что наиболее отработанной и продвинутой конструкцией отличался зонд АМК-ВСП, обладавший рядом несомненных достоинств (малая масса, высокая чувствительность каналов, большой динамический диапазон цифровых преобразователей сигнала, помехоустойчивость). Было рекомендовано доработать зонд, главным образом в части борьбы с паразитными вращательными колебаниями и ускорения передачи данных по линии связи, поскольку на момент испытаний эта

Аппаратура АМЦ-ВСП работает с любым типом геофизического бронированного кабеля, включая одножильный. В ней возможен дополнительный контроль глубины с помощью встроенного модуля гамма-каротажа. Она может работать с различными системами синхронизации возбуждения сейсмических колебаний типа CCB, SDS-S, SGD-S, Pelton и др. Имеющееся в ее составе технологическое программное обеспечение позволяет, кроме осуществления функций управления и контроля взаимодействия узлов аппаратуры, проводить работы любыми модификациями метода ВСП с фиксированными и подвижными

источниками колебаний. Эта аппаратура в настоящее время лидирует на российском рынке (к 2010 году выпущено 50 комплектов).

На начальных этапах развития многоканальных систем передачи сигналов от зондов ВСП на поверхность, когда цифровые технологии были развиты недостаточно, ВИМ рассматривалась многими как альтернатива прямой передаче сигналов по кабелю, а также непосредственной оцифровке сигналов в зонде. С переходом к цифровым зондам ВСП открылась уникальная возможность исключения искажений сигналов при прохождении их по геофизическому кабелю. Еще одна причина потенциально более высокой помехоустойчивости цифровых зондов состоит в том, что в них единственным элементом аналогового тракта является усилитель. Создание же высокостабильного усилителя, по мне-

нию разработчиков, трудностей не представляет [Чигрин, 2010].

Однако зонды ВСП с использованием ВИМ как способа передачи сигнала по кабелю все еще занимают на рынке свою нишу [Багмут и др., 2008; Багмут и др., 2011]. Абсолютное преимущество зондов с ВИМ над цифровыми состоит в их большей термостойкости и в этом - одна из основных причин их востребованности. Пока не создана цифровая элементная база высокой термостойкости, выносить приговор зондам ВИМ еще рано. Тем более, что примеров получения качественных результатов этими зондами, причем в глубоких «горячих» скважинах, предостаточно.

Об уровне современной скважинной сейсмической аппаратуры, выпускаемой за рубежом, можно судить по техническим характеристикам разработанных фирмой Серсель систем GeoWavesTM,

▼ Табл. 2.

Характеристики	Тип зонда		
	GeoWaves TM	SlimWave TM	MaxiWave TM
Максимальное число приборов (уровней) в зонде	32	12	100
Тип геофона	SMC1850 15 или 30 Гц	Omni 2400 15 Гц или SMC 1850 30 Гц	SMC1850 15 или 30 Гц
Монтаж датчика	Фиксированный или шарнирно подвешенный SMC1850 15 10Гц	Фиксированный	Фиксированный
Развертывание на скважине	Стандартное	Стандартное	Специальный барабан
Мгновенный динамический диапазон, дБ	123	122	122
Минимальный диаметр (без башмаков), мм	79	43	89
Максимальный диаметр скважины, мм	408	244	279
Длина прибора, мм	1262	1110	440
Вес прибора, кг	21	6.5	8
Отношение силы прижима к весу прибора	>10	>10	>4
Температура рабочая, °C	170	135	135
Температура пиковая, °C	180	150	150 (175 – в разработке)
Макс. рабочее давление, мПа	150	100	120

SlimWave™ и MaxiWave™. При разработке этих цифровых систем, использующих передачу информации в реальном времени, учитывали требования стоимости, эффективности, экономии времени, надежности, многоканальности, высокого качества сигнала и широкого диапазона частот. Во всех этих системах использован 24-разрядный сигма-преобразователь при шаге дискретизации, равном 0.25, 0.5, 1, 2 и 4 мс, а корпуса приборов зондов ВСП изготовлены из титана. О характеристиках каждого из зондов можно судить по приведенной выше таблице (взята из рекламных проспектов фирмы Серсель - Табл.2)

С целью микросейсмического мониторинга действующих скважин в фирме Серсель разработан комплект скважинных приборов на трубах НКТ (STPG), а также комплект приборов, размещаемых за обсадной колонной (STPG).

Комплект (зонд) STPG устанавливают в эксплуатируемых скважинах для оптимизации процесса закачки/добычи на уровне коллектора. Предполагается его использование для мониторинга гидро-разрыва пласта (ГРП) в исследуемой скважине. Колонна НКТ с вмонтированными в нее трехкомпонентными сейсмоприемниками позволяет проводить исследования в сильно искривленных скважинах. Аналогичное техническое решение используется в многоуровневой системе наблюдений, разработанной Паулссоном и др. [Paulsson et al., 2004].

Комплект (зонд) SCPG устанавливают за обсадной колонной перед цементированием затрубного пространства во вновь пробуренных скважинах с целью постоянного микросейсмического мониторинга нагнетания, эксплуатации и напряжения в течение всего срока эксплуатации коллектора.

Пути повышения качества записей ВСП

К настоящему времени работы ВСП проводят во всем мире исключительно трехкомпонентными зондами. Метод ВСП уже давно превратился в многоволновой метод, в котором наряду с продольными волнами используют обменные и поперечные волны. Однако на пути к полноценному использованию тех возможностей, которые обещает неискаженная регистрация волн внутри среды, стоит низкое качество полевых записей, которое, к сожалению, всё больше становится правилом, чем исключением [Шехтман и др., 2008]. Тем самым многие возможности последующей обработки, нацеленной на изучение тонких кинематических и динамических характеристик сейсмических волн, остаются нереализованными.

В настоящее время в методе ВСП отсутствуют пакеты программ, позволяющие объективно и своевременно оценить качество получаемых записей. Операторы, оценивающие качество записей в процессе проведения работ на скважине, принимают в учет лишь записи, зарегистрированные вертикальными приборами зонда (z-компонента). Но даже и после завершения работ оценка качества записей, полученных различными компонентами зонда, далека от совершенства. Опирается такая оценка, как правило, на формальную возможность регистрировать в методе ВСП область отсутствия сигнала до вступлений полезных волн и волновое поле, регистрируемое в последующей части записи непосредственно после этих вступлений. Процесс подобной оценки качества записей ВСП, осуществляемой автоматически, причем с использованием для количественной оценки лишь одного параметра – интенсивности записи, не учитывает тот непреложный факт, что сразу же после вступлений могут наблюдаться не полезные волны, а

помехи технического характера (технические помехи), обусловленные различными причинами. Поэтому отношение интенсивности записи, регистрируемой после вступлений прямой волны, к интенсивности шумов, регистрируемых до вступлений, может вовсе не соответствовать количественной оценке отношения сигнал/помеха. Имеются примеры того, как на этапе приемки материалов с оценкой «отлично» принимались записи горизонтальных компонент зонда, которые следовало бы оценить как брак. Получилось это именно оттого, что для автоматической оценки качества записей использовали только что описанный критерий. Поэтому предпринимаются усилия, направленные на восполнение пробела, касающегося оценки качества записей ВСП [Шехтман, Нарский, 2011]. Конкретная задача при этом состоит в разработке алгоритмов оценки качества записей, опирающихся на кинематические и динамические параметры технических помех, регистрируемых в скважине.

Научно обоснованные способы конструирования скважинных приборов, позволяющие избежать появления паразитных колебаний при работах ВСП, известны с давних пор [Aronstam, Yasuda, 1987], так же как давно известны упомянутые выше способы подавления паразитных вращательных колебаний.

В настоящее время наиболее слабым звеном при оценке качества записей ВСП, особенно записей на горизонтальных компонентах скважинных приборов, является количественная оценка. С точки зрения качественной оценки записей больших проблем не возникает, если такая оценка осуществляется компетентными специалистами. Создание независимой экспертизы и развитие супервайзерства в методе ВСП способны были бы развернуть разработчиков аппаратуры и ее пользователей к более внимательно-

му отношению к обеспечению высокого качества записей при помощи технических средств [Шехтман, 2011].

Литература

Багмут В.А., Багмут А.В., Рюмин В.А. О чувствительности, динамическом диапазоне и глубине применения скважинной аппаратуры ПМ ВСП // Технологии сейсморазведки. 2008. № 1. С. 99-107.

Багмут В.А., Рюмин В.А., Багмут А.В. О реальных и мнимых преимуществах цифровых зондов для вертикального сейсмического профилирования // Технологии сейсморазведки. 2011. № 4. С. 118-122.

Виноградов Ф.В. Некоторые результаты опробования скважинного трехкомпонентного сейсмоприемника с автоматической ориентировкой // Поперечные и обменные волны в сейсморазведке. 1967. С. 141-145.

Виноградов Е.А., Чигрин А.Д. Порог чувствительности аппаратуры ВСП // Технологии сейсморазведки. 2006. № 3. С. 90-95.

Воронин Ю.А., Жадин В.В. О частотных искажениях сейсмического сигнала при регистрации трехкомпонентным скважинным сейсмоприемником // Геология и геофизика. 1964. № 3. С. 154-156.

Воцалевский З.С., Лабковский Б.З., Шехтман Г.А., Тараненко В.В. Сравнительные испытания зондов ВСП // Геофизический вестник. 1998. № 7. С. 10-18.

Гальперин Е.И. Поляризационный метод сейсмических наблюдений // М.: Недра, 1977. 279 с.

Гальперин Е.И. Вертикальное сейсмическое профилирование: опыт и результаты // М.: Наука, 1994. 320 с.

Жадин В.В. Трехкомпонентные измерения амплитуд и скоростей распространения продольных и поперечных волн в глубокой скважине // Геология и геофизика. 1960. № 10. С. 129-136.

Иванов М.П., Шехтман Г.А. Устройство для проверки идентичности сейсмических каналов // Разведочная геофизика. – М., Недра. Вып. 91. 1980. С. 51-56.

Карус Е.В., Руденко Г.Е., Худзинский Л.Л. Трехкомпонентный четырехточечный скважинный зонд и некоторые результаты его опробования // Геология и разведка.

1978. № 3. С. 147-154.

Куповых П.Н., Гогоненков Г.Н., Рябков В.В., Благов В.В. Скважинный сейсмический прибор. Авторское свидетельство СССР № 254803, кл. G01 V 1/16, 1967.

Лебедев К.А. Многоволновые сейсмические исследования в глубоких скважинах // Многоволновые сейсмические исследования, 1987, Новосибирск, наука, 87-92.

Лебедев К.А., Болотов Ю.А., Авербух В.А., Воевода В.В. Цифровой трехкомпонентный зонд с гироскопической ориентацией // Многоволновые сейсмические исследования. 1987. Новосибирск, Наука. С. 97-103.

Лебедев К.А., Суздальницкий Ф.М., Максимов В.И., Меньтюков А.А., Сафиуллин Г.Г. Скважинная трехкомпонентная аппаратура // Многоволновые сейсмические исследования. 1987. Новосибирск, Наука. С. 103-108.

Ленский В.А., Мамлеев Т.С., Даниленко В.Н. Скважинная сейсморазведка // М.: ВНИИГеосистем, 2012. 312 с.

Мирзоян Ю.Д. Исследование и развитие поляризационного метода вертикального сейсмического профилирования на акваториях: Дис. ... докт. тех. наук. Краснодар, Кубанский гос. ун-т, 2010, 102 с.

Чигрин А.Д. К вопросу о динамическом диапазоне и использовании времени импульсной модуляции в методе ВСП // Технологии сейсморазведки. 2010. № 4. С. 91-95.

Шехтман Г.А. Супервайзерство в методе ВСП: пределы возможного // Приборы и системы разведочной геофизики. 2011. № 1, С.18-22.

Шехтман Г.А., Каплунов А.И. О влиянии силы прижима скважинных приборов на характер регистрируемых сигналов при вертикальном сейсмическом профилировании (ВСП) // Прикладная геофизика, 1974, вып. 73. С. 95-101.

Шехтман Г.А., Касимов А.Н., Редекон В.А. Скважинный сейсмический прибор. Патент РФ № 2444030 от 21.12.2010.

Шехтман Г.А., Касимов А.Н. Скважинный сейсмический прибор. Патент РФ № 2503978 от 16.08.2012.

Шехтман Г.А., Коробов В.И., Курасов М.И. Скважинный сейсмический прибор.

Авторское свидетельство СССР № 1073725, кл. G01 V 1/40, 1984.

Шехтман Г.А., Кузнецов В.М., Редекон В.А. Низкое качество полевых записей – причина нереализованных возможностей многоволнового ВСП // Тезисы доклада на научно-практической конференции «Гальперинские чтения – 2008».

Шехтман Г.А., Курасов М.И., Корнилин Б.П. Скважинный сейсмический прибор. Авторское свидетельство СССР № 1448902, кл. G01 V 1/40, 1986.

Шехтман Г.А., Курасов М.И. Прижимное устройство для скважинного сейсмического прибора. Авторское свидетельство СССР № 1702334, 1991.

Шехтман Г.А., Нарский Н.В. Факторы, влияющие на качество данных вертикального сейсмического профилирования // Технологии сейсморазведки. 2011. № 2. С. 59-69.

Aronstam P.S. and Yasuda K. A new generation of borehole receivers // Presented at the 49th EAGE Annual Meeting. – Belgrad, 1987.

Beydoun W.B., 1984, Seismic tool-formation coupling in boreholes, in Toksöz, M.N., and Stewart, R.R., Eds., Vertical seismic profiling, Part B: Advanced concepts: Geophysical Press, 177-188.

Gaiser J.E., Fulp T.J., Petermann S.G., and Karner G.M. Vertical seismic profile sonde coupling. – Geophysics, 1988, vol. 53, NO. 2, P. 206-214.

Hardage B.A. Vertical seismic profiling: principles. Third updated and revised edition. – PERGAMON, 2000, P. 552.

Hardage B.A., DeAngelo M.V., Murray P.E., Sava D. Multicomponent seismic technology. – Society of Exploration Geophysicist, 2011, P. 318.

Heath B. Time to re-evaluate our approach to 3C land seismic acquisition // First Break, 2, 2007, 51-59.

Li J. and Ronen S. Estimating and correcting of tilted multicomponent receivers. – EAGE 67th Conference & Exhibition, Madrid, Spain, 2005.

Paulsson B., Karrenbach M., Milligan P., Goetz A., and Hardin A. High resolution 3D seismic imaging using 3C data from large downhole seismic arrays // First Break, 2004, 10, P. 73-83.

Вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП) на геофизических симпозиумах SEG Хьюстон 2013 г и EAGE Амстердам 2014 г

■ Шнеерсон М.Б., РГГУ нефти и газа, Жуков А.П., ООО ГСД, г. Москва

Вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП), применяемое для изучения и анализа возбуждаемых и регистрируемых волновых полей, детального освещения строения прискважинного пространства и определения физических свойств пород, получило повсеместное практическое применение и достаточно широко представлено на геофизических симпозиумах. На симпозиумах SEG в Хьюстоне 2013 г и EAGE в Амстердаме 2014 г доклады, посвященные этому методу разведочной геофизики, были доложены на нескольких секциях, и по своему содержанию охватывали вопросы аппаратуры и методики проведения скважинных сейсмических наблюдений, обработки материалов и решения некоторых практических задач. Содержание этих докладов в определенной степени отражает основные направления развития ВСП за рубежом и их рассмотрение может представлять интерес для отечественной геофизики.

1. Расширение частоты возбуждаемых колебаний

Расширение частотного диапазона возбуждаемых колебаний до 5 – 6 октав, широко обсуждаемое и применяемое в наземной вибрационной сейсморазведке, получает применение и при работах ВСП на суше. Общепринятая технология работ предусматривает возбуждение колебаний в полосе частот от 8 – 10 Гц до 80 – 100 Гц, т.е. в пределах 3,0 – 3,5 октав. Современные подходы к качеству материалов и результатам их обработки и интерпретации требуют расширения полосы частот регистрируемых колебаний до 5 – 6 октав. Практика показывает, что это позволяет увеличить глубинность разведки, снизить уровень корреляционных шумов и повысить отношение сигнал/помеха, а в итоге получить более качественные и достоверные результаты инверсии. Анализ возможности расширения октавности вибрационных записей показал на перспективность смещения частоты возбуждаемых колебаний в сторону низких (до 1 – 4 Гц), а не высоких частот. Обусловлено это наличием частотно – зависимого затуханием волн, что делает практически нереальным

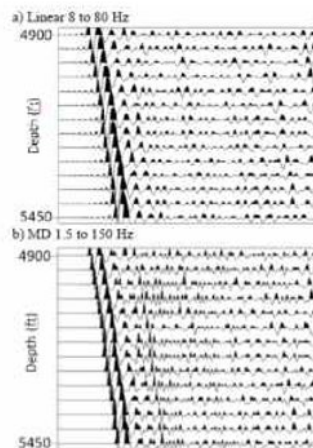
удвоение верхнего диапазона частот до 250 – 300 Гц при поисково-разведочных работах на нефть и газ и даже при регистрации волн в скважинах. При уходе в сторону низких частот имеется практическая возможность достижения желаемой октавности записей. Так, например, при начальной частоте 4 Гц для получения шестиоктавного управляющего сигнала конечная частота должна быть равной 130 Гц, что вполне приемлемо.

Однако, переход на низкие частоты сопряжен с необходимостью преодоления определенных технологических трудностей и при скважинных наблюдениях, связанных с особенностями работы вибраторов на низких частотах. Применительно к работам ВСП это требования: к транспортной базе – мобильность с учетом возможных больших расстояний между скважинами, к вибратору – обеспечение заданного широкого частотного диапазона возбуждаемых колебаний и значительных усилий воздействия на среду из-за того, что в большинстве случаев при работах на скважине отказываются от группирования источников и ограничиваются одним, но мощным излучателем.

В докладе «Повышение разрешенности наземных записей ВСП на основе применения широкополосных вибрационных источников, Improving land VSP resolution through the use of broad band vibroseis source, T. Dean, J. Tubett, M. Pickett, D. Lane» [1] приведены материалы по созданию и экспериментальному опробованию широкополосного вибратора с учетом особенностей проведения скважинных сейсмических наблюдений. В нем отмечается, что сейсмический вибратор, как источник колебаний, оптимален для работ ВСП, т.к. он обеспечивает хорошую повторяемость воздействия и текущий контроль параметров излучаемых колебаний по уровню и частоте и весьма эффективен по стоимости.

Под излучатель для ВСП в качестве транспортной базы выбран восьмиосный автомобиль повышенной грузоподъемности и проходимости для размещения на нем мощного гидравлического вибратора, позволяющего работать в одиночном режиме, и способного передвигаться по шоссейным и грунтовым (в пустынных районах) дорогам на значительные расстояния и подъезжать непосредственно к скважинам. Эффективное возбуждение низких частот обеспечивается увеличением инерционной массы излучателя (с 5800 фунтов до 8490 фунтов) и веса пригруза. Для возбуждения сдвинутых в сторону низких частот колебаний применен нелинейный свип-сигнал «максимальной длительности», позволяющий генерировать волны, начиная с 1.5 Гц. Новый излучатель был опробован при работах на одной из скважин с регистрацией волн в первых и последующих вступлениях. Материалы скважинных наблюдений, которые были проведены в интервале глубин от 350 до 7500 фт с шагом 50 фт со стандартным (8 – 80 Гц) и

расширенным в сторону низких частот (1,5 – 150 Гц) свипами, иллюстрируют работоспособность вибратора и возможность получения более разрешенных и лучших по качеству записей в первых и последующих вступлениях (Рис. 1).



▲ Рис. 1. Записи волн в первых и последующих вступлениях, полученных с линейным (a) и расширенным в сторону низких частот (b) свипами

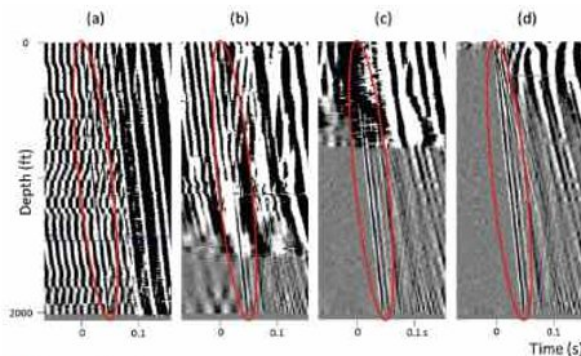
2. Опробование оптико-волоконных распределенных приемных систем (DAS, distributed acoustic sensing) при работах в скважинах.

Определенные перспективы совершенствования приемных устройств в сейсморазведке авторы связывают с использованием оптико-волоконных систем, позволяющих осуществить непрерывную регистрацию волн по стволу скважины. Их основные преимущества - относительно низкая стоимость, возможность создания больших приемных групп и простота применения, а недостатки - высокий уровень шумов, что требует применения специальных способов для их ослабления и трудности с определением положения регистрирующего сегмента кабеля.

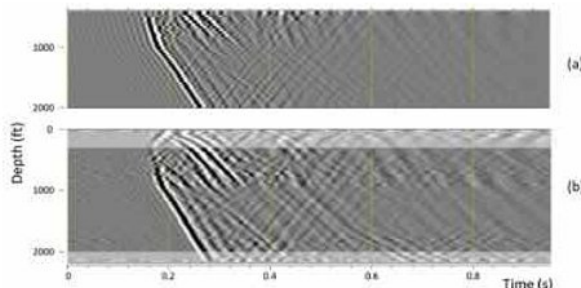
В докладе «Вертикальное сейсмическое профилирование со смешанным оптико – электрическим кабелем, Multivertical seismic profile acquisition with

hybrid optical-electric wire cable A.H. Hartog, B. Frignet, D. Mackil, W. Allard» [2] приведены результаты работ по использованию такого кабеля с гетеродинным преобразованием регистрируемых сигналов при наблюдениях в двух скважинах глубиной 330 и 660 м. Для получения сопоставимых данных был изготовлен смешанный оптико-электрический кабель, который имел три оптических волоконных канала и стандартную для сейсмических работ в скважине электрическую линию передачи данных. Возбуждение колебаний осуществлялось пневмо-источником и стандартными вибратором на небольших удалениях от устья скважин. Волны регистрировались с шагом 15 м по стволу в обеих скважинах. Записи со стандартным кабелем были хорошего качества. При опробовании оптико-волоконного кабеля возникла необходимость обеспечения его хорошего контакта со стенками скважины. Это было реализовано путем изменения (от максимального до оптимального) его натяжения. На рис. 2 приведены полученные сейсмические материалы. Из них следует, что при полном натяжении кабеля (рис.2а) доминируют резонансные колебания, которые полностью маскируют вступления продольных волн. Последовательное ослабление натяжения привело к улучшению контакта кабеля со средой и возможности регистрации волн по всему стволу скважины (рис. 2b,c,d). После получения хороших материалов на практически нулевых выносах от устья скважин были выполнены наблюдения на удалениях от 160 до 750 м со стандартным и новым оборудованием. На рис. 3 приведены соответствующие сейсмограммы, иллюстрирующие практически одинаковое качество, полученных материалов.

В докладе «Экспериментальные



▲ Рис. 2. Записи волн в первых вступлениях при различных натяжениях кабеля

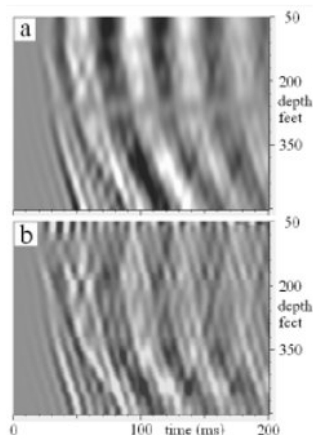


▲ Рис. 3. Волновое поле, зарегистрированное стандартным (a) и оптико-волоконным оборудованием (b)

непрерывные скважинные наблюдения с оптико-волоконным кабелем на одной из площадей на Аляске, A Permanent Borehole Fiber-optic Distributed Acoustic Sensing experiment, Q. Li, B. Hornby, J. Konkler» [1] приведены результаты регистрации волн оптико-волоконным приемным устройством (DAS) в скважине в интервале глубин от 50 до 500 футов с шагом по глубине 30 футов и стандартными приемниками продольных волн. Колебания возбуждались вибратором в отдельных точках наземного профиля протяженностью около 2 км через каждые 60 футов.

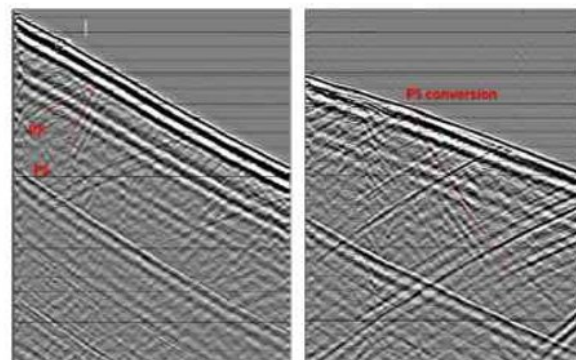
Сопоставление полученных материалов показало практическую идентичность записей, полученных с приемниками DAS и со стандартными вертикальными сейсмоприемниками.

Результаты наблюдений 3D ВСП, проведенных одновременно в двух инъекторных скважинах с распределенными акустическими системами DAS на



▲ Рис. 4. Записи волн в скважине, полученные со стандартными Z (a) и DAS (b) приемниками.

одном из глубоководных месторождений в 2012 году, приведены в докладе «Применение оптоволоконных кабелей сделало возможным проведение наблюдений 3D ВСП на глубоководном месторождении, Dual-Well 3D VSP in Deepwater Made Possible by DAS, Mateeva, J. Mestayer, Z. Yang, J. Lopez, P. Wills, J. Roy, T. Bown [1]. Оптоволоконные кабели были размещены в скважинах для контроля за давлением и температурой в них и они были использованы для регистрации волн. Кабели были прикреплены к обсадке и перекрывали практически всю глубину скважин. Возбуждение колебаний проводилось другой компанией, что определило необходимость непрерывной регистрации волн. Выделение же требуемых записей проводилось по временам производства воздействий. Качество записей оказалось хорошим и удовлетворительным. Несколько более зашумленными оказались записи на небольших глубинах. Применение соответствующих способов повышения отношения сигнал/помеха позволили выделить на сейсмограммах первые и последующие вступления волн, а ниже обсадки - отраженные PP и PS волны, а также кратные волны, образованные на границе вода – воздух. На рис. 5 приведе-



▲ Рис. 5. Примеры записей, полученные с оптоволоконным кабелем

ны полученные сейсмограммы, иллюстрирующие качество полученных записей.

В заключении отмечено, что только применение оптоволоконных кабелей сделало возможным проведение наблюдений 3D ВСП в инъекторных скважинах. Этим и определяется значимость и перспективность применения оптоволоконной техники в сейсморазведке.

3. Смешанная (blended) технология работ

Стремление к повышению производительности сейсморазведки привели к обоснованию целесообразности применения смешанной (blended) технологии работ при проведении полевых наблюдений, которая предусматривает одновременную, независимую работу нескольких источников колебаний на одну расстановку сейсмоприемников и последующее разделение волн на этапе обработки полученных записей. Это направление представляет значительный интерес и для скважинных наблюдений, т.к. позволяет сократить время на выполнение скважинных сейсмических наблюдений и снизить их стоимость. В двух практически идентичных по содержанию докладах «Изображение смешанных данных ВСП с использованием полно-

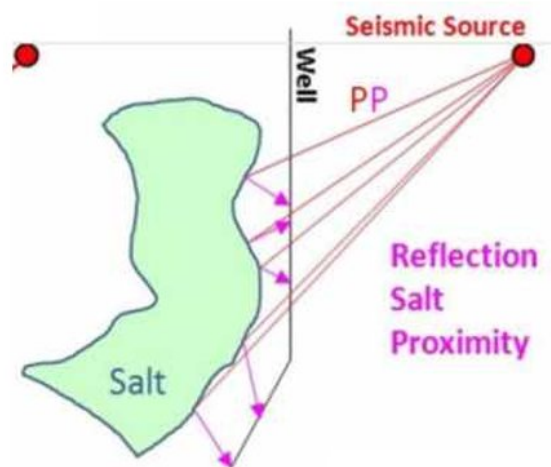
волновой миграции, Imaging blended VSP data using Full Wavefield Migration, A. K. Soni, E. Verschuur [1] и Изображение смешанных данных ВСП с использованием полно-волновой миграции в пространстве общих точек приема, Imaging of Blended VSP Data Using Full Wavefield Migration in the Common-receiver Domain, A.K. Soni, D.J. Verschuur » [2], представленных на конференциях SEG и EAGE, дано теоретическое и экспериментальное (модельное) обоснование возможности применения смешанных систем наблюдений при работах ВСП. Рассмотрены случаи смешения волновых полей при одновременной работе нескольких источников и приемников колебаний и показано, что на основе полно-волновой миграции волны с различных пунктов возбуждения могут быть разделены, что обеспечивает раздельное выделение и прослеживание волн при проведении скважинных исследований. Волны от различных пунктов возбуждения образуют взаимные помехи – шумы, однако их уровень на обработанных, результирующих материалах оказывается небольшим, поскольку они существенно подавляются в процессе проведения полноволновой миграции.

4. Околоскважинные сейсмические исследования.

Изучение и картирование боковых поверхностей сложно-построенных геологических объектов, таких как высокоамплитудные соляные купола, масштабные рифовые постройки и др., всегда были объектами прискважинных сейсмических съемок. Известные системы предусматривают регистрацию прямых проходящих волн в скважинах, пробуренных как в пределах изучаемого объекта, так и за его пределами.

В докладе «Картирование боковых поверхностей соляных куполов отражен-

ными волнами, Reflection Salt Proximity, Y. Li, B. Hewett» [1] рассматривается развитие этих способов прискважинных исследований на основе регистрации продольных отраженных от боковой поверхности соляного тела волн. Волны возбуждаются на поверхности и регистрируются трехкомпонентными сейсμοприемниками по стволу скважины. По полученным записям определяются и вычисляются времена прихода волн, их азимуты и вертикальные углы. По этим данным восстанавливаются траектории волн и находятся точки отражения на боковой поверхности оконтуриваемого тела. На рис. 6 приведена схема изучения боковой поверхности соляного тела.



▲ Рис. 6. Схема изучения боковой поверхности соляного тела

5. Повышение отношения сигнал/помеха при работах ВСП с вибраторами.

В докладе «Зависимость отношения сигнал/помеха от параметров вибрационного источника по материалам скважинных наблюдений, The relationship between the signal – to noise ratio of downhole data and vibroseis source parameters, T. Dean, J. Tulett» [2] теоретически и экспериментально рассмотрены возможные пути повышения отношения сигнал/помеха при скважинных наблюдениях с вибрационными источниками колебаний. Из теории следует, что отношение сигнал/помеха пропорционально

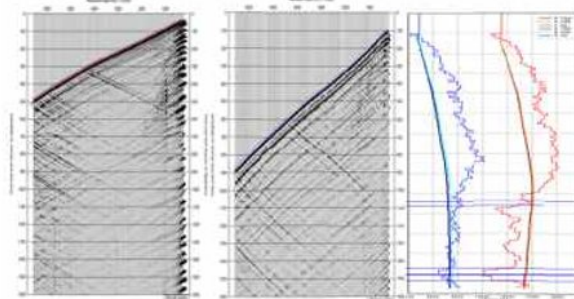
силовому воздействию излучателя на среду, помноженному на корень квадратный из длительности и числа излучаемых сигналов. Основываясь на этих соотношениях, были проведены опытные работы и получены экспериментальные данные, иллюстрирующие зависимости амплитуд волн, среднеквадратичного уровня помех и отношения сигнал/помеха от силовых параметров вибратора, длительности управляющего сигнала и числа накоплений. Наблюдения были проведены в скважине в интервале глубин от 350 до 7000 фт с шагом 50 фт. Колебания возбуждались вибратором на уровнях 35% и 70 % от максимального линейным управляющим сигналом (свином) частотой 8–80 Гц и длительностью 2, 4, 8 и 16 с. Измеряемыми параметрами были амплитуды волн (signal amplitude), среднеквадратичные значения помех (noise RMS) и отношения сигнал/помеха (snr) на прокоррелированных записях в зависимости от числа повторений (fold).

В докладе указывается, что наиболее эффективный путь увеличения отношения сигнал/помеха и, как следствие, производительности работ ВСП и снижения их стоимости – повышение уровня возбуждаемых колебаний, поскольку это единственный параметр, который обеспечивает практически линейный рост этого отношения.

6. Возбуждение S-S волн при работах с вертикальными вибраторами

В докладе «Вертикальное сейсмическое профилирование и изображения S-S волн при работах с вертикальными вибраторами, Vertical seismic profile S-S imaging with vertical vibrators, B.E. Comish, B.A. Hardage, W. Peticios, L.N. Torres, R. Zhou, D. Quinn» [2] приведены результаты работ по выделению и прослеживанию поперечных волн в глубокой скважине при возбуждении колебаний верти-

кальными вибраторами. Колебания частотой 6–130 Гц и длительностью 12 с возбуждались двумя вибраторами и регистрировались 16-ти канальным многокомпонентным (3C) зондом в интервале глубин от 2 км до 60 м с шагом 15. Одно из условий выделения поперечных S_v и S_h волн заключалось в том, чтобы движения частиц были не в плоскости, параллельной распространению волны. Обработка материалов предусматривала сначала вращение горизонтальной (H1) и ортогональной (H2) компонент до совпадения первой с направлением максимального значения продольной волны P, а затем поворот горизонтальной радиальной (HR) и трансверсальной (HR-HT) компонент до совпадения с направлением максимальной энергии поперечной волны. После этого появлялась возможность выделения и прослеживания вступлений продольной и поперечной волн для скоростного анализа. Результаты обработки приведены на рис.7.



▲ Рис. 7. Волновые поля по падающим и восходящим P (слева) и S (в центре) волнам, а также определенные по ним значения средних и интервальных скоростей (справа) по поперечным (голубые) и продольным (красные) волнам.

Литература

1. Расширенные тезисы докладов на ежегодной конференции SEG Хьюстон, 2013 г.
2. Расширенные тезисы докладов на ежегодной конференции EAGE Амстердам, 2014

Современный опыт использования ВСП-НВСП на месторождениях Западной Сибири и юге Сибирской платформы

■ Ячменёва Л.В., ООО НПК «Геопроект», г. Саратов
 ■ Коротков А.Б., ООО «Газпромнефть НТЦ», г. Тюмень

В настоящее время относительно метода ВСП/НВСП некоторые представители отечественных нефтегазовых компаний высказывают мнение об исключении модификации НВСП из практики геологоразведочных работ, аргументируя это тем, что при наличии площадных материалов МОГТ-ЗД основная задача скважинной сейсморазведки сводится к получению параметров (скоростей, поглощения, анизотропии, границ образования кратных волн), необходимых для уточнения строения разреза в межскважинном пространстве (при структурных построениях и при прогнозе фильтрационно-емкостных свойств) [1]. Однако, в существующей практике геологоразведочных работ при изучении месторождений, имеющих сложное геологическое строение, для обеспечения эксплуатационного и разведочного бурения зачастую в дополнение к наземной сейсморазведке необходим оперативный инструмент, в том числе НВСП [2]. Несмотря на отсутствие в последнее время направленных усилий для совершенствования технических и методических инструментов метода ВСП/НВСП, заложенные в нём основы [3] и сохранившаяся преемственность отечественных ресурсов (кадровая, программная), позволяют успешно решать поставленные задачи. Это мы покажем на практическом примере выполнения такого рода работ.

Хочется надеяться, что метод ВСП/НВСП в ближайшее время получит вторую жизнь, благодаря усилиям нефтегазодобывающих, а также сервисных научно-производственных компаний.

Авторы данной статьи принимали участие в обработке и интерпретации данных ВСП/НВСП, выполненных в течение одного полевого сезона 2013г. на разных площадях. Это позволило составить представление о современном уровне востребованности метода НВСП, задачах, которые ставят перед этим методом и результативности его применения.

Речь идёт о работах ВСП/НВСП по 13 скважинам, пробуренным в пределах месторождений и некоторых лицензионных участков вблизи месторождений дочерних компаний ОАО «Газпром нефть». Площади работ расположены в пределах: Надым-Пурской, Гыданской нефтеносных областей (НГО) Ямало-Ненецкого автономного округа; Фроловской, Среднеобской НГО Ханты-Мансийского автономного округа; Васюганской, Каймысовской НГО Томской области; Непско-Ботуобинской НГО (на территории Иркутской области и в пределах Республики Саха).

Полевая методика работ ВСП/НВСП на площадях Западно-Сибирской нефтегазовой провинции (по 9-ти скважинам) была следующей:

- регистрация – цифровой телеметрический 3-х компонентный зонд;
- сейсмический источник - взрывной, размещённый на глубине 10-20 м;
- количество пунктов возбуждения – 2-3;
- шаг наблюдений по стволу скважины - 10 м;
- максимальная длительность регистрации – 6000 мс;
- шаг дискретизации - 1 мс.

Полевые работы были выполнены

силами ОАО «Газпромнефть – Ноябрьск-нефтегазгеофизика» (г. Ноябрьск), СОМГЭИС филиал ОАО «Сибнефтегеофизика» (г. Новосибирск), Филиалом «Интегра - Геофизика» «Томский Геофизический трест» и ООО «Анега» (г. Уфа).

Для регистрации использовались приборы:

- АМЦ-ВСП-3-48 (ЗАО НПФ «ГИТАС», г. Октябрьский);
- АМЦ-ВСП-3-48-М5 (ЗАО НПФ «ГИТАС», г. Октябрьский);
- ВСП-24 (ООО «Специальные Геофизические Системы», г. Саратов);
- Волна ТБ (ООО «Анега», г. Уфа);
- ССП-3 (ОАО «Сибнефтегеофизика», г. Новосибирск).

При этом должны были быть решены следующие задачи:

- изучение кинематических и динамических характеристик различных типов волн во внутренних точках среды;
- литолого-стратиграфическая привязка волн;
- изучение строения околоскважинного пространства в направлении дальнего ПВ;
- прогнозирование геологического разреза ниже забоя скважины.

Кроме этого, необходимо было на основании спектрального анализа волнового поля ВСП получить высокоразрешё-

ные временные разрезы МОГТ вблизи скважины.

Удаления пунктов возбуждения от устья скважины для ближних пунктов составляли 98 - 176 м, для дальних пунктов – 1011 - 1614 м.

Глубина заложения заряда и вес заряда для возбуждения по каждой скважине и каждому ПВ определялись с учётом строения ВЧР на основании опытных работ. При этом регистрация информации проводилась, как правило, одним-тремя скважинными приборами (в интервале отсутствия резких границ), глубинными контрольными приборами для каждого ПВ и поверхностным контрольным прибором возле устья.

В Таблице 1 представлены основные параметры системы наблюдения по этим скважинам.

Полевая методика работ ВСП/НВСП на площадях Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (по 4-м скважинам) была следующей:

- регистрация – цифровой телеметрический 3-х компонентный зонд;
- сейсмический источник - взрывной, размещённый на глубине 10-20 м;
- количество пунктов возбуждения – 3-5;
- шаг наблюдений по стволу скважины - 5 м;

▼ Табл. 1. Параметры системы наблюдений ВСП/НВСП по скважинам Западно-Сибирской территории

№ п/п	№ скважины	кол-во ПВ	удаление, м			глубина взрыва, м / вес заряда, кг			интервал регистрации, м	приёмники
			ПВ1	ПВ2	ПВ3	ПВ1	ПВ2	ПВ3		
1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.
1.	85Р	2	124,0	1137,0	-	17/0.25	17/0.50	-	30-2810	АМЦ-ВСП - 3-48
2.	22Р	2	130,0	1208,0	-	19/0.25	10/0.50	-	20-3230	
3.	17ПО	2	113,0	1100,0	-	16/0.25	10/1.0	-	10-2880	
4.	608Р	2	120,5	1011,8	-	12/0.5	12/0.75	-	0-2530	АМЦ-ВСП - 3-48-М5
5.	2ПО	2	122,6	1120,7	-	12/0.25	0.5-0.75	-	0-2910	
6.	2Р	2	176,2	1023,7	-	12/0.25-0.5	0.5-0.75	-	0-2940	
7.	309ПО	2	144,0	1614,0	-	11/0.25	15/0.50	-	10-4490	ВСП - 24
8.	158П	3	97,8	1292,2	1216,3	15/0.64	11/0.96	13/0.96	10-3170	Волна ТБ
9.	1ПО	2	116,8	1352,2	-	16/0.5	21/0.5	-	10-3280	ССП - 3

- максимальная длительность регистрации – 7000 мс;
- шаг дискретизации - 1 мс.

Полевые работы были выполнены силами ООО «Востокгеофизика» (г. Красноярск) и ООО «Анега» (г. Уфа).

Для регистрации использовались приборы:

- АМЦ-ВСП-3-48-М5 (ЗАО НПФ «ГИТАС», г. Октябрьский);
- Волна ТБ (ООО «Анега», г. Уфа).

При изучении отложений венда и нижнего кембрия должны были быть решены следующие задачи:

- изучение скоростных характеристик разреза по продольным и поперечным (обменным) волнам (с оценкой азимутальной анизотропии);
- литолого-стратиграфическая привязка продольных и обменных волн;
- оценка геологического строения околоскважинного пространства по данным ВСП-НВСП-МОГТ (с использованием мигрированных разрезов НВСП по продольным и обменным волнам и разрезов продольного и поперечного импеданса), в том числе оценка нефтегазонасыщения;
- прогнозирование геологического разреза ниже забоя скважины.

Удаления пунктов возбуждения от устья скважины для ближних пунктов составляли 50 - 89 м, для дальних пунктов – 787 - 1201 м.

В Таблице 2 представлены основные параметры системы наблюдения по этим скважинам.

В качестве примера на Рис. 1 представлены исходные волновые поля (Z, X и Y-компоненты) профиля ВСП для ближнего (113 м) и для дальнего (1100 м) пунктов возбуждения по скважине № 17ПО.

На сейсмограммах Z-компонент в первых вступлениях прослеживается падающая продольная волна разной динамической формы; видны продольные падающие и отражённые волны; для удалённого ПВ – кроме продольных волн, также падающие и отражённые обменные волны, поперечная волна. Для ближнего ПВ основная энергия записи сосредоточена в интервале частот 5 - 50 Гц (см. Рис. 1 А), преобладающая частота – около 12 Гц. Для дальнего ПВ спектр смещается в более низкочастотную область (см. Рис. 1 Б).

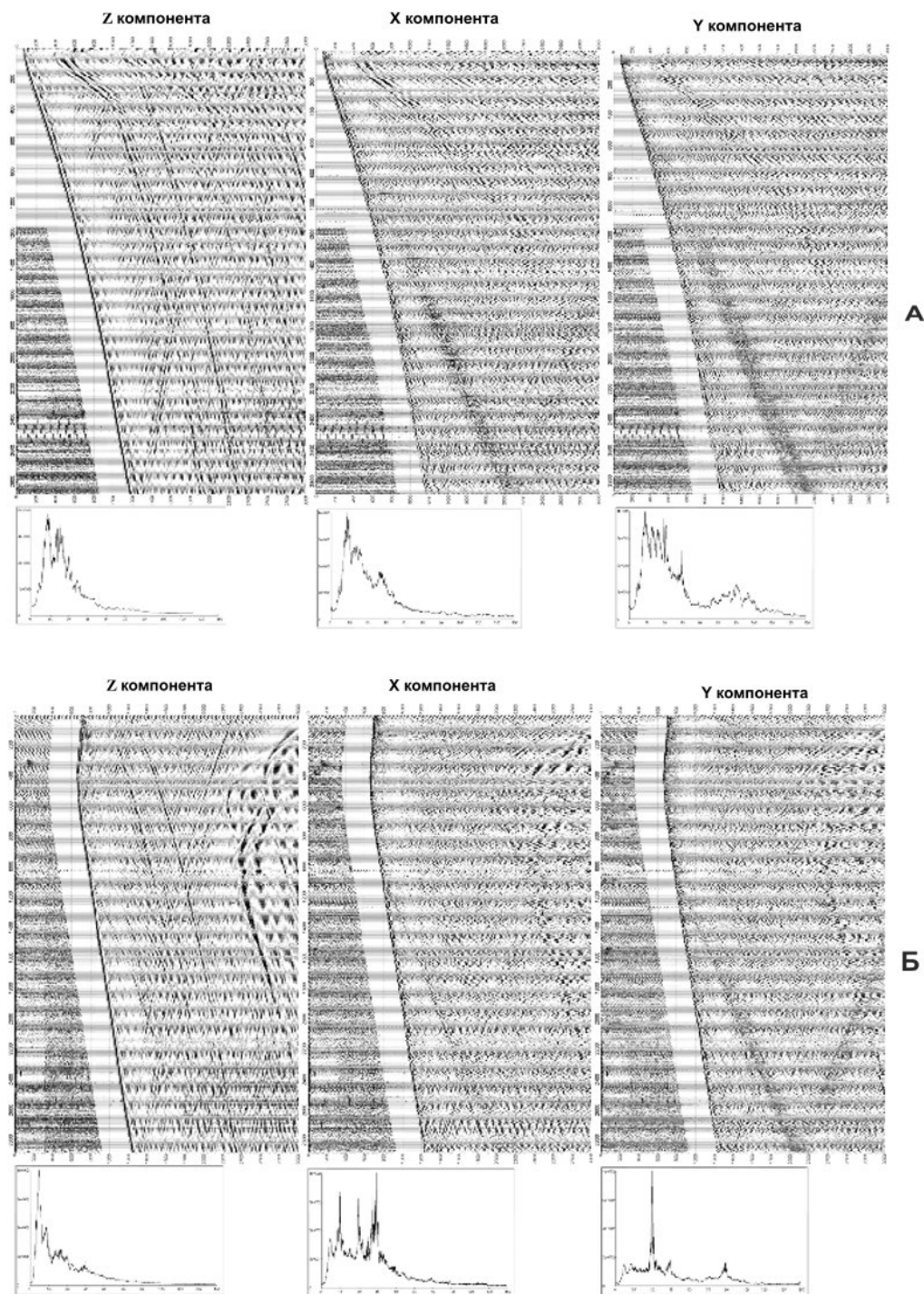
Поля X, Y-компонент являются неориентированными. На сейсмограммах видны интенсивная поперечная волны, гидроволна.

Пример волновых полей в других сейсмогеологических условиях показан на Рис. 2: исходные волновые поля (Z, X и Y-компоненты) профиля ВСП для ближнего (82,8 м) и для дальнего (856,6 м) пунктов возбуждения по скважине № 1П.

Спектральный состав волнового поля

▼ Табл. 2. Параметры системы наблюдений ВСП/НВСП по скважинам Непско-Ботубобинской территории

№ п/п	№ скважины	кол-во ПВ	удаление, м					глубина взрыва, м / вес заряда, кг					интервал регистрации, м	приёмники
			ПВ1	ПВ2	ПВ3	ПВ4	ПВ5	ПВ1	ПВ2	ПВ3	ПВ4	ПВ5		
1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.	14.	15.
1.	1П	5	82,8	895,8	856,6	887,7	789,0	12/ 0.32	8/ 0.64	8/ 0.64	8/ 0.64	8/ 0.64	5-1745	Волна ТБ
2.	3Р	5	50,4	1004,7	787,3	771,2	1022,0	13/ 0.5	11 1.0	13/ 1.0	11/ 1.0	11/ 1.0	0-1855	АМЦ-ВСП - 3-48-М
3.	254-08р	4	89,4	936,7	975,8	932,5	-	10/ 0.32	10/ 0.64	10/ 0.64	10/ 0.64	-	5-1800	Волна ТБ
4.	27Р	3	80,1	960,9	1201,3	-	-	15/ 0.32	11/ 0.64	13м/ 0.64	-	-	5-1715	

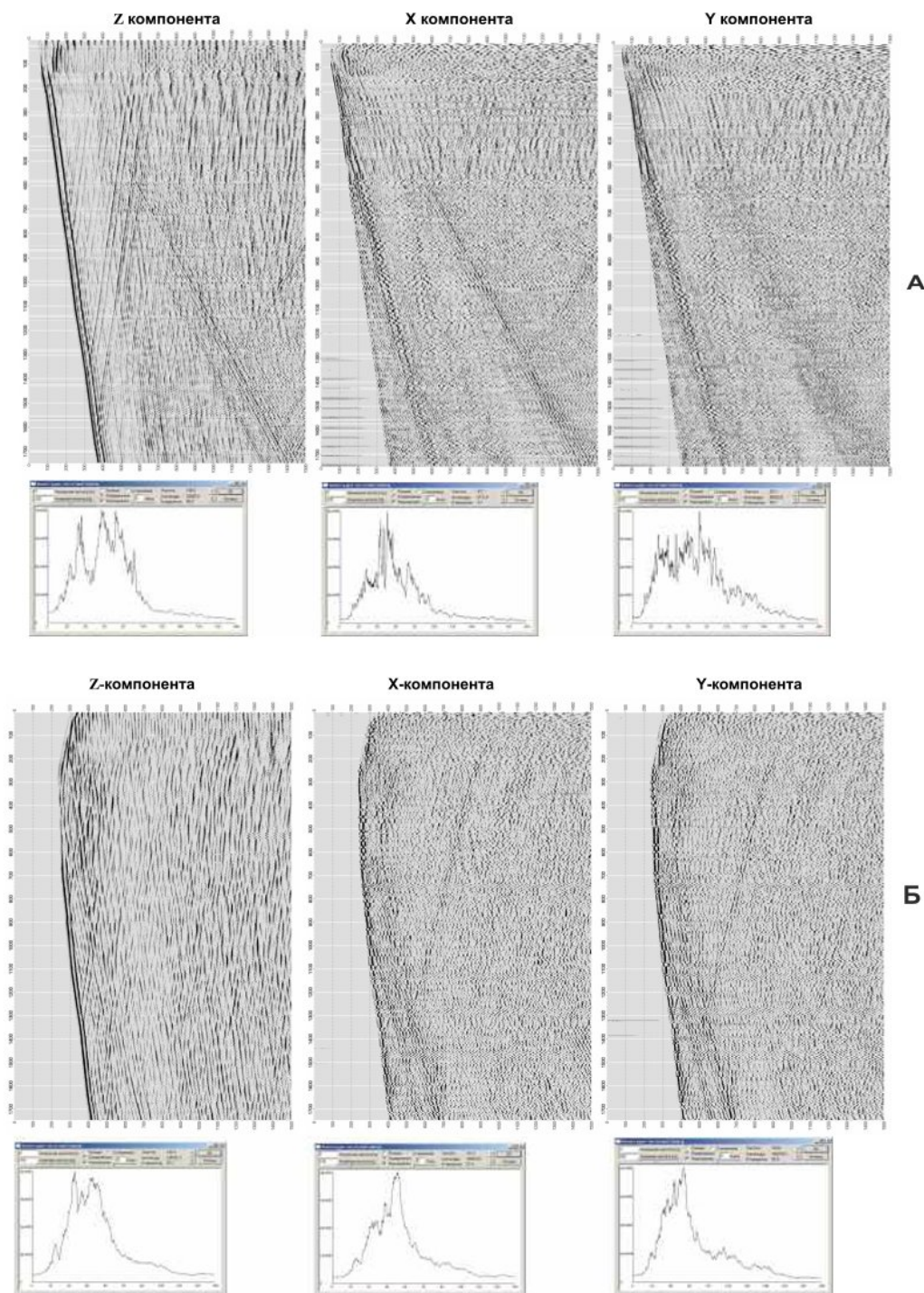


▲ Рис. 1. Исходные волновые поля (Z, X и Y-компоненты) поля ВСП ближнего ПВ (А) и дальнего ПВ (Б) скв. № 17ПО

более широкий, по сравнению с первым примером. Для ближнего ПВ основная энергия записи сосредоточена в интервале 10 - 110 Гц, преобладающая частота - 55 Гц (см. Рис. 2 А). Для дальнего ПВ основная энергия записи - в интервале 10 - 70 Гц, преобладающая частота - 30 Гц (см. Рис. 2 Б).

На сейсмограммах Z-компонент видны продольные падающие и отражённые волны; для удалённого ПВ – продольные и обменные падающие и отражённые волны.

На сейсмограммах ближнего ПВ отображается интенсивная волна-помеха, связанная с качеством обсадки

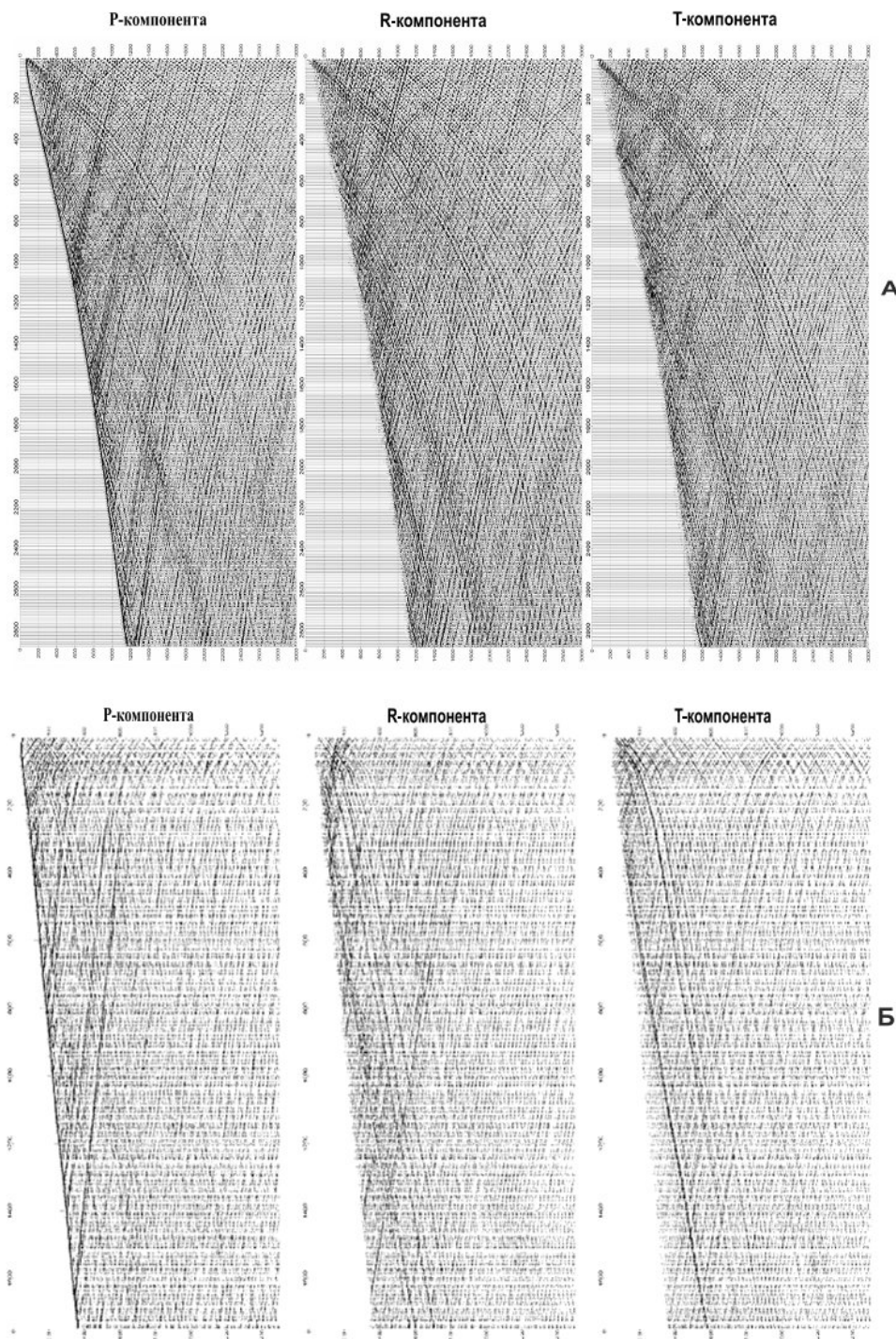


▲ Рис. 2. Исходные волновые поля (Z, X и Y-компоненты) поля ВСП ближнего ПВ (А) и дальнего ПВ (Б) скв. № 1П

скважины в верхнем интервале разреза (так называемая «трубная волна»), прослеживается интенсивная гидроволна (см. Рис. 2 А).

Для обработки и интерпретации данных ВСП/НВСП использовались несколько программных пакетов: Univers (ООО «ГЕОВЕРС», обработка, интерпре-

тация); SeiSee (АО «Дальморнефтегеофизика», получение информации о структуре файла из этикеток трасс); Razrez (ООО НПК «Геопроект», визуализация результатов, интерпретация); GeoView (Hampson-Russell, прогнозирование геологического разреза).



▲ Рис. 3. Сводные волновые поля (P, R и T-компоненты) полей ВСП ближних ПВ скв. № 17 ПО (А) и скв. № 1П (Б)

Обработка данных ВСП для ближних и дальних ПВ выполнена с использованием ПО Univers по графу:

- 1) Разделение скважинных и контрольных наблюдений, отбраковка.
- 2) Коррекция статических поправок, коррекция динамики волнового поля с использованием контрольных приборов.

3) Оцифровка годографа первых вступлений.

4) Ориентировка волнового поля - преобразование в PRT- систему координат.

5) Распластовка годографа первых вступлений прямой волны, получение начального приближения скоростной

модели продольных и поперечных волн.

6) Уточнение скоростной модели продольных волн с помощью оптимизации.

7) Построение скоростной модели поперечных волн.

8) Выделение и вычитание нерегулярных помех (режекторных и гармонических шумов, амплитудных отскоков).

9) Выделение падающих продольной и поперечной волн.

10) Разделение волнового поля.

11) Выделение и вычитание регулярных волн.

12) Деконволюция по форме падающей волны.

13) Выделение и вычитание нерегулярных помех.

14) Преобразование компонент волнового поля в систему координат XYZ.

15) Ввод поправок за сферическое расхождение.

16) Выведение отражённых волн на вертикаль.

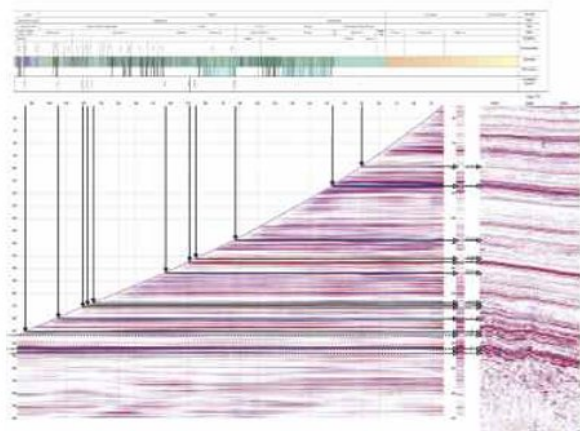
17) Коридорное суммирование (получение суммотрассы ВСП).

18) Совмещение полей падающих и отражённых волн.

Волновые поля отражённых волн удалённых ПВ подвергались векторной миграции по алгоритму Кирхгофа в глубинной области и преобразовывались в разрезы околоскважинного пространства. Для совместной интерпретации с данными наземной сейсморазведки глубинно-динамические разрезы продольных волн переводились во временной масштаб.

В качестве примера обработки ближних пунктов возбуждения на Рис. 3 представлены сводные волновые поля (Р, R и Т-компонент) профилей ВСП по скважинам № 17ПО (А) и № 1П (Б).

Динамическая увязка поля ВСП с наземными сейсмическими данными

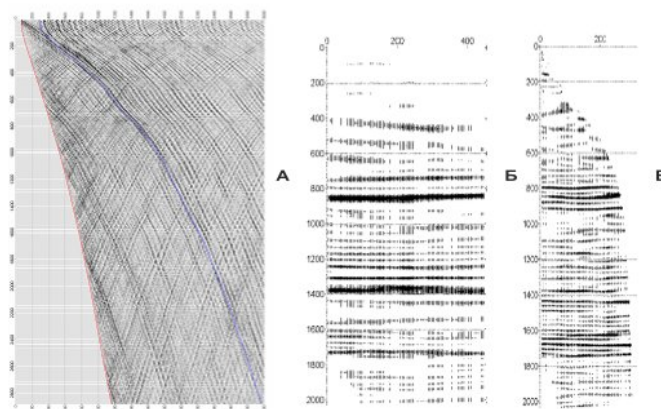


▲ Рис. 4. Пример стратиграфической привязки горизонтов по данным ВСП.

осуществляется с использованием суммотрассы ВСП и результатов приведения отражённых волн ВСП ко времени регистрации их на поверхности (Рис. 4).

На Рис. 5 показан пример интерпретации годографа обменной волны (А), а также примеры глубинно-динамических разрезов продольных (Б) и обменных (В) отражённых волн.

Для удалённых пунктов взрыва проводилась поляризационная обработка и поляризационный анализ обменных волн. Для этого РРТ поле падающих обменных волн пересчитывалось в ориентированные XYZ поля с фиксированными азимутами. Осуществлялся



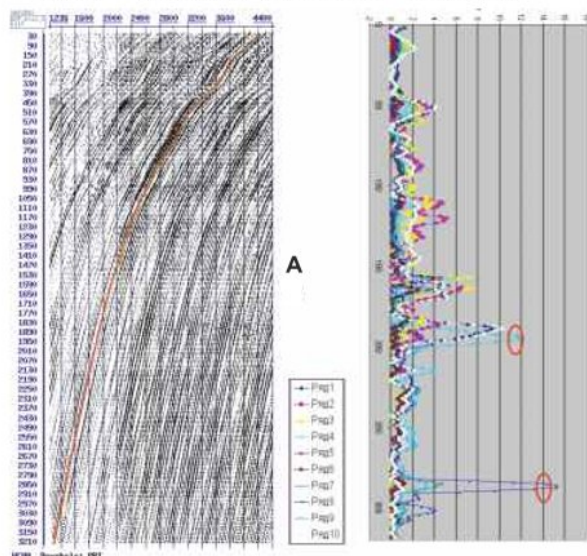
▲ Рис. 5. Распластовка вертикального годографа проходящей обменной волны (А), глубинно-динамические разрезы околоскважинного пространства: продольных (Б), обменных (В) отражённых волн.

перебор азимутов от 0 до 90 градусов (или от 0 до 180 градусов) с шагом 10 градусов. По соотношениям скоростей обменных волн для взаимно-перпендикулярных направлений рассчитывались коэффициенты анизотропии поперечной волны для текущего азимута текущего ПВ. Осредненные графики коэффициентов анизотропии (в процентах) по всем ПВ выносились на единый рисунок. Предполагалось, что в случае наличия пластов с повышенной анизотропией, значения коэффициента анизотропии для этого интервала разреза будут значительно отличаться от фоновых значений, причём азимут, на котором эти значения максимальные, будет соответствовать плоскости поляризации.

На Рис. 6 показан пример поляризационного анализа обменных волн (красным обозначены зоны повышенных значений коэффициента анизотропии).

Следует отметить, что основными поисковыми объектами по скважинам

▼ Рис. 6. Результаты поляризационного анализа обменных волн (скв. № 22Р): А – волновое поле (R-компонента) и опорный годограф; Б – графики коэффициентов анизотропии для различных азимутов (ряд 1 – 0 град., ряд 2 – 10 град., ..., ряд 10 – 90 град.)

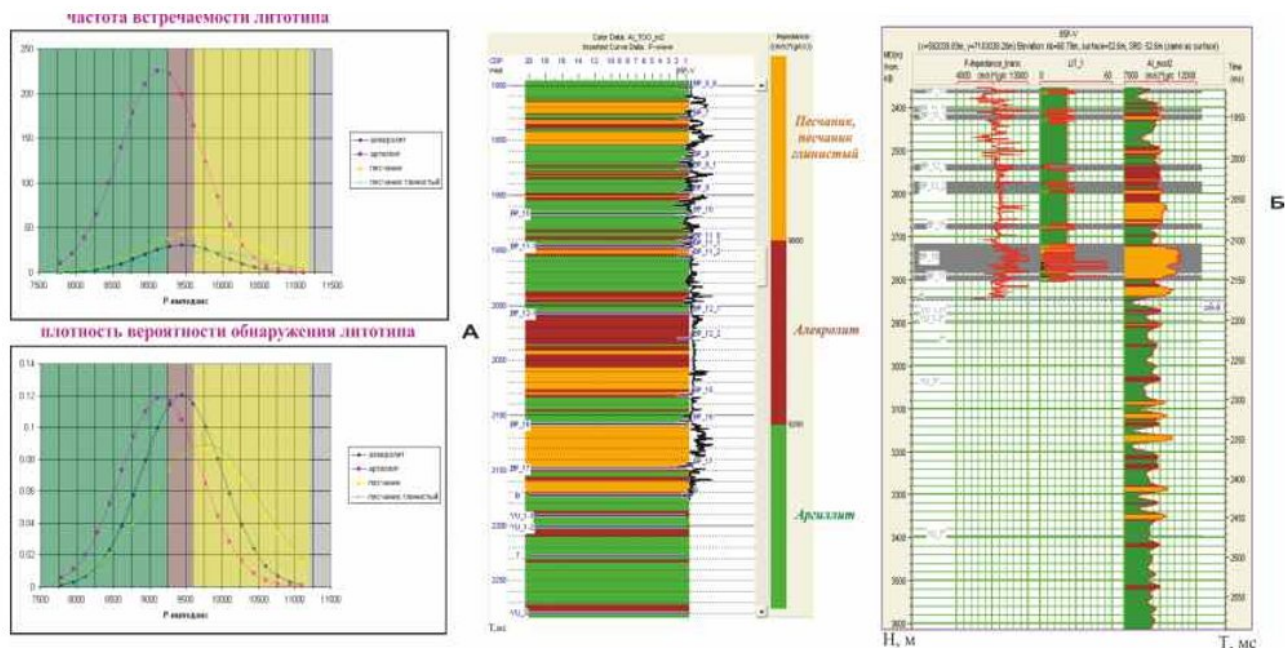


Западно-Сибирской территории являлись продуктивные горизонты верхнемелового (пласты AC_{10} , BC_8^1 , BC_{10} , BC_{16} , BU_{22}) и верхнеюрского (пласты $Ю_0$, $Ю_1^1$, $Ю_1^2$, $Ю_1^3$ и $Ю_1^4$) комплексов отложений. По скважинам Непско-Ботуобинской территории поисковыми объектами являлись горизонты карбонатного венда - нижнекембрийского (пласты B_1 , B_2 , B_{3-4} , B_5 , B_{12}) и терригенного вендского (пласты B_{10} , B_{13}) комплексов отложений. Наземная сейсморазведка в окрестности скважин была представлена, в основном, материалами МОГТ-ЗД.

Прогнозирование геологического разреза ниже забоя по большей части исследованных скважин было неактуально (скважины вскрыли или толщу палеозойских отложений, или толщу архейского фундамента). По 5-ти скважинам Западно-Сибирской территории такой прогноз был выполнен. Для этого использовались суммотрассы ВСП для ближнего ПВ, преобразованные в трассы акустического импеданса. По ним оценивалась возможность прогноза литологического состава пород (по вскрытой части разреза), для чего рассчитывались гистограммы распределения значений R-импеданса в зависимости от литотипа по данным интерпретации ГИС. После этого реализовывался прогноз литологии ниже забоя скважины.

На Рис. 7 показан пример, где по гистограммам оценена вероятность обнаружения литотипов «аргиллит», «алевролит», «песчаник» и «песчаник глинистый». Ниже забоя скважины с глубины 3080 м до ~ 3360 м прогнозируется 5 пластов песчаников толщиной от 10 до 20 м.

В окрестности скважины прогнозирование геологического разреза выполнялось с использованием мигрированных



▲ Рис. 7. Прогнозирование разреза ниже забоя скважины: А - гистограммы распределения значений Р-импеданса в зависимости от литологии, выделение литотипов; Б - прогноз литологического состава в сопоставлении с литологией по данным интерпретации ГИС.

разрезов НВСП, преобразованных в трассы акустического импеданса.

По скважинам Непско-Ботубинской территории, где были выполнены НВСП по нескольким удалениям, была проведена оценка возможности прогнозирования коэффициентов пористости для продуктивных пластов и с использованием разрезов Р-импедансов построены схемы распределения среднего значения открытой пористости ($K_{по}$) для карбонатных пластов B_{3-4} , B_{12} и терригенных пластов B_{10} , B_{13} . На Рис. 8 показан пример кроссплота зависимости коэффициента открытой пористости ($K_{по}$) от значений Р-импеданса (А) и прогнозная схема распределения $K_{по}$ для пласта B_{10} в окрестности скважины (Б).

Для тех же скважин с использованием данных широкополосного акустического каротажа была проведена инверсия разрезов обменных волн и опробована совместная интерпретация импедансов продольных и поперечных волн. Однако, в производственном режиме решение данной задачи не было завершено. Была

отмечена необходимость проведения модельных исследований, учитывающих, в том числе, возможное искажающее влияние процедур обработки на амплитуду и форму сигнала.

Основные результаты, полученные по данным ВСП/НВСП следующие:

1) В результате обработки и интерпретации полей падающих волн:

- получены в виде таблиц и планшетов скоростные параметры продольных и обменных волн (средние, интервальные, пластовые скорости, отношения V_p/V_s , коэффициент Пуассона);

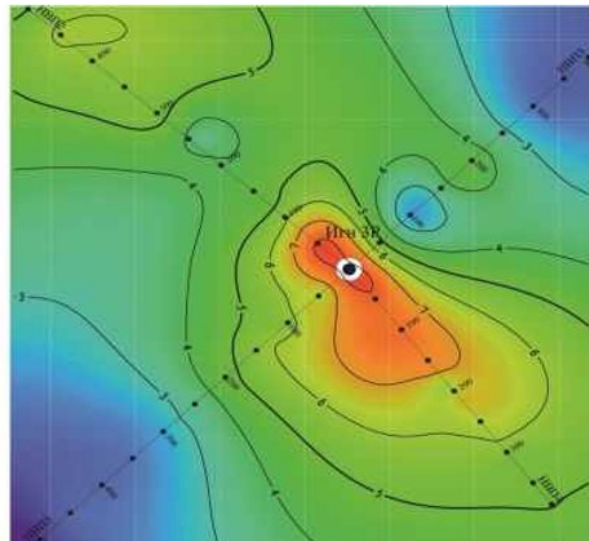
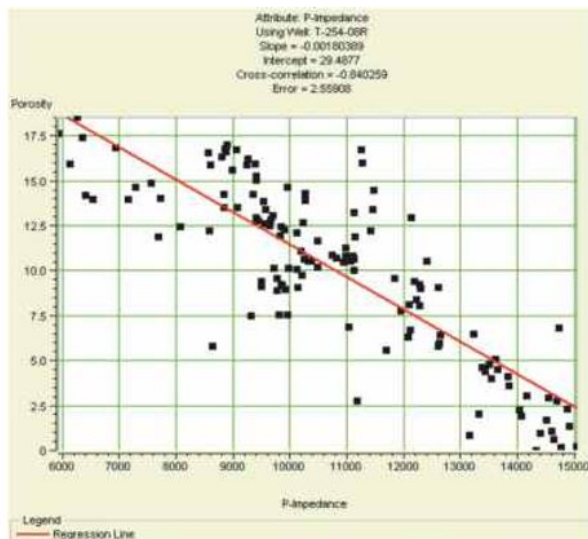
- по результатам расчёта коэффициента Пуассона и соотношения V_p/V_s выделены интервалы с пониженными значениями параметров, характерными для нефтегазонасыщенных пород;

- оценены спектральные параметры прямой продольной волны.

2) В результате интерпретации полей отражённых волн:

- выполнена сейсмостратиграфическая привязка волнового поля;

- по суммотрассе ВСП рассчитан опера-



▲ Рис. 8. Прогнозирование пористости в окрестности скважины по данным НВСП:

А - кроссплот зависимости коэффициента пористости от Р-импеданса;

Б - прогнозная схема распределения открытой пористости (Кпо) для пласта B_{10} .

тор деконволюции, который может быть использован для получения высокоразрешённых данных МОГТ;

- выполнен поляризационный анализ обменных отражённых волн;

- по удалённым пунктам возбуждения получены временные и глубинно-динамические разрезы околоскважинного пространства, которые использованы для уточнения структурного плана и прогнозирования разреза в окрестности скважины.

3) В результате решения задачи по прогнозированию геологического разреза:

- спрогнозированы глубины залегания отражающих горизонтов ниже забоя скважины;

- оценена возможность разделения литотипов разреза и прогнозирования коэффициентов пористости;

- при наличии возможности спрогнозирован литологический состав пластов ниже забоя скважины и выполнено построение прогнозных схем распределения среднего значения открытой пористости (Кпо) в окрестности скважин.

Литература

1. И.Ю. Хромова, Д.А. Николаев (ОАО «ЛУКОЙЛ»). Что ожидает наземная сейсморазведка от скважинных сейсмических исследований. Доклад, Гальперинские чтения, Москва, 2012г.

http://geovers.com/base/new/content/scientific/galperin_readings_12_thesis.php

2. Ленский В.А., Адиев А.Я., Ирбакаев Д.Р., Шарова Т.Н. (ООО НПЦ «Геостра»). Эффективность исследований методом скважинной сейсморазведки на месторождениях нефти и газа. Доклад, Гальперинские чтения, Москва, 2013г.

http://geovers.com/base/new/content/scientific/galperin_readings_13_thesis.php

3. Статья:

https://ru.wikipedia.org/wiki/вертикальное_сейсмическое_профилирование



ЗАО СОЕДИНИТЕЛЬ

**РАЗРАБОТКА И ИЗГОТОВЛЕНИЕ
СПЕЦИАЛЬНЫХ СОЕДИНИТЕЛЕЙ И КАБЕЛЕЙ**

РОССИЯ, 456320, Челябинская область, г. Миасс, ул. Ильмен-тау, 7;
тел.: (3513) 54-70-07, 54-67-33; факс: (3513) 53-02-13
E-mail: sdn@chel.surnet.ru; www.soedinitel.ru

Результаты работ ПМ ВСП в скважинах с субгоризонтальным положением ствола

■ Чудинов Ю.В., Коровко Л.Н., Голубева Л.В., ОАО «Пермнефтегеофизика», г.Пермь

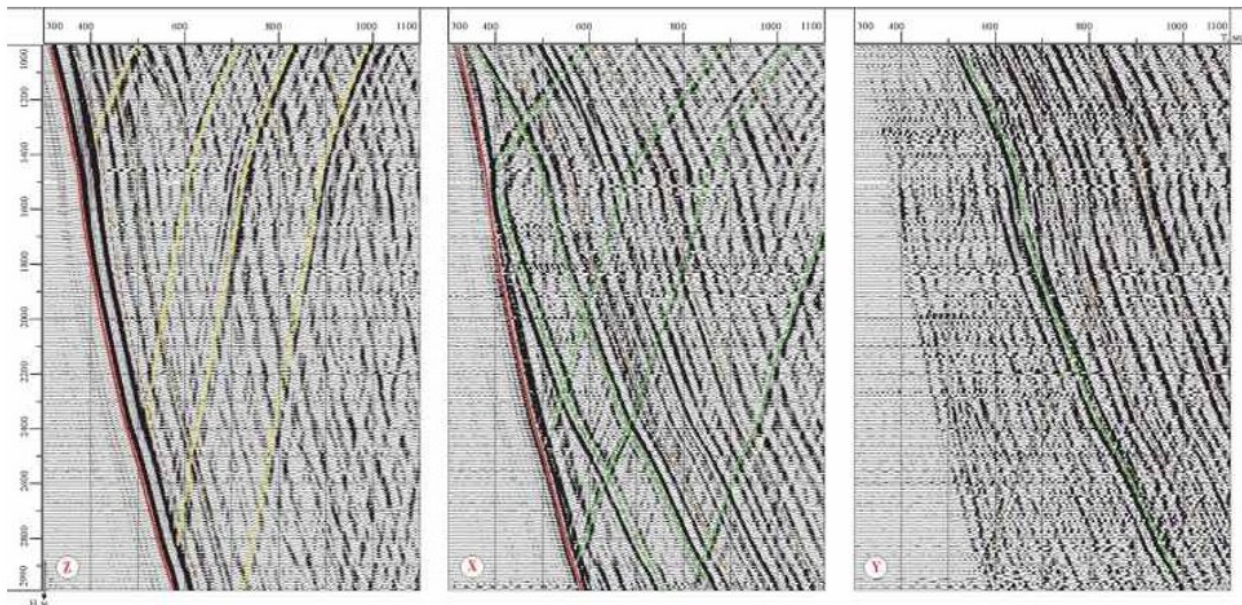
Практика бурения эксплуатационных скважин по рекомендациям 3D сейсморазведки показывает, что многие месторождения в действительности имеют более сложное геологическое строение, чем представленное в результатах съемки. Наиболее актуальные задачи разведочных работ на нефть и газ в Пермском Прикамье связаны с освоением сложно-построенных залежей. В последнее время началось освоение труднодоступных месторождений, расположенных под промышленными калийными залежами, в районах с городскими постройками, под Камским водохранилищем. В этих условиях резко возросла роль скважинной сейсморазведки, от которой на современном этапе требуется, кроме решения параметрических задач, детальное изучение строения околоскважинного пространства и рекомендации на размещение скважин для добычи нефти в наиболее оптимальных условиях. На этапе разведки и эксплуатации месторождений становится востребованным поляризационный метод вертикального сейсмического профилирования ПМ ВСП /1/.

Технологии работ, техническая оснащенность процессов скважинных исследований в настоящее время претерпели значительные изменения. Сейсмокаротажная партия ОАО «Пермнефтегеофизика» имеет на вооружении многоканальные цифровые зонды с эффективными прижимными устройствами, в том числе программно-аппаратный комплекс поляризационного ВСП. Обработка данных проводится в сертифицированном комплексе «UNIVERS». С целью совершенствования скважинного зонда

были приобретены геофоны SM-45R производства фирмы Sensor Nederland b.v. и прижимные устройства для скважинной геофизической аппаратуры производства ООО «ТНГ-Групп». На этой основе был создан программно-технический комплекс, позволяющий вести регистрацию сейсмических записей вдоль ствола скважины с геофонами SM-45R, работающими при любых наклонах скважины. Опытные работы, проведенные в 2011 году, показали высокое качество полевой информации вне зависимости от наклона скважины /2/. В настоящее время программно-технический комплекс находится в эксплуатации.

За три года в Пермском Прикамье выполнено более 10 работ в скважинах с наклоном 30–60 градусов. Ниже приводятся результаты работ в сильно наклонной и субгоризонтальной скважине.

Работы ПМ ВСП из двух пунктов возбуждения были проведены на севере Пермского края в скважине с углами наклона до 60 градусов. Получены кондиционные полевые материалы. Исходные волновые поля, ориентированные в направлении источника возбуждения по проекциям ZXY, показаны на рисунке 1. Падающая продольная волна регистрируется в первых вступлениях на Z и X-компонентах, состоит из трехфазового импульса и прослеживается по всему отработанному интервалу вертикального профиля (красным цветом). Восходящие продольные волны обозначены желтым цветом. Падающие и восходящие обменные PS-волны регистрируются за первыми вступлениями P-волн и возникают при косом падении P-волн на



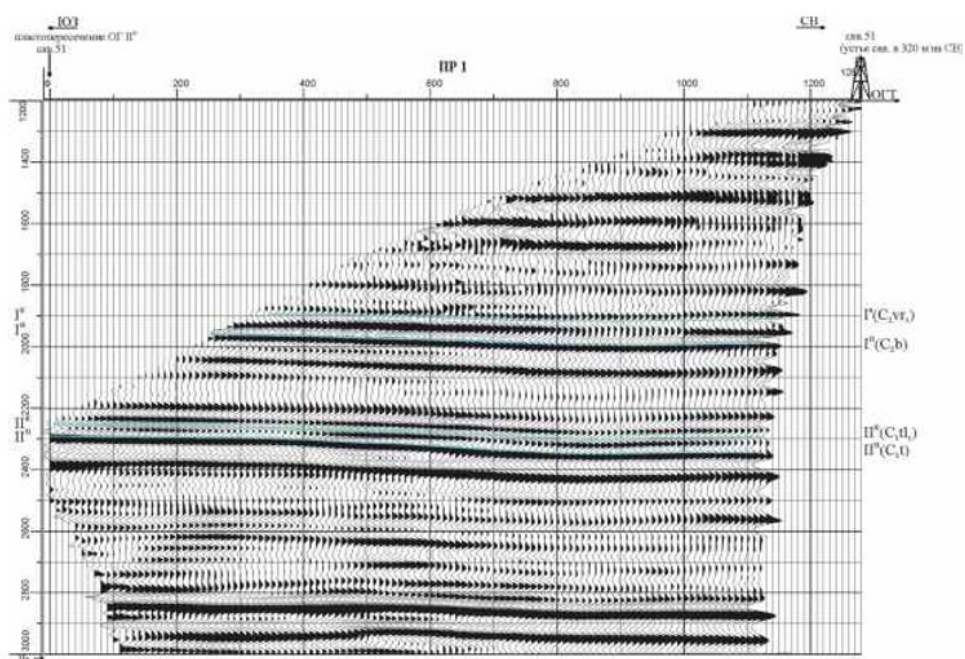
▲ Рис. 1. Исходные волновые поля.

акустически жесткие границы (зеленым цветом). В результате обработки полученных материалов получена кинематическая модель среды, изображение околоскважинного пространства, привязка временного разреза ПМ ВСП к разрезу наземной сейсморазведки. Глубинный разрез ПМ ВСП длиной 1370 м представлен на рисунке 2.

Временной разрез ПМ ВСП хорошо вписывается в конфигурацию временного разреза 3D (Рис.3).

На Ростовицкой площади были проведены работы в субгоризонтальной скважине с проложением ствола в 3162 метров. Скважина 101 является почти горизонтальной с максимальными углами наклона до 80°. Для доставки скважинного зонда на забой потребовалось применение технологического комплекса «Латераль», разработанного в ОАО «Пермнефтегеофизика». Система состоит из устройства электрической связи, колонны труб НКТ – 33 и геофизи-

► Рис. 2. Глубинный разрез ПМ ВСП.



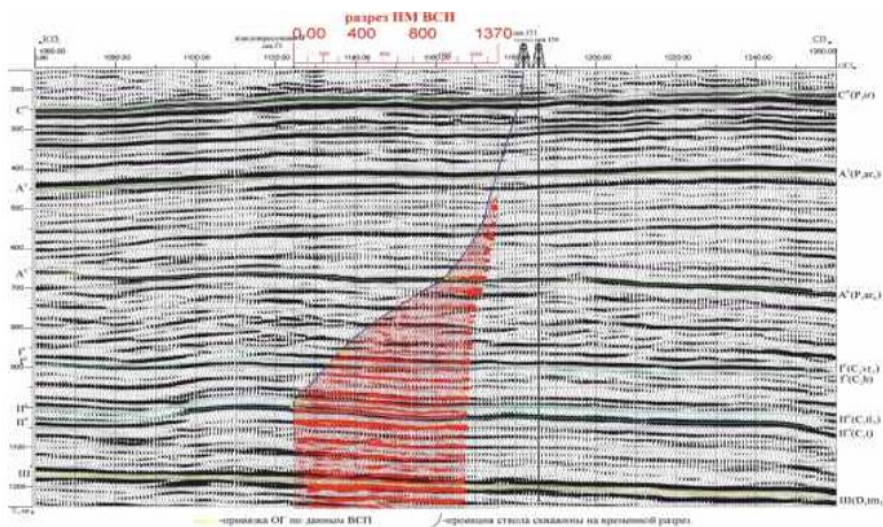


Рис. 3. Вписанный временной разрез ПМ ВСП в разрез наземной сейсморазведки

ческого кабеля. В Пермском крае данные работы были проведены впервые. Получен кондиционный полевой материал.

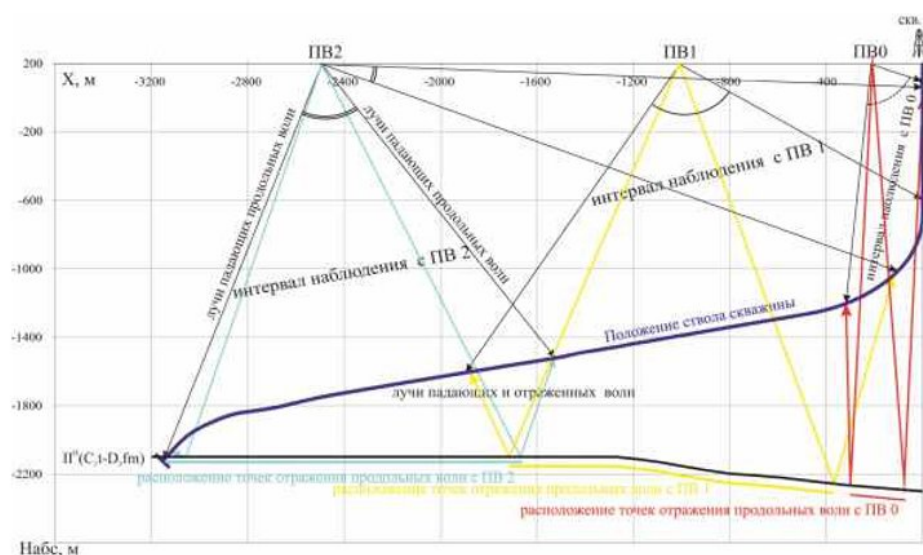
Скважинные сейсмические исследования выполнены по технологии ПМ ВСП. В скважине отработано четыре пункта возбуждения (ПВ 0а, 0, 1, 2, 2а) четырехточечным и одноточечным зондами с управляемыми прижимами. Наблюдения проводились при подъеме зонда от забоя скважины до устья с шагом 10; 40 м.

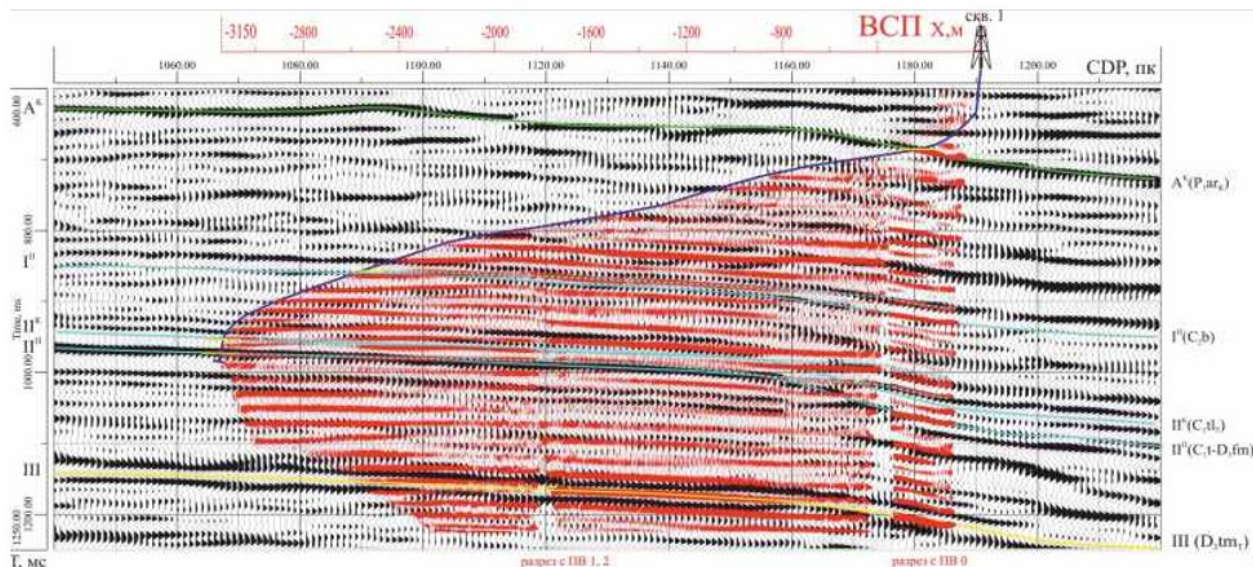
Ближний ПВ 0а с удалением (L) от устья скважины на расстоянии 42.2 м выполнен для изучения верхней части разреза. Интервал исследования глубин составил 10 - 430 м. Пункт ПВ 0 (L=249.5 м) отработан в интервале 180 - 1530 м. При прове-

дении работ на обоих пунктах использовался четырехточечный зонд с шагом подъема 10 м. На ПВ 1 (L=1004.8 м) и ПВ 2 (L=2501.7 м) с интервалами исследования глубин 990 – 3310 м и 2750 – 4550 м, соответственно, использовался одноточечный зонд с шагом подъема 40 м с применением жесткого кабеля. Пункт ПВ 2а (L=2501.7 м) отработан в интервале от 180 м до 1020 м четырехточечным зондом с шагом 10 м. Схема расположения ПВ с системой наблюдения полевых работ приведена на рисунке 4.

В ходе обработки и интерпретации полевых данных изучено околоскважинное пространство под стволом скважины. Вписанные в сейсмический разрез

Рис. 4. Схема расположения ПВ и интервалы наблюдения в стволе скважины





▲ Рис. 5. Привязка временного разреза ПМ ВСП к профилю 3D.

наземной сейсморазведки временные разрезы ПМ ВСП с пунктов возбуждения 0-2 представлены на рисунке 5.

Пунктиром показана корреляция разрезов ПМ ВСП, сплошными линиями – корреляция разрезов 3D сейсморазведки.

Как уже отмечалось выше, работы в субгоризонтальной скважине были проведены в Прикамье впервые. Полученные материалы подтверждают научную и практическую пользу исследований. В результате работ изучены волновые поля продольных и поперечных волн. На сейсмограммах отмечаются падающие обменные поперечные волны высокой интенсивности. Построены вертикальные годографы для Р и S - волн в масштабе 1:2000, вычислены интервальные скорости продольных и поперечных волн и их отношение V_p/V_s и распределение коэффициента Пуассона по разрезу. По скоростям продольных и поперечных волн вдоль ствола скважины рассчитаны модули упругости, которые необходимы при проектировании работ по гидроразрыву пласта скважины. Выполнена стратиграфическая привязка трассы однократных отражений к ГИС и временному разрезу наземной сейсморазведки 3D, что подтвердило, в основ-

ном, правильность корреляции отражений на временных разрезах 3D.

По данным бурения и работ ПМ ВСП в этих скважинах была рекомендована переинтерпретация результатов сейсморазведочных работ. В заключении следует отметить, что интеграция методов наземной сейсморазведки, данных ГИС, глубокого бурения и ПМ ВСП может принести существенный вклад в разведку сложных труднодоступных геологических объектов.

Литература:

1. Чудинов Ю.В., Кузнецова Н.М, Богомолова Н.А, Тимошенко И.А., Коровко Л.Н., Применение ПМ НВСП на этапе эксплуатации месторождений в Пермском крае, ж. Технологии сейсморазведки 4/2008.
2. Логинов С.В., Киселев Е.В., Чудинов Ю.В., Применение геофонов SM-45 в ОАО «Пермнефтегеофизика» при сейсмокаротажных работах, «Приборы и системы разведочной геофизики», Саратов, № 02, 2011.

Скважинные многоуровневые зонды компании SERCEL и их практическое применение

■ Валишин О.С., Череповский А.В., СЕРСЕЛЬ, г.Москва

Компания SERCEL выпускает оборудование для скважинной сейсморазведки уже более 30 лет. Продукция SERCEL с успехом используется всеми крупными сервисными компаниями на мировом рынке.

Всё выпускаемое оборудование проходит детальное тестирование в соответствии со стандартом контроля качества ISO 9001, и включает контроль и аудит поставщиков, входной контроль и тестирование комплектующих деталей, испытания на всех этапах производства, в т.ч. на термостойкость, вибрацию и давление. Барокамера SERCEL для проведения комплексных динамических испытаний оборудования температурой и давлением является одной из самых крупных в Европе. Окончательные производственные испытания всего выпускаемого оборудования выполняются в скважине глубиной 3000 м; параллельно проводится полноценное обучение заказчиков.

На сегодняшний день компания SERCEL предлагает 4 типа скважинных зондов:

GeoWave II: новинка, представленная в октябре 2014 года на международных выставках SEG в Денвере (США) и ATCE в Амстердаме (Нидерланды), является самым универсальным и высокотехнологичным скважинным прибором на мировом рынке. Этот модульный зонд подходит для любых скважинных сейсмических исследований, в конфигурациях от 1 до 120 модулей. Каждый модуль имеет 3 компоненты (рис.1). Зонд диаметром 70 мм может работать в скважинах с температурой до 205 градусов Цельсия под давлениями до 1725 атмосфер. Зонд

GeoWave II, как и все скважинные зонды компании SERCEL, использует высокоскоростную передачу данных на стандартных геофизических кабелях (до 4,2 Мбит в секунду), что позволяет выполнять скважинные наблюдения с большим количеством каналов и высокой частотой дискретизации. Например, в этом зонде возможно использовать до 120 трёхкомпонентных модулей в режиме реального времени и без потерь данных при интервале дискретизации 2 мс, и до 45 трёхкомпонентных модулей при интервале дискретизации 0,5 мс. Что особенно важно для российских подрядчиков, зонд GeoWave II, наряду со SlimWave, является единственным зарубежным оборудованием, способным работать на трехжильных геофизических кабелях российского производства. В конструкции зонда GeoWave II воплощено большинство пожеланий многих заказчиков и нефтяных компаний по техническим характеристикам, универсальности, безопасности и простоте обслуживания.



▲ Рис. 1. Трёхкомпонентный модуль зонда Geowave II.

SlimWave: Этот скважинный модульный зонд малого диаметра может использоваться в скважинах с температурой до 150 градусов Цельсия под давлениями до 1000 атмосфер в конфигурациях от 1 до 24 трёхкомпонентных модулей.



▲ Рис. 2. Трёхкомпонентный модуль зонда SlimWave.

Зонд диаметром 43 мм (рис.2) позволяет выполнять исследования в любых типах скважин, включая работы под башмаком НКТ и в скважинах малого диаметра. Зонд может применяться как в нефтегазовой, так и в горной промышленности. SlimWave, как и GeoWave II, может работать на трехжильных геофизических кабелях российского производства, и является единственным продуктом на мировом рынке, способном работать на любом типе геофизического кабеля (от одножильного до семижильного). Как и GeoWave II, SlimWave может использоваться со скважинными тракторами, позволяя использование этих зондов в крутонаклонённых и горизонтальных скважинах. Зонд SlimWave широко используется на всех континентах для любых типов скважинных сейсмических исследований, включая 3D ВСП и долгосрочный (дольше года) пассивный мониторинг месторождений. Системы SlimWave успешно используются в России такими компаниями как Башнефтегеофизика и Weatherford для проведения работ ВСП и мониторинга ГРП.

MaxiWave : Этот скважинный модульный зонд специально разработан для крупных работ ВСП с конфигурацией до 100 модулей. Характеристики системы позволяют использовать зонд в скважинах с температурой до 150 градусов Цельсия под давлениями до 1200 атмосфер. Зонд MaxiWave отлично себя заре-



▲ Рис. 3. Трёхкомпонентный модуль зонда MaxiWave в скважине.

комендовал для работ 3D ВСП, в том числе в комбинировании с наземной сейсмикой и при проведении высокопроизводительных работ на суше и на шельфе. На сегодняшний день большинство работ 3D ВСП выполнено именно с использованием зондов MaxiWave. Высокое качество данных, большое количество каналов и возможность использования стандартного геофизического кабеля получили свое признание у многих нефтяных компаний, некоторые из которых уже выполнили, выполняют в настоящее время или планируют многолетние геофизические проекты, спроектированные именно под технические возможности зондов MaxiWave.

Проиллюстрируем практическое применение зондов SERCEL на двух примерах успешных наземно-скважинных исследований: на нефть и газ в Катаре и на платиновые руды в Южной Африке.

1. Комплексирование наземной сейсмике и 3D ВСП в Катаре

На месторождении Духан (Катар) во время выполнения высокоплотной наземной съёмки 3D были также зарегистрированы восемь массивов данных ВСП с использованием 100-уровневых трёхкомпонентных зондов MaxiWave [2]. Интервал между уровнями был равен 15 м, что позволило перекрыть глубинный интервал от 800 до 2300 м. Свип-сигнал от 6 до 120 Гц, применявшийся при наземной

сейсморазведке с одиночными виброисточниками Nomad-65, определял в т.ч. частотный состав данных ВСП.

Все данные ВСП были получены во вновь пробуренных скважинах с полным набором каротажных исследований и отбором керна. На каждой скважине работы 3D ВСП планировались так, чтобы получить массив полноазимутальных данных в радиусе до 2 км от скважины. Были поставлены следующие задачи: 1) уточнить параметры, используемые при обработке данных наземной сейсморазведки 3D, путём идентификации границ, образующих полнократные и неполнократные (внутрипластовые) волны, и оценки поглощения; 2) проконтролировать выбор параметров и результаты инверсии наземных данных; 3) проанализировать трещиноватость.

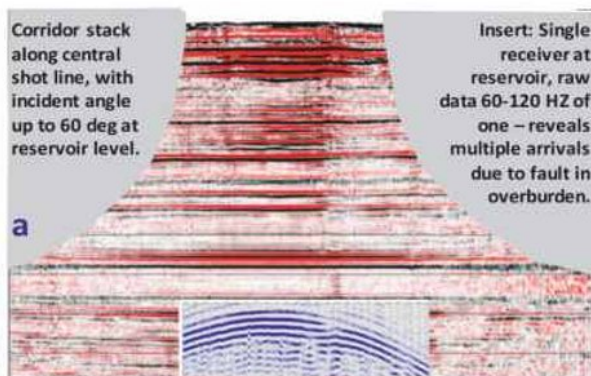
На первом этапе анализа данных ВСП была сделана попытка выявить природу кратных волн. Для этого использовались данные продольного ВСП. Наличие внутрипластовых неполнократных волн выявить не удалось. Помимо этого, не удалось выявить приповерхностные кратнобразующие границы из-за плохих скважинных условий в неглубокой части разреза. В результате анализа были получены коридорные суммы «однократных и кратных волн», «только однократных» и «только кратных». Эти суммы скорее полезны для контроля качества окончательных результатов обработки наземных данных, чем для определения параметров процедур подавления многократных волн в наземных данных. В связи с этим для идентификации границ, образующих внутрипластовые кратные волны, было предпринято моделирование с использованием каротажных диаграмм.

Анализ параметра поглощения (Q-фактора) был выполнен по данным

продольного ВСП. Был получен ряд Q-функций, использованных при обработке наземных сейсмических данных. Хотя для точек расположения восьми упомянутых скважин результаты были достаточно хорошими, реалистичную интерполяцию между ними было выполнить трудно. В связи с этим, для оценки оптимального параметра поглощения на площади сейсморазведочных работ 3D использовался более простой метод сканирования наземных данных.

По данным ВСП также был выполнен анализ расщепления (двоякого преломления) поперечных волн по горизонтальным компонентам нисходящих обменных P-S волн. Было установлено, что поляризация этих волн устойчиво линейная, совпадающая с радиальным направлением для всех азимутов. Во всех восьми скважинах в коллекторском интервале не было выявлено значительного расщепления поперечных волн, что говорит об отсутствии открытых трещин в радиусе 50 м от скважин.

Полный граф обработки был применён ко всем восьми массивам данных 3D ВСП, включая временную миграцию до суммирования и определение коллекторских свойств. Чтобы получить оптимальные амплитудные и фазовые характеристики сигнала на уровне коллектора, массивы данных 3D ВСП подвергались деконволюции с использованием формы вибросейсмического импульса в дальней зоне поля (ниже коллектора) для каждой отдельной виброточки. Причиной, по которой это было сделано, было наличие целого ряда разломов в покрывающей толще, которые генерировали кратные волны, четко выделяемые по первым вступлениям. Минимизируя различия в путях пробега нисходящей и восходящей волн, процедура деконволюции позволила исключить эффекты от

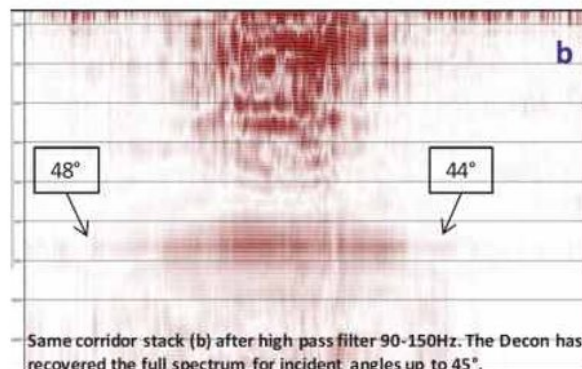


▲ Рис. 4. Коридорная сумма вдоль центральной линии возбуждения, с углами падения до 60° на уровне коллектора. На вставке синим цветом – запись общего пункта приёма на уровне коллектора. Видны кратные волны, образованные разломом в покрывающей толще.

разломов из поля волн, отражённых от пласта-коллектора (рис.4).

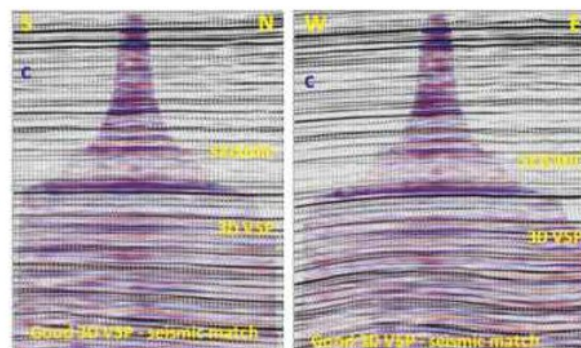
На следующем этапе обработки анализировался частотный состав данных ВСП. При анализе коридорной суммы для 10 уровней, находящихся непосредственно над той или иной отражающей границей, вдоль одной линии возбуждения (рис.5), было установлено, что полный спектр восстанавливался для волн, отражённых от коллекторского интервала, для углов до 45 градусов, – значение, примерно соответствующее максимальным удалениям в наземных данных. На рис.6 можно видеть отличное соответствие между данными ВСП и наземными сейсмическими данными.

Времена первых вступлений использовались для построения скоростной модели для миграции массивов данных 3D ВСП и расчёта остаточных статических поправок. Первые вступления также участвовали в томографической инверсии, использованной для построения глубинно-скоростной модели. Полученные результаты, как и углы поляризации, не выявили заметной трансверсальной анизотропии с вертикальной осью симметрии (VTI). Поскольку скважинные и



▲ Рис. 5. Та же коридорная сумма после высокочастотной полосовой фильтрации 90-150 Гц. Деконволюция восстановила полный диапазон частот до углов падения 45°.

наземные записи регистрировались совместно, при одних и тех же точках возбуждения, массивы данных 3D ВСП были получены с разным шагом точек возбуждения: 7,5 м по линиям возбуждения и 90 м в поперечном направлении. Чтобы обработать каждый пункт приёма независимо, до миграции была выполнена регуляризация (пересчёт) на сетку 7,5 на 7,5 м. Отобразить малоамплитудные нарушения было затруднительно (рис.7) из-за ограниченного диапазона углов, свойственного массивам данных 3D ВСП, и большого шага ПВ в одном из направлений. Несмотря на это ограничение, оптимизированная процедура деконволюции повысила разрешённость данных



▲ Рис. 6. Отличная корреляция данных 3D ВСП и наземных данных 3D на меридиональном и широтном профилях. Тот и другой массивы данных содержат высокие частоты до 90 Гц.

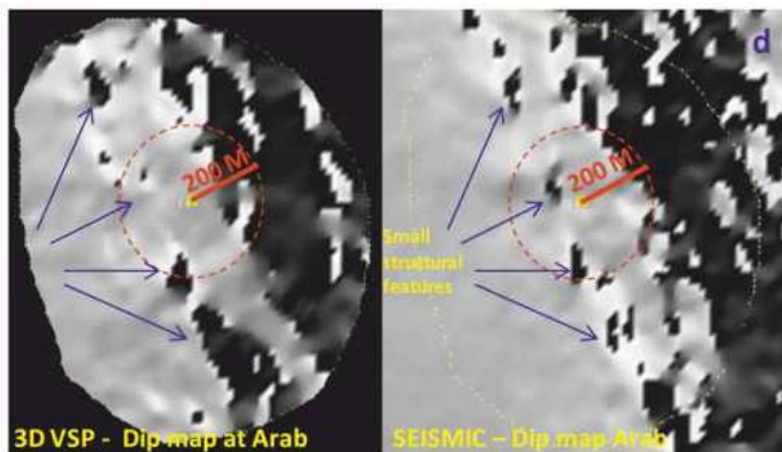


Рис. 7. Малоамплитудные структурные элементы, показанные синими стрелками, увереннее выделяются на данных наземной сейсморазведки 3D (справа), чем на данных 3D ВСП (слева).

ВСП до эквивалентного диапазона частот от 6 до 120 Гц (как и в наземных данных).

Дополнительное преимущество одновременной регистрации наземных и скважинных данных – это более надёжный контроль амплитудных и фазовых характеристик на этапе обработки. Окончательная инверсия данных 3D ВСП позволила получить более стабильную форму импульса, но радиус надёжных результатов не превышал 550 м от скважины. Поэтому результаты инверсии данных 3D ВСП использовались только в порядке контроля качества, а не для параметризации процедур, направленных на определение характеристик пласта-коллектора с использованием полного волнового поля.

Модельные исследования показали, что оценки скоростей и анизотропии имеют ограниченную точность при использовании только наземных данных,

Табл. 1. Невязки (в метрах и процентах), полученные различными методами для двух горизонтов.

Горизонт	Симсима	Араб
Многослойная томография	-10,7 м (2,5%)	-29,1 м (1,5%)
Одномерная калибровка	-1,4 м (0,3%)	-20,3 м (1,1%)
Совместная (с 3D ВСП) инверсия	-0,5 м (0,1%)	-9,5 м (0,5%)

даже если точно известны глубины залегания коллекторов или если имеются данные сейсмокаротажа. В порядке эксперимента были получены два массива данных 3D ВСП на одном из полигонов, и было показано, что совместная томографическая инверсия данных наземной сейсморазведки и времён пробега из массивов 3D ВСП позволяет уточнить глубинно-скоростную модель. Точность привязки к скважинам резко повышается при использовании совместной инверсии (Таблица 1).

2. Комплексирование наземной сейсмики и 3D ВСП в Южной Африке

Второй практический пример – это одновременная регистрация полноазимутальных площадных однокомпонентных (1С) данных наземной сейсмики и трёхкомпонентных (3С) данных ВСП с целью картирования разломов и оптимального планирования новых стволов дорогостоящих платиновых шахт [1]. Ожидалось, что данные ВСП, благодаря более высокой верхней частоте полезного сигнала, позволят более уверенно выделить маломощные рудные тела и малоамплитудные разломы в окрестности скважины.

Источником колебаний служил вибратор, отработавший 1966 точек по равномерной сетке 40 на 40 м в радиусе до 1 км от скважины. Свип-сигнал был выбран

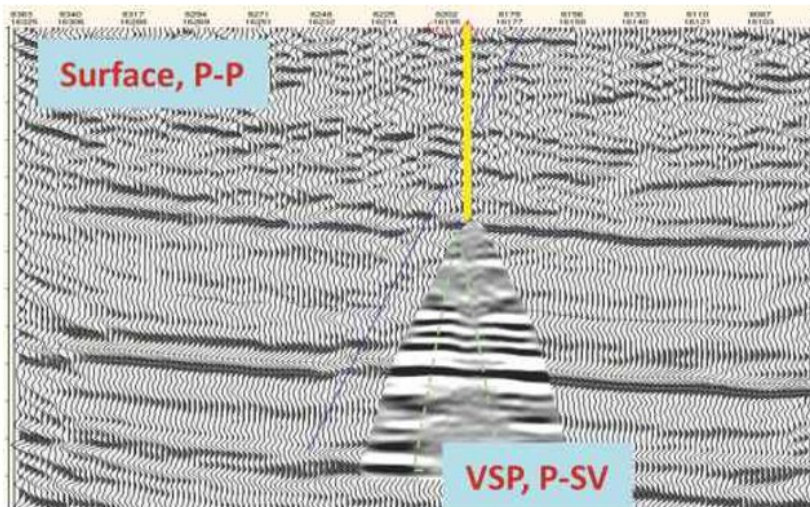


Рис. 8. Глубинные мигрированные разрезы на P-P волнах (по данным наземной сейсмики) и на P-SV волнах (по данным ВСП, во вставке). Жёлтым цветом показано положение скважины.

довольно высокочастотным (30-220 Гц) во избежание высокоамплитудных поверхностных волн. Наземные данные регистрировались приёмниками, расположенными по сетке такой же плотности, как и виброточки, 40 на 40 м. Скважинные данные регистрировались зондом SlimWave, предназначенным для скважин малого диаметра. Поскольку приборов в зонде было только 12, то для перекрытия нужного глубинного интервала (от 305 до 635 м) понадобилось трижды обрабатывать одни и те же виброточки при трёх положениях зонда.

Если в массиве наземных данных при обработке были выделены только продольные волны (P-P), то в массивах данных ВСП было выделено и обработано 4 типа волн – как продольных, так и поперечных (P-P, P-SV, SV-SV, SH-SH). Анализ различных компонент волнового поля показал, что обменные волны типа P-SV уверенно наблюдаются в широком диапазоне углов падения, причём в интервале от 20 до 30 градусов отражающий коэффициент обменных волн типа P-SV больше, чем у монотипных PP-волн как минимум в три раза. Результаты глубинной миграции для массивов данных наземной сейсмики и ВСП продемонстрировали отличную корреляцию разрезов на P-P и P-SV волнах, без какого-

либо согласования фазовых характеристик. На рис.8 хорошо видно преимущество разреза на P-SV волнах (в окрестности скважины) над разрезом на P-P волнах, полученным по наземным данным. На всех типах волн была получена целевая отражающая граница UG1 и перекрывающие слои с пологим падением на северо-восток (рис.9). Наименее информативным оказалось изображение на волнах типа SV-SV из-за изменения их

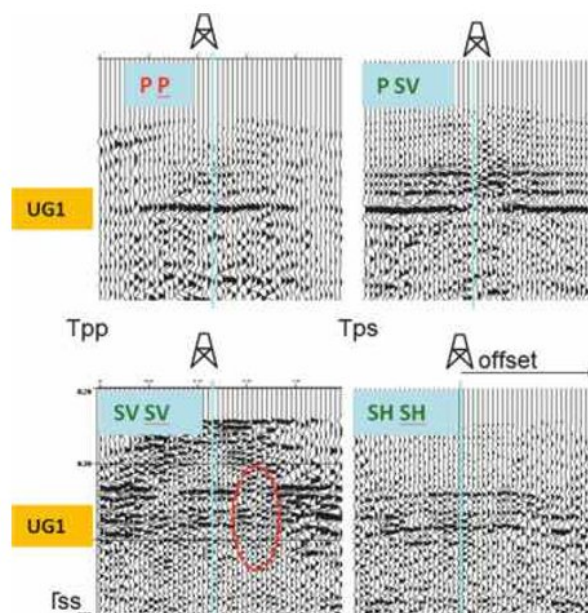


Рис. 9. Отображение целевой отражающей границы UG1 на четырёх типах волн по данным 3D ВСП. Красным овалом отмечена зона изменения полярности на волнах типа SV-SV.

полярности при величине угла отражения порядка 30 градусов (отмечено красным овалом на рис.9).

Выводы

Дополнительная информация, извлечённая из данных 3D ВСП, оказалась очень велика. Это и более точная оценка скоростей распространения волн, расчёт поверхностно-согласованных остаточных статпоправок, выделение низкоскоростных геологических объектов (по всей видимости, вызванных субвертикальными разломами). Такие данные важны для задания параметров процедур обработки наземных данных, таких как скоростные функции и кривые усиления.

Выполненные наземно-скважинные исследования подтвердили, что площадное ВСП повышает разрешённость в окрестности скважины и позволяет уточнить параметры обработки наземных данных. В данном случае Заказчик сместил планируемый ствол шахты на 15 м в зону, свободную от разломов и расланцованных пород.

Подробнее об авторах



Валишин
Олег Сафуанович

Заместитель руководителя
направления скважинной
сейсмики компании SERCEL,
Франция



Череповский
Анатолий Викторович

Региональный геофизик
по России и СНГ
компании SERCEL, к.т.н.

Благодарности

Авторы выражают благодарность Жан Жаку Постелю, главному геофизику компании SERCEL, за помощь в подборе литературы и рисунков. Мы также благодарны авторам приведённых ниже публикаций за разрешение воспроизвести некоторые рисунки в настоящей статье: рисунки 4-7 заимствованы нами из работы [2], а рисунки 8 и 9 – из работы [1].

Литература

1. Michel Denis et al., 2014, 3D 3C Walkaway processing and calibration to surface seismic. – SEG International Exposition and 84th Annual Meeting, Denver, Colorado, 26-31 October 2014. Expanded abstracts, p.5065-5069.

2. Salvarajah Seeni et al., 2014, Processing and preliminary interpretation of the Ultra high-density full-azimuth 3D seismic survey, Dukhan field. – International Petroleum Technology Conference (IPTC), Doha, Qatar, 20-22 Jan 2014.

NEW

GeoWave® II

EXTENDING YOUR FRONTIERS

GeoWave II первый цифровой многоуровневый зонд для продолжительной регистрации при температуре до 205 °С. Разработанный специально для работы в скважинах с высокой температурой и высоким давлением, интегрированный с высокоскоростной телеметрией, это самый длинный зонд на стандартном кабеле, позволяющий использовать до 120 модулей.

// ДЛЯ РАБОТЫ В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ

Высокая температура : 205°C

Высокое давление : 1 725 атмосфер

// ВЫСОЧАЙШАЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ НА СТАНДАРТНОМ КАБЕЛЕ

До 120 модулей

Самый длинный зонд: до 3 000 м

// БЫСТРЫЕ И БЕЗОПАСНЫЕ СПУСКО-ПОДЪЁМНЫЕ ОПЕРАЦИИ

Революционное развертывание: всего 2 мин / модуль

Мониторинг во время развертки

Отказоустойчивая конструкция



Nantes, France
sales.nantes@sercel.com

www.sercel.com

Houston, USA
sales.houston@sercel.com

ANYWHERE. ANYTIME. EVERYTIME.



Ahead of the Curve™

Время сделать следующий шаг в сейсморазведке

- Кузьмичев В., Директор по развитию бизнеса в России и СНГ Wireless Seismic Inc.
г. Москва, ул Суворовская 10А, офис 9, vkuzmichev@wirelesseismic.com, +7 926 2626071

Время сделать следующий шаг в сейсморазведке.

RT System 2

ЕДИНСТВЕННАЯ промышленная система
записи сейсмических данных с беспроводной
передачей данных в режиме реального
времени и возможностью расширения.



RT System 2 обеспечивает гибкость и снижение операционных издержек, присущих, беспроводным системам, без потери всех преимуществ традиционной кабельной передачи данных в режиме реального времени. Все сейсмические данные передаются на центральное устройство записи в реальном времени с помощью телеметрической архитектуры, основанной на радиопередаче, которая может быть расширена до более чем 10000 каналов.

wirelessSEISMIC



В предыдущем номере журнала была представлена достаточно подробная информация о бескабельной системе регистрации сейсмоданных в режиме реального времени RTS2 компании WirelessSeismic Inc. На примерах использования системы для мониторинга гидроразрыва пластов были продемонстрированы преимущества системы RTS2 в сравнении с системами предыдущих поколений.

В настоящей статье будет рассказано об очень успешном опыте использования системы в сейсморазведочных работах 3Д на территории Российской Федерации. Эти опытные работы были проведены в марте 2014 года по заказу ОАО «Газпром Нефть» во время выполнения рабочего проекта, осуществленного ЗАО Геотек Холдинг в Ямало-Ненецком Автономном округе.

Прежде всего следует отметить, что работы проводились в реальных условиях, без остановки производства, без привлечения каких бы то ни было дополнительных материальных и человеческих ресурсов.

Оборудование Wireless Seismic RTS2 было доставлено на базу партии 13 марта. В этот же день была начата зарядка батарей и уже через два дня рабочие приступили к раскладке оборудования.

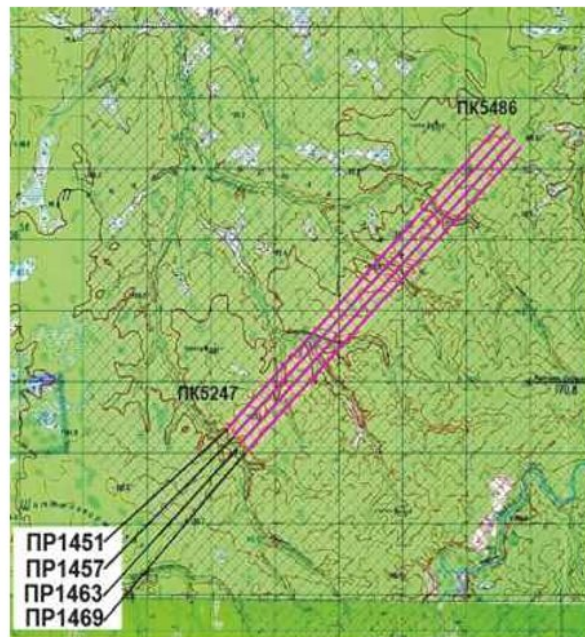
Одно из достоинств беспроводных модулей WRU заключается в том, что для активации WRU на профиле не требуются ни высококвалифицированные кадры, ни какие бы то ни было дополнительные терминалы. Достаточно подключить группу, повернуть модуль на пару секунд разъемом вниз, установить его на землю и модуль после самостоятельного прохождения тестов полностью готов к



▲ Активация блока WRU. Никаких терминалов.

работе. Обучение полевого персонала этой несложной операции занимает несколько минут. При этом оператор на сейсмостанции видит расположение и статус каждого модуля и группы геофонов в реальном времени.

При выполнении пилотного проекта сейсмическая расстановка с модулями системы RTS2 включала 4 профиля по 240 активных каналов на каждом профиле. Всего было разложено, соответственно, 960 каналов и все они были постоянно активными. На трех профилях, просеках шириной 4 метра, оборудование RTS2 раскладывалось параллельно с используемым в производственном цикле наземным оборудованием системы Sercel 408. Для проверки работоспособности оборудования RTS2 в условиях леса, еще один профиль, так называемая визирка шириной 1 метр, был специально проложен на участке с практически



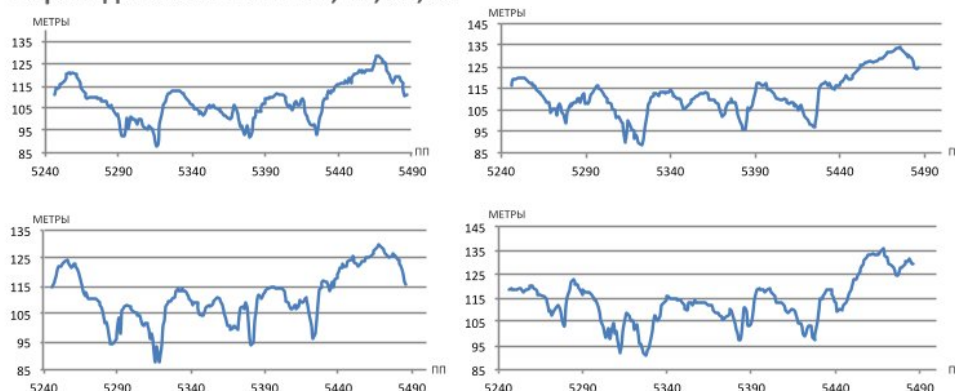
▲ Рис. 1. Район проведения работ

полным отсутствием рубки леса. Все параметры обеих систем были полностью идентичны, включая одинаковые группы геофонов и расстояние между пунктами приема, равное 50 метрам.

На рисунках 1 и 2 показан район проведения работ, где использовалось беспроводное оборудование, и, соответственно, графическое представление всех альтитуд профилей.

Расстояние между сейсмостанциями было примерно 10-11 км. Система Sercel 408 выступала в роли ведущей станции, а RTS2 в роли ведомой. На сейсмостанции RTS2 были дополнительно установлены радиостанции для голосовой связи, а также радиостанция для работы с систе-

Перепады высот на ПР 51, 57, 63, 69



◀ Рис. 2. Графическое представление альтитуд профилей

мой синхронизации взрывных источников возбуждения SGD, версии 7.5. Такая же система синхронизации использовалась в сейсмостанции Sercel 408.

Синхронизация RTS2 с системой SGD не вызвала никаких проблем. RTS2 полностью поддерживает отечественную систему синхронизации SGD этой и более высоких версий.

Сама расстановка оборудования на профилях также не вызвала никаких трудностей, даже несмотря на то, что до этого рабочие с данным оборудованием не работали, а специалисты Wireless Seismic на расстановке оборудования в поле их не сопровождали.

Немного забегаая вперед, необходимо отметить, что настройка профилей осуществлялась только на начальном этапе и в общей сложности заняла по каждому профилю менее часа, а на последней расстановке и того меньше.

Настройка была закончена быстро, а касалась она только 2-х моментов - это замена группы или ее правка и выявление и активация нескольких неактивированных модулей на первом и втором профилях. Последнее было связано с тем, что не все рабочие, вовлеченные в процесс расстановки оборудования, прошли краткое обучение перед началом работ.

Следует отметить, что в последующем дополнительные выезды техников-наладчиков ни на один из 4-х профилей не понадобились. При этом продолжительность работ с использованием оборудования RTS2 составила 14 суток.

Таким образом, состояние оборудования в поле на протяжении 14 суток характеризуется следующей статистикой (рисунок 3).

Время, затраченное после первичной наладки на настройку линий, включая замену батарей, беспроводных модулей,

• Период работ	- 15 дней
• Количество отработанных ПВ	- около 4200 фн
• Общее количество часов простоев	- 0 часов
• Количество замененных батарей	- 0

▲ Рис. 3. Краткая статистика проекта

равно нулю. Выезды техников не потребовались на протяжении всего времени выполнения проекта. Исключение составили замены батарей на межлинейных модулях.

Выполнение опытных работ с системой RTS2, в рамках рассматриваемого пилотного проекта, включало:

- непосредственно регистрацию сейсмоданных, преимущественно в ночное время;
- выполнение различных экспериментов, которые осуществлялись в дневное время.

Регистрация.

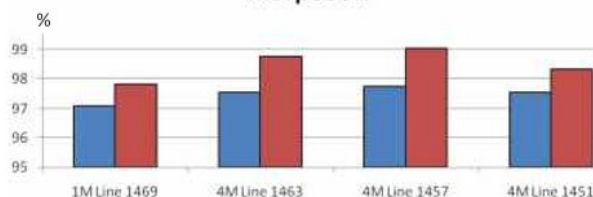
Регистрация производилась преимущественно в ночное время. Станция RTS2 работала в режиме ведомой и команды на отстрел подавались с ведущей станции.

Подготовка оператором оборудования системы RTS2 к регистрации ничем не отличается от стандартной подготовки и включает: выполнение теста расстановки, включающего инструментальные тесты полевого оборудования и групп геофонов, а также контроль с помощью Seismonitора шумов на профиле в режиме реального времени. Результаты тестов представляются в стандартном формате Excel, что позволяет легко отфильтровать желаемые данные.

Одной из задач регистрации, поставленной перед началом работ, являлась проверка функционирования беспроводной телеметрии в условиях леса и пересеченной местности. Для этого один

из 4-х профилей (профиль 69) был специально проложен на участке с практически полным отсутствием рубки леса. На рисунке 2 показаны условия (альтитуды 4-х профилей), при которых оценивалось качество телеметрии. На рисунке 4 представлено сравнение качества телеметрии (прием-передача данных) на профилях шириной 4 метра и визирки (1 метр). Как видно из представленных на Рис.4 результатов, на качество телеметрии условия, в которых были проложены профили, не оказали практически никакого воздействия. Другими словами, если оператор сейсмостанции не знает, где и какие условия регистрации, то, обмениваясь командами и данными с поля, он не увидит никакой разницы.

**Сравнение значений качества телеметрии
1 метровая просека в сравнении с 4х
метровой**



▲ Рис. 4. Сравнение качества телеметрии на профилях 4 м и 1 м

Этот факт имеет очень большое значение, поскольку демонстрирует способность системы RTS2 работать в сложных условиях регистрации и позволяет снижать до минимума подготовку профилей со всеми вытекающими отсюда положительными моментами, касающимися рубки и иных подготовительных работ.

В системе реализован очень удобный для работы Интерфейс, который позволяет выбирать необходимый ПВ как в таблице, так и в графическом режиме, что, несомненно, экономит время, например, при работе в офсетных зонах. Оператор видит не только приемные линии, но и каждую точку ПВ. Для удобства, перед началом регистрации

оператор может экспортировать только необходимые ПВ, с которыми планируется работать в этот день. Осуществляется это посредством графической выборки с помощью мыши. Это позволяет конкретизировать задачи предстоящего рабочего дня.

Необходимо отметить, что в случае работы с источниками, оснащенными системой позиционирования, необходимость в ручном выборе отпадает и по команде готовности от источников, система автоматически переходит на соответствующие ПВ и расстановку.

В процессе работы оператор легко контролирует всю телеметрию поля, состояние как каждого модуля и каждой линии в отдельности, так и всей расстановки в целом.

Оценка качества данных также осуществляется в режиме реального времени.

Сравнение работы кабельной и бескабельной систем в ходе выполнения данного проекта, наглядно продемонстрировало высокую надежность телеметрического канала передачи данных системы RTS2. Как сказано выше, в процессе выполнения работ не было осуществлено ни одного выезда для настройки телеметрии. Связано это с технологией автоматического поиска пути передачи данных. Особенности этой технологии были достаточно подробно рассмотрены в статье, опубликованной в предыдущем номере журнала. В кратком изложении, примененный в системе принцип передачи данных при возникновении проблемы на линии, заключается в следующем.

В кабельной системе в случае обрыва кабеля в любой точке расстановки оператор вынужден остановить регистрацию и выслать бригаду техников для устранения неисправности. В случае сбоя работы нодального модуля оператор не увидит этого сбоя до начала сбора данных.

В регистрирующей системе RTS2 модуль, предшествующий проблемному, в режиме реального времени незамедлительно установит связь с последующим за неисправным и, таким образом, телеметрия восстановится за считанные секунды, данные будут получены в полном объеме, в худшем случае за исключением записи одного канала, где и произошла эта проблема.

Таким образом, полностью исключен простой из-за обрыва линейной телеметрии.

За время выполнения рассматриваемого проекта время простоя составило 0ч0мин

Необходимо отметить, что проект осуществлялся в марте месяце и погода была переменчива - от первых градусов выше нуля в начале проекта до -30 и чуть ниже ближе к концу.

Вполне возможно, что именно с этим были связаны периодические проблемы с контактами в кабельной системе и, как результат, периодическое «падение» телеметрии. Точные статистические данные, к сожалению, не зафиксированы, но можно говорить о простоях перед отстрелом из-за неполадок в телеметрии кабельной системы, включая наладку от 3 часов и намного более.

Надо отметить, что оператор, уже имеющий опыт работы с телеметрическими системами, начиная с 4-го дня регистрации, работал практически самостоятельно. Безусловно, на протяжении всего проекта осуществлялась

поддержка инженерами WirelessSeismic.

Немаловажным моментом является автономность работы системы и, соответственно, ее энергопотребление.

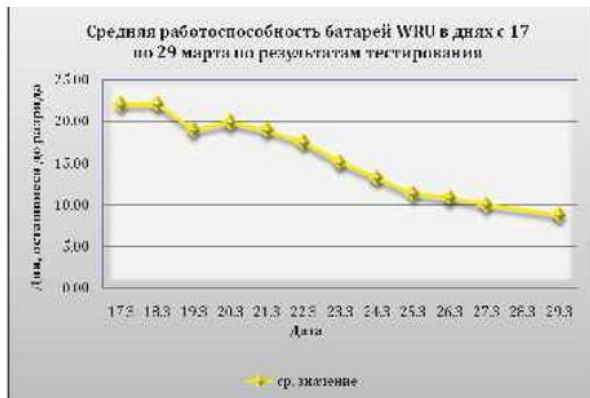
Одним из требований к проводимым работам была оценка этой составляющей. Перед работой было поставлено условие - не менять аккумуляторы на полевых модулях WRU до их полного разряда. Следовать этому условию не потребовалось, так как даже после 14 суток работы и экспериментов все аккумуляторы были далеки от разряда.

Ниже приведена таблица 1, в которой представлены данные о состоянии всего полевого оборудования, включая батареи. Для удобства в системе RTS2 одно из значений, отвечающих за отображение состояния каждой полевой батареи, показывает количество дней, оставшихся до разряда. В данной таблице эти столбцы отмечены цветом. В верхней части таблицы приведены данные от 16 марта, а в нижней – данные для этих же модулей от 27 марта.

В графике ниже на рисунке 5 приведена статистика по всем полевым батареям. Из данных, приведенных на Рис.5, видно, что после 12 дней работы оставшегося заряда аккумуляторов достаточно для работы в течение недели. Стоит обратить внимание, что оборудование эксплуатировалось в достаточно жестком режиме, поскольку оно работало практически круглосуточно. В дневное время осуществлялись эксперименты, а в ночное время – регистрация.

March,16																	
Equip	Formed	Unit State	Test Status	Internal Tests	Line #	Point #	Serial #	Volt A	Volt B	Curr A	Curr B	Cap A	Cap B	Days of Oper	Batt A Status	Batt B Status	Ohms
WRU	Yes	Passed	Passed	Passed	1451	5249	800018931	4,07	4,05	0	0	12100	12194	22,25	In Use	Standby	791
WRU	Yes	Passed	Passed	Passed	1451	5250	800021192	4,08	4,03	0	115	12246	12041	19,72	Standby	In Use	795
WRU	Yes	Passed	Passed	Passed	1451	5251	800021066	4,06	4,05	57	0	12075	12144	22,18	In Use	Standby	789
WRU	Yes	Passed	Passed	Passed	1451	5252	800021022	4,07	4,03	0	59	12163	12041	22,17	Standby	In Use	799
WRU	Yes	Passed	Passed	Passed	1451	5253	800019429	4,04	4,07	57	0	12160	12165	22,28	In Use	Standby	793
March,27																	
WRU	Yes	Passed	Passed	Passed	1451	5249	800018931	3,63	4,04	63	0	1161	11166	9,87	In Use	Standby	788
WRU	Yes	Passed	Passed	Passed	1451	5250	800021192	4,07	3,61	0	64	10811	787	8,05	Standby	In Use	793
WRU	Yes	Passed	Passed	Passed	1451	5251	800021066	3,62	3,99	62	0	958	10191	9,69	In Use	Standby	786
WRU	Yes	Passed	Passed	Passed	1451	5252	800021022	4,06	3,62	0	63	10790	937	9,72	Standby	In Use	796
WRU	Yes	Passed	Passed	Passed	1451	5253	800019429	4,04	3,65	0	59	10900	1440	9,81	Standby	In Use	790

▲ Табл. 1.



▲ Рис. 5. Статистика по всем полевым батареям

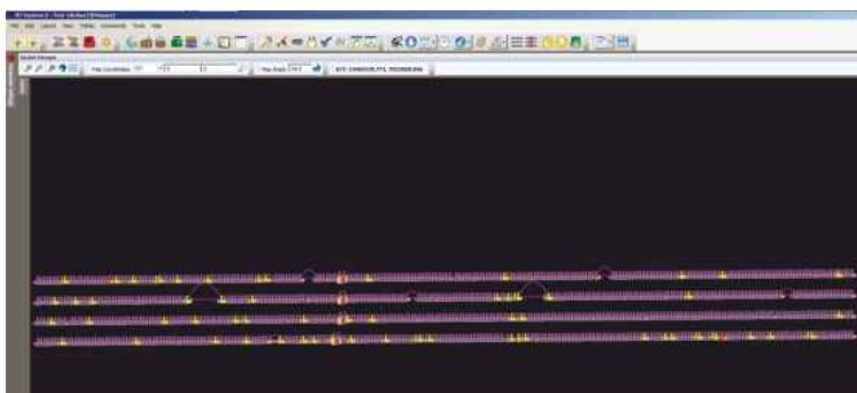
В таблице II приведены параметры регистрации и статистические данные.

Экспериментальные работы

Как уже отмечалось, регистрация производилась в ночное время. В дневное время по запросу Заказчика работ ОАО «ГазпромНефть» и исполнителя работ ЗАО «Геотек Холдинг» проводились различные эксперименты, целью которых было узнать возможности и особенности работы системы в нестандартных ситуациях.

Как уже отмечалось выше, было проведено сравнение качества телеметрии в условиях 4 метровой просеки и визирки шириной 1 метр. Сравнение показало практическое отсутствие влияния этих условий на качество телеметрии.

Основной задачей следующего эксперимента являлась проверка устойчивости работы телеметрии системы в заведомо усложненных условиях.



◀ Рис. 6. Передача данных в линиях наблюдения с рядом выборочно отключенных каналов. Суммарно в линиях отключено 39 каналов.

№№ п/п	Наименование параметра/статистика	Значение
1	Количество линий наблюдения в расстановке	4
2	Количество активных каналов в линии	240
3	Расстояние между ПП	50 м
4	Шаг дискретизации	В основном 2 мс (2 ночи – 1 мс)
5	Количество отработанных ПВ	Более 4200
6	Продолжительность работы	15 дней
7	Количество простоев	0
8	Количество замененных батарей	0

▲ Табл. 2.

Для усложнения передачи данных было отключено 38 каналов на разных линиях.

То есть данные передавались не везде через 50 метров, а в некоторых местах (см. рисунок 6) через 100, 150 и более метров.

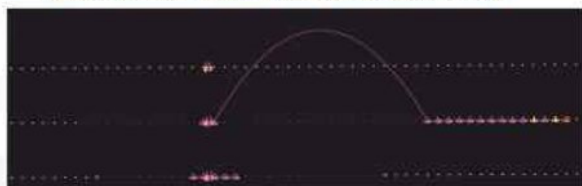
Система успешно справилась с этой задачей и, мало того, что никаких проблем с устойчивостью телеметрии выявлено не было, данные были переданы с задержкой, составившей менее 2,5 сек.

Следующей задачей, поставленной перед специалистами WirelessSeismic, принимавших участие и оказывающих поддержку проводимым работам, было установление дальности передачи информации от одного блока WRU другому.

Увеличение дальности передачи от одного блока WRU к другому осуществлялось путем последовательного отключения соседних блоков (см. рису-

Экстремальные тесты телеметрии

Пропуск 19 каналов. Расстояние между активными WRU 1000 м



Передано 100% данных.

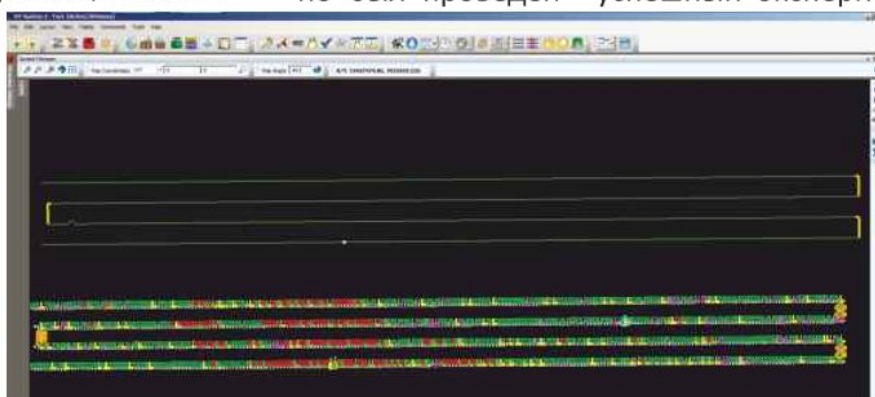
▲ Рис. 7. Результат теста на дальность передачи информации от одного блока WRU другому.

нок 7). Одновременно выполнялось тестирование процесса передачи данных. Как видно из скриншота, приведенного на рисунке 7, даже при пропуске 19 WRU, что эквивалентно расстоянию в 1000 метров(!), система приняла данные в полном объеме, без каких-либо потерь. Естественно, время передачи данных в этой экстремальной ситуации увеличилось. Но задача состояла в том, чтобы определить опытным путем возможную дальность передачи данных между WRU и понять «запас прочности» телеметрии системы RTS2. Полученный результат превзошел все ожидания участников работ.

Ниже приведены результаты еще двух экспериментов, которые также были выполнены по запросу Заказчика.

Так как данные со всех 960 каналов на 4-х линиях при шагах дискретизации 1 и 2 мс поступали в центральную систему регистрации в реальном времени и, как уже было отмечено выше, при производственных работах не было зафиксировано ни одной минуты простоя, то было

► Рис. 8. Схема сейсмической расстановки с 4-мя линиями, соединенными последовательно с помощью репиторов, и одним межлинейным модулем LIU



принято решение о проведении дополнительных экспериментов в особо жестких условиях для передачи данных.

Первый эксперимент заключался в оценке стабильности работы телеметрии при максимальной нагрузке.

Для проведения этого эксперимента из расстановки были «убраны» 3 из 4 межлинейных модуля LIU. Таким образом, 3Д расстановка превратилась в один, но очень длинный 2Д профиль с одним межлинейным модулем LIU для сбора данных. То есть все данные шли через него. Общая длина профиля, таким образом, составила 880 каналов или 44 км и еще 80 каналов с другой стороны (см. рисунок 8).

Линии между собой были соединены посредством репиторов, точно таких же беспроводных модулей WRU, единственное отличие которых заключалось в отключенном модуле регистрации. По аналогии с кабельной расстановкой расстановку можно назвать «змейкой».

Никаких проблем по телеметрии при проведении тестов оборудования такой уникальной по своей протяженности линии не возникло и эксперимент был начат без промедления.

В ходе эксперимента параметры регистрации, за исключением шага дискретизации, оставались без изменения.

При отработке сейсмической расстановки в этой конфигурации данные были получены в полном объеме. Параллельно был проведен успешный экспери-



▲ В сейсмостанции

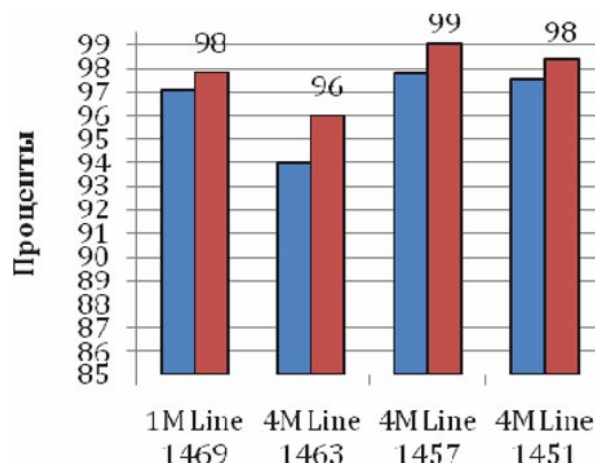
мент с одновременной передачей данных и регистрацией. Время передачи данных со всей расстановки составило при 2мс - 67 секунд, при 1 мс – 135 секунд. Расстановка проработала все время эксперимента без замечаний и никаких проблем не возникло. Данный эксперимент с искусственно созданными «тяжелыми» условиями убедительно продемонстрировал надежность, устойчивость и большой запас «прочности» телеметрии системы RTS2.

Одним из последних был проведен эксперимент, названный – «упавшая антенна». Тест прост по исполнению. На профиле 1463 были опрокинуты 10 антенн (см. рисунок 9)

Приведенные ниже результаты (см.



▲ Рис. 9. Модуль WRU с опрокинутой антенной



▲ Рис. 10. Сравнение качества телеметрии на профилях шириной 4 м и 1 м с опрокинутыми 10 антеннами на профиле 1463

рисунок 10) показали крайне малое влияние подобной расстановки на качество телеметрии.

Подводя итоги впервые проведенных в России работ с сейсморегистрирующей системой RTS2 производства компании WirelessSeismic, можно сделать краткий, но неоспоримый вывод.

Проверенная временем, работавшая в самых различных условиях при выполнении десятков проектов система, в очередной раз доказала свои преимущества, свою уникальность и эффективность и в суровых условиях Ямала.

В настоящее время системы RTS2 работают в самых разных уголках нашей планеты, практически во всех климатических зонах - от севера Аляски до джунглей Южной Америки. Одна из самых больших партий базируется в Курдистане и насчитывает более 13 000 каналов. Заказчиком этого проекта является Компания ОАО «ГазпромНефть», которая уже имеет положительный опыт работы с WirelessSeismic на одном из своих 3Д объектов в Курдистане.

По окончании выполнения пилотного проекта на Ямале в пресс-релизе ОАО «ГазпромНефть» отмечено следующее:

- «ГазпромНефть» первой в российской нефтегазовой отрасли выполнила пилотный проект сейсмических исследо-

ваний с применением инновационной технологии, позволяющей сохранять от вырубки значительные лесные массивы.

Новая «зеленая технология» была протестирована весной 2014 года на Западно-Чатылькинском лицензионном участке (разрабатывается «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегазом») в ЯНАО. Результаты опытных работ свидетельствуют, что при использовании инновационного метода значительно сокращается антропогенное воздействие на окружающую среду, в частности, вдвое уменьшается необходимый объем вырубки леса по сравнению с использованием традиционных технологий сейсморазведки.

Итоги пилотного проекта свидетельствуют, что при выполнении работ новым способом на площади в 400 кв. км можно сохранить порядка 200 га леса или около 60 тыс. деревьев.

Основой проекта по проведению «зеленой» сейсмики стало использование беспроводной системы сбора данных RTSys2. Отказ от применения кабеля позволяет не рубить просеки для его прокладки, как это происходит во время геологоразведки, выполняемой по традиционным технологиям. Бескабельная система существенно оптимизирует производственный цикл, в частности, за счет быстрого размещения датчиков в условиях сложного ландшафта. Другой ее особенностью является возможность наблюдения за получаемым сигналом в режиме реального времени и вести экспресс-обработку результатов в полевых условиях, фиксируя посторонние непредвиденные помехи, ухудшающие качество данных. В то время как большинство из предлагаемых сегодня на рынке бескабельных систем работают в автономном режиме. При котором оператор снимает показатели спустя лишь несколько дней и только тогда оценивает их качество. В результате,

некоторые исследования приходится повторять.

Эффективность работы новой системы компания ОАО «ГазпромНефть» оценила в 2013 году, когда выполняла сейсмические исследования на блоке Shakal в Ираке. Тогда применение беспроводных модулей значительно облегчило проведение сейсмики в характерной для региона гористой местности, позволяя устанавливать оборудование в труднодоступных местах. По итогам проекта было принято решение применить полученный опыт в России, что позволило начать внедрение инновационной «зеленой» технологии. Проведенное в 2014 году на месторождении ОАО «ГазпромНефть» в ЯНАО тестирование оборудования в период низких температур, характерных для региона, показало стабильную работу системы. Сравнение сейсмических данных с результатами, полученными традиционным способом на том же участке, позволяет говорить о хорошем качестве геофизической информации.

Первый заместитель генерального директора ОАО «ГазпромНефть» Вадим Яковлев отметил:

“Использование нового метода одновременно позволяет решить несколько очень важных для нас задач. В первую очередь - многократно повысить уровень промышленной безопасности, поскольку основные риски травматизма во время сейсмических работ связаны именно с рубкой леса. Во-вторых - снизить антропогенное воздействие на природу за счет применения природосберегающих технологий, а также сократить срок выполнения работ. Проведенный эксперимент продемонстрировал хорошие возможности для дальнейшего повышения эффективности сейсмических исследований на наших месторождениях и мы будем применять полученный опыт в других проектах».

Технологии, на которые вы можете положиться. Даже в Арктике.



При работе в суровых условиях важна надежность. Поэтому на судах, работающих в Арктике, используют проверенные технологии ION.

DigiBIRD II® и DigiFIN®

Позиционирование



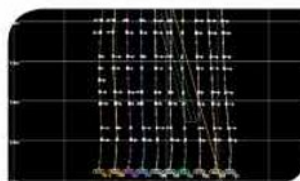
DigiSTREAMER™

Регистрация данных



Orca®

Контроль и управление



Технологии морской сейсморазведки компании ION каждый день доказывают свою надежность даже в самых суровых условиях. Многие суда используют технологии ION для выполнения своих задач безопасно, эффективно и с максимальным качеством. Чтобы узнать больше, посетите iongeo.ru

НАПРАВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Нетипичные коллекторы

→ Регионы с суровыми климатическими условиями

Разрезы со сложным геологическим строением

Изучение осадочных бассейнов

Эксплуатация месторождений

Пути повышения качества современной скважинной сейсмической аппаратуры

■ Багмут В.А., Рюмин В.А., Багмут А.В., ООО «Геофизприбор», г. Симферополь

ВВЕДЕНИЕ

В предыдущих публикациях [5, 6] мы пришли к выводу о том, что результаты записей цифровыми зондами РФ не в полной мере соответствуют требованиям метода ВСП. В качестве аргументов, подтверждающих это утверждение, приведены низкая пропускная способность геофизического кабеля при высокоскоростной передаче данных, а также недостатки самих зондов: узкий динамический диапазон применяемых АЦП, отсутствие систем контроля и т.д.

Несмотря на то, что за 20 лет со времени выполнения сравнительных испытаний нескольких образцов цифровых зондов РФ (1994 г.) разработан целый ряд модификаций метода ВСП, подтверждаемость прогнозов неуклонно снижается. Одна из причин этого явления, по нашему мнению, низкое качество первичного полевого материала.

Проблема низкого качества результатов записей цифровыми зондами рассматривалась и другими авторами. В частности, авторы статьи [7] констатируют:

1. Основная проблема современной скважинной сейсморазведки – низкое качество полевых записей.

2. В методе ВСП отсутствуют пакеты программ, позволяющие объективно и своевременно оценивать качество первичных сейсмограмм.

Ранее нами и другими авторами высказывалось мнение о том, что оптимальным на современном уровне развития техники было бы применение в цифровых зондах АЦП с числом разрядов 24. В работе [7] авторы приводят данные о том, что такие АЦП применяются в зондах фирмы SerceI, которые, кроме

того, обладают целым рядом достоинств, например - многоканальность, работа в реальном времени и т.д. Но наряду с этим отмечают "низкое качество полевых записей, которое ... все больше становится правилом", правда, не указывая, относится ли эта оценка ко всем или только некоторым конкретным зондам.

Опираясь на данные этой статьи, других публикаций и наш опыт разработки и применения сейсмической скважинной аппаратуры, в данной статье мы более подробно рассмотрим параметры зондов и их влияние на качество регистрируемых данных, а именно:

1. Степень соответствия характеристик современных цифровых зондов требованиям многоволновой сейсморазведки. Зависимость характеристик, определяющих качество регистрируемого сигнала, и точности определения полного вектора волнового поля от числа разрядов АЦП.

2. Возможные причины низкого качества первичных сейсмограмм, получаемых с помощью применяемых современных цифровых зондов.

3. Меры, которые необходимо и возможно принять для исключения причин низкого качества полевых записей и обеспечения их объективной оценки.

ЗАВИСИМОСТЬ КАЧЕСТВА РЕГИСТРИРУЕМЫХ ДАННЫХ ОТ ЧИСЛА РАЗРЯДОВ АЦП

Для анализа выберем следующие зонды.

1. АМК-ВСП-3-48 (далее АМК). По результатам сравнительных испытаний в 1994 году цифровых зондов, разработанных различными фирмами РФ, он был признан наиболее "продвинутым",

поскольку по данным отчета, приведенным в [7], "обладал целым рядом несомненных достоинств (малая масса, высокая чувствительность каналов, большой динамический диапазон цифровых преобразователей сигналов, помехоустойчивость)". Видимо, на основании именно этого заключения,, он был использован как прототип при разработке цифровых зондов РФ.

2. АМЦ-ВСП-3-48 (далее АМЦ). Разработан в РФ на базе АМК. Наиболее широко применяется в СНГ.

3. Зонды фирмы Sercel. Они также достаточно широко применяются в СНГ.

В качестве критериев при оценке качества зондов используем требования "Методических рекомендаций по применению ПМ ВСП..." [1, 9] (далее "Рекомендации"), а также опыт авторов по построению и применению зондов с уплотнением ВИМ: АПМЗ-ЗМ и АПМ4-ЗМ (далее АПМ). С помощью прототипа этих зондов, которые успешно применяются и в настоящее время, отрабатывались положения "Рекомендаций".

Основные требования к характеристикам сейсмической скважинной аппаратуры, изложенные в "Рекомендациях", следующие:

1. При трехкомпонентных наблюдениях применяют установки с сейсмоприемниками, имеющими неидентичность по амплитуде $\pm 5\%$ и по фазе $\pm 4\%$ видимого периода [1]; ошибка измерения амплитуд должна быть не более 5% [9].

2. Наземная аппаратура должна обеспечивать регистрацию сейсмических сигналов с динамическим диапазоном до 120 дБ [9].

3. Паразитные колебания скважинных приборов должны быть исключены или снижены до пренебрежимо низкого уровня [1, 9].

Очевидно, что требования по идентич-

ности АЧХ сейсмоприемников, приведенные в п.1, в данном случае относятся к зондам с прямой передачей информации.

В зондах АПМ требование амплитудной неидентичности $\pm 5\%$ и фазы $\pm 4\%$, применяется к сквозным трактам, то есть, начиная с сейсмоприемников, усилителей, модуляторов и далее по цепочке и заканчивая демодуляторами, каналами сейсмостанции и памятью компьютера. Причем на практике при настройке добиваются как можно более жестких (примерно вдвое меньших) значений.

С внедрением в практику ВСП цифровых зондов у многих специалистов появилось предубеждение, заключающееся в том, что все процессы получения, преобразования в цифровой код и передачи информации по кабелю не составляют проблемы. Возможно, исходя из этих соображений, в рекламе зондов отсутствуют требования к техническим характеристикам (ТХ), в том числе по идентичности каналов. То, что это заблуждение распространено достаточно широко, подтверждает, например, тот факт, что авторам отчета об испытаниях АМК, приведенного в [7], вторит А.Д. Чигрин в статье [2]: революция в скважинной сейсморазведке заключалась в том, что "в цифровых зондах были исключены искажения сигнала при прохождении его по каротажному кабелю", "...это радикально, на несколько порядков, повысило качество (точность, динамический диапазон) регистрируемого сигнала".

Ошибочность заявления об отсутствии искажений в кабеле мы показали в работе [5]. К тому же, и справедливость тезиса о расширении динамического диапазона воспринимается неоднозначно. С одной стороны, за счет переноса спектра сигнала

ла в область высоких частот исключаются наводки питающей сети, хотя для их подавления или исключения успешно применялся и целый ряд других способов. С другой стороны, динамический диапазон регистрирующего устройства сократился со 168 дБ сейсмостанции, используемой в зондах с прямой передачей, до 54 дБ в АМК.

Вероятно, под термином "точность" в [2] автор имеет в виду "помехоустойчивость". Мы же под термином "точность", будем подразумевать точность оцифровки сигнала и ее влияние на идентичность АЧХ каналов, а в конечном итоге – на точность определения полного вектора волнового поля.

В Таблице 2 [7] мгновенный динамический диапазон систем передачи зондов фирмы Sercel указан в пределах 122-123 дБ, при этом диапазон сейсмоприемника совпадает с разрядной сеткой АЦП.

Этот диапазон обеспечивается:

$$122 \text{ дБ} : 6 \text{ дБ} = 21 \text{ разрядом АЦП.}$$

Отсюда, на уровень шума остается $24 - 1 - 21 = 2$ разряда.

Согласно [10] относительная погрешность оцифровки определяется числом разрядов АЦП, участвующих в преобразовании "n". Таким образом, для сигналов на уровне шума относительная погрешность составит:

$$1 \cdot 2^{-n} = 1 \cdot 2^{-2} = 0,25 \cdot 100\% = 25\%.$$

Но если считать, что нижняя часть диапазона регистрации этого зонда определяется визуально по амплитуде сигнала, вдвое превышающей напряжение шума [8], то $n=3$ и для него погрешность преобразования составит 12,5%.

Для обеспечения возможности преобразования, а затем суммирования кодов сигналов, поступающих на вход АЦП с неидентичностью в пределах $\pm 5\%$, погрешность оцифровки должна быть на

порядок ниже, то есть не больше 1%. Отсюда следует, что в преобразовании шума должно участвовать не менее семи разрядов АЦП [11, 13].

Относительная погрешность при этом составит:

$$1:2^7 = 1:128 \cdot 100\% = 0,78\%.$$

Для этого коэффициент усиления должен быть увеличен до значения:

$$16 \cdot (2^7:2^2) = 16 \cdot 2^5 = 16 \cdot 32 = 512.$$

При этом появится вероятность переполнения разрядной сетки АЦП, а

мгновенный динамический диапазон преобразования 24-разрядным АЦП без знакового разряда и семи разрядов, участвующих в преобразовании шума, составит:

$$(24-1) \cdot 6 \text{ дБ} - 7 \cdot 6 \text{ дБ} = 138 \text{ дБ} - 42 \text{ дБ} = 96 \text{ дБ},$$

т.е. будет близким к мгновенному динамическому диапазону АПМ (80-90 дБ).

В системах регистрации зондов, рассматриваемых в данной статье, в том случае, если самый большой сигнал одной установки сейсмоприемников оцифровывается меньше чем семью разрядами АЦП, погрешность превышает допустимую и определение вектора поляризации для нее теряет смысл. Более того, в зависимости от угла подхода волны к оси симметрии установки с сейсмоприемниками, сигналы одного или двух каналов установки могут быть оцифрованы числом разрядов меньше семи (например, при записи с ближнего пункта взрыва в каналах X,Y ортогональных установок X,Y,Z). При вычислении значения модуля и направления полного вектора они вносят свою погрешность, превышающую допустимую во всем диапазоне преобразования АЦП, т.е. для сигнала любой величины. И в этом случае обнаруживается мертвая зона в направлениях приема, поскольку определение вектора поляризации для этих

установок и при этих углах подхода волны также теряет смысл.

В рекламе АМЦ приведено значение общего динамического диапазона, равное 150 дБ и динамический диапазон преобразования "в пределах одной трассы" – 90 дБ. Напомним, что понятие "мгновенный динамический диапазон" (то есть при записи одной выборки) было введено для систем с МАРУ, а в исследуемых зондах "динамический диапазон преобразования на протяжении одной трассы" подразумевает одно положение переключателя ПРУ. Для АМЦ и зондов фирмы Sercel эти понятия тождественны.

Очевидно, что "90 дБ" это динамический диапазон 16 разрядного АЦП, которым оснащен зонд:

$$(16-1) \times 6 \text{ дБ} = 90 \text{ дБ}.$$

Общий диапазон в данном случае определяется набором коэффициентов ПРУ от 0 дБ до 60 дБ, определяющих несколько поддиапазонов. Логично предположить, что если в преобразовании участвует весь диапазон АЦП, то максимальный коэффициент усиления выбран таким, что напряжение шума попадает на младший его разряд. Как уже было показано выше, сигналы канала, которые оцифровываются числом разрядов меньше семи, т.е. почти половина его диапазона на каждом усилении – очевидный брак. И этот брак может вноситься в значение любой суммы в диапазоне АЦП и не может быть обнаружен визуально. В этом случае стыковка сигналов разных поддиапазонов при определении вектора поляризации должна представлять значительную трудность, если вообще имеет смысл.

Если предположить, что коэффициент усиления будет увеличен так, чтобы шум оцифровывался семью разрядами АЦП, то мгновенный динамический диапазон АМЦ составит:

$$90 \text{ дБ} - 42 \text{ дБ} = 48 \text{ дБ}$$

Утверждение о том, что у 10 разрядного АЦП, которым оснащен АМК, одновременно "высокая чувствительность и большой динамический диапазон цифровых преобразователей сигнала", не выдерживает критики. Динамический диапазон его АЦП составляет всего $(10-1) \times 6 \text{ дБ} = 54 \text{ дБ}$, а значит, выбирать между точностью, чувствительностью и мгновенным динамическим диапазоном просто не из чего.

Выводы

Увеличение числа разрядов АЦП до 24 привело к расширению динамического диапазона записи до 122-123 дБ, но оставило нерешенными проблемы, существовавшие ранее и присущие, например АМЦ:

1. Стремление разработчиков рассматриваемых зондов задействовать в преобразовании сигнала всю разрядную сетку АЦП привело к появлению мертвых зон при приеме слабых сигналов и в некоторых направлениях подхода волны. Это приводит к тому, что первичная информация для решения задачи построения вектора поляризации оказывается непригодной. Обнаруживается это только в результате обработки.

2. В цифровых зондах различие в пороговой чувствительности за счет свойств сейсмоприемников незначительно. Как следует из анализа данных Таблицы 1 [7], оно составляет меньше 6 дБ.

3. Решающее значение для обеспечения пороговой чувствительности цифрового зонда имеет соотношение числа разрядов АЦП и коэффициент усиления усилителей, который определяет не только порог, при котором минимальный сигнал попадет в разрядную сетку АЦП, но и точность его оцифровки, т.е. разрешающую способность с одной стороны и

мгновенный динамический диапазон преобразования с другой.

4. Число разрядов АЦП, участвующих в преобразовании напряжения шума, должно быть не менее семи при условии, что это собственные (тепловые) шумы сейсмоприемника и усилителя или усилителей.

ВЛИЯНИЕ ТХ СЕЙСМОПРИЕМНИКОВ НА КАЧЕСТВО РЕГИСТРИРУЕМЫХ ДАННЫХ

Допустим, что обеспечена необходимая точность оцифровки сигнала и решена проблема передачи цифрового кода по кабелю. Тогда имеет смысл говорить о ТХ сквозных трактов, величина и идентичность характеристик которых будет определяться свойствами сейсмоприемников.

Рассмотрим, как решается или как решена эта проблема в зондах фирмы Sercel, оснащенных сейсмоприемниками SMC-1850.

В рекламном проспекте фирмы OYO GEOSPACE [12], содержащего значительно больше сведений, чем в проспекте на сайте компании Sercel в Интернете, указано, что их неидентичность по коэффициенту преобразования без шунта составляет $\pm 5\%$, а при оптимальном затухании, от которого также зависит фазовая характеристика, $\pm 10\%$, то есть превышает требования «Рекомендаций» в два раза.

В таком случае, если не применяется специальный отбор, то неидентичность может в 3 раза превысить допустимую. Допуск по резонансной частоте в «Рекомендациях» составляет $\pm 4\%$, а в SMC-1850 $\pm 5\%$. Очевидно, что в данном случае величины обоих параметров превышают требования «Рекомендаций».

В приведенном в [12] графике зависимости коэффициентов затухания и преобразования от температуры указа-

но, что указанные в таблице параметры измерены при 20°C после прогрева до 200°C . А из анализа рисунка следует, что при изменении температуры от 25°C до 100°C затухание уменьшается почти на 20 %. При этом, видимо, предполагается, что АЧХ и градиенты изменения параметров вертикального и горизонтальных (или вертикальных, установленных, как в АМЦ, горизонтально) сейсмоприемников идеально совпадают, что вызывает сомнения и, очевидно, требует подтверждения.

Выводы

1. ТХ сейсмоприемников SMC-1850 не отвечают в полной мере требованиям метода, поскольку допуск по идентичности АЧХ и ФЧХ выходит за пределы требований «Рекомендаций».

2. Для того, чтобы ТХ сейсмоприемников отвечали требованиям "Рекомендаций", их необходимо подбирать по параметрам при сборке установок и контролировать в процессе эксплуатации.

Мы проанализировали параметры аппаратуры, влияние которых на качество сигнала может быть обнаружено в результате обработки или с помощью инструмента - системы контроля, т.е. должно обеспечиваться разработчиком. Но возникает вопрос: как оценить качество полевых записей, которое зачастую определяется визуально, и избавиться от брака?

КАЧЕСТВО ПОЛЕВЫХ ЗАПИСЕЙ. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ КАНАЛОВ. СУПЕРВАЙЗЕРСТВО.

По мнению авторов статьи [7]: «операторы, оценивающие качество записей в процессе проведения работ на скважине, принимают в учет лишь записи, зарегистрированные вертикальными приборами. Имеются примеры того, как

на этапе приемки материалов с оценкой «отлично» принимаются записи горизонтальных компонент, которые следовало бы оценить как брак». Вполне возможно, что наличие «брака» на горизонтальных составляющих в сейсмограммах связано с наличием мертвых зон в направлениях подхода волны.

В статье [3] авторы пишут: «часто в исходных записях присутствуют шумы, связанные с ошибками кодирования сигнала и перегрузками АЦП». В статье [4] для исправления сейсмограмм, полученных с помощью цифровых зондов и подвергшихся искажению, обработчики вынуждены предлагать метод «Интеллектуальной редакции...» с применением статистических данных. Анализ рисунков, приведенных в [3,4] показывает, что некоторые шумы и помехи могут иметь схожую форму на экране, но различные причины возникновения. Борьбаться с этими явлениями должен, прежде всего, специалист по электронике, знающий зонд, а затем уже оператор.

Авторы статьи [7] для обеспечения приемлемого качества сейсмограмм предлагают «шире внедрять супервайзерство». Но, по нашему мнению, поскольку визуально качество первичных сейсмограмм с соблюдением требований "Рекомендаций" оценить практически невозможно, то без применения системы контроля это вряд ли приведет к желаемому результату.

Таким образом, возможными причинами низкого качества полевых записей являются:

- применение ортогональной системы расстановки сейсμοприемников, которая в сочетании с заниженным коэффициентом усиления предполагает наличие мертвых зон в направлениях подхода волны;

- отсутствие эффективной системы контроля;
- паразитные колебания скважинных приборов;
- превышение ТХ сейсμοприемников допуска по неидентичности и резонансной частоте;
- ошибки операторов.

Автоматическая приемка первичных сейсмограмм по интенсивности записи, примененная в зондах с ортогональной расстановкой сейсμοприемников (по сигналу вертикального канала), не оправдывает себя [7].

В качестве альтернативного варианта приведем пример решения данной проблемы в КГФЭ [1]. Программа автоматической приемки, реализованная в АПМ [1], использует принцип избыточной информации за счет применения четвертого, вертикального сейсμοприемника. В состав системы входит.

1. Симметричная 1,2,3,Z установка сейсμοприемников.
2. Система электрического или аппаратного контроля.
3. Система сейсмического контроля.

Оператор до начала или в процессе работы выполняет электрический контроль АЧХ каналов и сквозных трактов с целью убедиться в том, что система преобразования и передачи работоспособна, а ее параметры, прежде всего - неидентичность каналов, в пределах допуска. В процессе регистрации оператор по экрану монитора, а также программно контролирует степень совпадения сигнала вертикального и суммы сигналов наклонных СП. При необходимости отбраковываются трассы, в которых сумма сигналов наклонных сейсμοприемников отличается от сигнала вертикального более чем на 10%.

ПАЗАРИТНЫЕ КОЛЕБАНИЯ

Настоятельная необходимость борьбы с паразитными колебаниями скважинных приборов возникла с самого начала разработки метода ВСП, но возможность успешно бороться с ними появилась после внедрения в практику исследований электромеханических прижимных устройств.

Крымская ГФЭ к середине 70-х годов прошлого столетия располагала одноприборными зондами, которые были оборудованы управляемыми электромеханическими прижимными устройствами, разработанными ВНИИГИС: АСПУ-3-48 и СППУ-2м. При этом попытка борьбы с паразитными колебаниями приборов с наружным диаметром 48 мм (в настоящее время - 50 мм), применяемых в АСПУ-3-48, АСПУ ТЗ-48, АМК, АМЦ, а также целым рядом разработчиков электроники для своих зондов, путем увеличения усилия прижима желаемого результата не дала.

Поэтому в качестве базовой для разработки скважинных приборов АПМ была использована конструкция скважинных приборов СППУ-2м (наружный диаметр 82 мм). От влияния паразитных колебаний на полезный сигнал разработчикам удалось избавиться путем усовершенствования конструкции, увеличения мощности и изменения алгоритма работы прижимного устройства, а также применением ряда других мер. При этом диаметр скважинного прибора был увеличен с 82 мм до 90 мм, масса - до 37 кг.

Возникает вопрос. О недостатке конструкции скважинных приборов ВНИИГИС: АСПУ-3-48, АМК, АМЦ, предположенной к паразитным колебаниям, было известно еще в середине 70х. Вероятно, эта же проблема возникала при разработке АСПУ-ТЗ-48 (ВИМ) и

поднималась пользователями в середине 90-х. Тогда почему она остается нерешенной до сих пор, тем более, что имеется пример ее положительного решения?

Ознакомление с первичной информацией, полученной зондом фирмы Sercel, позволяет сделать вывод о том, что путем применения башмаков в скважинных приборах от паразитных колебаний полностью избавиться не удалось.

Выводы

Низкое качество информации, получаемое с помощью наиболее широко применяемых в СНГ зондов, обусловлено тем, что ТХ образцов сейсмической скважинной аппаратуры зондов фирмы Sercel и АМЦ не в полной мере отвечают требованиям многоволновой сейсморазведки, изложенным в "Рекомендациях", разработанных основателями метода.

- использование в исследуемых зонах всей разрядной сетки применяемых АЦП не обеспечивает требуемой разрешающей способности формируемых цифровых кодов во всем необходимом диапазоне.

- допуски по амплитудной и фазовой неидентичности сейсμοприемников SMC-1850, применяемых в зондах, превышают требования метода, изложенные в "Рекомендациях".

- низкий коэффициент усиления в сочетании с ортогональной установкой сейсμοприемников приводит к появлению мертвых зон при регистрации слабых сигналов и для всего диапазона преобразования при некоторых углах похода волны к установке с сейсμοприемниками.

- предположение или даже убежденность некоторых специалистов в том, что симметричная и ортогональная системы расстановки сейсμοприемни-

ков равнозначны, справедливо частично. Они равнозначны только с точки зрения математики, при обработке.

- отсутствуют системы электрического контроля параметров.

ПРЕДЛОЖЕНИЯ

Поскольку направление развития аппаратуры для скважинной сейсморазведки в РФ, заданное АМК и продолженное АМЦ, завело в тупик, то для исправления создавшегося положения в отечественной скважинной сейсморазведке следует вернуться к изначальному направлению разработок, в частности, необходимо:

1. Выполнить постановку задачи: определить перечень исследований, их цели и условия применения аппаратуры, на основе чего выработать требования, предъявляемые к зонду или зондам, в зависимости от условий применения.

2. Следовать при разработке и приемке зондов требованиям "Рекомендаций" и, если понадобится, провести их ревизию.

3. Применять симметричную расстановку сейсмоприемников, а точнее, сравнить симметричную и ортогональную установки в полевых условиях.

4. Оснастить зонды системами аппаратного и сейсмического контроля, а также разработать или внедрить программы автоматической приемки.

5. Заменить корпус скважинного прибора или доработать с целью исключения паразитных колебаний.

6. В масштабах отрасли провести испытания отечественных систем передачи на соответствие требованиям метода или провести НИР и конкурс на разработку такой системы. Пример реализации в зондах Sercel цифровой системы передачи сигналов от 30 кана-

лов с 24-разрядным кодированием в реальном времени, при высокой температуре в скважине, подтверждает реальность выполнения такой задачи.

7. Утверждение авторов статьи [7] о том, что долгожительство аппаратуры АПМ объясняется в первую очередь отсутствием высокотемпературной элементной базы для цифровых зондов, и только потом качеством регистрируемой информации, следовало бы, по нашему мнению, уточнить. АМЦ уступает АПМ, по нашим данным, в пределах своей рабочей температуры (до 110°C) практически по всем параметрам, определяющим качество регистрируемой информации. Обоснование - сравнение первичных сейсмограмм и результаты анализа, приведенные выше. И поэтому АПМ следовало бы использовать в качестве эталона при проведении сравнительных испытаний.

8. До и после выполнения предложенных мер провести сравнительные испытания образцов-претендентов.

9. И в заключение. Еще одна из возможных причин низкого качества первичных сейсмограмм – организационная.

В 80-х годах прошлого века из «Инструкции по сейсморазведке» был изъят раздел о требованиях к ТХ и контроле параметров сейсмической скважинной аппаратуры. Контроль передан "на усмотрение" разработчика. Требования из «Рекомендаций» приводились в прошлые годы в рекламе некоторых зондов, но на практике почти никем не выполнялись и не выполняются. Или выполняются формально в виде контроля работоспособности. Нужно обязать исполнителей при сдаче материалов в обработку или обработанного материала заказчику предъявлять результаты контроля.

Литература

1. Амиров А.Н., Герасимов М.Е., Алиев О.Г., 1984г. "Временные методические рекомендации по проведению сейсморазведочных работ ПМ ВСП с целью изучения околоскважинного пространства". МГ УССР ГГП "Крымгеология" г. Симферополь.

2. А.Д.Чигрин «К вопросу о динамическом диапазоне и использовании время-импульсной модуляции в методе ВСП». Технологии сейсморазведки № 4, 2010г.

3. А.Ю. Барков, В.Н.Ференци, К.В. Баранов, А.К. Душутин, А.А.Табаков. "Редактирование сейсмических волновых полей, основанное на комплексировании методов распознавания и коррекции". Технологии сейсморазведки № 1, 2004г.

4. А.Ю. Барков, В.Н.Ференци, К.В. Баранов, А.К. Душутин, А.А.Табаков. "Усовершенствование алгоритмов редактирования импульсных и гармонических помех в записях ВСП". Гальперинские чтения 2002. Тезисы докладов. Москва 2002г.

5. Багмут В.А., Багмут А.В., Рюмин В.А. "О реальных и мнимых преимуществах цифровых зондов для вертикального сейсмического профилирования". Технологии сейсморазведки № 4. 2011г.

6. Багмут В.А., Багмут А.В., Рюмин В.А. «О чувствительности, динамическом диапазоне и глубине применения сейсмической

скважинной аппаратуры ПМ ВСП». Технологии сейсморазведки № 1. 2008г.

7. В.М.Кузнецов, Г.А.Шехтман, А.В.Череповский. Технические средства в многоволновой сейсморазведке. Технологии сейсморазведки № 1. 2013г.

8. Л.Г. Козлов «О динамических диапазонах сейсмических волн и аппаратурных средств». Геофизическая аппаратура № 82, стр. 95-100, Недра 1981г. УДК 550.834. .

9. «Методические рекомендации по применению поляризационного метода сейсмической разведки» Научные редакторы: Гальперин Е.И., Певзнер Л.А. КазВИРГ, г. Алма-Ата 1984г., стр. 37-37.

10. Микросхемы для аналого-цифрового преобразования и средств мультимедиа. Справочник. Издательство "ДОДЭКА" Москва, 1996г.

11. О.К.Кондратьев. «Теоретические основы цифровой записи сейсмических колебаний» М.:ВНИИГЕОФИЗИКА. 1992г.

12. Сейсмоприемник SMC-1850, технические характеристики, рекламный листок.

13. Сейсморазведка, Справочник геофизика. Под редакцией И.И. Гурвича, В.П. Номоконова, - Москва, Недра 1981г., стр 165-169.

Подробнее об авторах



Багмут
Виталий Алексеевич

директор,
ООО «Геофизприбор»



Рюмин
Виктор Анатольевич

главный геофизик,
ООО «Геофизприбор»



Багмут
Александр Витальевич

главный инженер,
ООО «Геофизприбор»

SCOUT

Бескабельная сейсмосистема



32 Bit АЦП
T 0,25-4 мс



Энергонезависимая
Flash память до 32 Gb



Ethernet
Высокоскоростной порт
Ethernet



Wi-Fi
Встроенный Wi-Fi
модуль



GPS
Встроенный GPS
модуль



Встроенный датчик Холла
для управления питанием

2D/3D/4D

Любые проекты

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



Сопровождение проектов
Сервис 24/7



СПЕЦИАЛЬНОЕ КОНСТРУКТОРСКОЕ БЮРО
СЕЙСМИЧЕСКОГО ПРИБОРОСТРОЕНИЯ
SKBSP.RU

РОССИЙСКОЕ
ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ
ОБОРУДОВАНИЕ

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

sales@skbsp.ru | www.skbsp.ru

Прогнозирование оптимальных условий размещения заряда при сейсморазведочных работах в Западной Сибири с использованием электромагнитного сканирования во временной области

- Закариев Ю. Ш., Рябошапка С. М., Цыпышев Н. Н., ЗАО НПЦ «ГеоСейсКонтроль», г. Москва
- Тригубович Г. М., Дмитриев Ю. Ю., ЗАО «Аэрогеофизическая разведка», г. Новосибирск
- Тарасова Ю. П., "РН-Юганскнефтегаз", г. Нефтеюганск

Введение

Специалистам сейсморазведочных исследований взрывным способом известно, насколько непростой задачей является выбор оптимальных условий взрыва (глубины заложения заряда и его величины во взрывных скважинах), особенно в случае массовой подготовки ПВ при работах МОГТ 3D при отсутствии геологической информации о строении ВЧР: данных о литологическом составе пород, о мощности зоны малых скоростей (ЗМС) и о уровне грунтовых вод (УГВ).

Анализ связи качества сейсмических материалов с рельефом в отсутствии априорной информации о ВЧР показывает, что по карте рельефа можно выделять участки с неблагоприятными условиями возбуждения. В принципе, это дает возможность определять некоторые «экстремальные» участки, на которых следует провести опытные работы по выбору оптимальных параметров взрывного источника. Однако о создании целой сети опытных профилей говорить не приходится из-за непомерных затрат. Выбор же оптимальной глубины взрыва и веса заряда для всей площади работ по данным 1-2 опытных серий без априорной информации об изменчивости геологического строения ВЧР и мощности ЗМС является некорректным и, в определенной степени, рискованным.

Таким образом, перед проведением сейсморазведочных работ целесообразно иметь априорную информацию о строении ВЧР по всей площади исследо-

ваний: ее литологической и криогенной изменчивости, о поведении УГВ (особенно при пересеченном рельефе) и о сейсмических характеристиках всех элементов разреза.

Что дает априорная информация:

1. Возможность районирования всей площади работ по условиям возбуждения упругих колебаний и как следствие – оптимальное размещение опытных сейсморазведочных профилей, учитывающее изменчивость строения ВЧР;
2. Выбор оптимальной глубины размещения заряда и его веса на каждом ПВ;
3. Получение наилучших (приемлемых) параметров возбуждаемых сейсмических волн (амплитуда и частота) даже в неблагоприятных сейсмогеологических условиях.

Вопрос в том, какими методами и с какими затратами (материальными и временными) получить такую информацию?

Выбор методов исследования ВЧР

В условиях, подобных Западной Сибири, технология исследования ВЧР должна учитывать следующие особенности:

1. Большая площадь участков работ (первые сотни квадратных километров) при протяженности профилей ПВ до 1000 пог.км. При таких огромных объемах технология наземных геофизических исследований должна обладать очень высокой производительностью, мобиль-

ностью, низкой себестоимостью и возможностью существенного опережения бурения ПВ.

2. Проведение исследований в мерзлых и талых породах разнообразного состава.

3. Выполнение работ в зимний период при наличии сезонно-мерзлого слоя, снежного покрова мощностью до 1м, не только в тундре, но и в залесенной местности.

4. Глубинность исследований до 30-35м.

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

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 геофизики не решалась в принципе.

Например, «малая» сейсморазведка (МПВ) при той же детальности сопоставима по стоимости с «большой».

Георадарные исследования, характеризующиеся высокой детальностью расчленения разреза и достаточной производительностью, непригодны из-за малой грунтопроникающей способности, связанной с сильным поглощением высокочастотного электромагнитного излучения в породах, особенно суглинисто-глинистого состава.

Традиционная электроразведка на постоянном токе, даже в самом производительном варианте (электротомография) не реализуема из-за необходимости заземления приемных и питающих

электродов в мерзлых породах верхнего слоя.

Наиболее мобильным и экономичным, позволяющим решать задачи выбора оптимальной глубины погружения заряда и удовлетворяющим требованиям невысокой стоимости полевых работ при достаточной детальности и глубинности исследований, представляется метод зондирования становлением электромагнитного поля (ЗС), реализованный в варианте непрерывного электромагнитного сканирования разреза (ЭМС).

Метод ЗС [1] 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). Технология ЭМС уже более 10 лет широко применяется в инженерных изысканиях на различных объектах топливно-энергетического комплекса, как в талых породах, так и в криолитозоне, как на земной поверхности, так и с поверхности воды [2]. Технология ЭМС, являющаяся разработкой группы компаний ЗАО «Аэрогеофизическая разведка» и «Сибгеотех», защищена патентами РФ № 2194294, 47533, 52199 и 52200.

При исследовании ВЧР для целей сейсморазведки задачу геофизических исследований нельзя сводить только к литологическому расчленению разреза. Необходимо установить корреляционные связи между сейсмическими и электрическими параметрами пород, слагающими конкретный тип разреза. Следует выяснить в каких отложениях в

конкретной геологической обстановке следует разместить заряд ВМ, при взрыве которого будут зарегистрированы отраженные волны с наилучшими (приемлемыми) сейсмическими характеристиками (амплитуда и частота), чтобы в дальнейшем ориентироваться на выявление таких пород. Важным моментом, кроме того, является определение уровня грунтовых вод, так как ниже этого уровня из-за самопроизвольного оплыwania стенок скважин укупорка зарядов в скважинах существенно лучше, что способствует повышению эффективности взрыва.

Рациональным комплексом геофизических методов исследования ВЧР следует считать микросейсмокаротаж (МСК), электрокаротаж (КС), ЭМС.

Задачей МСК является получение данных о сейсмогеологическом строении ВЧР и степени дифференциации пород по вертикали по скоростям продольных волн в различных частях исследуемой площади.

Каротаж КС предназначен для получения информации о геоэлектрическом строении исследуемой территории, литологического расчленения разреза, создания опорных геоэлектрических моделей для обработки данных ЭМС, определения УГВ и в совокупности с МСК для оценки корреляционных связей между сейсмическими и электрическими параметрами пород ВЧР.

При работах МОГТ 3D ЭМС проводится по всем профилям ПВ и по редкой сети приемных (увязочных) профилей для литологического расчленения разреза, а с учетом данных МСК и КС - для исследования сейсмогеологического строения разреза и, в конечном итоге, для определения оптимальной глубины размещения заряда на каждом ПВ.

КС и МСК выполняются в одних и тех же скважинах, относительно равномерно размещенных по площади с учетом вероятных геоэлектрических неоднородностей.

Такие масштабные комплексные исследования ВЧР впервые в практике сейсморазведочных работ были выполнены на одном из лицензионных участков в Западной Сибири в зимнем периоде 2013-2014гг.

Задачей геофизических работ являлось детальное изучение строения ВЧР до глубины 30м с целью оптимального размещения зарядов ВМ при производстве сейсморазведочных работ МОГТ 3D.

Объем работ ЭМС составил 748 пог. км, каротажа КС и МСК - 18 скважин.

В геоморфологическом отношении площадь работ представляет собой заболоченные равнины и участки резко-пересеченной местности с густой речной сетью. Вся площадь, кроме больших болот, покрыта лесом. Для прокладывания профилей ПВ и ПП производилась вырубка просек.

В геологическом отношении ВЧР представлена отложениями четвертичного возраста, сложенными в верхней части озёрно-ледниковыми глинами и суглинками тёмно-серыми, песчанистыми, с прослоями супесей и песков, ниже залегают пески серые, зеленовато-серые с прослойками и линзами суглинков и глин. Четвертичные отложения детально не изучены, мощность их предположительно не превышает 35 – 50м. Все отложения талые, за исключением сезонно-мерзлого слоя, мощность которого на момент выполнения работ составляла 20-30см (под слоем снега до 1м). По данным каротажа КС УГВ варьирует от 2м до 14м. Бурение скважин ПВ производилось шнековым способом.

Каротаж КС и МСК

Применение шнекового бурения в неустойчивых породах, особенно в условиях их обводнения, вызывает быстрое обрушение стенок скважин. Геологический разрез участка работ представлен суглинками и глинами от твердых до пластичных, песками, супесями и пачками переслаивания перечисленных пород. Уровень грунтовых вод преимущественно высокий. Распространены плывуны. С точки зрения применения каротажа КС разрез крайне неблагоприятный.

В скважинах с быстро оплывающими стенками и плывунами невозможно применение скважинных приборов КС стандартной конструкции и стандартной системы заземлений, что подтвердили попытки выполнить электрокаротаж в открытом стволе.

Для проведения каротажа в таких условиях был разработан и изготовлен каротажный подошвенный градиент-зон [3] с двумя приемными линиями MN (вариант БКЗ), погружаемый в скважину через отверстия в шнеках. Параметры установки: А 0,9 М1 0,20 N1 (М2) 0,20 N2. Измерения проводились в точечном режиме через 20 см.

Применялись генератор тока Астра - 100 и измеритель ИМПВ-8, токи от 10 мА до 100 мА. Выбранная конструкция зонда обеспечивает выделение в разрезе прослоев пород мощностью более 1 м.

МСК, который выполнялся специалистами сейсмопартии, реализован в варианте обращенного сейсмокаротажа с размещением ПВ в скважине через 1-2 м.

Литологическая индексация слоев выполнена в результате комплексной интерпретации МСК и КС, а также исходя из визуального контроля состава шлама и общеизвестных электрических и сейсмических характеристик различных пород [4].

Анализ данных каротажа КС и сопоставление их с материалами МСК по 18 скважинам позволили сделать три главных вывода:

1. Между сейсмическими и электрическими параметрами пород ВЧР существует корреляционная зависимость, связанная с их глинистостью. Наилучшими сейсмическими характеристиками при возбуждении сейсмических волн обладают глинисто-суглинистые отложения, имеющие сопротивления менее 50-60 Ом*м.

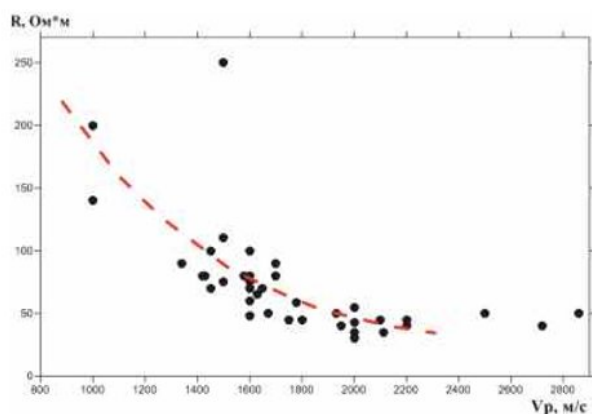
2. В пределах площади исследований породы ВЧР характеризуются сильной изменчивостью, как по электрическим, так и по сейсмическим параметрам. Диапазон изменения удельных сопротивлений составляет от 30 Ом*м до 500 Ом*м (разница почти в 20 раз), скоростей продольных волн от 500 м/с до 2700 м/с (разница в 5 раз). При такой дифференциации физических свойств ВЧР следует ожидать значительные отличия в условиях возбуждения сейсмических волн по площади и по разрезу.

3. В разрезе и в плане породы ВЧР крайне не выдержаны. Основными структурными элементами их залегания являются переслаивание и выклинивание отложений глинистого и песчаного состава, что характерно для четвертичных отложений. При такой структуре разреза сложно прогнозировать выдержанность отдельных слоев и следовательно прогнозировать условия возбуждений сейсмических волн при отсутствии детальной сети исследования ВЧР.

Поясним эти выводы.

Качественная оценка диаграмм каротажа КС и МСК (вывод №1) показала наличие корреляции для всех типов пород, начиная с глубин 5-7 м от дневной поверхности, обусловленной зависимостью удельных сопротивлений и скорости

продольной волны от глинистости разреза. Высокие скорости продольных волн связаны с пластичными и тугопластичными суглинками, низкие скорости приурочены к опесчаненным их разностям и пескам. Для каротажа КС эта зависимость обратная – низкие сопротивления приурочены к суглинкам, высокие сопротивления связаны с песками. Количественные сопоставления в виде поля корреляции парных значений КС и МСК (рисунок.1) позволили дать математическую оценку тесноты корреляционной связи сейсмических и электрических параметров ВЧР. Расхождения КС и МСК в интервале скоростей 1400м/с – 2400м/с (сопротивления 30-100 Ом*м) не превышают 200 – 300м/с. Наибольшие расхождения отмечены при сопротивлениях пород более 150 Ом*м (пески), что, по-видимому, определяется меньшей зависимостью сейсмических параметров от минерального состава песков и минерализации воды в них, являющихся определяющими для КС. В глинисто-суглинистой части разреза корреляционная связь наиболее устойчива, а скорости продольных волн наиболее высокие. Поэтому, данные электрокаротажа можно напрямую использовать для оперативного районирования территории по условиям возбуждения упругих колебаний.

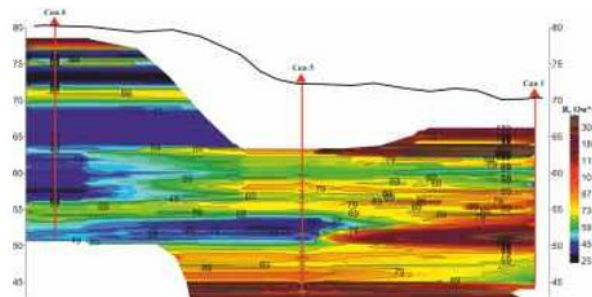


▲ Рис. 1. Поле корреляции данных каротажа КС и МСК по 18 скважинам.

Второй и третий выводы можно проиллюстрировать геоэлектрическими моделями, построенными по данным каротажа КС в различных частях площади исследований. Фактически, это геоэлектрические разрезы, построенные по серии скважин и отражающие основные элементы залегания пород ВЧР и изменчивость их состава. Пример такой модели приводится на рисунке 2. Расстояние между скважинами 3-5км.

Резюмируя результаты каротажа КС и МСК, можно заключить, что при использовании взрывного способа возбуждения в сейсморазведочных работах МОГТ 3D, задача исследования ВЧР сводится к выявлению интервалов залегания глинисто-суглинистых отложений на глубинах более 10-15м. Интервалы с преобладанием низких сопротивлений можно относить к участкам с наиболее благоприятными условиями возбуждения, а при преимущественно высокоомном разрезе (пески) – к менее благоприятным. Поэтому возможность применения методов наземной электроразведки при исследовании ВЧР для определения оптимальных глубин размещения ПВ является обоснованной.

Геоэлектрические разрезы, построенные по данным наземной электроразведки должны соответствовать опорным разрезам каротажа (моделям).



▲ Рис. 2. Пример геоэлектрической модели среды по данным каротажа КС на участке скважин №№ 4 – 5 – 1.

Электромагнитное сканирование разреза (ЭМС)

Установленная корреляционная связь между сейсмическими и электрическими параметрами пород ВЧР позволяет применять методы наземной электроразведки для определения оптимальной глубины размещения зарядов с целью обеспечения при регистрации волнового поля максимальных сейсмических параметров (амплитуда и частота) продольных волн.

Технология электромагнитного сканирования разреза, реализованная на основе измерений в движении, позволяет получить непрерывный геоэлектрический разрез любой протяженности с дискретностью замеров через 0.2-1м.

Генераторно-измерительная система размещалась на надувном каркасе, буксируемом по сейсмическим профилям гусеничным вездеходом или снегоходом типа «Буран» со скоростью 3-5км/час (рис. 3). Для достижения глубинности исследований 30м и повышения метрологических характеристик измерений использовалась выносная система ЭМС с разнесенными генераторно-измерительными антеннами. Размер пневмокаркаса составлял 2х9м.

ЭМ-сканирование проводилось комплектом аппаратуры Импульс-Десант с

генератором КТ-20 (разработка группы компаний «Сибгеотех» и «Аэрогеофизическая разведка»). Ток в генераторном контуре 10А. Привязка точек измерений в процессе съемки осуществлялась спутниковой системой GPS, встроенной в измеритель и записывающей координаты точек ЭМС с погрешностью 2-3м. Обработка данных проводилась по пакету лицензионных программ EmDataProcessor с использованием процедур дифференциальной проводимости среды с пересчетом в удельные сопротивления.

Методы наземной электроразведки, в частности, электромагнитное сканирование, по точности определения параметров - мощности выделенных горизонтов и удельных сопротивлений в слоях, могут только приближаться к данным электрокаротажа. Уровень расхождений определяется не только способом измерений (методикой полевых работ), но и методом решения обратной задачи (пересчет измеренного электромагнитного поля в параметры среды – мощность и сопротивление). Технология электромагнитного сканирования, выполняемая в движении, в отличие от других методов наземной электроразведки, обеспечивает избыточно высокую плотность точек зондирования в единице исследуемого пространства (до 7000 измерений на



▲ Рис. 3. Транспортировка генераторно-измерительной установки ЭМС с помощью гусеничного вездехода и снегохода «Буран».

1км), благодаря чему точность единичного измерения на заданном интервале осреднения значительно возрастает. Кроме того, обеспечивается непрерывное исследование геологического разреза, позволяющее выявить локальные изменения геологической среды.

Контроль качества ЭМС осуществлялся несколькими способами:

1. Измерениями на лабораторной модели в начале и конце дня;
2. На контрольных точках с остановками через 1км каждого профиля;
3. Повторными замерах отдельных участков профилей;
4. Сопоставлениями данных ЭМС на пересечениях профилей;
5. Сопоставлением с данными электрокаротажа.

Последние 2 способа контроля рассматривались как основные, так как они включают в себя не только стандартные метрологические погрешности, но и влияние реальной среды и условий измерений. Такие сопоставления выполнены по 18 скважинам и по участкам пересечений профилей протяженностью более 133км. Установленные расхождения не превышают стандартных погрешностей электрокаротажа и ЭМС. Высокая

плотность точек измерений и большой процент контрольно-заверочных работ позволили в итоге получить геоэлектрические разрезы ЭМС, соизмеримые по точности выделения горизонтов ВЧР с электрокаротажом.

Анализ результатов ЭМС с точки зрения оценки условий возбуждения продольных волн.

Результаты ЭМС приводятся в виде геоэлектрических разрезов по профилям ПВ и по вспомогательным профилям ПП, на которые помимо электрокаротажа и литологической индексации пород ВЧР вынесены данные о местоположении зарядов ВМ в разрезе и об амплитудах зарегистрированных продольных волн (рис.4). В связи с тем, что процент брака физ. наблюдений по причине низкой частоты в «окне сигнала» не превышал 1%, анализ частотных характеристик не проводился. Литологическая индексация пород ВЧР выполнена на основании параметров, установленных по данным электрокаротажа.

Информативность таких геоэлектрических разрезов очевидна. По данным ЭМС кроме прогноза оптимальной глубины заложения и веса заряда ВМ

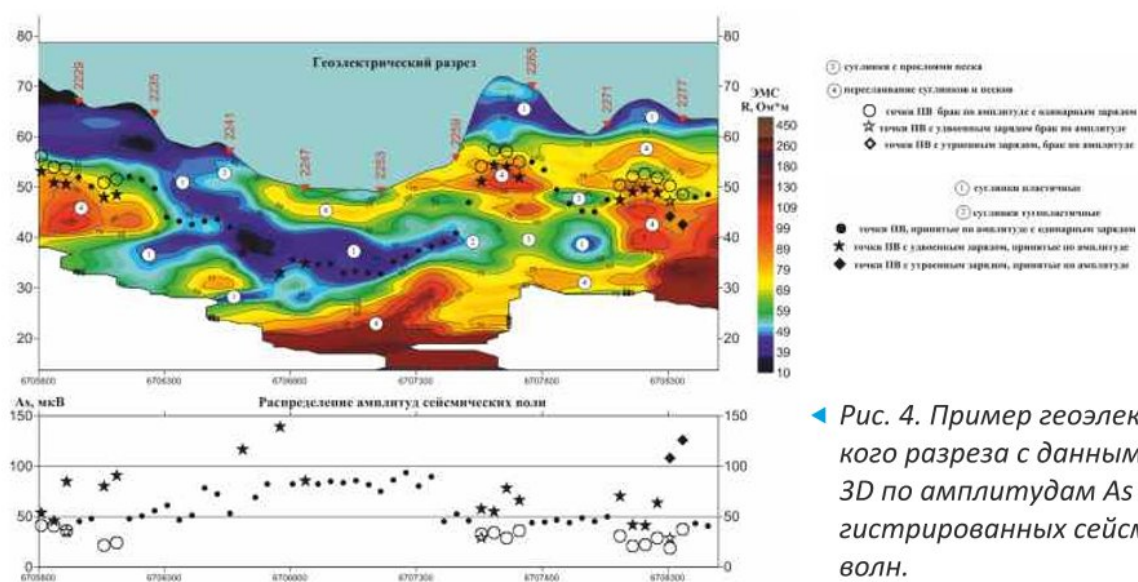
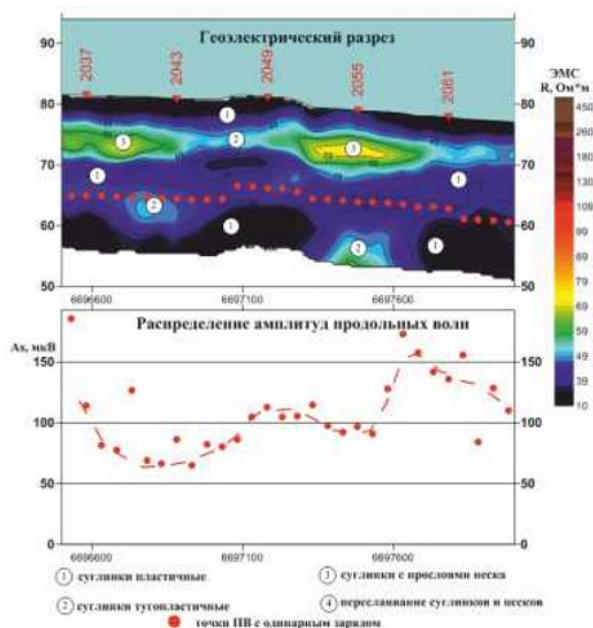


Рис. 4. Пример геоэлектрического разреза с данными МОГТ 3D по амплитудам A_s зарегистрированных сейсмических волн.



▲ Рис. 5. Сопоставление данных ЭМС и амплитуд продольных волн (в «окне сигнала») в зависимости от расположения одиночного заряда в суглинистых отложениях, залегающих ниже УГВ.

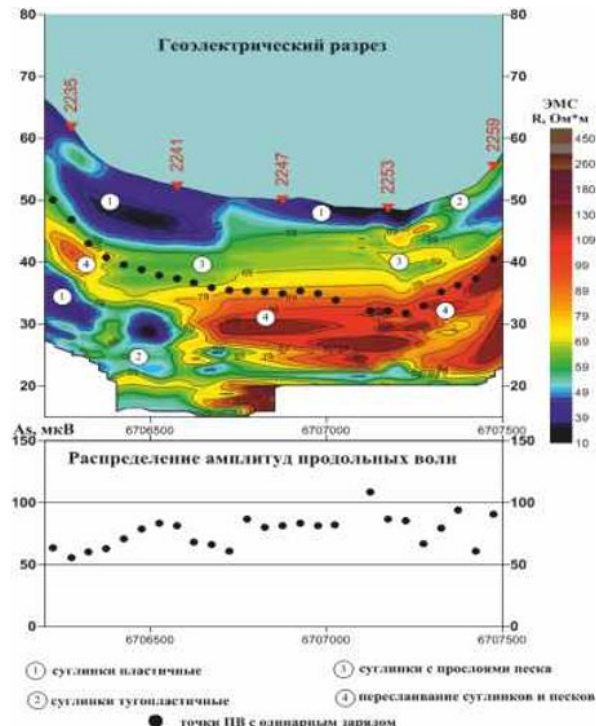
можно постфактум определять истинную глубину его нахождения и корректировать параметры взрывного источника при следующем возбуждении.

Анализ 748км геоэлектрических разрезов показал наличие корреляционной связи между удельными сопротивлениями пород ВЧР и амплитудой сейсмической волны:

1. Максимальные амплитуды зарегистрированных продольных волн (100-150 мкВ) связаны с пластичными суглинками (удельные сопротивления менее 50 Ом*м), залегающими ниже УГВ. При этом, чем меньше уровень сопротивлений в этом слое, тем выше амплитуда сигнала (рис.5).

2. В суглинистых породах с прослоями песка и в песках, расположенных также ниже УГВ, (удельные сопротивления выше 50 - 100 Ом*м) амплитуда сейсмической волны падает до 60-80 мкВ (рис. 6).

Выше уровня грунтовых вод во всех

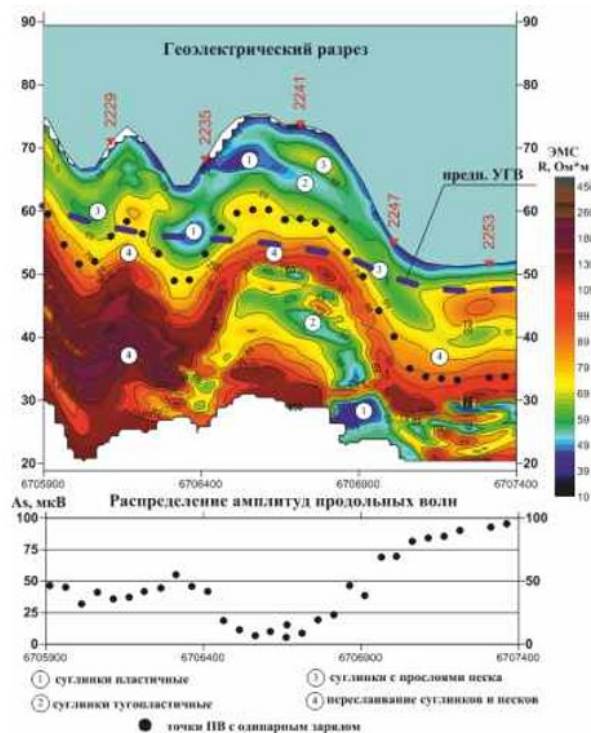


▲ Рис. 6. Сопоставление данных ЭМС и амплитуд продольных волн (в «окне сигнала») в зависимости от расположения одиночного заряда в песчаных отложениях, залегающих ниже УГВ.

типах пород ВЧР амплитуда продольной волны падает. В пластичных суглинках она уменьшается в среднем до 60-80 мкВ, в опесчаненных отложениях до 10 – 40 мкВ, что может быть критичным для качества сейсмоданных.

На рисунке 7 приводится пример распределения амплитуд зарегистрированных продольных волн в опесчаненных отложениях (пески, пески с прослоями суглинков) в различных позициях относительно УГВ: ПК 67059-6706400 вблизи УГВ; ПК 6706400- 6706800 выше УГВ; ПК 6706800-6707400 значительно глубже УГВ.

Пластичные суглинки, расположенные даже выше УГВ сохраняют относительно высокие амплитуды продольных волн из-за большого содержания связанной воды в них. Для глубин размещения заряда выше уровня грунтовых вод значитель-



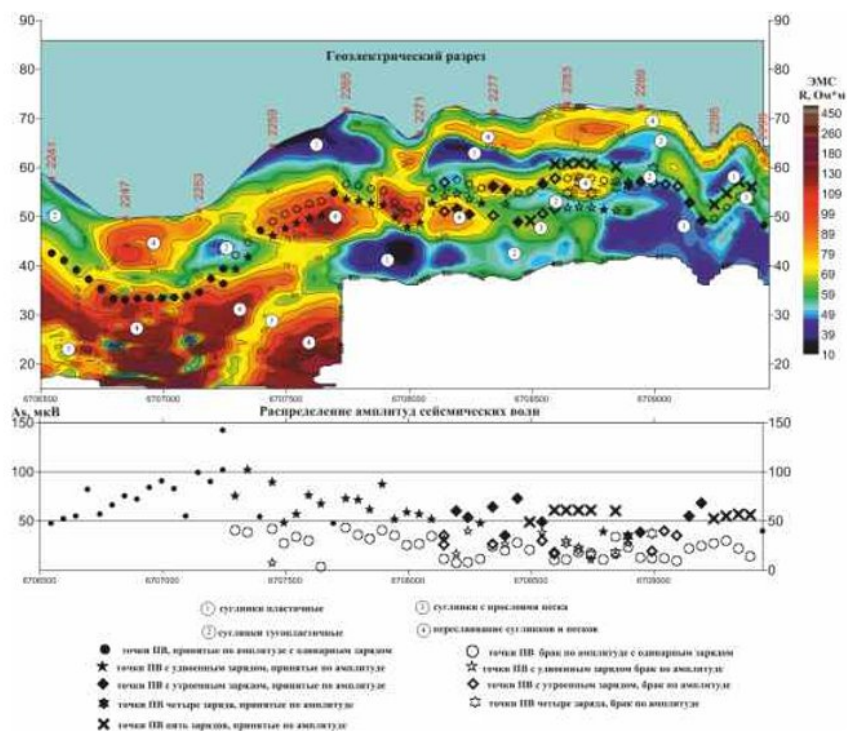
▲ Рис. 7. Сопоставление данных ЭМС и амплитуд продольных волн (в «окне сигнала») в зависимости от расположения одиночного заряда ниже и выше УГВ в песчаных отложениях.

ных падений амплитуд сейсмосигнала (до критического) можно ожидать в песках и твердых (тугопластичных) суглинках. В

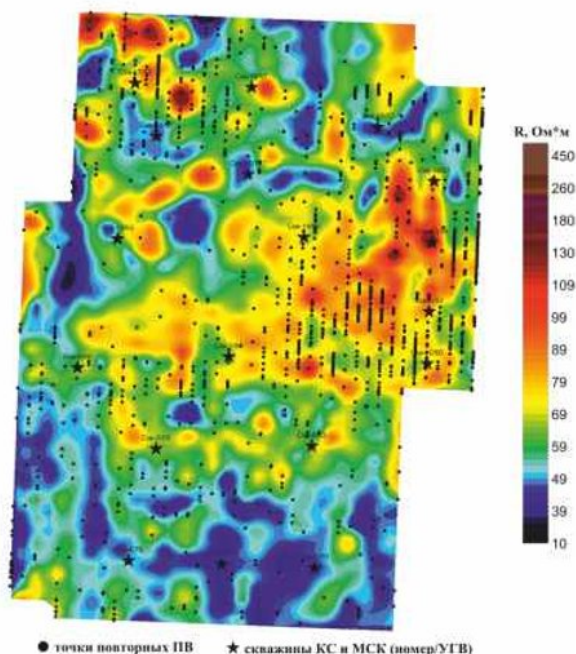
этом случае нужно либо увеличить вес заряда, что, в свою очередь, вызовет понижение частоты сейсмической записи в «окне сигнала», либо погрузить заряд ниже УГВ. Другим выходом из этой ситуации может быть группирование нескольких зарядов в толще выше УГВ (рис. 8)

Следует отдельно отметить, что большой диапазон изменения удельных сопротивлений песчаных пород ВЧР указывает на их неоднородность как по литологическому составу зерен (и их размеру) и порового заполнителя, так и по минерализации воды в них. Это может привести к тому, что при наличии тонких и мелких песков с минерализацией воды менее 0.5 г/л этот слой сохранит достаточно хорошие сейсмические характеристики, несмотря на удельные сопротивления близкие к крупнозернистым пескам с минерализацией воды в них около 1 г/л, обладающих низкими сейсмическими параметрами.

Так как работы носили площадной характер, то по данным ЭМС построены планы распределения удельных сопро-

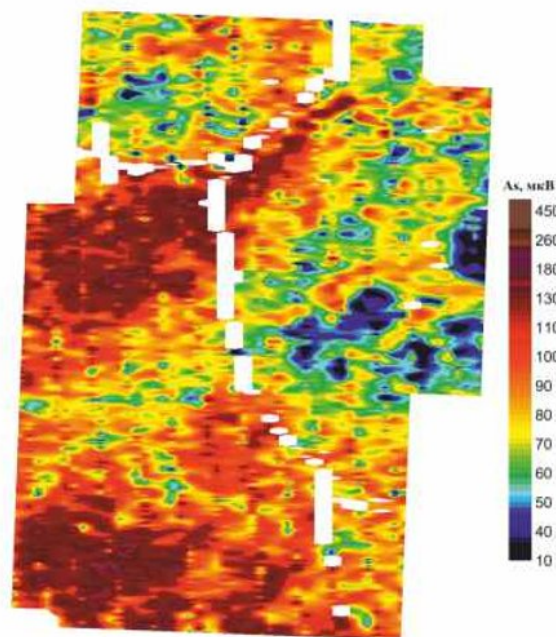


◀ Рис. 8. Пример группирования зарядов (точки ПВ с пятью зарядами) для получения приемлемых амплитуд продольных волн (в «окне сигнала») выше УГВ в песчаных отложениях и твердых суглинках (ПК 2260 – ПК 2299).



▲ Рис. 9. План распределения удельных сопротивлений ЭМС на глубине 16м от дневной поверхности.

тивлений в пределах глубин размещения зарядов: 15м, 16м, 17м, 18м, 20м и 25м от поверхности земли. Анализ планов распределения удельных сопротивлений указывает на наличие участков (высокоомных зон), неблагоприятных с точки зрения возбуждения сейсмических волн, что подтверждается местоположением и концентрированием точек повторных взрывных работ. Особенно наглядно это проявлено на горизонтальных срезах в интервале глубин 15 – 18м, где размещалось наибольшее количество зарядов (рис. 9). Как отмечалось ранее, можно определить зоны неблагоприятных условий (зоны риска) по уровню сопротивлений более 50 – 60 Ом*м. Естественно, что повторные взрывы могут быть вызваны, кроме влияния геологии ВЧР, также техническими условиями (неполная детонация заряда или его плохая укупорка, меньшая, чем задано глубина заложения заряда). Такой анализ можно провести, сопоставляя на геоэлектрических разрезах амплитуды первичных и



▲ Рис. 10. План распределения исходных амплитуд продольных волн (в окне сигнала) без повторных взрывов.

повторных взрывов на геоэлектрических разрезах, а также сопоставляя общий характер распределения амплитуд по площади. На рисунке 10 приводится план распределения исходных амплитуд продольных волн без повторных взрывов. Сопоставление обоих планов показывает, что в пределах площади исследований проявлены те закономерности соотношения амплитуд и сопротивлений, которые были установлены по геоэлектрическим разрезам ЭМС. Площадное распространение «зон риска» увязывается с участками резкого уменьшения амплитуд продольных волн. Изолинию 65 Ом*м можно принять в качестве условной границы «зон риска», в пределах которой происходит уменьшение амплитуд в окне сигнала вплоть до критического уровня. Однако, есть локальные высокоомные зоны, в пределах которых, сильного падения амплитуд не установлено. По-видимому, это интервалы тонких песков со слабоминерализованной водой.

Заключение.

Учитывая, что выполненные работы были фактически первым масштабным опытом комплексного и детального изучения ВЧР на большой площади, сложно рассчитывать на полное и абсолютное решение всех специфичных вопросов, связанных с разработкой технологии геофизических исследований ВЧР для оптимизации условий возбуждения сейсмических волн взрывным способом при сейсморазведке МОГТ. Необходимо отметить негативные и позитивные результаты, анализ и учет которых позволит довести разработку технологии изучения ВЧР до логического завершения.

Негативные результаты связаны, в основном, с технологией работ:

1. Не удалось обеспечить действительно опережающий характер работ ЭМС. Обусловлено это было несколькими причинами. Прежде всего - плохим качеством рубки и узостью профилей возбуждения (при проектной ширине 4м фактическая составляла 3м и чуть более), что вызывало частые порывы громоздкого пневмокаркаса ЭМС. Производительность работ варьировала от 3-5км до 25км в день в зависимости от качества изготовления профилей (проектная производительность оценивалась в 30-35км в день). Отсутствовал резерв времени: работы ЭМС и бурение скважин ПВ начались практически одновременно.

2. Не имея опыта практического использования полученных электроразведочных материалов для целей сейсморазведки – определения оптимальной глубины заложения ВМ, исполнители электроразведочных и сейсморазведочных работ и супервайзерская служба на первых этапах работ были в затруднении, как использовать данные ЭМС и каротажа КС. Насколько достоверны эти материалы и как они связаны с основными сейсми-

ческими параметрами – амплитудой и частотой отраженных волн в «окне сигнала»? Только по мере накопления фактических данных и ретроспективного их анализа в сопоставлении с качеством сейсмических записей появилась понимание, как в совокупности решать проблему определения оптимальной глубины погружения заряда ВМ и его веса.

Позитивные результаты определяются методическим решением геологической задачи:

1. Установлены корреляционные связи между сейсмическими и электрическими параметрами пород ВЧР, что позволяет применять ЭМС для прогнозирования условий возбуждения сейсмических волн в условиях сложного строения ВЧР.

2. Установлена зависимость амплитуды регистрируемого сейсмического сигнала от литологии и уровня грунтовых вод. Литологические характеристики разреза определяются методом ЭМС. Положение УГВ определяется по данным электрокаротажа с привлечением результатов геоморфологических работ.

3. Разработана технология каротажа КС для условий неустойчивых скважин. Картаж КС следует считать обязательным элементом исследования ВЧР. С учетом пространственной неоднородности строения ВЧР скважины необходимо размещать равномерно по площади исходя из критерия 1 скважина на 10-12 кв.км площади.

4. Сопоставление планов распределения удельных сопротивлений на различных глубинах и распределения амплитуд сейсмических сигналов по площади показало корреляцию «зон риска» условий возбуждения сейсмических волн с зонами повышенных сопротивлений. В таких зонах с удельными сопротивлениями более 60-65 Ом*м на уровнях

разреза выше УГВ происходит резкое уменьшение амплитуд регистрируемых сейсмических волн вплоть до критичных.

5. Геоэлектрические разрезы ЭМС являются информативными и позволяют оптимизировать не только выбор глубины заложения заряда, но и его величину для получения приемлемых значений амплитуд сейсмических волн как в благоприятных условиях ВЧР, так и в «зонах риска».

6. Технология ЭМС обеспечивает выполнение больших объемов работ, связанных с площадными исследованиями МОГТЗД.

7. Достоверность ЭМС подтверждена результатами каротажа КС и МСК, сопоставлениями геоэлектрических разрезов на пересечениях профилей и, самое главное, эффективностью применения данных ЭМС на двух экспериментальных профилях ПВ, где глубина погружения и вес заряда определялись только по данным электроразведки. Направления совершенствования технологии ЭМС:

1. Необходимо уменьшить геометрические размеры генераторно-измерительной системы с сохранением достигнутых, на сегодняшний день, ее метрологических характеристик. Научно-методические и теоретические исследования в этом направлении уже ведутся. Получены положительные результаты для генераторно-измерительной конструкции 2х2м.

2. В особо сложных орогеографических условиях рекомендуется на первом этапе выполнить аэроэлектроразведочные исследования [5, 6] по сети профилей ПВ с последующей заверкой и детализацией аэроданных наземными работами ЭМС в небольшом объеме.

3. Необходимо унифицировать программные средства обработки ЭМС для задач исследования ВЧР.

К сожалению, в рамках одной статьи, тем более в ограниченном объеме публикации, сложно отразить все вопросы технологии работ по изучению ВЧР и детально изложить полученные материалы.

Авторы выражают уверенность, что работы в данном направлении будут продолжены, методология исследований будет совершенствоваться в различных условиях строения ВЧР. И главное – внедрение такой технологии позволит повысить качество сейсмических данных, оптимизировать полевые сейсморазведочные работы и снизить затраты на буровзрывные работы.

Литература:

1. Тригубович Г.М., Каменецкий Ф.М., Стеттлер Е.Х. «Геофизические исследования неустановившегося электромагнитного поля», /Мюнхен, 2010/.
2. Дмитриев Ю.Ю., Тригубович Г.М. «Современные методы электрометрии для исследования верхней части разреза при решении инженерно-геологических задач в топливно-энергетическом комплексе», /Инженерные изыскания, №7, Москва, 2010/.
3. В.Н. Дахнов «Промысловая геофизика» /Москва, 1959г/.
4. «Физические свойства горных пород и полезных ископаемых», под ред. Н.Б.Дортмана, /Москва, Недра, 1984/.
5. Дмитриев Ю.Ю., Уразаев Н.И. «Исследование криолитозоны комплексом методов аэроэлектроразведки и сейсморазведки при линейных изысканиях», /Инженерные изыскания, март, 2010/.
6. Дмитриев Ю.Ю., Тригубович Г.М. «Аэроэлектроразведка при линейных инженерно-геологических изысканиях», /ГеоИнжиниринг, №1, 2008 /.

Подробнее об авторах



Закариев
Юсуп Шимагомедович

генеральный директор
ЗАО НПЦ «ГеоСейсКонтроль»,
г. Москва.



Рябошапко
Станислав Маркович

главный специалист
ЗАО НПЦ «ГеоСейсКонтроль»,
г. Москва.



Цыпышев
Николай Николаевич

менеджер по полевым
работам ЗАО НПЦ «Гео
СейсКонтроль», г. Москва.



Трегубович
Георгий Михайлович

научный руководитель
геофизических исследований
СНИИГГиМС, г.Новосибирск.



Дмитриев
Юрий Юрьевич

зам. ген. директора
ЗАО "Аэрогеофизическая
разведка", г.Новосибирск.



Тарасова
Юлия Петровна

старший специалист
ООО «РН-Юганскнефтегаз»,
г. Нефтеюганск.



ООО ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ ДАННЫХ

Офис Е-313, Парк-Плейс,
Ленинский пр-т 113/1
117198, Москва, Россия

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

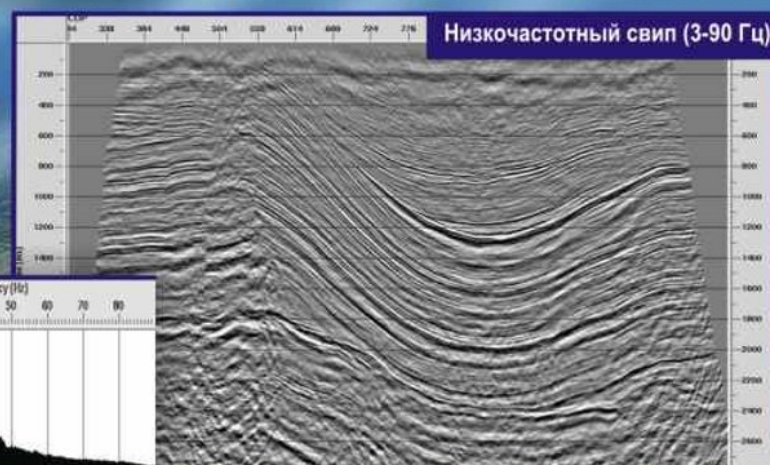
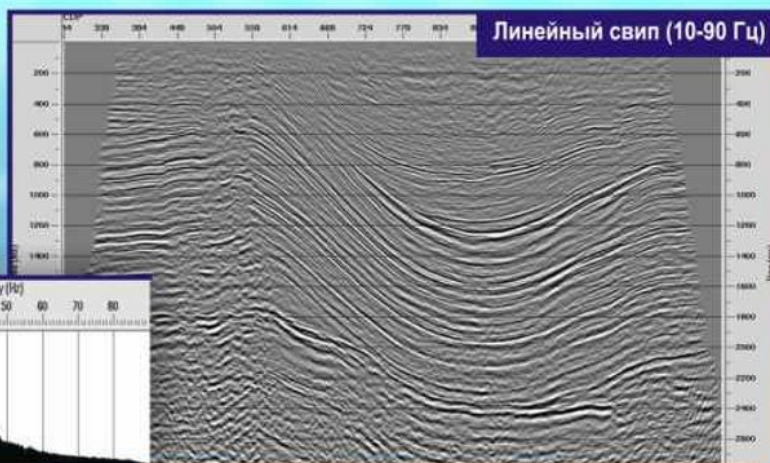
Технология широкополосной регистрации
сейсмических данных на основе системы
управления виброисточниками

GDS-I® и GDS-I plus®



- Обеспечивает оптимальное применение алгоритмов инверсий сейсмических данных с целью определения литологических характеристик исследуемой толщи.
- Дает лучшую динамическую выразительность сигналов на сейсмических разрезах.
- Режим низкочастотного воздействия реализуется на стандартных виброисточниках и сейсмоприемниках.
- Возможно расширение спектра как в сторону низких, так и в сторону высоких частот.
- Возможность реализации технологии АВИСейс®.

Шаг ПП, м	50
Шаг ПВ, м	50
Кол-во каналов в активной расстановке	160
Тип расстановки	Центрально-симметричная
Кратность	80
Кол-во ПВ	203
Кол-во источников в группе	2
Усилие воздействия, %	60



Способы компенсации влияния сложнопостроенной верхней части разреза на волновое поле

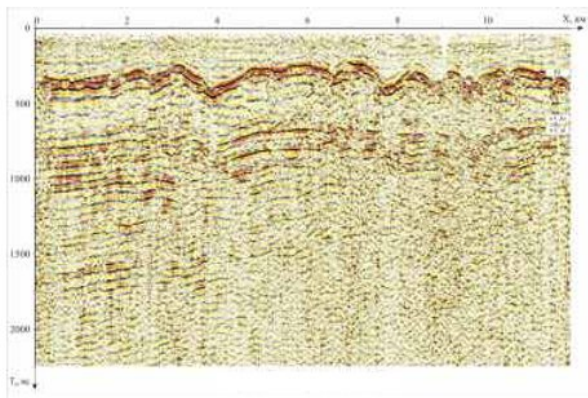
■ Артемьев А.Е., Заложных М.А., ОАО «Саратовнефтегеофизика», г. Саратов

Введение

Важной проблемой наземной сейсморазведки является то обстоятельство, что волновое поле от глубоких исследуемых объектов часто оказывается в значительной степени искаженным в результате влияния верхних частей разреза. Характер такого влияния различен и может выражаться как в геометрическом искажении осей синфазности, так и в полной потере их корреляции на временных разрезах. Влияние рельефа и ЗМС, как правило, удается компенсировать путем применения соответствующих технологий расчета статических поправок (в частности, по головным или рефрагированным волнам). Что же касается искажающего влияния более глубоких частей ВЧР, то справиться с ним на этапе обработки можно только путем применения специализированных методов. Среди искажающих факторов ВЧР следует в первую очередь отметить зоны развития многолетне-мерзлых пород, карстовых явлений, врезов, заполненных рыхлыми литологическими разностями, зоны дробления, уплотнения и разуплотнения, а также наличие сейсмических границ с высокой акустической жесткостью и имеющих сложную форму. В ряде случаев, особенно при наличии обширных карстовых воронок, мощных врезов рыхлых осадочных пород, зон дробления, попытки восстановить волновое поле оказываются безуспешными, т.к. на этих объектах происходит интенсивное поглощение и рассеяние энергии упругих колебаний и устранить их влияние принципиально невозможно.

В этой статье подробно рассматривается случай границы с высокой акустической жесткостью, поскольку он является

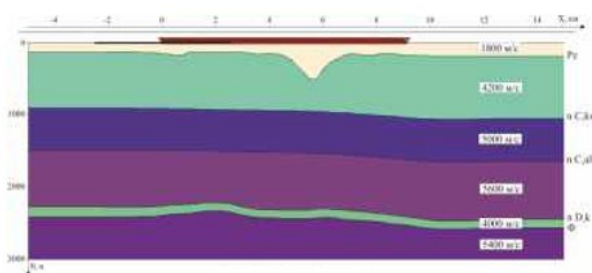
наиболее актуальным для территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции и встречается на значительной части нефтегазоперспективных участков. Хорошо известно, что на территории Волгоградской, Саратовской, Самарской, Оренбургской областей такой границей является кровля карбонатных отложений палеозойского возраста (Pz). Стратиграфическая привязка этой границы во многих случаях соответствует подошве татарского яруса, но она может иметь и разновозрастный характер. Принципиальную роль здесь играет смена литологического состава. Интервальная скорость в терригенных отложениях над этой границей составляет 1800-2000 м/с. Ниже нее разрез представлен высокоскоростными карбонатными породами (доломиты, известняки) и ангидритами, скорость распространения сейсмических волн в которых доходит до 4000-4500 м/с. Следовательно, с учетом изменения плотности, акустическая жесткость в них возрастает более чем в 2 раза. Вертикальное строение переходной зоны от терригенного комплекса к карбонатному может различаться. Иногда она выражена не очень явно и представляет собой переслаивание отложений с различными значениями интервальных скоростей (известняков, алевролитов, глин, песчаников) при толщине в несколько десятков метров. Такой вариант более благоприятен для изучения глубоких интервалов разреза. Но во многих случаях переход с низкоскоростных терригенных разностей на плотные высокоскоростные карбонаты является резким. При этом часто кровля карбонатного комплекса имеет сложную конфигурацию, характеризующуюся изменяю-



▲ Рис. 1. Исходный временной разрез.

щимися в пространстве абсолютными отметками и углами наклона. При такой сейсмогеологии искажения волнового поле максимальны. Характерный пример временного разреза профиля, находящегося в южной части Пугачевского свода в Саратовской области, приведен на рис. 1.

Очевидно, что для задач структурной интерпретации, прежде всего, необходимо устранить искажения осей синфазности на временных разрезах. Это наиболее актуально для районов, где объектами поиска являются малоамплитудные антиклинальные ловушки. Наша многолетняя практика показывает, что традиционный подход, предполагающий построение карт глубин путем пересчета временных толщин ΔT в глубинные ΔH , даже при удовлетворительной прослеживаемости горизонтов на временных разрезах, здесь совершенно неприменим. Погрешность определения глубины залегания целевых границ при этом зачастую намного превышает ожидаемые амплитуды структурных ловушек,



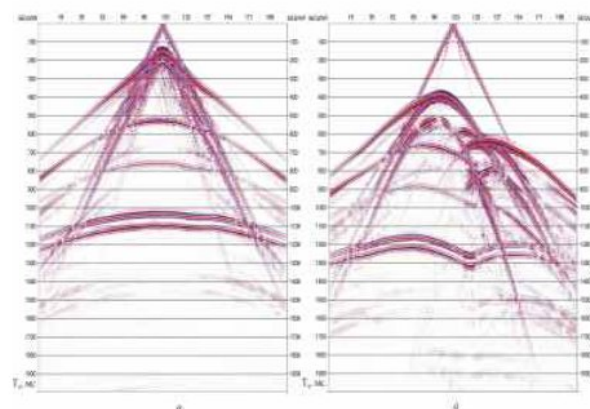
▲ Рис. 2. Глубинно-скоростная модель.

что приводит к фатальным ошибкам в итоговой геологической модели, выражающимся в появлении ложных объектов и (или) потере реально существующих.

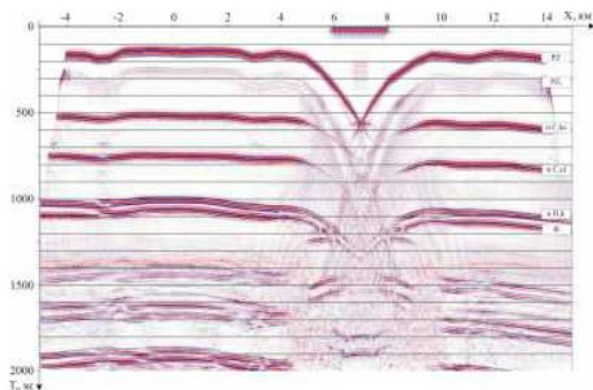
Результаты моделирования волновых полей в условиях присутствия в ВЧР криволинейной границы

На рис. 2 показана типичная глубинно-скоростная модель по одному из профилей в Саратовской области. Модель, построенная по результатам структурной интерпретации, содержит криволинейную границу, связанную с поверхностью палеозоя. На этом участке поверхность палеозоя характеризуется наличием глубокого вреза (долина Палеоволги). Модельные сейсмические материалы получены с помощью имеющегося на кафедре геофизики СГУ им. Н.Г. Чернышевского программного пакета Tesseral 2D (разработка Tesseral Technologies Inc) в выпускной квалификационной работе студентки

С.О. Дадоновой, выполненной под научным руководством А.Е. Артемьева. Выборка теоретических сейсмограмм, рассчитанных для рассматриваемой модели вдоль всего профиля, приведена на рис. 3. На рис. 3(а) показана сейсмо-

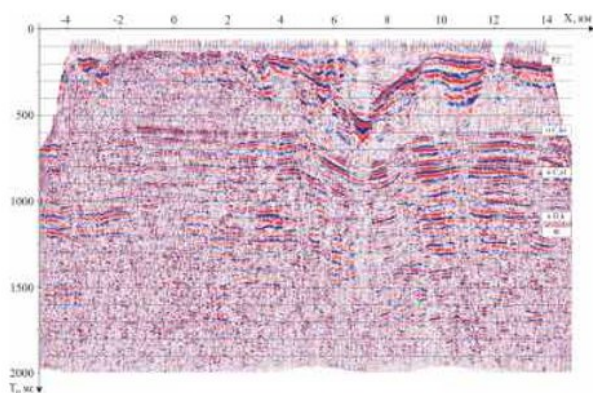


▲ Рис. 3. Синтетические сейсмограммы: а - в зоне ровной границы, б - в зоне развития вреза (палеодолины)



▲ Рис. 4. Синтетический суммарный временной разрез

грамма, полученная на участке профиля с относительно ровной поверхностью P_z , на рис. 3(б) - сейсмограмма, соответствующая местоположению вреза, связанного с палеодолиной. Временной разрез, полученный по синтетическим сейсмограммам, приводится на рис. 4. Данные материалы наглядно показывают, что искажения волнового поля, связанные с первой криволинейной границей, существенно затрагивают все горизонты, залегающие ниже нее. Для сравнения на рис. 5 также приведен реальный временной разрез по тому же профилю.



▲ Рис. 5. Реальный суммарный временной разрез

Некоторые методы построения глубинных моделей для структурной интерпретации в условиях присутствия в ВЧР криволинейной границы

В настоящее время наиболее известными методами компенсации влияния

указанной границы являются следующие:

- приведение опорного горизонта на постоянное время или на линию тренда;
- применение статических поправок «исключения»;
- замещение слоя на основе лучевого трассирования;
- замещение слоя на основе дифракционного преобразования;
- миграция до суммирования в глубинной области.

Многие из них уже давно используются в практике сейсмических исследований и подробно описаны в соответствующей литературе [5,6]. Здесь мы лишь вкратце напомним их содержание и попытаемся провести анализ преимуществ и недостатков каждого из них.

Приведение опорного горизонта на постоянное время или на линию тренда. Это наиболее простой подход, суть которого заключается в расчете и применении поверхностно-согласованных статических поправок за пункты приема и возбуждения, приводящих линию T_0 одного из первых гладких горизонтов, расположенных ниже криволинейной жесткой границы, на постоянное время на протяжении всего профиля. При этом, конечно, необходимо иметь на временном разрезе хотя бы один такой горизонт, обладающий выдержанностью и устойчивыми динамическими характеристиками по латерали. Разумеется, этот горизонт должен обладать прослеживаемостью, достаточной для того, чтобы выполнить его корреляцию до ввода поправок приведения. Корреляцию этого горизонта желательно выполнять на суммарном разрезе ближних удалений, в идеальном случае – на минимально возможной базе суммирования. Рассчитанные как разность между линией

границы и линией приведения (или линией тренда границы), поправки распределяются по ПП и ПВ и вводятся с коэффициентом 0.5 в элементарные трассы исходных сейсмограмм. Затем в обычном порядке выполняются основные этапы графа традиционной базовой обработки. Полученные в результате временные разрезы пригодны построения карт временных толщин ΔT , карт толщин ΔH а также для динамического анализа.

В 2003 г одна из разновидностей данной технология была запатентована и носит название «палеообработка». Патентообладателем является ЗАО «Заприкаспийгеофизика» и группа сотрудников этого предприятия [7]. Необходимо отметить, что основной принцип, лежащий в основе данного способа, известен очень давно и применялся при обработке сейсмических данных еще задолго до выдачи патента. В частности, в ОАО «Саратовнефтегеофизика», выполнявшем в течение нескольких десятков лет большие объемы сейсмических исследований в районах с соответствующей сейсмогеологией ВЧР, с некоторыми изменениями данная технология применялась, начиная с 70-х годов прошлого века. Как правило, использовалось приведение опорной границы к ее трендовой составляющей.

Недостатки метода:

- 1) обязательное наличие субгоризонтального устойчивого опорного горизонта под первой жесткой границей, желательно, как можно ближе к ней;
- 2) невозможность учета лучевых траекторий в слое от поверхности до первой жесткой границы и, как следствие, снижение точности поправок по мере увеличения глубины залегания искажающей границы и удаления ПП – ПВ в приемной расстановке;

- 3) полная потеря информации о реальном структурном плане опорного горизонта после ввода поправок в случае горизонтальной линии приведения и, соответственно, невозможность построения структурных карт по глубоким целевым горизонтам без достаточно плотной сети структурных скважин, вскрывающих выбранный верхний репер или без привлечения структурных карт этого горизонта, построенных каким-либо другим способом.

Преимущества метода:

- 1) простота реализации, не требующая использования специализированных программных пакетов;
- 2) более эффективная работа процедур коррекции остаточных статпоправок, остаточных фазовых сдвигов, многоканальных процедур подавления помех после приведения осей синфазности на временных разрезах к субгоризонтальной форме;
- 3) значительное упрощение процесса увязки разрезов на пересечениях.

Применение статических поправок «исключения». Этот метод также заключается в расчете и применении поверхностно-согласованных статических поправок за ПП и ПВ, компенсирующих временные искажения годографов на исходных сейсмограммах. Основные отличия от предыдущего метода состоят в технологии определения этих поправок. Для этого используется не ниже лежащий опорный горизонт, а собственная конфигурация исключаемой криволинейной границы. Метод может применяться к сейсмическим данным как 2D, так и 3D.

Процедура расчета поправок исключения обычно включает следующий набор операций:

1. построение карты поверхности приведения путем пространственного

сглаживания карты вертикальных времен криволинейной границы, т.е. построение карты трендовой составляющей – временной поверхности приведения;

2. расчет карты поправок исключения путем вычитания карты тренда из карты несглаженных вертикальных времен и распределение рассчитанных поправок по пунктам приема и возбуждения;

3. выбор коэффициентов исключения для различных профилей путем визуального контроля качества суммирования на временных разрезах (кубах).

Данные коэффициенты определяются соотношением интервальных скоростей в толще пород над “жесткой” границей V_1 и под ней V_2 . Но поскольку значения данных интервальных скоростей могут быть оценены лишь приблизительно, то для более точного определения поправок требуется эмпирический подбор коэффициентов K . К тому же указанные скорости могут изменяться по латерали, соответственно, и коэффициенты исключения на разных участках площади могут быть различными. Критерием выбора оптимального значения K служит качество прослеживания глубоких границ. В большинстве случаев выполняется тестирование коэффициента K в интервале от 0.2 до 0.8 с шагом 0.1 или 0.2.

Недостатки метода

1) как и в первом методе, невозможность учета лучевых траекторий в слое от поверхности до первой жесткой границы. Т.е. поправки будут корректными только для случая вертикального хода лучей;

2) невозможность учета бокового отклонения лучей. Т.е. точки отражения от исключаемой криволинейной границы и от нижележащих границ в общем случае могут находиться не в плоскости профиля и даже не в одной плоскости

друг с другом. Это означает, что видимая компенсируемая амплитуда временного искажения, определенная по форме криволинейной границы, не обязательно равна фактической амплитуде искажения на глубоких границах. Впрочем, ни один из рассматриваемых здесь методов в случае профиля 2D не может учесть этот фактор;

3) разрушение всей верхней части суммарного разреза выше первого целевого горизонта, залегающей под криволинейной границей m , следовательно, появляется необходимость монтажа итогового временного разреза (верх+низ). Однако же, это требуется только в целях демонстрации итогового результата.

Преимущества метода

1) простота реализации в рамках известных программных пакетов обработки. Специализированное ПО не требуется;

1) необязательность присутствия, как в первом случае, устойчивого регионально выдержанного отражения непосредственно под первой жесткой границей;

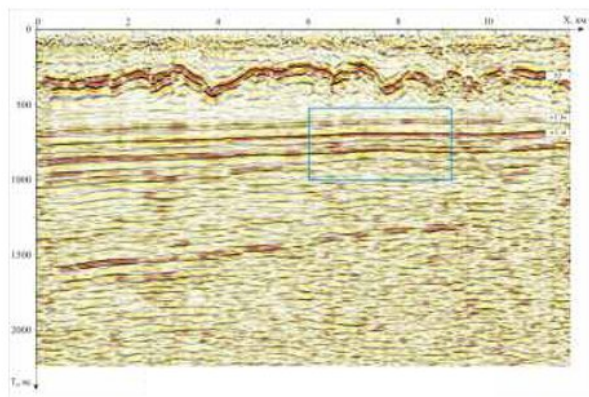
2) принципиальное сохранение регионального структурного плана глубоких границ на временных разрезах. Тем не менее, при выполнении глубинных построений калибровка к данным структурных скважин при их наличии необходима;

3) более эффективная последующая работа процедур стандартного графа обработки;

4) минимизация проблем с увязкой разрезов на пересечениях в случае сети профилей 2D.

Данный метод был разработан в ОАО «Саратовнефтегеофизика», постоянно работающем на территории Саратовской области, для значительной части которой

характерен рассматриваемый в этой статье тип геологического разреза. Примеры использования можно найти в работе [4]. Интересные результаты динамического анализа, полученные по материалам обработки данных сейсморазведки МОГТ-3D с применением технологии исключения, приведены в работе [3]. Метод успешно применяется примерно с начала 70-х гг прошлого столетия. И если в те времена поправки «исключения» рассчитывались ручным способом и требовали работы с корреляцией на временных разрезах на бумажных носителях, то теперь этот процесс реализуется в современных интерпретационных и обрабатывающих пакетах с использованием небольших программных дополнений. Пример эффективного применения технологии к показанному выше (см. рис. 1.) профилю представлен на рис. 6. Синей рамкой обозначена зона потенциального малоамплитудного объекта – структурной ловушки антиклинального типа.



▲ Рис. 6. Временной разрез после ввода статических поправок «исключения»; рамкой выделена область возможной антиклинальной ловушки

Замещение слоя на основе лучевого трассирования.

Эта методика с позиций законов геометрической сейсмики является более корректной, чем две вышеописанные. Тем не менее, ее реализация отно-

сительно проста и предполагает выполнение следующих этапов:

1. построение рабочей глубинно-скоростной модели, являющейся приближением реального сейсмогеологического разреза и содержащей, по меньшей мере, 2 границы: а) исключаемую границу, б) одну из относительно гладких границ подисключаемой;
2. построение глубинно-скоростной модели замещения, содержащей одну только гладкую границу. Среда над этой границей имеет постоянную скорость;
3. выполнение расчета лучевых траекторий для обеих моделей для каждой трассы расстановки по системе, соответствующей реальной системе наблюдений;
4. расчет статических поправок замещения для каждой элементарной трассы как разность времен лучей прохода для двух указанных моделей;
5. ввод рассчитанных поправок в трассы реального сейсмического материала.

Недостатки метода

- 1) необходимость определения достаточно точной глубинно-скоростной модели и более высокие требования к качеству первичного сейсмического материала;
- 2) необходимость использования специального программного обеспечения;
- 3) большая по сравнению с двумя предыдущими способами времяемкость процесса. Особенно в случае большого количества итераций;
- 4) разрушение всей верхней части временного разреза, включая криволинейную замещающую границу;
- 5) невозможность учета бокового отклонения лучей. Т.е. точки преломления и отражения могут находиться не в плоскости профиля.

Преимущества метода

1) корректный учет лучевых траекторий, следовательно, более высокая точность расчетных поправок для всех удалений в приемной расстановке;

2) сохранение регионального структурного плана глубоких границ на временных разрезах, что упрощает дальнейшие глубинные построения;

3) эффективная последующая работа большинства процедур стандартной обработки;

4) как правило, отсутствие проблем с увязкой разрезов на пересечениях в случае сети профилей 2D при условии согласованности моделей для всей площади.

Первоначально метод был предложен зарубежными авторами еще в 70-е годы [6]. Но работоспособные программные решения появились значительно позже лишь с развитием высокопроизводительной вычислительной техники. Одна из реализаций данного метода была выполнена в ОАО «Саратовнефтегеофизика» в конце 80-х начале

90-х гг. Она являлась составной частью разработанного в те годы на предприятии пакета двумерного сейсмического моделирования ДСМ. Программный пакет, наряду с расчетом поправок замещения, позволял рассчитывать также модельные кинематические поправки, оптимизирующие последующее суммирование. Пакет ДСМ использовался в ОАО «Саратовнефтегеофизика» в течение многих лет и продемонстрировал неплохие результаты. Его применение показало наибольшую эффективность в районах проявления солянокупольной тектоники.

Замещение слоя на основе дифракционного преобразования. Эта процедура является частичным миграционным преобразованием. При этом использует-

ся двухслойная модель, содержащая единственную границу, влияние которой необходимо устранить. Но в данном случае модельные сейсмограммы не формируются, а работа идет непосредственно с наблюдаемым волновым полем. Сначала выполняется его трансформация на поверхность исключаемой границы со скоростью среды над ней, а затем на горизонтальную линию приведения, располагаемую обычно на уровне поверхности наблюдения уже со скоростью в подстилающем криволинейную границу слое. Этот метод чаще применяется в морской сейсморазведке, поскольку обычно скорость в водном слое и рельеф дна хорошо известны и поэтому возможна достаточно точная аппроксимация реальной среды моделью.

Недостатки и преимущества метода по существу те же, что и для замещения по лучевой схеме. При обработке наземных сейсмических данных здесь главной проблемой является сложность построения аппроксимирующей модели с необходимой точностью, т.к. обычно скоростные параметры определяются с большими погрешностями.

Миграция до суммирования в глубинной области. Подробное описание этапов технологии глубинной миграции, применяемых в ОАО «Саратовнефтегеофизика», можно найти в работах [1, 2]. Главное достоинство метода – максимально точный в рамках построенной модели миграции учет влияния конфигурации границ и вариаций скоростных параметров среды в вышележащих слоях при учете сейсмического сноса и построения результирующей модели нижележащих границ.

Основные недостатки:

1) высокая стоимость использования специализированного программного обеспечения;

2) значительная трудоемкость интерактивного процесса построения модели;

3) значительная времяемкость собственно вычислительного процесса при выполнении миграции, требующая высокой вычислительной мощности;

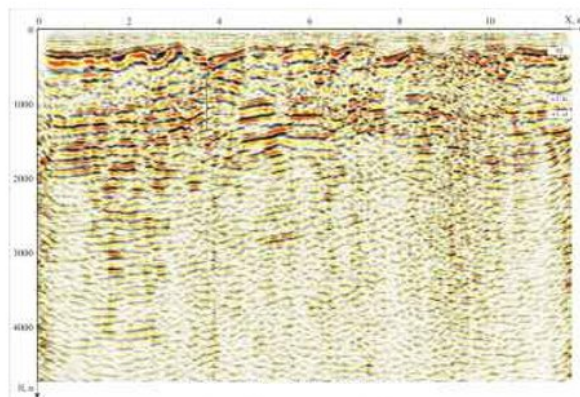
4) ограничения на минимальную толщину слоя в модели миграции;

5) выраженная зависимость результата от точности аппроксимации реальной среды моделью миграции;

6) плохая увязка на пересечениях профилей 2D после миграции, особенно, в случае наклонных границ;

7) частичные искажения динамических параметров отражений и зависимость их от выбранной апертуры.

Пример разреза после глубинной миграции по алгоритму Кирхгоффа по этому же профилю приводится на рис. 7. Несмотря на достаточно однозначную корреляцию искажающей границы (см. рис. 5), а, следовательно, вполне надежное построение глубинной модели для нее, полученный результат следует признать совершенно неприемлемым. Исследуемый интервал разреза, имеющий относительно простое строение, здесь по существу не подлежит интерпретации. Показанный выше (см. рис. 6) потенциальный антиклинальный объект на данном разрезе выделить совершенно невозможно. Впрочем, проблема неудовлетворительной работы глубинной миграции в подобных условиях известна уже давно. Отчасти это объясняется низкой достоверностью скоростного анализа по первому гладкому горизонту, определяющего модельную скорость в слое под криволинейной поверхностью. Но наш опыт свидетельствует, что главная причина кроется в невозможности точного моделирования вертикального строения (на интервале 10 – 30 м) зоны



▲ Рис. 7. Глубинный разрез после миграции до суммирования

поверхности размыва. А это в данном случае является ключевым моментом, т.к. именно здесь и происходит резкая смена интервальных скоростей. Скорее всего, данное обстоятельство и определяет существенные отличия реальных лучевых траекторий от модельных и, соответственно, неправильный пересчет фактического временного разреза в глубинный. Последующая же миграция по таким данным только усугубляет некомпенсированные искажения.

Заключение

Подводя итоги вышеприведенного сравнения, необходимо отметить следующее. Первые два метода основаны на предположении о вертикальном ходе лучей в среде от искажающей границы до поверхности наблюдений и являются более или менее корректными лишь при определенных условиях, а именно – малые удаления и близкое к поверхности залегание искажающей границы.

Последние три подхода предлагают более строгое решение, учитывающее лучевые траектории и формально более корректный расчет поправок. Однако же все они при этом обладают одним очень существенным недостатком. Их результативность во многом определяется точностью задания используемой в них глубинно-скоростной модели. Очевидно,

что на практике скважинные данные далеко не всегда доступны или просто отсутствуют, а получить необходимые параметры из имеющихся сейсмических материалов с требуемой точностью и детальностью также весьма затруднительно. Поэтому, как правило, модель ВЧР получается приближенной, что приводит к заметному падению эффективности применения этих методов, а иногда и к явно неудовлетворительным результатам. На практике часто оказывается, что менее корректные с формальных позиций подходы дают в итоге приемлемый результат, пригодный для дальнейшего использования и решения хотя бы части геологических задач.

Сказанное выше вовсе не означает призыв к упрощению процесса обработки путем отказа от современных путей решения обсуждаемой задачи. Просто в зависимости от конкретных обстоятельств (сейсмогеологической модели, качества материала, наличия априорных данных и данных других методов) необходимо использовать такой подход, который является наиболее эффективным в данной ситуации. Во всяком случае, нужно по возможности опробовать различные пути и использовать при интерпретации все заслуживающие внимания результаты.

К сожалению, и в настоящее время со стороны заказчиков услуг разведочной геофизики встречается отсутствие четкого понимания обозначенной проблематики. В некоторых случаях встречается настойчивое требование выполнения построения геологической модели на основе исключительно традиционных методов, при которых искажения, связанные с криволинейной поверхностью карбонатных палеозойских отложений, вообще никак не учитываются. В итоге таких заблуждений можно получить в лучшем случае неоднозначность построенных геологических моделей, недоуме-

ние и серьезную неудовлетворенность полученными результатами со стороны клиента, а в худшем – грубые ошибки в структурных построениях и огромные финансовые потери из-за неверно определенных точек заложения скважин и, как следствие, неэффективного бурения.

Литература

1. Артемьев А.Е. Опыт применения глубинной миграции на основе волнового уравнения в условиях развития солянокупольной тектоники. // Приборы и системы разведочной геофизики №04(14)/2005. –С.28-30.
2. Артемьев А.Е., Гавриков А.Г., Федорчук Р.А. К вопросу о необходимости применения 3D миграции до суммирования в платформенных условиях. // Приборы и системы разведочной геофизики №04(06)/2003. –С.40-44.
3. Артемьев А.Е., Жильцова Е.В. Сейсмofациальный анализ среднедевонских отложений южного склона Пугачевского свода. // Приборы и системы разведочной геофизики №01(47)/2014. С.99-109.
4. Артемьев А.Е., Иванов А.В., Жильцова Е.В., Ольшанский А.С. Центр обработки и интерпретации ОАО «Саратовнефтегеофизика». // Приборы и системы разведочной геофизики №04(38)/2011. С.6-16.
5. Боганик Г.Н., Гурвич И.И. Сейсморазведка: Учебник для вузов. Тверь: Издательство АИС, 2006. 744 с.
6. Козырев В.С., Жуков А.П., Коротков И.П., Жуков А.А., Шнеерсон М.Б. Учет неоднородностей верхней части разреза в сейсморазведке. –М.:ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. 227 с.
7. Пат. №2221262 Российская Федерация. Способ сейсмической разведки для изучения осадочного чехла при наличии сильно изрезанных акустически жестких границ / Шустров Е.И., Худяков Н.М., Андреев Г.Н., Кобылкин И.А., Голиченко А.М., Колосов Б.М. // Патентообладатель ЗАО «Запприкаспийгеофизика». Зарегистрировано 10.01.2004.

Первый опыт промышленного применения технологии сверхплотной сейсмической съемки на севере Западной Сибири

■ Кузнецов В.И., ООО «НОВАТЭК НТЦ»

Введение

На сегодняшний день добывающие компании вынуждены обращать всё больше внимания на малоразмерные и сложнопостроенные ловушки углеводородов, а также на нетрадиционные залежи нефти и газа и, соответственно, ставят всё более сложные задачи перед сейсморазведчиками, которые должны не только обеспечивать точные структурные построения, но и определять типы коллекторов и прогнозировать их нефтегазонасыщенность. Для решения таких сложных задач необходимо расширить диапазон частот сейсмических данных как в сторону высоких, так и в сторону низких частот. Чтобы получить высоко разрешенные сейсмические данные, необходимо разработать новые комплексные технологии полевых работ, включающие в себя целый ряд составных частей, таких как:

- применение точечных источников и приёмников сейсмических колебаний;
- возбуждение и регистрация широкополосного сигнала;
- использование высокоплотных площадных наблюдений для обеспечения хорошего распределения удалений и азимутов в бинах;
- обеспечение высокой точности определения координат пунктов возбуждения и приёма.

Одной из разрабатываемых в настоящее время технологий, включающей вышеперечисленные подходы, является технология сверхплотной съемки.

Теоретические основы.

Технология сверхплотной регистрации и обработки сейсмических данных позволяет в значительной степени повысить разрешенность, достоверность и информативность сейсмических материалов.

Основой технологии является применение суперплотных систем наблюдений, позволяющих решить проблему пространственного алейсинга сейсмических данных в процессе регистрации. При этом используется полевое оборудование нового поколения, обеспечивающее на аппаратном уровне расширение частотного спектра.

Дополнительно к изменению системы наблюдения и оборудования меняется подход к регистрации сейсмического поля, когда вместо подавления поверхностных волн-помех «в поле» их регистрируют с высокой степенью разрешенности и потом подавляют методами обработки.

Полевые данные далее обрабатываются с использованием алгоритмов и подходов, позволяющих в процессе обработки эффективно подавить зарегистрированные помехи, обеспечить на выходе получение суммарных данных с высоким соотношением сигнал/помеха и со значительно расширенным диапазоном частот.

Получаемое при этом качество данных значительно повышает достоверность результата последующей сейсмической инверсии и, соответственно, точность прогноза литологии и детальность изучения резервуара.

Принципиальным отличием данной технологии от традиционных систем наблюдения является уменьшение пространственного шага дискретизации до величин, позволяющих при одновременном использовании точечных приемников регистрировать сейсмические данные без пространственного алейсинг-эффекта, а на этапе обработки значительно повысить эффективность подавления шума и повысить соотношение сигнал/помеха.

При регистрации стандартными линейными группами сейсмоприемников (при шаге ПП = 50 м и шаге ПП = 25 м) многие типы волн-помех являются некогерентными и не могут быть в дальнейшем эффективно подавлены.

Уменьшение расстояния между единичными приемниками позволяет регистрировать волны-помехи в виде когерентного шума, который может быть эффективно подавлен на этапе обработки данных, перед выполнением суммирования.

Сейсмограммы, полученные после выполнения суммирования (при шаге между ПП = 25 или 50 м), обеспечивают стабильное качество сигнала, очищенного от влияния основных видов искажений, таких как микростатика на базе группы, поверхностные волны-Рэлея, шумы стационарных промышленных объектов и т.д.

Возможность сверхплотного шага ПП позволяет оптимизировать формирование наборов полевых данных под каждую конкретную задачу. Для детального анализа ВЧР, определения скрытых карстовых зон или устранения влияния реликтовой вечной мерзлоты или построения изображений круто падающих границ можно использовать данные с шагом 10-12 метров, для более глубоких или пологих горизонтов можно увеличить базу группы до 25-50 метров.

Основываясь на вышесказанном, можно сделать вывод, что применение сверхплотной технологии будет эффективно для решения следующих задач:

- поисково-разведочные работы;
- оценка характеристик резервуара;
- изучение малоамплитудных тектонических нарушений, трещиноватости;
- получение высокоразрешающего изображения при изучении ВЧР;
- исследования в особо сложных геологических условиях.

Применение данной технологии позволяет в значительной степени повы-

сить разрешенность, достоверность и информативность сейсмических материалов, гарантирует максимально достижимое качество данных, позволяющее существенно повысить эффективность разработки месторождений.

В отличие от других методов полностью решаются следующие проблемы:

- возможность изменения пространственной дискретизации данных в процессе обработки, устранение аляй-синга в Т-х, Т-р, F-k областях;
- решается проблема подавления основных типов помех.

Возрастает достоверность и повторяемость уровня амплитуд сигнала, что обеспечивает:

- лучшее подавление кратных волн (особенно с использованием методик моделирования);
- значительное расширение полосы частот;
- улучшение привязки результатов сейсмике к скважинным данным;
- успешность 4D сейсмических исследований;
- улучшение результатов акустической и динамической инверсии.

Конечной целью данной технологии является возможность корректного построения детальной геологической модели месторождения с прогнозом флюидонасыщения, что является залогом эффективного эксплуатационного бурения.

Внедрение технологии в группе компаний НОВАТЭК.

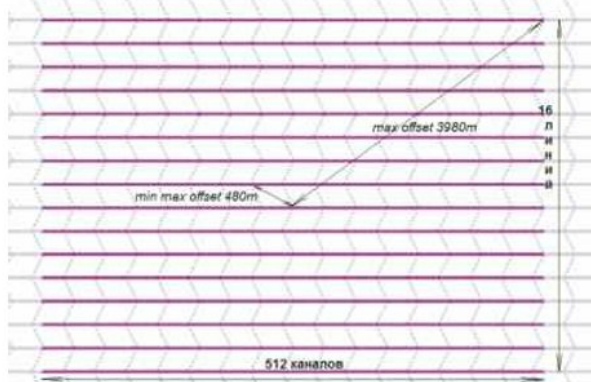
В полевой сезон 2013-2014г.г. на одном из лицензионных участков группы компаний НОВАТЭК впервые в Западной Сибири была применена технология сверхплотной съемки с применением одиночных приборов- акселерометров, сгущением шага пунктов приема в четыре раза (до 12.5м) и взрывным источником возбуждения сейсмических сигналов. Работы выполняются силами компании ГЕОТЭК с использованием оборудования UniQ.

Необходимость применения новых технологий на этой площади связана со сложными сейсмогеологическими условиями и в первую очередь с наличием значительных скоростных аномалий как в верхней части разреза, так и в глубинной области, а также со сложностью строения целевых объектов исследования.

Методикой предусматривалось сгущение шага пунктов приема в четыре раза с использованием одиночных приборов и точечного взрывного источника возбуждения. Была рассчитана система наблюдений «зиг-заг» с шестнадцатью активными линиями приема по 512 ПП. Интервал между пунктами приема составил 12,5 м., шаг дискретизации для обеспечения регистрации в широком диапазоне частот был выбран 1 мс. Количество активных каналов в расстановке составило 8192, общее количество каналов в сеймопартии 30000. На рис.1. приведена схема активной расстановки, примененная на данном лицензионном участке.

Использование взрывного источника обусловлено более оптимальными для сейморазведки характеристиками взрывного типа возбуждения и невозможностью работы вибрационных источников в данных поверхностных условиях (пойма рек, болота).

Вполне логично, что для сверхплотных 3D работ с взрывными источниками



▲ Рис. 1. Схема активной расстановки: шаг ПП=12,5м, ПВ=55,9м, шаг ЛП=300м, ЛВ=400м, 16 линий приема, $512 \times 16 = 8192$ активных каналов.

возбуждения необходимо начинать именно с уменьшения шага ПП, т.к. это, при наличии у подрядчика соответствующего оборудования, является наименьшим фактором удорожания полевых работ. При уменьшении шага ПП и прочих одинаковых параметрах съемки изменится только бин, сеть ОГТ, все остальные атрибуты (кратность, азимутальные и частотные характеристики системы ОГТ, распределение удалений) — не меняются.

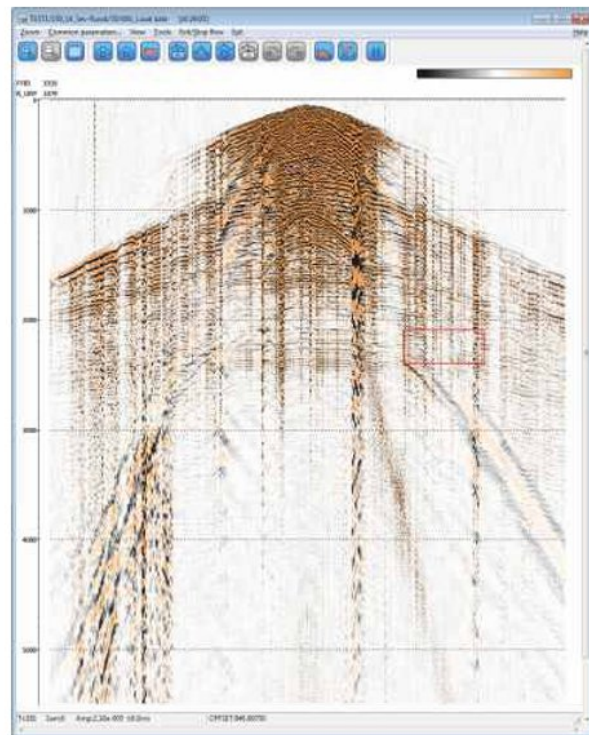
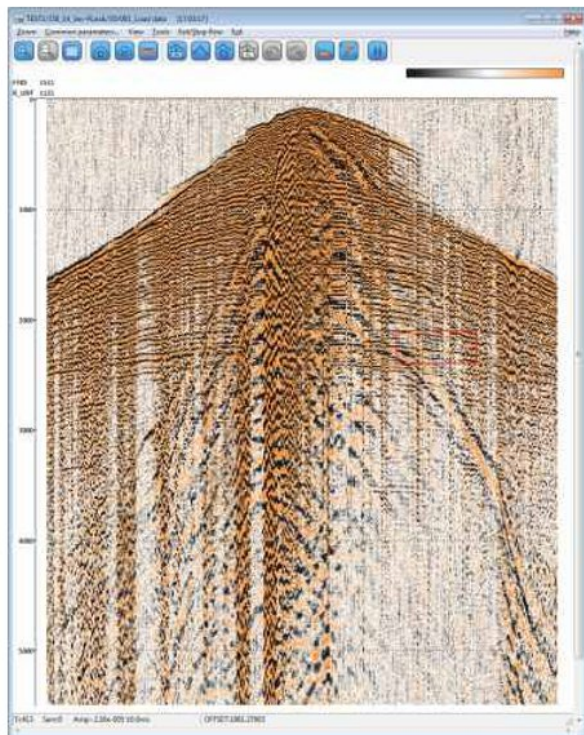
Целевые объекты юрско-мелового возраста расположены на участке исследований в широком диапазоне глубин от 900м до 3000м. Мощность целевых объектов варьирует от первых метров до первых десятков метров. Верхняя часть разреза имеет сложное строение, связанное с наличием толщи многолетне-мерзлых пород переменной мощности и широким распространением речной сети.

При реализации проекта применялись повышенные по сравнению со стандартным регламентом полевых работ требования по позиционированию и установке приемного оборудования. В результате работ получены качественные для «одиночного» приема в конкретных сейсмогеологических условиях данные.

Ниже, на рис. 2 и 3 приведены фрагменты полевых сейсмограмм, полученных в лесной и тундровой зоне района работ, соответственно, и их спектральные характеристики. Как видно из приведенных материалов, спектральная характеристика широкая с положительным соотношением полезного сигнала вплоть до 150Гц.

Для сравнения приведены исходные сейсмограммы ОПВ с взрывным источником возбуждения по предыдущим работам на этой же площади по стандартной технологии (рис.4).

Проведены количественные и качественные сравнения результатов обработки полноценной системы UNIQ (бин



▲ Рис. 2. Фрагменты исходной сейсмограммы ОПВ с лесного (а) и пойменного (б) участков района работ.

25х6,25) с “приведенной к стандарту” (бин 25х25) версией полевого материала (объединение 5 каналов, переход к стандартному шагу ПП=50 м).

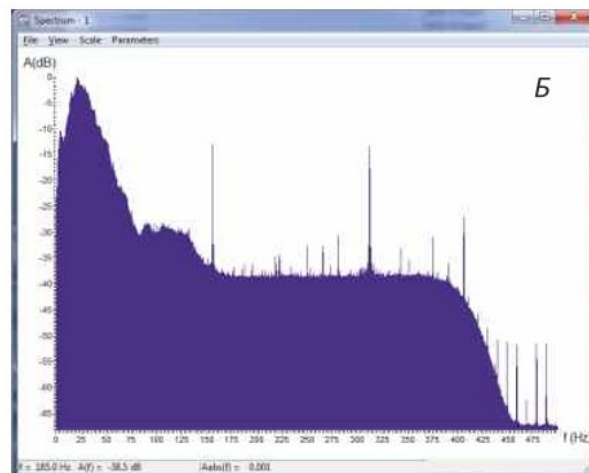
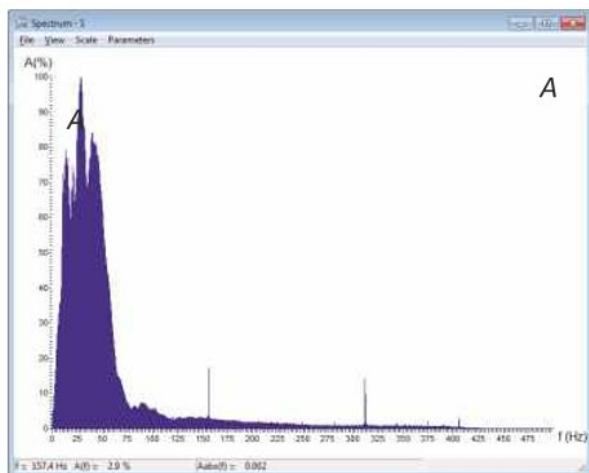
Для более корректного сопоставления модель длиннопериодной статики была оставлена без изменений, но обработка проведена по идентичным с точки зрения состава процедур графам.

Кроме того, к сравнению привлекались расположенные в пределах куба профили

2D. Для примера, временные разрезы, композиционные линии 3D и соответствующие амплитудно-частотные характеристики приведены на рис.5 и 6.

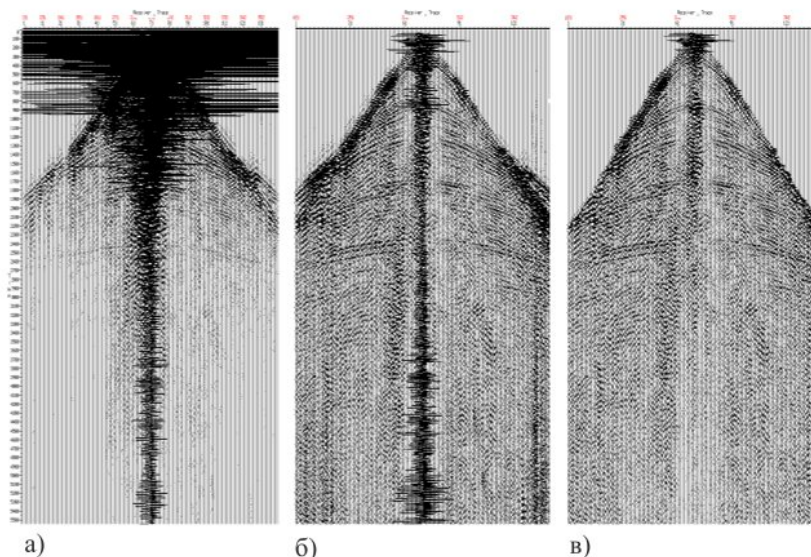
В ходе работ проведено также сопоставление:

- исходных полевых сейсмограмм - для оценки качества и помехоустойчивости данных UNIQ перед стандартной методикой;
- амплитудно-частотных характеристик;



▲ Рис. 3. Пример амплитудно- частотной характеристики сигнала для тундрового участка района работ в линейной (а) и логарифмической (б) шкалах.

► Рис. 4. Фрагмент сейсмограммы ОПВ 291 по профилю 1470621: исходная сейсмограмма после присвоения геометрии (а), после коррекции затухания амплитуд (б) и после частотно-зависимого ослабления помех (в)



- показателей разрешающей способности сигнала;

- когерентности и качества корреляции, для сравнения привлекались карты изохрон, амплитуд (рис.7), кросс-корреляции по целевым горизонтам, временные разрезы;

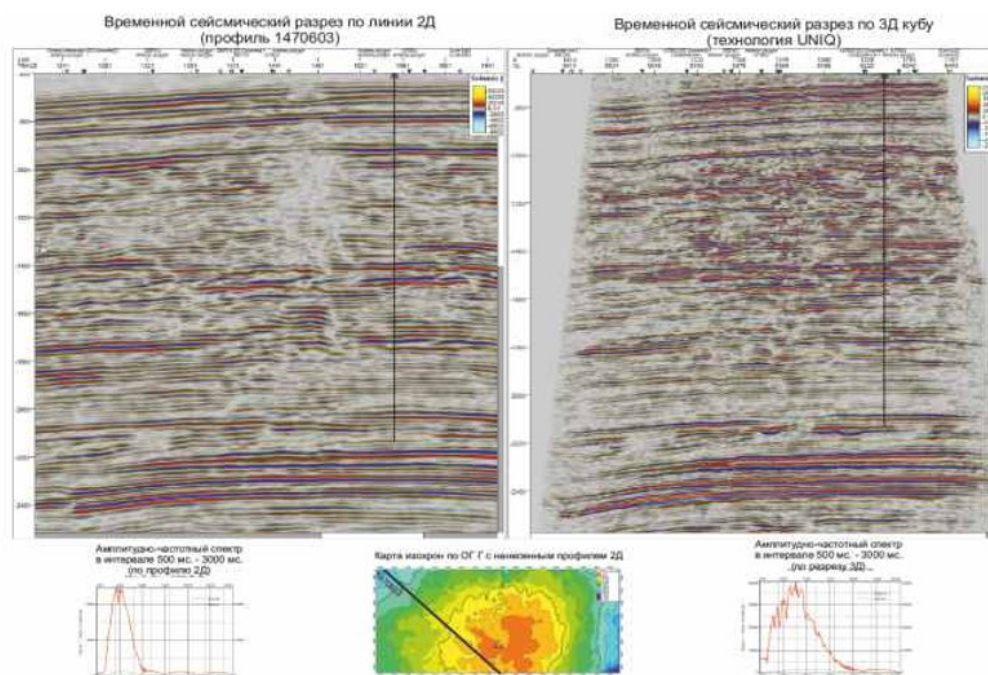
- динамической выразительности, для сопоставления привлекались карты горизонтальных срезов амплитуд, карты RMS амплитуд в окне 500 мс (рис.7).

Анализ материалов показывает, что данные, полученные по новой технологии, существенно превосходят по разре-

шенности результаты прошлых работ. Это дает основания надеяться на получение значительно большего объема геологической информации и улучшения ее достоверности после завершения этапа обработки и интерпретации данных.

Выводы

В ходе проведения первых производственных работ МОБ-ОГТ 3D по технологии UNIQ получен уникальный полевой сейсмический материал, позволяющий объективно оценить методический



◀ Рис. 5.

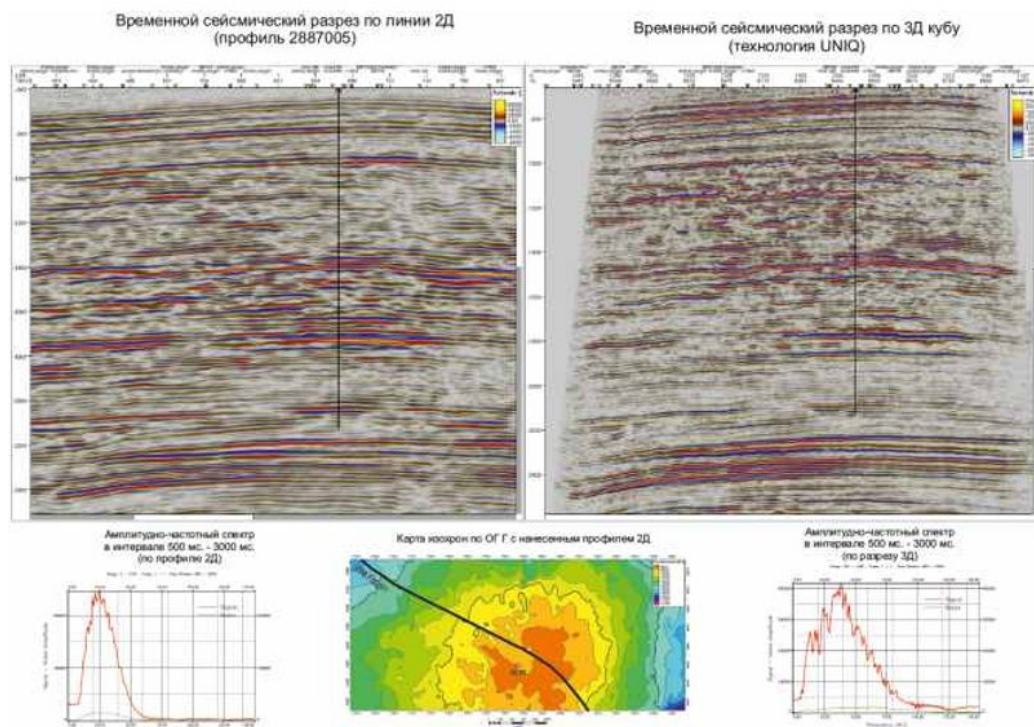


Рис. 6.

потенциал новой технологии в сравнении со стандартными системами наблюдений 3D.

За счет перехода на одиночный прием и кратное уменьшения шага ПП удалось получить более точную и объективную информацию о модели самого верхнего (ЗМС+ЗПС) слоя, провести зонирование участка работ по условиям возбуждения волн (оптимальные/неоптимальные), оценить фактическую глубину погружения заряда.

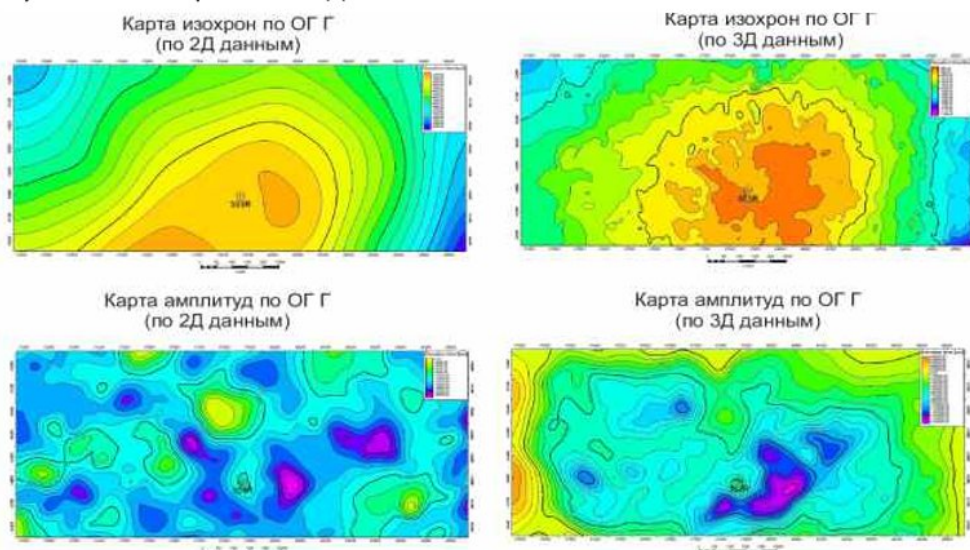
Установлен заметно более высокий потенциал результатов обработки дан-

ных технологии UNIQ в части оптимального соотношения разрешающей способности и динамической выразительности записи, что имеет прямое отношение к задачам прогнозирования свойств геологического разреза.

Литература:

1. Череповский А.В., Сейсморазведка с одиночными приёмниками и источниками, Обзор современных технологий и проектирование съёмки, Москва, 2012 г.

Рис. 7.



ЧЕТКОСТЬ

**КОМПАНИЯ INOVA
ЯВЛЯЕТСЯ МИРОВЫМ
ЛИДЕРОМ В ОБЛАСТИ
ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ
ПОЛНОФУНКЦИОНАЛЬНОЙ
ШИРОКОПОЛОСНОЙ
НАЗЕМНОЙ
СЕЙСМОРАЗВЕДКИ.**

Мы, компания INOVA, убеждены в том, что каждый этап открытия природных ресурсов должен проводиться с одинаковой тщательностью и точностью. Поэтому мы стремимся предлагать наиболее универсальный набор широкополосных продуктов и технологий из имеющихся на рынке в настоящее время.

Наши датчики, системы и источники возбуждения отлично взаимодействуют друг с другом, обеспечивая сбор широкополосных данных высочайшего качества, что дает возможность нашим клиентам максимально эффективно проводить процесс обработки, отображения и интерпретации данных.

Являясь мировым лидером в области полнофункционального высоко- и низкочастотного оборудования, компания INOVA обеспечивает получение достоверных результатов надлежащего качества ведущими геофизическими подрядчиками и компаниями, занимающимися разведкой и добычей.



ВМЕСТЕ МЫ РЕШИМ ЛЮБУЮ ЗАДАЧУ!



CLARITY BROADBAND SOLUTION™

Жизнь связала с сейсморазведкой?



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



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

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

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