

ТЕМА НОМЕРА:

ОБРАБОТКА И ИНТЕРПРЕТАЦИЯ СЕЙСМОДАННЫХ

ТАКЖЕ В НОМЕРЕ:

Методика проведения работ в скважинной сейсморазведке

СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫЕ
ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИЕ
СИСТЕМЫ

XZ ne



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

СОДЕРЖАНИЕ

КОЛОНКА РЕДАКТОРА

- 7** Старые песни о главном
Турлов П.А.

ОБРАБОТКА

- 8** Адаптивная фильтрация данных наземной сейсмической разведки методами нелинейной физики (вейвлетное преобразование, метод экспертных мод).

Руннова А.Е., Храмов А.Е., Павлов А.Н.

Аннотация: В работе представлены результаты разработки и применения дискретного и многомасштабного вейвлет-анализа для фильтрации интерференционных волновых компонент в сейсмических записях. Предложены методы построения фильтров для фильтрации локальных особенностей сигналов. Приведены результаты обработки экспериментальных данных.

Ключевые слова: сейсморазведка, вейвлетный анализ, данные сейсморазведки, фильтрация

- 15** К вопросу о выборе способа компенсации влияния верхней части разреза на волновое поле.

Артемов А.Е., Заложных М.А.

Аннотация: В статье рассмотрены результаты применения способов компенсации искажающего влияния криволинейной границы верхней части разреза на волновое поле. Использован как модельный (синтетический), так и реальный сейсмический материал.

Ключевые слова: сейсморазведка, ВЧР, статические поправки, модель, миграция, процедура «исключения»

- 20** Лучше сеймики 3D – только сеймика 3D/3C, хорошо спланированная.

Захаров Н.В.

Аннотация: В статье рассмотрены недостатки, присущие используемым «стандартным» системам наблюдения 3D/3C. Предложены рекомендации, при использовании которых 3D/3C система наблюдения будет максимально лишена этих недостатков.

Ключевые слова: наземная сейсморазведка, транзитная зона, 3D, 3D/3C система наблюдения, многоволновая сейсморазведка.

- 29** Оптимизация полевого контроля качества.

Мордашов Н.В., Ефимов В.И.

Аннотация: В статье рассмотрены методы

CONTENTS

EDITORIAL

- The old songs about essential
Turlov P.A.

PROCESSING

- Land seismic data adaptive filtering with application of the methods of nonlinear physics (wavelet transform, expert modes method).

Runnova A.E., Khramov A.E., Pavlov A.N.

Abstract: The paper presents the results of the development and application of discrete and multiresolution wavelet analysis for filtering of interference wave components in seismic survey records. The methods of filters construction for filtering of the local peculiarities in signals are proposed. The results of experimental data processing are represented.

Keywords: seismic, wavelet analysis, seismic data, filtration.

- On the issue of selection of compensation method for near-surface section influence upon the wave field.

Artemiev A.E., Zalozhnykh M.A.

Abstract: The article considers the results of application of compensation methods for curved boundary of near-surface section influence upon the wave field. Simulated (synthetic) and real seismic data are used.

Keywords: seismic, near-surface section, statics, model, migration, "exclusion" procedure.

- There is nothing better 3D seismic than well designed 3D/3C seismic.

Zakharov N.V.

Abstract: The article considers deficiencies of the "standard" 3D/3C acquisition configurations. Recommendations are offered to eliminate these deficiencies of 3D/3C acquisition configuration to a considerable degree.

Keywords: land seismic, transition zone, 3D, 3D/3C acquisition configuration, multicomponent.

- Seismic In-field quality control optimization.

Mordashov N.V., Efimov V.I.

Abstract: In the article the optimization methods of

оптимизации работы полевого геофизика по контролю качества в сейсморазведочных партиях ОАО СНГЕО и дальнейшее развитие процесса первичной приемки.

Ключевые слова: сейсморазведка, полевые данные, контроль качества, экспресс-анализ, экономический эффект.

field geophysicist's work when carrying out quality control in the seismic crews of JSC "SNGEO" and further development of initial acceptance process are considered.

Keywords: seismic, field data, quality control, proximate analysis, economic effect.

34 Вопросы обработки сейсмических данных на ежегодной конференции геофизиков-разведчиков в Денвере, октябрь 2014 г.

Шнеерсон М.Б.

Аннотация: В статье приведен в кратком изложении ряд докладов по актуальным направлениям развития современной сейсморазведки, представленным на ежегодной конференции геофизиков-разведчиков в Денвере (октябрь, 2014 г.).

Ключевые слова: сейсморазведка, обработка данных, подавление помех, миграция, кратная волна, интерполяция, регуляризация.

Seismic data processing matters on annual conference of exploratory geophysicists in Denver, October, 2014.

Shneerson M.B.

Abstract: In the article is presented a number of summaries of the papers pertinent to actual lines of development of modern seismic, which have been presented on annual conference of exploratory geophysicists in Denver (October, 2014).

Keywords: seismic, data processing, noise suppression, migration, multiple wave, interpolation, regularization.

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ

40 Обнаружение зон трещиноватости пород в отложениях баженовской свиты по данным сейсморазведки 3D.

Кириллов С.А., Лаврик А.С., Самойлов А.В.

Аннотация: Воздействие на геологические породы тектонических движений приводит к направленности расположения частиц пород и слоистости и в случае превышения предела прочности пород – к структурным нарушениям и к трещиноватости. Трещиноватые или глинистые коллектора часто являются анизотропными. Поэтому для построения глубинной модели среды и глубинной миграции с дальнейшим прогнозом зон трещиноватости коллектора необходимо выявлять и учитывать анизотропию скоростей.

Ключевые слова: 3D сейсморазведка, коллектор, трещиноватость, миграция, анизотропия.

INTERPRETATION

Rock cracking zones detection in Bazhenov suite sediments by 3D seismic data.

Kirillov S.A., Lavrik A.S., Samoilov A.V.

Abstract: Tectonic movements impact on geological rocks causes directive rock particles arrangement and stratification and in the case of exceeding rock ultimate strength limits – structural damage and cracking.

Cracked or clay collectors are often anisotropic. That is why it is necessary to reveal and take into account velocity anisotropy for deep structure model definition and deep migration with follow-up collector cracking zone forecast.

Keywords: 3D seismic, collector, cracking, migration, anisotropy.

45 Некоторые методические аспекты комплексной интерпретации сейсмических и скважинных данных.

Жемчугова В.А., Жуков А.П.

Аннотация: В статье предложен новый подход к проблеме комплексной интерпретации сейсмических и скважинных данных, обеспечивающий оптимизацию поиска, разведки и разработки залежей нефти и газа.

Ключевые слова: адаптивная вибросейсморазведка, интерпретация, сейсмические и скважинные данные, седиментационное моделирование.

Some methodological aspects of integrated interpretation of the seismic and well data.

Zhemchugova V.A., Zhukov A.P.

Abstract: In the article is presented a new approach to the problem of integrated interpretation of the seismic and well data, enabling optimization of the search, exploration and development of oil and gas pools.

Keywords: adaptive vibroseismic, interpretation, seismic and well data, sedimentation simulation.

54 Особенности выявления нефтегазоносных объектов в сейсмогеологических условиях юга Непско-Ботубинской антеклизы.

Ячmeneва Л.В.

Аннотация: В статье рассмотрены особенности выявления нефтегазоносных объектов юга Непско-Ботубинской антеклизы, связанные с сейсмогеологическими условиями территории.

Ключевые слова: нефтегазоносный, объект, сейсмогеологический, горизонт, анализ, структурный, динамический, сейсмофация.

Oil and gas bearing targets identification peculiarities in seismogeological conditions of the south part of Nepsko-Botuobinskian anticlise.

Yachmeneva L.V.

Abstract: The article considers oil and gas bearing targets identification peculiarities in seismogeological conditions of the south part of Nepsko-Botuobinskian anticlise.

Keywords: oil and gas, target, seismogeological, horizon, analysis, structural, dynamic, seismic facies

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

59 Методика проведения работ в скважинной сейсморазведке.

Шехтман Г.А.

Аннотация: В статье рассмотрены различные аспекты методики проведения работ в скважинной сейсморазведке, включая: условия возбуждения колебаний, различные модификации методов ВСП, системы наблюдений.

Ключевые слова: ВСП, модификация ВСП, система наблюдения.

GEOLOGICAL PROSPECTING

Performance of work procedure in borehole seismic.

Shekhtman G.A.

Abstract: The article considers different aspects concerning working procedure in borehole seismic, including: vibration excitation conditions, various VSP modifications, source-receiver configurations.

Keywords: VSP, VSP modification, source-receiver configuration

ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ

72 Импульсно-фазовый метод обработки сейсмических сигналов. Часть II. Оценки разрешающей способности по дальности различных методов фазовых измерений.

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

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

Ключевые слова: сейсморазведка, источник «Енисей», сеймосигнал, обработка, импульсно-фазовый метод, разрешающая способность.

INSTRUMENTS AND SYSTEMS

Pulse-phase method of seismic signals processing. Part II. Resolution evaluation of various phase measurement methods according to the range coverage.

Shaidurov G.Ya, Detkov V.A., Kopylov M. A., Shaidurov R.G.

Abstract: The second part presents a comparative analysis of resolution for different phase measurement methods with excitation of geologic cross-section by pulse non-explosive group of emitters in parallel and sequential modes of operation.

Keywords: seismic, source "Enisey", seismic signal, processing, pulse-phase method, resolution.

78 Перспективные направления дальнейшего развития ЗАО «ГЕОСВИП».

Кострыгин Ю.П.

Аннотация: В статье рассмотрен ряд технических характеристик вибратора СВ-30/150Б, выпускаемого ЗАО «ГЕОСВИП», в сравнении с техническими характеристиками вибраторов, выпускаемых компаниями Sercel и INOVA. Намечены перспективные направления развития как ЗАО «ГЕОСВИП», так

The promising lines of further development of the close company "GEOSWEEP".

Kostrygin Yu.P.

Abstract: The article considers some technical features of SV-30/150B vibrator of "GEOSWEEP" company's production as compared with the technical features of some vibrators of Sercel and INOVA companies production. The promising lines of development both the close company "GEOSWEEP" and its products

и выпускаемой им продукции.

Ключевые слова: сейсморазведка, вибратор, кодоимпульсный источник, flip-flop и slip-sweep технологии, свип максимального смещения, одновременное независимое возбуждение, адаптивная вибросейсморазведка.

are outlined.

Keywords: seismic, vibrator, code-pulse source, flip-flop and slip-sweep technologies, maximum displacement sweep, independent simultaneous sweeping, adaptive vibroseismic.

НАШИ ПАРТНЕРЫ



Приборы и системы разведочной геофизики.

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

Главный редактор:

к.т.н. П.А. Турлов
paturlov@mail.ru

Редакционная коллегия:

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

Выпускающий редактор:

И.М. Кузнецов

Координатор проекта:

С.А. Матвеев

Учредитель:

СРО МОО ЕАО

Издатель:

ООО «Информ-ГеофизСервис»

Директор:

Турлов П.А.

Адрес издательства:

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

Обложка и оформление:

Д.В. Мокроусов

Вёрстка:

Д.В. Мокроусов

Тираж отпечатан в

типографии ООО

«Формат»

Тел. +7 (8452) 39-33-77

Тираж: 300 экз.

Подписано в печать:

25.09.2015

Дата выпуска:

01.10.2015

В оформлении обложки использовано фото ОАО «Волгоград-НефтеГеофизика»

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, 2015

© ООО «Информ-геофизсервис», 2015

Старые песни о главном

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

В первом номере журнала за этот год мы уже поднимали тему импортозамещения в области геофизического приборостроения. В то время еще теплилась надежда, что необходимость иметь в стране налаженное производство всей гаммы геофизического оборудования, необходимого для разведки и эксплуатации нефтегазовых месторождений, настолько очевидна и жизненно важна для нашей страны, что соответствующие решения будут приняты и процесс, что называется, пойдет. Однако, по прошествии вот уже двух кварталов, приходится констатировать, что воз и ныне там. Что это? Неповоротливость соответствующих структур, большой объем проблем, свалившихся на головы чиновников, нежелание или неумение выделить главное среди этих проблем и выстроить схему последовательного их решения – скорее всего, имеет место быть все перечисленное.

До определенного времени, когда при высоких ценах на нефть в страну поступал мощный поток нефтедолларов, никто и не задумывался об импортозамещении. И призывы отечественных геофизиков-приборостроителей обратить внимание на данную проблему были лишь «гласом вопиющего в пустыне». В результате, имеем то, что имеем.

Импортозамещение – это не просто немедленный переход на использование аппаратуры и оборудование российского производства. Это целый комплекс мероприятий, который необходимо реализовать, чтобы в будущем у нас не возникали подобные проблемы. А для этого необходимо восстановить то, что было разрушено в последние годы. Необходимо поддерживать предприятия, способные обеспечить независимость страны в такой стратегической и чрезвычайно важной для энергетической отрасли России области, как геофизическое приборостроение. Необходимо выделение финансовых средств для воссоздания производства в масштабах, необходимых для решения задачи импортозамещения, для разработки оборудования по своим техническим параметрам не уступающего лучшим

зарубежным образцам. Но, прежде всего, необходимо понять, что страна, львиную долю бюджета которой составляют средства, получаемые за счет экспорта сырьевых ресурсов и находящаяся в окружении стран с, мягко сказать, недружественной политикой по отношению к ней, должна быть реально независимой от поставок зарубежного оборудования, необходимого для энергетической отрасли страны.

Фактически, это вопрос национальной безопасности страны.

Уважаемые коллеги, друзья!

Традиционно, в третьем выпуске журнала текущего года редакция представляет Вашему вниманию план публикаций на следующий год. В этот раз наш план публикаций на 2016 год включает следующие темы выпусков журнала:

- №1(55)\2016 - Контроль качества полевого материала (подача материала для публикации до 15 февраля)
- №2(56)\2016 - Оптимизация обработки сейсмических данных (подача материала для публикации до 15 мая)
- №3(57)2016 - Отечественные регистрирующие сейсмокомплексы (подача материала для публикации до 15 августа)
- №4(58)2016 - Современные сейсмомодатчики (подача материала для публикации до 15 ноября)

Хотелось бы отметить, что приведенный выше перечень тем выпусков журнала не является догмой. Как всегда, мы готовы рассмотреть Ваши предложения, уважаемые коллеги, и, при необходимости, внести соответствующие коррективы в тематику выпусков журнала.

Мы работаем с Вами, мы работаем для Вас!

С уважением,



П.А.Турлов

Главный редактор

Адаптивная фильтрация данных наземной сейсмической разведки методами нелинейной физики (вейвлетное преобразование, метод экспертных мод)

- Руннова А.Е., к.ф.-м.н., Храмов А.Е., д.ф.-м.н., СГТУ, г. Саратов,
- Павлов А.Н., д.ф.-м.н., СГУ, г. Саратов

Аннотация. В работе приведён краткий обзор современного применения вейвлетного анализа в сфере обработки и интерпретации геофизических сейсмических данных, а также представлены результаты разработки и применения методов дискретного, в частности, многомасштабного вейвлетного анализа для фильтрации характерных компонент сейсмической записи цифровых данных наземной сейсморазведки. Предложены методы построения фильтров для фильтрации локальных особенностей сигналов. Приведены результаты обработки экспериментальных данных.

В последние десятилетия плавно растет интерес к использованию различных аспектов вейвлет-анализа, одного из базовых математических инструментов нелинейной динамики, в прикладных областях науки и техники. Публикуемая работа посвящена разработкам методов изучения, диагностики и фильтрации различных волновых компонент сейсмических данных в области камеральных работ разведочной геофизики. На сегодняшний день большинство работ, результаты которых внедряются в практику сейсморазведки, в основном связаны с применением быстрого дискретного вейвлет-преобразования для сжатия данных и кратномасштабного анализа в задачах очистки сигналов от высокочастотных шумов [1]. Тем не менее, очевидно, что возможности вейвлетного анализа отнюдь не ограничиваются решением только подобных вспомогательных задач. Вейвлетный анализ может быть также успешно использован для цифровой обработки сигналов разведочной сейсмической геофизики в рамках инструментальной базы анализа и фильтрации различных компонент зарегистрированных колебаний, например, разделения полезной отраженной волны и паразитных звуковых, поверхностных или частично- и

полнократных волн [2]. В частности, вейвлет-анализ может эффективно применяться для распознавания близких по форме, интенсивности и частотным характеристикам сигналов на фоне шума. Кроме того, большие возможности вейвлетного преобразования для анализа конкретных особенностей экспериментальных цифровых сигналов позволяют осуществлять простую и эффективную фильтрацию диагностируемых паразитных компонент зарегистрированных данных. Публикации результатов многочисленных исследований, проводимых в различных областях естествознания [3, 4], неопровержимо доказывают, что вейвлет-анализ представляет собой мощный инструмент исследования, применимый к коротким, зашумлённым, многокомпонентным и нестационарным процессам, и развитие новых, базирующихся на вейвлет-преобразовании методов обработки и анализа сигналов сейсмической разведки, является актуальной задачей современной геофизики [4].

В настоящее время в рамках современного использования вейвлетного анализа в геофизике можно выделить две обширные сферы применения. Во-первых, весьма успешно решаются задачи применения вейвлетного преоб-

разования для изучения суммарных временных разрезов. Эта обширная и весьма перспективная область применения вейвлетного анализа в геофизике связана с последними этапами обработки и дополнительными инструментами геофизической интерпретации данных — расчётом и анализом атрибутов сейсмических записей. С самого начала интенсивного промышленного использования трёхмерной сейсморазведки возникла потребность в быстром анализе больших объёмов сейсмических данных и сокращении “ручной” интерпретации данных в рамках камеральных работ геофизических сейсморабот. Наиболее известными подобными инструментами и являются атрибутные методы интерпретации, позволяющие провести быструю идентификацию любых “особенностей” временных разрезов, например, геологических зон разломов. Во-вторых, выделим ряд задач, связанных с повышением соотношения сигнал/шум, весьма актуальные сегодня как один из примеров задач повышения качества данных [2]. В частности, одной из таких задач является проблема фильтрации регистрируемого конуса звуковых и поверхностных волн на сейсмограммах современной наземной разведки. В настоящей статье авторами предложена методика фильтрации данного типа волн на базе многомасштабного вейвлетного анализа. На сегодняшний день дискретный вейвлетный анализ является одним из лидирующих инструментов в цифровой обработке для решения задач сжатия и фильтрации данных [1, 5 – 8]. Несмотря на уже существующие и используемые в геофизической практике подходы, методы фильтрации на базе дискретного вейвлетного преобразования на настоящий момент отнюдь не совершенны и не позволяют в желаемой степени автоматизировать

процесс фильтрации и добиться уровня сохранения формы сейсмоимпульса, столь важного для подходов динамической обработки.

Рассмотрим возможность создания вейвлетных фильтров и повышения быстродействия процедур при обработке данных сейсморазведки. С этой целью может быть применен подход, основанный на процедуре дискретного вейвлет-преобразования с быстрым (пирамидальным) алгоритмом разложения. Дискретное преобразование имеет следующие преимущества по сравнению с непрерывным преобразованием:

1. Применение ортогональных базисных функций в рамках дискретного преобразования позволяет ограничиться меньшим числом коэффициентов разложения. При этом отсутствуют сильно коррелированные компоненты, что упрощает процедуру идентификации коэффициентов, ответственных за различные особенности формы анализируемого сигнала.

2. Использование пирамидального алгоритма разложения, использующего идеологию субполосной фильтрации [9], обеспечивает возможность проведения расчетов в режиме реального (или почти реального) времени. Именно это обстоятельство привело к широкому применению дискретного вейвлет-преобразования в различных областях современной техники.

Напомним, что среди особенностей дискретного преобразования выделяется отсутствие аналитической формы записи для применяемых базисных функций — если при непрерывном преобразовании существуют формулы, задающие вейвлет, то в рамках дискретного преобразования известны только таблицы коэффициентов [10]. Формально эти коэффициенты могут быть вычислены

путем решения некоторых алгебраических уравнений, но традиционно на практике исследователи работают с матрицами чисел, соответствующих выбору того или иного семейства функций разложения сигнала. Чаще всего это семейство образует ортонормированный базис, вследствие чего разложение по вейвлетам в рамках дискретного преобразования не является избыточным. Избыточные преобразования могут применяться в задачах, связанных с передачей и обработкой информации, но при этом важно отметить, что использование ортонормированных функций обеспечивает более точное представление сигнала. В частности, при выборе ортонормированного базиса упрощается процедура обратного преобразования (восстановления сигнала по коэффициентам разложения).

Итак, рассмотрим возможность создания вейвлетных фильтров и повышения быстродействия процедур при обработке сейсмоданных. С этой целью может быть применен подход, основанный на процедуре дискретного вейвлет-преобразования с быстрым (пирамидальным) алгоритмом разложения. В рамках концепции многомасштабного анализа нами будет использована идеология аппроксимации сигнала на разных уровнях разрешения и последующего анализа отклонений от аппроксимирующих функций. Применительно к рассматриваемым вопросам обработки данных сейсмической разведки ограничимся кратким изложением основных принципов разложения по вейвлетам с использованием пирамидального алгоритма. Исходный сигнал представим в виде дискретизованной функции времени $x(n) = x(n\Delta t)$ и поместим на вход квадратурных зеркальных фильтров нижних и верхних частот [8]. Сигнал на выходе

фильтра нижних частот с частотной характеристикой $g(n)$ представляет собой свёртку:

$$y[n] = (x \cdot g)[n] = \sum_{(-\infty < k < \infty)} (x[k]) (g[n-k]). \quad (1)$$

Одновременно сигнал $x(n)$ проходит через фильтр верхних частот (ВЧ), являющийся взаимосвязанным с фильтром нижних частот (НЧ)

$$g[n] = (-1)^n h[2M - n - 1], \quad (2)$$

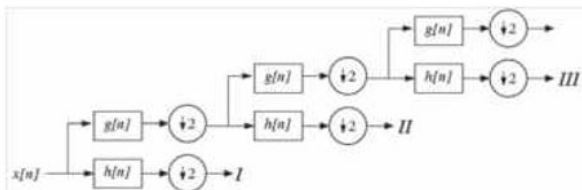
где M — длина области задания вейвлета.

Далее два временных ряда, полученных на выходе фильтров, прореживают, оставляя только чётные или нечётные отсчёты. В результате на выходе фильтров будут получены две последовательности отсчётов

$$y_{нч}[n] = \sum_{(-\infty < k < \infty)} x[k] g[2n - k], \quad (3)$$

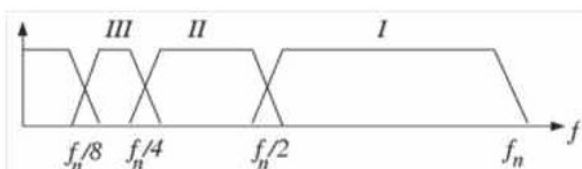
$$y_{вч}[n] = \sum_{(-\infty < k < \infty)} x[k] h[2n - k], \quad (4)$$

Вследствие прореживания в два раза ухудшается разрешение по времени каждой последовательности, но одновременное наличие обеих последовательностей позволяет восстановить исходный сигнал. Отметим, что каждый процесс (3), (4) характеризуется только половинной шириной полосы частот по сравнению с исходным сигналом $x(n)$. Процедуру фильтрации и прореживания можно продолжить, что приведет к последующему уменьшению вдвое ширины полосы частот выходного процесса после каждого этапа фильтрации. Вследствие этого изначально число отсчётов дискретизованного сигнала $x(n)$ должно составлять 2^m . Схематично многоступенчатая процедура фильтрации изображена на рис. 1 а, где I, II, III обозначают 3 уровня разложения, каждый из которых приводит к уменьшению вдвое частотного диапазона исходного процесса. Максимальное число таких уровней определяется длительностью сигнала — показателем степени m .



▲ Рис. 1А. Схема дискретного вейвлет-преобразования с помощью банка НЧ и ВЧ фильтров.

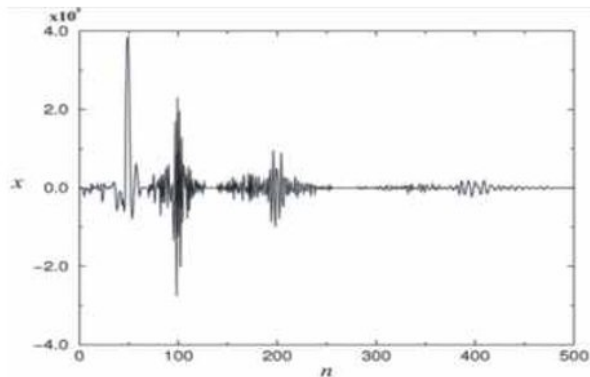
На рис. 1 б показано изменение частотного диапазона на разных уровнях разрешения. Представленная пирамидальная процедура разложения сигнала позволяет решать задачи фильтрации путём отбрасывания (или корректировки) коэффициентов разложения на разных масштабах (разных уровнях). Например, для фильтрации высокочастотного шума из экспериментальных данных можно приравнять нулю коэффициенты, характеризующие мелкомасштабную структуру, после чего провести процедуру обратного преобразования, позволяющую восстановить сигнал по вычисленным коэффициентам разложения.



▲ Рис. 1Б. Иллюстрация изменений частотного диапазона на разных уровнях разрешения при использовании пирамидального алгоритма разложения.

Обратимся теперь к анализу экспериментальных данных. Начнём рассмотрение с одноканального сигнала – данных одной из трасс сейсмограммы общего пункта возбуждения, изображенной на рис. 2 а.

Данная трасса помимо полезного сигнала содержит помехи (поверхностные и звуковые волны), имеющие большую амплитуду и локализованные в диапазоне [1.0, 1.3] с. Так как данные помехи превосходят по мощности сейсмический сигнал, проведение его детального анализа в их присутствии

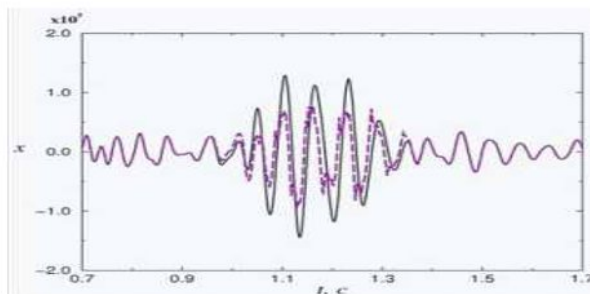


▲ Рис. 2Б. Коэффициенты дискретного преобразования, соответствующие разложению сигнала (см. вверху, нарис. 2 а) в базисе вейвлетов Добеши D^8 .

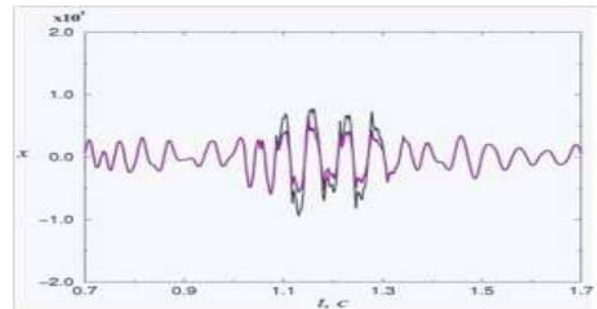
аппроксимации НЧ-фильтра, затем — для детализирующих коэффициентов ВЧ-фильтра). Анализ данных коэффициентов позволяет установить, что ритмическая активность, связанная с наличием помеховых волн, характеризуется преимущественно большими значениям вейвлет-коэффициентов (превышающими уровень $2 \cdot 10^{-5}$), которые расположены вблизи $n=50$.

Выбирая порог для амплитудного детектирования, исследователь получает возможность влиять на качество фильтрации помех. В частности, если приравнять нулю значения коэффициентов в диапазоне $n=[35, 65]$, то это приведет к снижению уровня помехи в сигнале (рис. 3 а).

Отметим, что на рис. 3 а обеспечивает



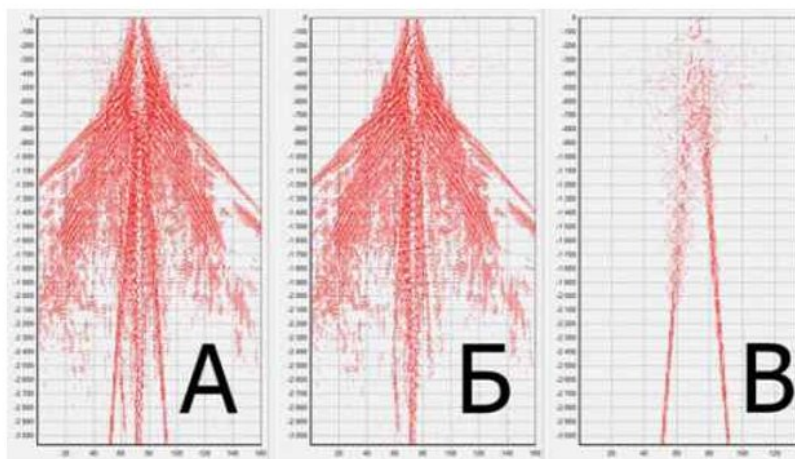
▲ Рис. 3А. Фильтрация помеховых волн путём амплитудного детектирования вейвлет-коэффициентов. Сплошная линия соответствует исходному сигналу, пунктиром показан результат проведённой фильтрации.



▲ Рис. 3А. Улучшение качества фильтрации (улучшение отношения сигнал/шум) путём уменьшения амплитуд вейвлет-коэффициентов, находящихся вне диапазона $n=[35, 65]$, и соответствующих участку присутствия помехи: чёрная линия демонстрирует результат простой фильтрации помеховых волн путём амплитудного детектирования вейвлет-коэффициентов, а сиреневая соответствует описанному методу улучшенной фильтрации.

ся локализованная фильтрация помеховых волн, при которой фрагменты сигнала, не содержащие помех, остаются неискаженными. Это обстоятельство принципиальным образом отличает фильтры на основе вейвлетов и классического преобразования Фурье (позволяющего осуществлять полосовую фильтрацию путём проведения прямого и обратного преобразований с обнулением коэффициентов, характеризующих искажения сигнала). При реализации вейвлет-преобразования частотная фильтрация сигнала сочетается с временной избирательностью фильтра.

Для осуществления более качественной фильтрации помеховых волн наряду с методом пороговой сортировки с эмпирически подобранным амплитудным критерием дополнительно был проведен анализ коэффициентов, находящихся за пределами диапазона $n=[35, 65]$. С этой целью была реализована процедура пирамидального разложения сигнала в базисе вейвлетов Добеши только для участка, содержащего помехи, что позволило идентифицировать



▲ Рис. 4. Сейсмограммы общего пункта возбуждения первичного полевого материала. А – полевой материал до проведения фильтрации, Б – полевой материал после проведения фильтрации, В – отфильтрованная помеха. По оси абсцисс отложен номер трассы N , по оси ординат – время t .

коэффициенты, характеризующие помеховые волны, в общей последовательности коэффициентов разложения сигнала (см. рис. 2 б). Уменьшение амплитуды соответствующих коэффициентов обеспечивает улучшение отношения сигнал/шум.

Данная ситуация проиллюстрирована на рис. 3 б, где показано, что путём корректировки коэффициентов, соответствующих помеховым волнам, происходит уменьшение амплитуды данных волн и повышается эффективность вейвлетной фильтрации.

На рис. 4 представлены результаты фильтрации целой сейсмограммы общего пункта возбуждения предлагаемой улучшенной методикой на базе многомасштабного дискретного вейвлета. Несомненным достоинством процедуры фильтрации на основе дискретного вейвлет-преобразования является быстроедействие алгоритма и простота реализации процедуры обратного восстановления сигнала по его коэффициентам разложения.

Итак, в работе подробно рассмотрены возможности использования вейвлет-фильтров при обработке сигналов сейсморазведки. Для осуществления быстрого алгоритма предварительной очистки экспериментально регистрируемых процессов от случайных искажений (включая помеховые волны поверхностного и звукового типов, например,

регистрируемые волны Рэлея и Лява [2]), применяется подход, основанный на дискретном вейвлет-преобразовании [6]. Этот подход имеет ряд преимуществ по сравнению с непрерывным преобразованием. Во-первых, применение ортогональных базисных функций позволяет ограничиться меньшим числом коэффициентов разложения. Во-вторых, применение пирамидального алгоритма разложения, использующего идеологию субполосной фильтрации, обеспечивает возможность проведения расчетов в режиме реального (или почти реального) времени. Именно это обстоятельство привело к широкому применению дискретного вейвлет-преобразования в различных областях техники.

На основе дискретного вейвлет-преобразования в работе был проведен анализ экспериментальных данных, в качестве которых были выбраны трассы сейсмограмм общего пункта возбуждения из первичного полевого материала. Анализируемые данные помимо полезного сигнала содержали локализованные помехи (поверхностные и звуковые волны), имеющие большую амплитуду. Так как данные помехи превосходили по мощности сейсмический сигнал, проведение его детального анализа в их присутствии представлялось достаточно сложной задачей, и для адекватной расшифровки информации, содержащейся в сейсмических данных, необходимо было

вначале осуществить фильтрацию волн-помех. Такая фильтрация должна, с одной стороны, быть узкополосной (так как частотные диапазоны полезного сигнала и помехи являются близкими). С другой стороны, фильтрацию нужно проводить только в пределах ограниченного по времени фрагмента экспериментальных данных. Применение фильтров на основе Фурье-анализа неэффективно для устранения локализованных особенностей исследуемого процесса. В данной ситуации целесообразнее применять вейвлет-фильтрацию. При этом можно воспользоваться простым амплитудным критерием для идентификации коэффициентов вейвлет-преобразования, которые соответствуют помеховым волнам. В работе продемонстрирована эффективность решения данной задачи с использованием вейвлетов Добеши. Применение фильтров на основе дискретного вейвлет-преобразования позволяет многократно повысить скорость вычисления по сравнению с непрерывным вейвлет-преобразованием, что является актуальным для анализа волновых полей сейсмограммы, содержащих большое количество трасс.

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ в рамках Государственного задания высшим учебным заведениям на 2015 год и плановый период 2016 года в части проведения научно-исследовательских работ (СГТУ-141), а также при финансовой поддержке РФФИ в рамках проекта № 14-05-31171 мол_а.

Литература

1. Пискун П.В. Программно-алгоритмическое обеспечение непрерывного вейвлетного преобразования при обработке и интерпретации геофизических полей. М.: МГУ, 2006.
2. Yilmaz O. Seismic Data Analysis. V. I, II. USA: Tulsa, Society of Exploration Geo-physicists, 2001.
3. Короновский А.А., Храмов А.Е. Непре-

рывный вейвлетный анализ и его приложения. М.: Физматлит, 2003.

4. Руннова А.Е. и др. Вейвлеты в геофизике: обработка сигналов в сейсморазведке. М.: Университетская книга, 2013.
5. Naveau P., Oh H. // IEEE Transactions On Image Processing. — 2004. — Vol. 13, no. 6. P. 35.
6. Meyer Y. Wavelets: Algorithms and applications. Philadelphia: S.I.A.M., 1993.
7. Филатова А.Е. и др. Успехи и перспективы применения вейвлетных преобразований для анализа нестационарных нелинейных данных в современной геофизике // Изв. Вузов. Прикладная нелинейная динамика 2010. Т. 18 (3) С. 3.
8. Abbate A., DeCusatis C., Das P. K. Wavelets and subbands. Fundamentals and applications. Boston: Birkhäuser, 2002.
9. Vetterli M., Kovacevic J. Wavelets and subband coding. NY: Prentice Hall, 1995.
10. Daubechies I. Ten lectures on wavelets. SIAM, Philadelphia, 1992

Подробнее об авторах



Руннова А.Е.
К.ф.-м.н., СГТУ им.
Гагарина Ю.А.,
старший научный сотрудник
Научно-Образовательного
Центра «Нелинейная
динамика сложных
систем»



Павлов А.Н.

Д.ф.-м.н., профессор,
СГУ имени
Н.Г. Чернышевского,
профессор,
старший
научный сотрудник



Храмов А.Е.
д.ф.-м.н., профессор,
СГТУ им. Гагарина Ю.А.,
заведующий кафедрой
«Автоматизация,
управление,
мехатроника»

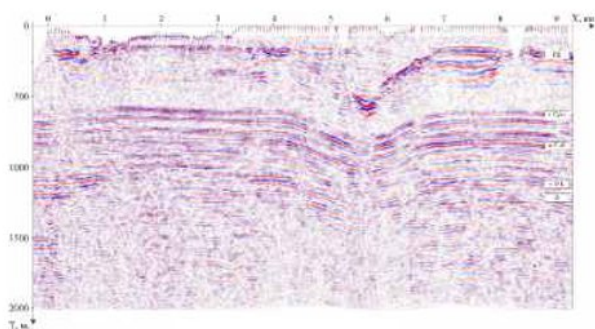
К вопросу о выборе способа компенсации влияния верхней части разреза на волновое поле

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

Ряд наиболее распространенных способов компенсации искажающего влияния криволинейной границы с высокой акустической жесткостью в верхней части разреза рассмотрен авторами в работе [1]. В этой работе проведен их сравнительный анализ, подробно рассмотрены преимущества и недостатки. В настоящее время представляется интересным вновь вернуться к этой теме и сопоставить результаты применения некоторых из этих методов на конкретных примерах, используя при этом как модельный (синтетический), так и реальный сейсмический материал. В данном случае за основу взят характерный сейсмический профиль из южной части Пугачевского свода в Саратовской области. Отдельные результаты обработки этого профиля ранее приводились авторами [1]. В настоящее время получен ряд новых материалов, заслуживающих внимания. Они и рассматриваются в данной статье.

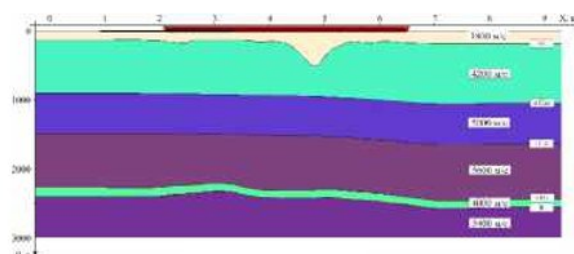
На рис. 1 представлен реальный временной разрез, являющийся окончательным результатом стандартной обработки.

Как видно на рисунке, поверхность карбонатных отложений палеозойского комплекса (Pz), представляющая в дан-



▲ Рис. 1. Реальный суммарный временной разрез.

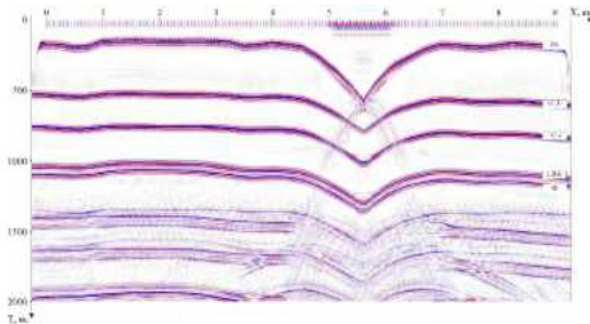
ном случае первую жесткую отражающую границу, имеет глубокий врез в интервале пикетов 4 – 7 км. В этом месте профиль пересекает погребенную палеодолину, относительная глубина которой достигает 350 – 380 м. Врез заполнен низкоскоростными терригенными отложениями. В среднем интервальная скорость над поверхностью Pz составляет около 1800 м/с, в то время как нижележащие карбонатные породы характеризуются скоростями свыше 4000 – 4500 м/с. Ниже разрез имеет строение типичное для платформенной части региона, представляющее чередование терригенных и карбонатных комплексов каменноугольного и девонского возраста. Толстослоистая глубинно-скоростная модель по этому профилю приведена на рис. 2.



▲ Рис. 2. Глубинно-скоростная модель.

Данная модель получена по реальным результатам структурной интерпретации сейсмических материалов на рассматриваемом участке. Глубины границ модели сняты с соответствующих карт глубин, построенных с учетом скважинных данных. Скоростные параметры модели определены по данным вертикального сейсмического профилирования.

Как видно на суммарном разрезе (рис. 1), отражения от глубоких целевых границ имеют существенные временные искажения. При относительном сохране-



▲ Рис. 3. Синтетический суммарный временной разрез.

нии прослеживаемости они повторяют форму вреза, только с меньшей амплитудой. Это также хорошо иллюстрирует синтетический временной разрез (рис. 3), полученный по модельным сейсмограммам, которые были рассчитаны по представленной выше глубинно-скоростной модели. Совершенно очевидно, что такой временной разрез непригоден для традиционной структурной интерпретации. Подробнее об этом сказано в предыдущей статье на данную тему [1]. Согласно материалам этой статьи наиболее эффективными методами компенсации влияния ВЧР при таком сейсмогеологическом строении являются либо расчет и ввод соответствующих статических поправок, либо глубинная миграция до суммирования. Компенсирующие статические поправки могут быть рассчитаны двумя способами:

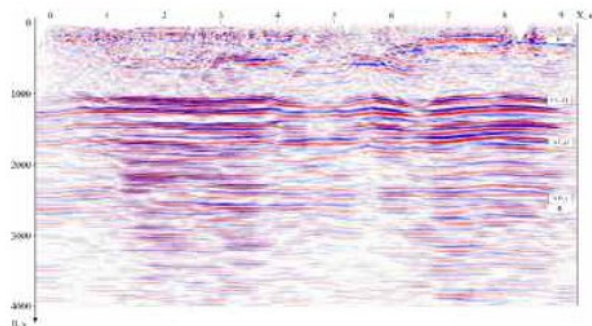
- поправки “исключения” – это поверхностно-согласованные поправки, рассчитанные в предположении о вертикальных траекториях лучей в слое над верхней преломляющей границей);
- поправки “замещения слоя” – поправки, рассчитанные для каждой элементарной трассы в сейсмограмме и учитывающие преломление лучей на основе построения модели.

Конечно, с теоретических позиций, миграция в глубинной области считается наиболее корректным подходом. Подробное описание этапов технологии глубинной миграции, применяемых в

ОАО «Саратовнефтегеофизика» можно найти в работах [2,3 5]. Но многолетняя практика массовой обработки сейсмических материалов при сложной сейсмогеологии ВЧР и получаемые при этом далеко неоднозначные результаты показывают необходимость тестирования всех возможных с практической точки зрения способов. Естественно, при этом приходится принимать во внимание формальные требования геологотехнического задания и временные рамки выполнения проекта.

В данном случае авторы приводят на конкретном примере сопоставление результатов учета искажающего влияния ВЧР двумя способами – миграция до суммирования и ввод поправок “исключения”. При этом используются как реальные, так и синтетические сейсмические данные.

На рис. 4 приведен реальный глубинный разрез после миграции до суммирования. Миграция выполнена по алгоритму Кирхгоффа с апертурой 150 интервалов ОГТ. Это типичный параметр для рассматриваемых условий, рассчитанный теоретически исходя из размеров зоны Френеля. В качестве базовой глубинно-скоростной модели была использована модель, показанная на рис. 2. На подготовительном этапе миграции скоростные параметры модели подвергались коррекции с использованием горизонтальных спектров интервальных скоростей.

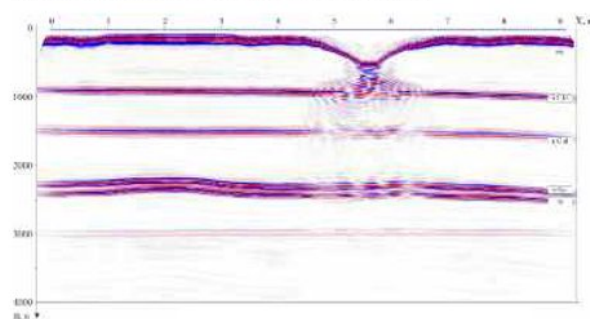


▲ Рис. 4. Глубинный разрез после миграции до суммирования.

Анализируя результат, на глубинно-динамическом разрезе видим, что изучаемые глубокие горизонты в интервале вреза вопреки ожиданиям не приобрели субгоризонтальную конфигурацию. Оси синфазности в этом месте искривлены и имеют волнообразную форму. Между тем, достоверно известно, что в данном районе отложения каменноугольного и девонского возраста характеризуются моноклинальным залеганием с возможными небольшими колебаниями абсолютных отметок на протяжении нескольких километров. Совершенно очевидно, что видимая на разрезе волновая картина на указанном участке связана с неполной, а скорее неточной, компенсацией влияния палеодолины. Изменения интервальных скоростей модели в разумных пределах не позволили полностью устранить эти искажения. Наиболее вероятной причиной такого явления является ориентация профиля под некоторым углом к простиранию вреза. Поэтому множество глубинных точек (площадок) от которых образуется изображение стенок вреза находится не в плоскости профиля. Соответственно лучи отраженных волн от нижележащих границ проходят не через те участки стенок вреза, которые видны на исходном временном разрезе, используемом при построении глубинной модели. Понятно, что средств учета бокового сейсмического сноса для случая 2D – профиля не существует и поэтому для получения относительно приемлемой картины по целевым границам на глубинном разрезе требуется ручная коррекция конфигурации первой жесткой границы в модели. Никаких четких критериев корректности в данном процессе, конечно, не существует и практически при этом приходится ориентироваться лишь на априорные представления геолога о

структурном плане исследуемых глубоких горизонтов. В подобных ситуациях при наличии достаточного количества скважинных данных и достоверной информации о региональном тренде изучаемых осадочных комплексов в большинстве случаев задачу структурных построений все же удастся решить более – менее удовлетворительно. Но если в интервал влияния сложной ВЧР попадает локальный потенциальный объект (например, структурная ловушка антиклинального типа), то ситуация серьезно осложняется и вопрос определения с необходимой точностью его истинных размеров и амплитуды, как правило, остается открытым.

Для сравнения на рис. 5 приведен результат глубинной миграции по модельным сейсмограммам.

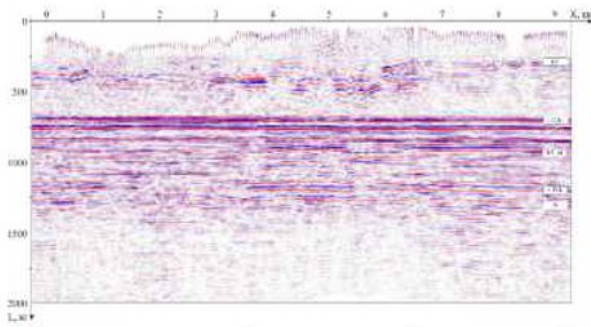


▲ Рис. 5. Синтетический глубинный разрез после миграции до суммирования.

Здесь использована та же самая глубинно-скоростная модель для миграции (рис. 2) не подвергавшаяся каким-либо изменениям. Боковой сейсмический снос в модельном варианте, естественно, отсутствует. Субгоризонтальная форма модельных глубоких границ вполне соответствует ожиданиям и подтверждает правильный выбор параметров миграции. Видимые дифракционные артефакты, особенно на верхней модельной целевой границе nC2ks в зоне под врезом, можно отнести на счет характерных недостатков алгоритма миграции Кирхгоффа.

Теперь рассмотрим результаты применения другого, относительно простого, метода учета влияния ВЧР – расчета и ввода поправок “исключения”. Не приводя здесь описания методики расчета указанных поправок, просто представим результаты применения данного подхода на реальном и модельном сейсмическом материале.

На рис. 6 приведен реальный окончательный временной разрез с поправками “исключения”.

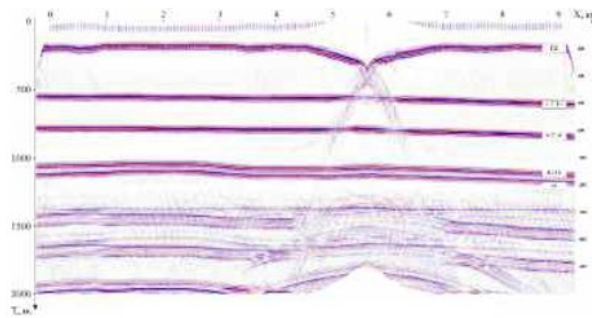


▲ Рис. 6. Реальный суммарный временной разрез с поправками «исключения».

Для корреляции линии вертикального времени первой жесткой границы использована обычная миграция после суммирования по исходному временному разрезу на ограниченной по удалениям базе суммирования ($X_{\max} = 350$ м). Линия приведения имела горизонтальную форму и располагалась близко к линии исключаемой границы с целью минимизации среднеквадратического значения поправок и, соответственно, постоянного сдвига результирующего разреза. Эмпирически подобранный коэффициент поправок исключения составил 0.5. Последующая обработка сейсмограмм включала подавление когерентного шума, коррекцию кинематических и остаточных статических поправок, коррекцию остаточных фазовых сдвигов на элементарных трассах. Также выполнено подавление случайного шума по окончательному временному разрезу. В итоге, как показывает приведенная иллюстрация, получен итоговый

временной разрез достаточно высокого качества с точки зрения прослеживаемости изучаемых глубоких горизонтов. В интервале вреза можно отметить некоторое понижение доминирующей частоты и, соответственно, снижение разрешенности полезных отражений. Последнее может быть обусловлено в том числе частично несинфазным суммированием из-за неполной компенсации остаточных статических подвижек в ходе обработки. Но все же, на взгляд авторов, основной причиной является усиление эффектов рассеяния и поглощения сейсмической энергии в зоне палеозойского вреза, что в первую очередь сказывается на высокочастотной компоненте.

Синтетический временной разрез после процедуры “исключения” показан на рис. 7.



▲ Рис. 7. Синтетический суммарный временной разрез с поправками «исключения».

Поправки “исключения” рассчитаны аналогичным образом с использованием модельных сейсмических материалов. Коэффициент исключения ($K = 0.57$) получен расчетным путем по заданным в модели интервальным скоростям. В итоге, как видно на рисунке, качество суммирования и структурный план не вызывают вопросов.

Сравнивая приведенные результаты применения двух различных методов компенсации влияния криволинейной границы при наличии на ней крупного искажающего элемента (палодолины), необходимо отметить следующее.

В обоих случаях в проблемной зоне

возникают сложности с восстановлением реального структурного плана исследуемых глубоких границ. Для получения достоверной картины на итоговых материалах необходимо использование априорной геологической информации и скважинных данных.

В приведенном примере, очевидно, что в целом, волновая картина на рассматриваемом проблемном отрезке профиля выглядит предпочтительнее после процедуры исключения, чем после глубинной миграции. Особенно это касается динамических характеристик.

Сказанное вовсе не означает призыв к упрощению методики построения глубинных моделей среды и отказу от использования современных геофизических технологий и программных средств. Это лишь напоминание геофизикам о том, что наличие даже самого сложного и дорогого программного продукта и опыта работы с ним, в определенных сейсмогеологических условиях вовсе не обеспечивает получение требуемого результата.

Таким образом, несмотря на развитие современных сложных методик глубинных построений, позволяющих сохранять динамические характеристики волнового поля, проблема учета сложнопостроенной ВЧР и в настоящее время остается по-прежнему одной из самых актуальных. В ряде случаев задача выполнения относительно простых структурных построений с требуемой точностью представляется крайне затруднительной. А не устраненные должным образом временные искажения годографов делают последующий динамический анализ малосодержательным. Положительные результаты динамического анализа, полученные по материалам обработки данных сейсморазведки МОГТ-3D с применением технологии исключения, приведены в работе [4].

К сожалению, до сих пор среди многих геофизиков нет четкого представления о допустимости применения тех или иных подходов для решения обсуждаемой задачи. Например, встречаются попытки устранить искажения структурного плана исследуемых горизонтов путем сглаживания временных или глубинных карт с помощью площадных фильтров, не привлекая никакой информации об искажающем факторе.

Варианты геологической модели среды, построенные на основе исключительно традиционных методов, при которых искажения связанные со сложнопостроенной ВЧР вообще никак не учитываются, с нашей точки зрения, вообще не заслуживают какого-либо серьезного обсуждения.

Литература

1. Артемьев А.Е., Заложных М.А. Способы компенсации влияния сложнопостроенной верхней части разреза на волновое поле. // Приборы и системы разведочной геофизики №04(50)/2014. С.84-92
2. 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.
3. 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.
4. Артемьев А.Е., Жильцова Е.В. Сейсмодинамический анализ среднедевонских отложений южного склона Пугачевского свода. // Приборы и системы разведочной геофизики №01(47)/2014. С.99-109.
5. 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.

Лучше сеймики 3D – только сеймика 3D/3C, хорошо спланированная

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

Под таким названием, но только для съемки 3D, в 1998 г в сборнике Геофизика №6 опубликована статья известного российского геофизика Козлова Е.А. С тех пор прошло немало времени и пространственная сейсморазведка прочно вошла в практику производственных исследований.

На самом деле, сегодня очевидно, что влияние площадной сейсморазведки 3D оказало большое положительное воздействие на технологии разведки и разработки углеводородных месторождений. Так, например, благодаря ее использованию возрос процент успешного бурения и существенно увеличилась извлекаемость углеводородного сырья.

Однако, все более жесткие требования к достоверности получаемых геофизиками результатов возникают у геологической службы. Данное обстоятельство объясняет тот факт, что в последнее время внимание геофизиков все чаще сосредотачивается на других методах, позволяющих описывать пласты более детально.

Одним из таких методов, является многоволновая сейсморазведка (МВС), использующая отраженные обменные волны (PS). Основное назначение МВС в нефтяной геофизике — это повышение эффективности решения структурных задач и изучения вещественного состава отложений: литологии, трещиноватости, пористости, флюидонасыщенности пород, то есть получение необходимых параметров для создания полноценных геологических моделей по заданным сечениям. Безусловно, основными в комплексе остаются продольные волны.

Для реализации методики МВС в пространственных системах наблюдения

получили широкое применение двух – или трехкомпонентная регистрация при однокомпонентном возбуждении (3D/3C, 2C).

Зачастую сейсморазведочные компании, выполняющие площадные многоволновые исследования, применяют «стандартные» системы наблюдений, оптимальные для регистрации продольных (PP) волн, не обращая внимания на то, что обменные волны характеризуются другой геометрией лучей по сравнению с продольными волнами, в связи с чем получаются очень не регулярные карты кратности точек обмена. Это, как отмечается в литературных источниках, является неизбежным изъяном горизонтальных компонент массивов данных 3D/3C [Кузнецов В.М. и др. 2013].

Использование различных систем наблюдений для PP и PS волн не практично и экономически неэффективно.

Кроме того, совершенно очевидно, что анализ и обработку горизонтальных и вертикальных компонент имеет смысл выполнять по единой сетке бинов, то есть с бинами, имеющими единый размер для того, чтобы иметь возможность совместной интерпретации двух массивов данных.

В дополнение ко всему, все пространственные системы 3D имеют недостатки, с которыми следует смириться - это присутствие неоднородной структуры трасс в бине и, как следствие, наличие следов системы наблюдения («фут-принт») на горизонтальных срезах.

Целью дальнейшего нашего повествования является разработка условий, при которых система наблюдения будет максимально лишена вышеупомянутых недостатков, то есть, необходима систе-

ма наблюдений 3D/3C обладающая следующими свойствами:

- одна система наблюдений для PP и PS волн;
- одноименная равномерная номинальная кратность на PP и PS волнах;
- единый размер бина для PP и PS волн;
- минимальное наличие следов системы наблюдения («футпринт») на горизонтальных срезах.

В сухопутной сейсморазведке с целью уменьшения влияния следов системы наблюдений при выполнении сейсмических исследований 3D предложены следующие простые критерии [Левянт В.Б. и др. 2009]:

- одинаковые максимальные удаления в продольном и поперечном направлениях (полноазимутальная съемка);
- одинаковые расстояния между линиями приема и возбуждения;
- одинаковые интервалы между пунктами приема и возбуждения;
- одинаковая кратность по направлениям линий приема и возбуждения;
- отстрел активной расстановки из группы пунктов возбуждения, расположенных между центральными линиями приема (короткий «залп»).

Полная однородность структуры трасс в бинах принципиально не может быть обеспечена. Однако для полноазимутальных систем с вышеперечисленными характеристиками различия структуры трасс в бинах и проявление «футпринт» минимальны.

При конструировании шаблона в дизайне съемки 3D/3C, воспользуемся нижеследующими выражениями:

$$(NRpL \times RI) / \text{Inline Roll} = 6, 12, 24, \dots \quad (1)$$

где, NRpL – количество ПП на ЛП, RI – шаг ПП на ЛП, Inline Roll – интервал

перемещения шаблона вдоль полосы в метрах.

$$(NRL \times RLI) / \text{Crossline Roll} = 6, 12, 24, \dots \quad (2)$$

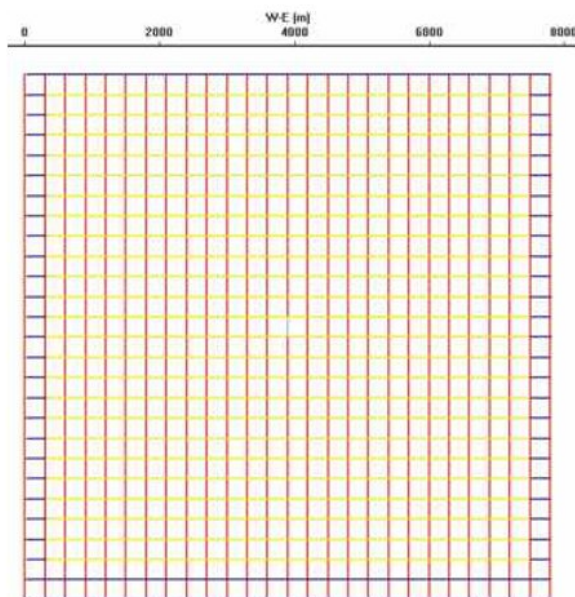
где, NRL – количество ЛП в полосе, RLI – интервал между ЛП, Crossline Roll – интервал перемещения шаблона на смежную полосу в метрах.

Суть выражений (1) и (2) сводится к тому, что число перекрытий проектного шаблона по направлениям Inline и CrossLine должно быть строго кратно цифре «шесть».

Первоначально спроектируем дизайн съемки 3D/3C и проанализируем его применительно к сухопутным условиям.

В Таблице 1 представлены параметры одного из вариантов сухопутной съемки 3D/3C, где кратность перекрытий шаблона по направлениям Inline и CrossLine равна 24. В схеме наблюдений учтены вышеприведенные критерии.

Схема наблюдений и конфигурация шаблона сухопутной съемки 3D/3C приведена на рисунке 1.



▲ Рис. 1. Схема наблюдений и конфигурация шаблона сухопутной съемки 3D/3C.

▼ Табл. 1. Основные параметры сухопутной системы наблюдений 3D/3C.

Наименование параметров	Значения параметров
<i>Параметры, определяющие качество сейсмической съемки</i>	
Полная номинальная кратность	144
Кратность по направлению линий приема (ЛПП)	12
Кратность в направлении ортогональном ЛП	12
Размер бина для PP-волн [м × м]	12.5 × 12.5
Размер бина для PS-волн [м × м]	16.666 × 8.333
Максимальное значение минимальных удалений	407
Максимальное удаление "взрыв-прием" [м]	5073
Размер полуосей единичной расстановки [м×м]	3587.5 × 3587.5
Соотношение полуосей шаблона = $X_s : X_r$	1.00
$X_r : X_s$	1.00
<i>Описание шаблона и его перемещений</i>	
Геометрия линий приема в шаблоне	
Количество линий приема (ЛП) в полосе	24
Интервал между линиями приема [м]	300
Количество пунктов приема (ПП) на ЛП	288
Шаг пунктов приема на ЛП [м]	25
Количество активных каналов	6912
Геометрия линий возбуждения в шаблоне	
Количество линий взрыва на единичной расстановке	1
Интервал между линиями взрыва (ЛВ), [м]	300
Количество пунктов взрыва (ПВ) на линии взрыва	12
Шаг пунктов взрыва на линии взрыва	25
Параметры перемещения шаблона	
Перемещение шаблона вдоль полосы [м]	300
Перемещение шаблона на смежную полосу [м]	300
<i>Тип системы наблюдений</i>	
Характер расположения линий взрыва	Крестовый
Тип системы наблюдений (в направлении ЛП)	Симметричный

Мы знаем, что при шаге наблюдений пунктов возбуждения и приема равными 25 м размер бина для продольных (PP) волн будет иметь 12.5 × 12.5 м, для обменных (PS) – 16.666 × 8.333 м [Череповский А.В. 2012]. Следовательно, единый размер бина для PP и PS волн будет составлять величину 50 м (для PP – волн 12.5 м × 4 = 50 м, для PS волн – 16.666 × 3 = 50 м, 8.333 × 6 = 50 м). Номинальная кратность на PP и PS волнах при едином размере бина 50 × 50 м равномерно распределена по площади и равна 144 × 4 = 576.

При необходимости можно уменьшить единый размер бина в два раза,

повысив тем самым разрешающую способность по латерали. Достигнуть этого можно не только путем сокращения шага наблюдения пунктов возбуждения и пунктов приема, но и путем сдвига линий пунктов наблюдения при выполнении наблюдений на величину, равную 1/4 шага между каналами. Причем сдвиг выполняется в противоположные направления для четных и не четных линий приема.

При шаге наблюдения пунктов возбуждения и приема равными 25 м и сдвигах линий приема на 1/4 шага между каналами, размер бина для продольных (PP) волн будет иметь 6.25 × 12.5 м, для

обменных (PS) – 8.333×8.333 м.

Тогда в этом случае, единый размер бина для PP и PS волн будет иметь величину 25 м (для PP волн $6.25 \times 4 = 25$ м, $12.5 \times 2 = 25$ м, для PS волн - $8.333 \times 3 = 25$ м). Номинальная кратность на PP и PS волнах при едином размере бина 25×25 м равномерно распределена по площади и равна $144 \times 4 = 576$.

Получение карт с равномерной номинальной кратностью для продольных (PP)

и обменных (PS) волн справедливо применительно не только к полноазимутальным, но и к другим видам съемок 3D/3C при соблюдении по направлениям InLine и CrossLine условий (1) и (2).

В Таблице 2 представлено сопоставление атрибутов сейсмической съемки для продольных (PP) и обменных (PS) волн, полученных в результате анализа системы наблюдений, представленной в Таблице 1 со сдвигом попарно приемных линий.

▼ Табл. 2. Атрибуты сухопутной сейсмической съемки 3D/3C.

Общий размер бина 25×25 м, номинальная кратность $\Sigma 576$			
№/№	Значения атрибутов	Вид атрибутов	
		Продольные (PP) волны	Обменные (PS) волны
1	Распределение номинальной кратности		
2	Распределение ближних удалений		
3	Распределение дальних удалений		
4	Распределение эффективной кратности на глубине 2000 м		
5	Распределение азимутов и удалений в бине для центральной части бокса		
6	Гистограмма статистического распределения		
7	Гистограмма статистического распределения удалений		
8	Роз - диаграмма статистического распределения удалений по азимутам		

При вычислении параметров по обменным (PS) волнам принималось значение $V_p/V_s = 2.0$.

Как видно из Таблицы 2, форма и цвет атрибутов сейсмической съемки 3D/3C для продольных (PP) и обменных (PS) волн практически совпадают между собой. Исключение составляет только атрибут «распределение ближних удалений».

Если учитывать, что параметры сухопутного дизайна съемки для продольных (PP) волн (Таблица 1) соответствуют максимально приближенным к идеальным, то, вероятно, и результат его реализации применительно к обменным (PS)

волнам будет обладать теми же свойствами.

Далее спроектируем дизайн съемки 3D/3C и проанализируем его применительно к мелководным транзитным условиям.

При наземных сейсмических исследованиях пункты возбуждения редко выходят за контур приемной расстановки, а при работах с донными кабелями – это распространенный методический прием, позволяющий обеспечить полную кратность при перекладывании приемных линий. В связи с этим ни один вид систем наблюдений на акваториях полностью не может удовлетворять

▼ Табл. 3. Основные параметры транзитной системы наблюдений 3D/3C.

Наименование параметров	Значения параметров
<i>Параметры, определяющие качество сейсмической съемки</i>	
Полная номинальная кратность	144
Кратность по направлению линий приема (ЛПП)	12
Кратность в направлении ортогональном ЛП	12
Размер бина для PP-волн [м × м]	12.5 × 12.5
Размер бина для PS-волн [м × м]	16.666 × 8.333
Максимальное значение минимальных удалений	407
Максимальное удаление "взрыв-прием" [м]	5073
Размер полуосей единичной расстановки [м×м]	3587.5 × 3587.5
Соотношение полуосей шаблона = $X_s : X_r$	1.00
$X_r : X_s$	1.00
<i>Описание шаблона и его перемещений</i>	
Геометрия линий приема в шаблоне	
Количество линий приема (ЛП) в полосе	1
Интервал между линиями приема [м]	300
Количество пунктов приема (ПП) на ЛП	288
Шаг пунктов приема на ЛП [м]	25
Количество активных каналов	288
Геометрия линий возбуждения в шаблоне	
Количество линий взрыва на единичной расстановке	1
Интервал между линиями взрыва (ЛВ), [м]	300
Количество пунктов взрыва (ПВ) на линии взрыва	12
Шаг пунктов взрыва на линии взрыва	25
Параметры перемещения шаблона	
Перемещение шаблона вдоль полосы [м]	300
Перемещение шаблона на смежную полосу [м]	300
<i>Тип системы наблюдений</i>	
Характер расположения линий взрыва	Крестовый
Тип системы наблюдений (в направлении ЛП)	Симметричный

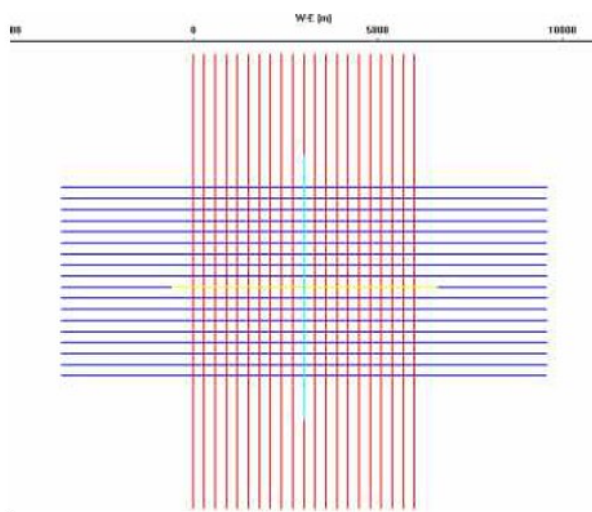
отмеченным ранее критериям наземной сейсморазведки 3D. Применение же короткого «залпа» в мелководных транзитных зонах является явно нетехнологичным.

Однако, пользуясь правилом «кратности шести», можно также конструировать съемки 3D/3C для транзитных зон с тем же успехом, как и для сухопутных исследований.

Чтобы приблизить съемки (сухопутную и транзитную) по параметрам, для рассмотрения транзитную съемку 3D/3C представим с шаблоном, которой состоит из одной линии приема и одной линии возбуждения (Таблица 3). Длина линий приема и возбуждения удовлетворяет выражениям (1) и (2). Кратность перекрытий шаблона по направлениям InLine и CrossLine оставлена прежней (24).

Схема наблюдений и конфигурация шаблона транзитной съемки 3D/3C представлена на рисунке 2.

Если сопоставлять параметры систем наблюдений, приведенных в Таблицах 1 и 3, то можно заметить, что кроме «количества линий приема в полосе» и «количества активных каналов» все прочие значения остаются без изменений.



▲ Рис. 2. Схема наблюдений и конфигурация шаблона транзитной съемки 3D/3C.

В принципе, мы знаем, что достоинством крестового блока наблюдений является широкий спектр удалений и азимутов, а недостатком – неравномерность распределения срединных точек по азимутам и удалениям. В дальнейшем мы увидим, как эти достоинства и недостатки отображаются на атрибутах.

Чтобы сопоставить атрибуты транзитной съемки в одном «ключе» с сухопутной, сделаем предварительно те же операции перед их вычислением, то есть выполним сдвиг приемных линий на величину, равную $1/4$ шага между каналами, а результат представим для единого бина 25×25 м.

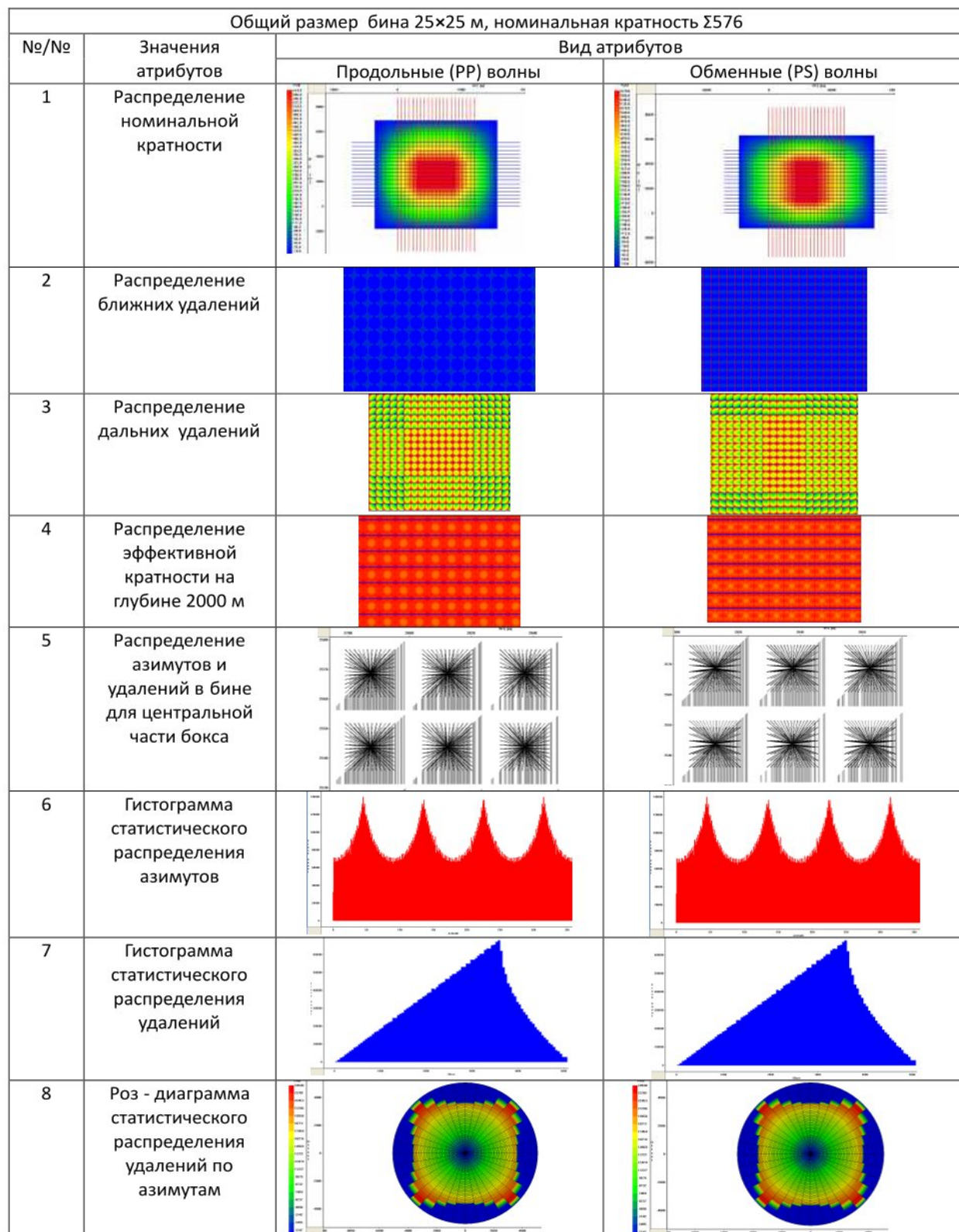
Номинальная кратность на PP и PS волнах при едином размере бина 25×25 м равномерно распределена по площади и равна $144 \times 4 = 576$.

В таблице 4 представлено сопоставление атрибутов сейсмической съемки для продольных (PP) и обменных (PS) волн, полученных в результате анализа системы наблюдений, представленной в Таблице 3.

Сравнение результатов показывает их практическую идентичность.

Представляет интерес сравнение рассмотренных результатов (атрибутов) «идеальной» сухопутной и транзитной съемок 3D/3C.

В целом, судя по характеристикам, транзитная съемка уступает сухопутной. В основном различия наблюдаются в графиках зависимости числа трасс от азимута (Таблица 1 и 2, строка 6). Полная азимутальность, то есть равномерное освещение по всем азимутам, обеспечивается для сухопутной съемки в пределах $\approx 65\%$ трасс, транзитной $\approx 45\%$ трасс. На роздиаграммах мы видим вблизи пунктов взрыва низкую кратность. С увеличением удаления плотность трасс повышается, в большей степени в сухопутной съемке.



▲ Табл. 4. Атрибуты транзитной сейсмической съемки 3D/3C.

Важной характеристикой любой системы и ее элементов являются их спектры удалений. Гистограммы статистического распределения удалений

(Таблица 1 и 2, строка 7) мало различаются между собой, о чем также свидетельствует распределение азимутов и удалений в бине для центральной части

бокса (Таблица 1 и 2, строка 5).

Сближению статистических характеристик атрибутов сейсмических записей рассматриваемых съемок 3D/3C способствует объединение 4-х соседних бинов в один результативный бин, что обеспечивает существенное увеличение кратности и, как следствие, равномерности распределения по азимутам и диапазонам удалений. В результате повышается разрешающая способность анализа кинематических характеристик.

Если мы не сомневаемся в положительном качестве получаемых результатов сухопутной съемки 3D/3C, то сравнительный анализ ее атрибутов с транзитной съемкой 3D/3C позволяет предположить, что рассматриваемая система наблюдений с крестовым блоком в конечном итоге обладает достаточно однородным распределением характеристик (кратность, величина удалений и азимутов и др.). Это дает основание утверждать, что система наблюдений с крестовым блоком не внесет существенных искажений в регистрируемые динамические особенности сейсмических трасс конечного «куба сейсмической информации».

Несомненно, съемка с крестовым блоком наблюдений будет иметь очень низкую производительность. Чтобы выполнить дизайн съемки 3D/3C с одной линией пунктов приема и линией пунктов взрыва в технологичном и производительном вариантах, необходимо раскладывать одновременно столько линий приема, сколько позволяет полевое оборудование. При этом линию пунктов возбуждения необходимо отрабатывать на полную длину, выходя за крайние линии пунктов приема на проектное расстояние. В дальнейшем, надо в лабораторных условиях выполнить выборку пунктов возбуждения,

которые принадлежат соответствующим линиям пунктов приема, формируя тем самым проектный вид съемки.

Из вышесказанного можно сделать вывод о практической пригодности рассмотренной системы с крестовым блоком наблюдений для условий транзитных зон.

Выводы

При сейсмических исследованиях по методике 3D/3C рекомендуется применение:

- полноазимутальных систем наблюдения, которые позволяют обеспечить значительное увеличение доли информации, отвечающей условию равномерного освещения по всем азимутам;
- ортогональных систем наблюдений, достоинством которых является простая геометрия, создающая удобства проектирования и выполнения полевых исследований, а так же при обработке данных. Недостатки ортогональных систем (неравномерность распределения выносов и азимутов) нивелируются путем увеличения номинальной кратности посредством объединения соседних бинов;
- при составлении дизайна съемки применение правила «кратности шести», что позволит обеспечить без особых усилий карту кратности с равномерным номинальным значением по площади и необходимым максимальным удалением;
- для уменьшения размера бина общего для продольных (PP) и обменных (PS) волн рекомендуется при выполнении наблюдений сдвигать линии пунктов приема попарно в разные стороны на величину, равную $1/4$ шага между каналами;
- на мелководье в транзитной зоне применение шага наблюдений менее 25 метров не рекомендуется. Связано это с тем, что существующие течения и волне-

ния водоема могут не позволить с достаточной точностью выполнить раскладку и возбуждения без ущерба снижения производительности.

Литература

Кузнецов В.М., Шехтман Г.А., Череповский А.В. Методика наблюдений в многоволновой сейсморазведке // Технологии сейсморазведки. 2013. № 2, с. 37 - 59

Левянт В.Б., Рябошапка С.М., Белоусов А.В. О полно-и широкоазимутальных системах наблюдений 3D, применяемых для анализа анизотропии сейсмических характе-

ристических трещиноватых коллекторов // Технологии сейсморазведки. 2009. № 3, с. 3 - 10

Урупов А.К. Основы трехмерной сейсморазведки. – Москва, РГУ нефти и газа им. Губкина, 2004.-584 с.

Череповский А.В. Сейсморазведка с одиночными приемниками и источниками: обзор современных технологий и проектирование съемок.- Тверь, ООО «Издательство ГЕРС», 2012.-134 с.

Череповский А.В. Пути снижения отпечатка системы наблюдений на сейсмические данные 3D и 3D/3C // Технологии сейсморазведки. 2009. №2.

Книжная полка



УДК 550.834

Кострыгин Ю.П.

Вибросейсмический и кодоимпульсный методы сейсмической разведки.

– Краснодар, Издательство

ООО «Просвещение-Юг», 2014. - 494 с.

Рецензенты:

доктор техн. наук,
лауреат гос. премии

Ю.Д. Мирзоян;

доктор техн. наук,
профессор

Ю.В. Коноплев.

Изложены основы теории вибросейсмического и кодоимпульсного методов сейсмической разведки, рассмотрены принципы работы и конструктивные особенности источников сложных сигналов, обсуждаются особенности волновых полей при поверхностном возбуждении колебаний, а также вопросы методики вибросейсмического и кодоимпульсного способов сейсмических наблюдений. Значительное внимание уделено работам, выполняемым в условиях Крайнего Севера. Рассматриваются современные возможности повышения эффективности вибросейсмического метода путём применения комбинированных и нелинейных развёрток. Уточняются режимы кодоимпульсного накопления колебаний, при которых кодоимпульсный метод не уступает вибросейсмическому методу.

В книге обсуждаются практически все новые технологии вибросейсмических исследований и кодоимпульсного накопления сейсмических колебаний, появившиеся в течение последнего десятилетия, в частности, вибросейсмические способы «maximum displacement sweep» и адаптивной сейсморазведки, а также способы, позволяющие радикально повысить производительность вибросейсмических наблюдений. Оценивается сравнительная интенсивность помех корреляционного преобразования для различных типов вибросейсмических развёрток, показана эффективность вибросейсмического метода при решении задач ПГР.

В данной работе впервые обобщены результаты исследований кодоимпульсного накопления колебаний. Показаны основные принципы выбора типов и параметров кодоимпульсных сигналов для нефтегазовой разведки, а также для инженерной сейсморазведки

Предназначена для геофизиков-сейсморазведчиков, а также полезна для студентов вузов геофизических специальностей.

Оптимизация полевого контроля качества

■ Мордашов Н. В., Ефимов В.И., ОАО СНГЕО, г. Самара

Аннотация.

В связи с внедрением в производство сейсморазведочных работ высокопроизводительных методик значительно увеличился объем материала, поступающего на обработку в полевой вычислительный центр. Время, затрачиваемое на первичную приемку, начинает занимать достаточно большую часть производственного цикла. Соответственно, становится актуальной оптимизация процесса приемки. В статье рассмотрены методы оптимизации работы полевого геофизика по контролю качества в сейсморазведочных партиях ОАО СНГЕО и дальнейшее развитие процесса первичной приемки.

Общая тенденция выполнения сейсморобот во всём мире, в том числе в России, сводится к уплотнению системы наблюдения, увеличению активной расстановки сейсмоприёмников, применению высокопроизводительных технологий. Внедрение этих методик позволяет значительно увеличить как информативность сейсмоданных, так и производительность партий. Применение технологии «slip-sweep» в ОАО «Самаранефтегеофизика» позволило увеличить производительность в 4 раза. Однако с увеличением производительности, существенно возрос и объем получаемых данных. Помимо общего увеличения производительности на это повлияло и то, что вместо одного физ. наблюдения, получаемого по стандартной методике, имеется от 2-х до 4-х ф.н., полученных по методике slip-sweep. Соответственно, и суммарный объем материала на одинаковых по размеру участкам отличается в несколько раз.

В связи с этим резко возросли и временные затраты на первичную приемку сейсмического материала на полевом ВЦ, что, в свою очередь, ведет к задержке переустановки сейсмического оборудования. Таким образом, задача оптимизации процесса первичной приемки сейсморазведочного материала становится наиболее актуальной.

После окончания суточной отработки материал с сеймостанции поступает на полевой ВЦ. Обработав полученный материал, полевой геофизик совместно с супервайзером принимает решение о пригодности или непригодности материала для дальнейшей обработки и дает разрешение руководителю сейсмоотряда на начало подмотки полевого оборудования, либо указываются физические наблюдения, которые необходимо переотработать, как не прошедшие по критериям, определенным в техническом задании.

В процессе первичной приемки сейсморазведочного материала перед геофизиком по контролю качества стоят следующие задачи:

- контроль тестов полевой расстановки;
- контроль параметров работы виброисточников;
- ввод данных в полевой вычислительный центр;
- визуальный контроль качества полученного сейсмического материала,
- визуальный контроль геометрии;
- расчет и оценка атрибутов сейсмической записи;
- контроль и обработка данных микросейсмокаротажа (МСК) и пр.

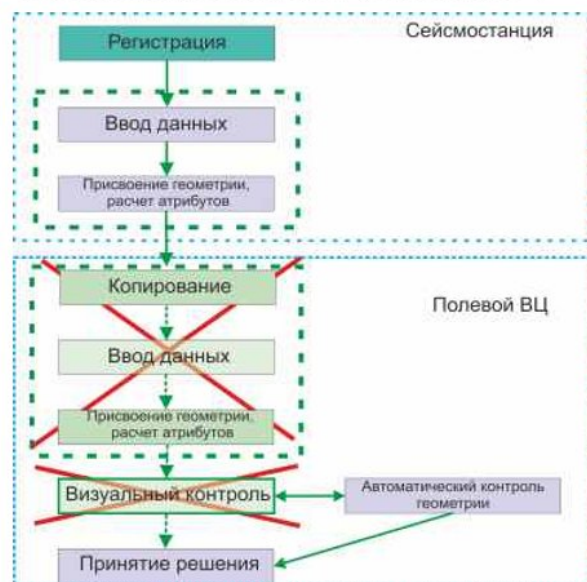
Наиболее затратным по времени является ввод сейсмоданных в полевой

сейсмокомплекс, их визуальный анализ.

Оптимизация процесса ввода данных в полевой вычислительный центр и расчета атрибутов.

С учетом высокой производительности сеймопартии процесс первичной приемки, в зависимости от геологических условий, техногенных помех, может занимать до 6 часов. В среднем на приемку 1000 физических наблюдений геофизик по контролю качества затрачивает около 4 часов. Значительную часть времени занимает копирование и ввод данных в полевой вычислительный центр. Современный уровень развития вычислительной техники не позволяет существенно ускорить процесс копирования и преобразования данных, т.к. существуют ограничения по скорости копирования и по скорости записи информации на жесткий диск. Поэтому наиболее эффективным рассматривается выполнение этих процессов непосредственно в период регистрации сейсмоданных на сеймостанции. В 2014 г. в сейморазведочных партиях ОАО СНГЕО была внедрена программа экспресс-анализа и первичной обработки сейсмоданных. Применение экспресс-обработки заключается в том, что продолжением процесса регистрации и записи сейсмоданных является их первичная обработка непосредственно на сеймостанции. Работа комплекса происходит в автоматическом режиме. Т.о. геофизик-оператор сеймостанции может наблюдать процесс приёма в реальном времени, когда после отработки физического наблюдения у него имеется оценка качества только что зарегистрированной сейсмограммы. Соответственно, при необходимости производится переотработка физических наблюдений, не проходящих по заданным критериям качества. Это позволяет существенно сократить коли-

чество точек, которые требуется переотработать. Общая схема контроля качества сейсмограмм приведена на рис. 1.

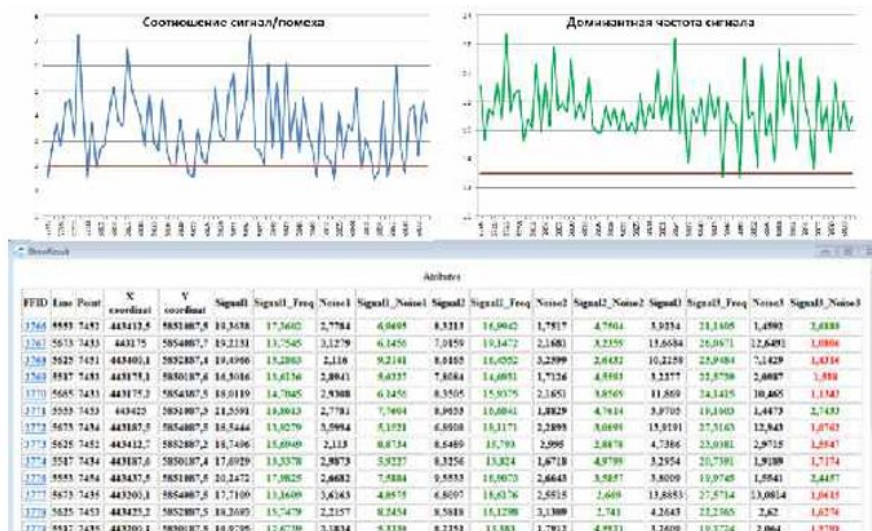


▲ Рис. 1. Схема приема сейсмического материала с учетом оптимизации.

В свою очередь, геофизик по контролю качества в результате работы программы вместе с исходным полевым материалом получает дополнительный массив данных в формате полевого вычислительного центра и контрольную таблицу атрибутов сейсмозаписи. Это позволяет сократить время приемки сейсмоданных в 2-3 раза. На текущий момент программа позволяет рассчитывать следующие атрибуты в заданных окнах:

- медианное значение амплитуды;
- среднеквадратичное значение амплитуды;
- соотношение сигнал/помеха в заданных окнах;
- доминантная частота сигнала;
- энергия спектра сигнала;
- ширина спектра сигнала;

По мере необходимости и желания Заказчика в программу добавляются модули, позволяющие производить расчет требуемых атрибутов. Результат работы программы представлен на рис. 2.



► Рис. 2. Интерфейс программы экспресс-обработки и анализа сейсмоданных.

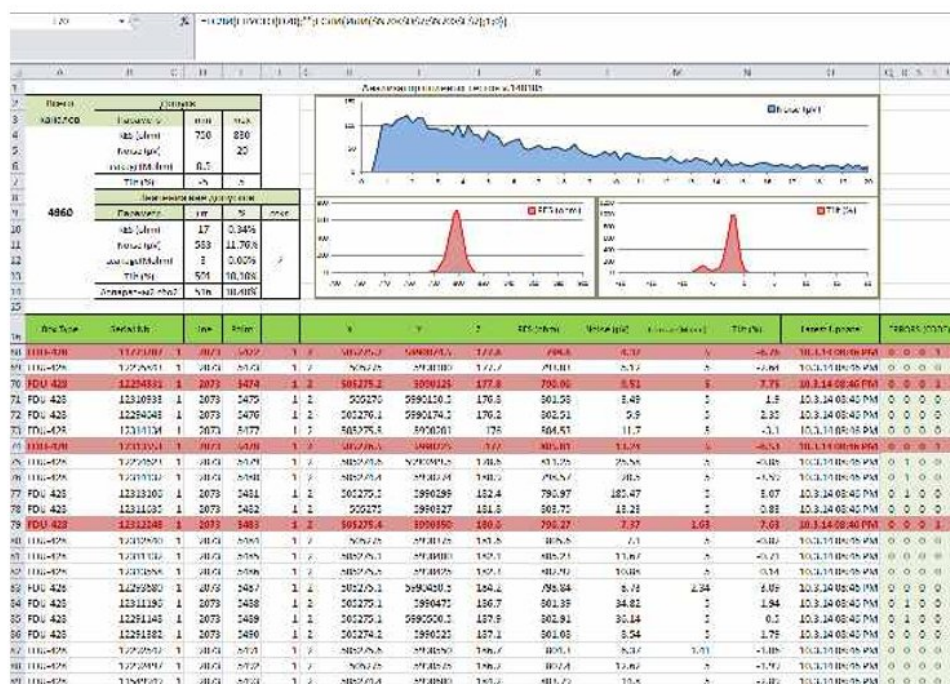
Оптимизация процесса контроля тестов полевой расстановки и журналов работы виброисточников.

Помимо визуальной оценки и атрибутов сейсмической записи немаловажным аспектом контроля качества материала является проверка тестов сейсмической расстановки и таблицы параметров работы виброисточников.

Перед началом и во время процесса регистрации оператор сейсмостанции снимает тесты оборудования для подтверждения того, что условия, в которых происходит работа, соответствуют нор-

мам технического задания. В результате этого, геофизик по контролю качества, помимо сейсмограмм, получает набор полевых и инструментальных тестов. Для быстрой и качественной оценки в сейсмозазведочных партиях ОАО СГЕО внедрены мини-программы (макросы), которые позволяют практически моментально оценить состояние оборудования, с выдачей полного отчета о количестве каналов, некондиционных по критериям технического задания, и сделать вывод о пригодности материала для дальнейшей обработки (рис. 3).

► Рис. 3. Результат выполнения анализа тестирования оборудования.



Также, по итогам работы виброисточников заполняются табличные файлы, в которых ведется полный учет параметров воздействия, с которыми выполнялось физическое наблюдение (фазовое отклонение, нелинейное искажение, усилие на грунт). В техническом задании жестко прописаны нормы допустимых отклонений. Физическое наблюдение, отбракованное по определенному критерию, отправляется на переотработку. Для ускорения процесса анализа журналов работы виброисточников также внедрены макросы Microsoft Excel, которые позволяют сократить время проверки и не пропустить физические наблюдения, выполненные при нарушении технологии.

Контроль и обработка данных микросейсмокаротажа (МСК)

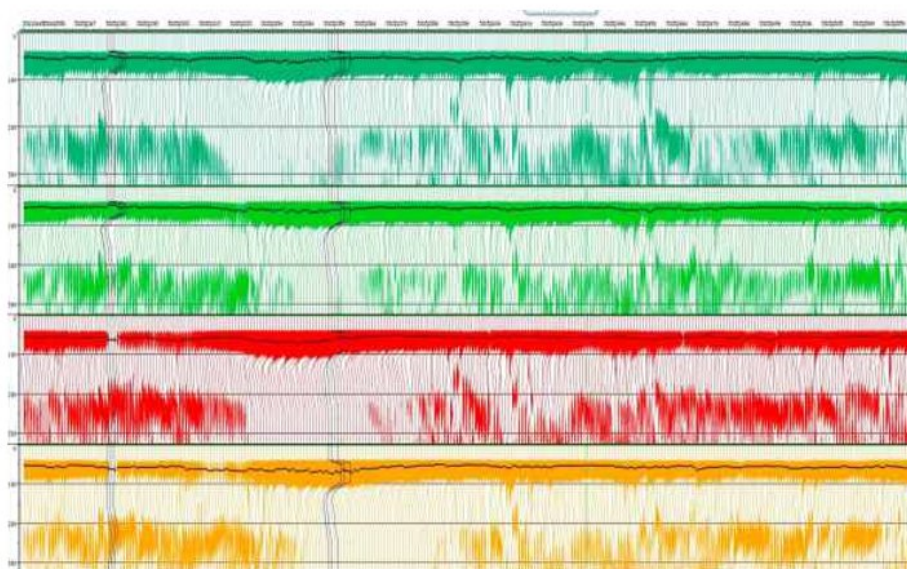
В партиях, работающих в Западной Сибири, для правильного выбора глубины погружения заряда перед проведением производственных наблюдений выполняется микросейсмокартаж (МСК). Результатом выполнения МСК на одной скважины является набор файлов *.segy (до 30 штук, в зависимости от глубины скважины), в которых находятся до 7 трасс с данными МСК. В среднем, с одной скважины приходится снимать

около 100 первых вступлений. Этот процесс занимает до нескольких часов.

Для оптимизации была написана и внедрена в производство программа снятия первых вступлений, которая позволяет автоматически коррелировать отсчеты первых вступлений, получать данные МСК для дальнейшей обработки. Это существенно сокращает время, затрачиваемое на приемку и обработку, и позволяет дать оптимальное задание на глубину производственных скважин в сжатые сроки.

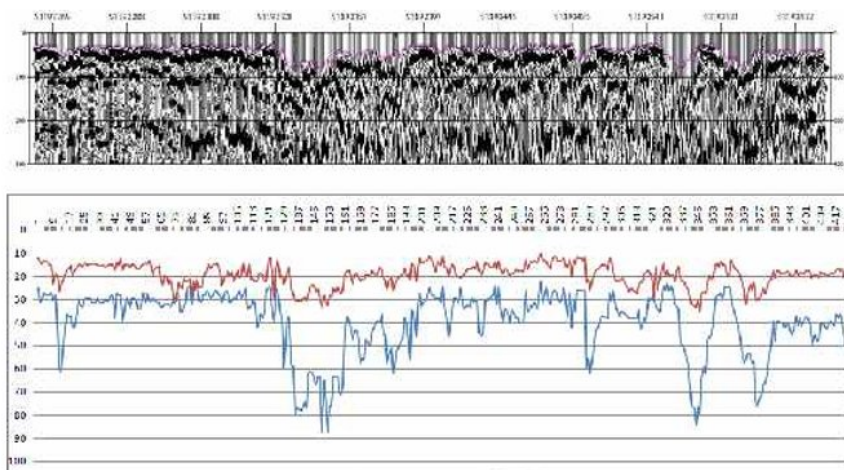
Проверка геометрии сейсмнаблюдения, анализ sps-файлов, вертикального времени.

Важнейшим критерием качества полевого материала является правильность геометрии и корректность sps-файлов. Традиционно, контроль геометрии осуществляется визуально, путем сравнения годографа первых вступлений с идеальным годографом для заданной скорости или «мьютинга». Однако, в настоящее время разрабатываются и внедряются в производственный процесс программы автоматического контроля геометрии. Основной алгоритм этих программ состоит в автоматическом снятии первых вступлений и анализе годографов преломленных волн (рис 4, 5).



◀ Рис. 4. Анализ геометрии 3D-съемки.

► Рис. 5. Анализ и сопоставление T_v и первых вступлений.



Перспективы оптимизации процесса приемки сейсмического материала в полевых условиях.

С развитием вычислительной техники и алгоритмов обработки появляются возможности дополнительной оптимизации производственного процесса. На текущий момент ставятся задачи реализации алгоритмов автоматической оценки правильности введенной геометрии, автоматической фильтрации и пересчета оценок «спорных» физических наблюдений.

Помимо этого в производство внедряются программы автоматической проверки топогеодезических данных, тестов виброисточников, автоматической подготовки скриптовых sps-файлов. Если в настоящее время можно говорить о том, что проверка качества материала идет в полуавтоматическом режиме, то прогресс информационных технологий позволяет делать прогноз о том, что ближайшие годы работа полевого геофизика по контролю качества будет автоматизирована полностью и можно будет говорить о потоковом процессе первичной приемки сейсмоданных.

Экономический эффект оптимизации процесса первичной приемки сейсмоданных.

С внедрением технологии slip-sweep производительность сейсмопартий достигает 8 кв.км. в день, что в денежном

выражении составляет около 5 млн. рублей в сутки. Применение автоматизированных процедур приёмки позволяет добавить сейсмоотряду до 4 х. часов дополнительного времени, что составляет около 20% рабочего времени. Соответственно, производительность партии увеличивается на 20 %, что увеличивает доход одной сейсморазведочной партии до 30 млн. рублей в месяц.

Дальнейшая оптимизация процесса первичной приемки позволит еще более сократить сроки сейсморазведочных наблюдений, повысить качество первичных данных, увеличить доходность полевых производственных работ.

Подробнее об авторах



Мордашов
Николай Владимирович

ведущий геофизик группы
сопровождения полевых
сейсморазведочных работ
ПАО «Самаранефтегеофизика»



Ефимов
Владимир Иванович

главный геофизик
ПАО «Самаранефтегеофизика»

Вопросы обработки сейсмических данных на ежегодной конференции геофизиков-разведчиков в Денвере, октябрь 2014 г.

■ Шнеерсон М.Б., ООО «ГСД», г. Москва

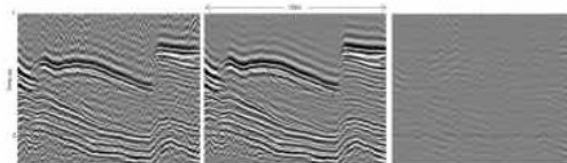
Развитие и совершенствование способов обработки сейсмических данных является одним из актуальных направлений современной сейсморазведки. Ему было посвящено значительное число докладов, которые рассматривались на четырех секциях: подавление помех (40 докладов), миграция (72 доклада), кратные волны (24 доклада) и интерполяция и регуляризация (16 докладов). Из приведенного перечня следует, что наиболее актуальными вопросами обработки являются подавление помех и миграция – преобразование временных данных в глубинные, и это естественно, т.к. они коррелируются со все возрастающими требованиями к точности и достоверности изучения и прогноза геологического строения и состава разведываемых объектов. В порядке знакомства с материалами конференции, которые могут представлять интерес для российских геофизиков, приведено краткое изложение некоторых докладов по каждому из направлений.

1. Подавление помех

1.1 Морская сейсморазведка.

В докладе «Характеристика и подавление многокомпонентных помех буксируемых кос» (Multicomponent streamer noise characteristics and denoising, C. Sanchis, T. Elboth) приведены материалы по характеристике помех, возникающих при буксировании кос, и их подавлению. Показано, что вертикальная и поперечная компоненты ускорения доминируют на низких частотах и они обусловлены вибрацией кос при их буксировании. Для их подавления авторы предложили обобщенный алгоритм для «очистки» вертикальной и поперечной компонент

ускорения волнового поля на низких частотах, основанный на использовании данных гидрофонов. Результат применения алгоритма приведен на рис.1



▲ Рис. 1. Az входной суммарный разрез (слева), выходной суммарный разрез (в середине) и оценка погрешности (справа).

В докладе «Подавление помех при съемках с буксируемыми косами» (Signal-protected noise for multimeasurement towed-streamer data, S. Rentsch, S. Bodyakin, L.P. Espezuа и др.) предложен способ подавления низкочастотных (до 30 Гц) помех, основанный на том, что некоторые из них, будучи когерентными в пространстве общего пункта возбуждения, теряют это свойство в других пространствах (общие пункты приема, выносов и др.). Это позволяет применять интерференционные способы их подавления после перевода записей из одного пространства в другое. В докладе приведены краткое обоснование способа и результаты его достаточно успешного применения на сейсмических материалах, полученных в Северном и Баренцевом морях.

Доклад «Подавление взаимных помех, как необходимая компонента одновременных съемок: пример по материалам Мексиканского залива» (SI attenuation as part of simultaneous source acquisition: GOM field data exercise, R.H. Baardman, J. Kinkead, R. Loyd, R.G. van Borselen) посвящен разделению интерференционных записей, получаемых при одновременной работе нескольких

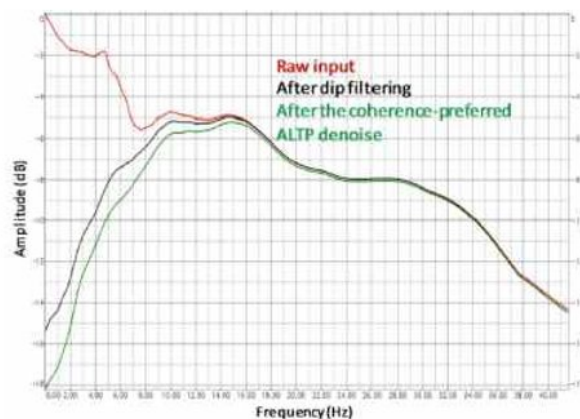
морских сейсмических партий на небольших удалениях друг от друга. Предложенный алгоритм основан на последовательном выделении когерентных составляющих из суммарного волнового поля по известным временам и координатам заданных источников и приемников колебаний. На материалах полно-азимутальной съемки с несколькими судами показана работоспособность алгоритма и возможность получения качественных индивидуальных записей.

Доклад «Подавление помех буксирования на основе когерентно-предсказываемого Tau-P преобразования» (Attenuation of turn noise in marine towed-streamer data with the coherence-preferred anti-leakage Tau-P transform, C. Peng) посвящен подавлению низкочастотных помех, возникающих при буксировании кос в морской сейсморазведке. Практика обработки показывает, что очень часто первоначально профильтрованные записи осложнены достаточно интенсивными некогерентными помехами. Для их подавления предложен итерационный алгоритм, предусматривающий последовательное суммирование записей по различным наклонам с оценкой мощности результатов сложения. Процесс заканчивается, когда мера когерентности становится ниже заданного предела. На рисунке 2 приведены результаты применения фильтра.

В докладе «Оптимальное подавление нестационарных помех на записях с буксируемыми косами» (Optimal deghosting robust to nonstationary noise from multimeasurement streamer data, Y.I. Kamil, P. Caprioli) представлен способ подавления помех, основанный на определении их спектров и вычислении по ним оптимальных весовых коэффициентов для суммирования записей.

1.2 Наземная сейсморазведка.

В докладе «Оценка и разделение поверхностных волн в сейсморазведке



▲ Рис. 2. Спектры волн до (красная кривая) и после фильтраций

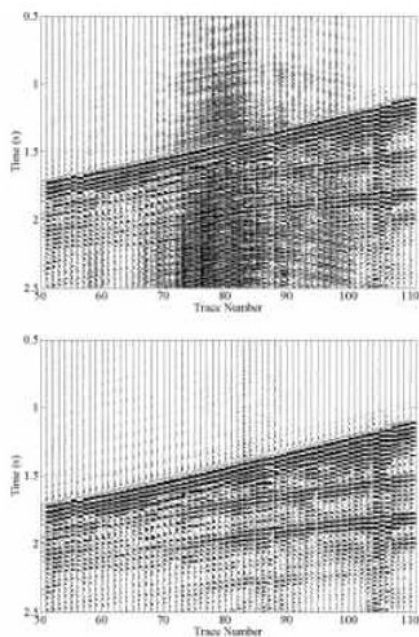
3D: использование кругового подхода» (3D Surface-wave estimation and separation: using a closed-loop approach, T. Ishiyama, G. Blacquiere, E. Verschuur) рассмотрен алгоритм анализа поверхностных волн, основанный на моделировании волнового поля, нахождении разницы между ним и наблюдаемым полем, оценке модельных параметров и их последовательном уточнении на основе приближения к входным данным.

В докладе «Подавление до суммирования высокочастотных поверхностных волн путем применения 3D многооконного KL фильтра: применение к предыдущим съемкам в Mississippi Lime», (Prestack suppression of high frequency ground roll using a 3D multiwindow KL filter: application to a legacy Mississippi Lime survey, S. Verma, S. Guo, K.J. Marfurt) обсуждается последовательность обработки сейсмических материалов по подавлению высокочастотных поверхностных волн, которая предусматривала:

- выделение по средним скоростям волн зоны развития поверхностных помех;
- применение фильтра низких частот с $f < 50$ Гц для удаления сигналов на частотах больших 50 Гц;
- линейная фильтрация колебаний для выделения поверхностных волн со скоростью 5000 фт/с;

- применение структурно-ориентированной KL фильтрации для выделения отраженных волн.

В докладе «Эффективный способ удаления гармонических искажений с прокоррелированных вибросейсмических записей» (An effective denoising method for removing harmonic distortion in correlated vibroseis data, S. Qu, H. Zhou, H. Zhang, J. Yuan, M. Qin) предложен один из возможных способов удаления гармонических составляющих с прокоррелированных вибросейсмических записей, возникающих при последовательном возбуждении колебаний с интервалами времени, меньшими длительности управляющего сигнала. Способ предусматривает разделение излучаемых колебаний на основную и гармонические компоненты, расчет обратно-корреляционного фильтра и его применение к исходным записям, последующую корреляционную обработку результатов с учетом частотного диапазона гармоник, что позволяет выделить гармоники, а затем их удалить. Приведены положительные результаты тестирования способа на модельных и полевых материалах



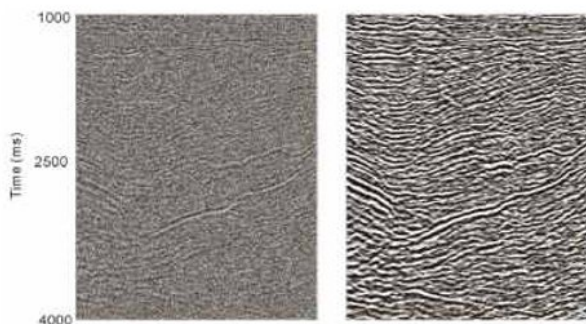
▲ Рис. 3. Сейсмограмма до устранения гармонических помех (вверху) и после (внизу)

(рис. 3). Авторы отмечают эффективность и простоту предлагаемого способа обработки вибросейсмических данных.

Доклад «Подавление рассеянных поверхностных волн и волн от неглубоко расположенных тел: направленная и нелинейная фильтрации» (Suppression of near-surface scattered body to surface waves steerable and non-linear filter approach, A.V. Almuheidib, M.N. Toksoz) ориентирован на подавление поверхностных и рассеянных от неглубоких объектов волн, интенсивность которых может быть существенно превышать уровень полезных колебаний. Предложенный алгоритм обработки основан на применении переменного по направлению фильтра, выделении помех и последующего их подавления нелинейным фильтром.

В докладе «Подавление случайных помех путем использования нормализованного конволюционного фильтра» (Random noise suppression using normalized convolution filter, F. Li, B. Zhang, K.J. Marfurt) предложен алгоритм подавления случайных помех, осложняющих выделение целевых объектов на сейсмических материалах. Он основан на оценке степени подобия записей в пределах определенного массива данных, что позволяет повысить отношение сигнал/помеха и улучшить прослеживаемость целевых горизонтов. Способ проиллюстрирован примерами, иллюстрирующими его эффективность. Пример подавления случайных помех приведен на рис.4.

Доклад «Ослабление случайных помех, используя локальное подобие записей» (Random noise attenuation using local similarity, Y. Chen, S. Fomel) содержит краткое теоретическое и экспериментальное обоснование предложенного авторами способа подавления случайных помех, предусматривающего подавление помех стандартными алгоритма-



▲ Рис. 4. Пример подавления случайных помех, слева –разрез с помехами, справа – после подавления помех.

ми и последующее применение оператора взвешивания для восстановления дополнительных компонент полезных сигналов. Затем первоначально очищенный от помех разрез комбинируется с восстановленным сигналом, образуя конечные свободные от помех записи. При этом оператор взвешивания определяется путем определения подобия между данными с помехами и без них. Предложенный подход основывается на предположении о том, что записи с помехами и без них ортогональны и характеризуются небольшой степенью подобия. Примеры обработки модельных и полевых материалов подтверждают обоснованность предложенного способа ослабления случайных помех.

В докладе «Разделение смешанных вибросейсмических данных» (Separation of simultaneous vibroseis data, S. Qu, H. Zhou, H. Chen, S. Zu, L. Zhi, S. Key) рассмотрено два способа разделения смешанных вибросейсмических записей, предварительно обработанных деконволюционным фильтром. Один из них предусматривает итеративный способ разделения волновых полей от каждого вибратора, а другой – инверсию данных. Отмечены, их эффективность и возможность применения к различно кодированным по фазе сигналам.

2. Миграция.

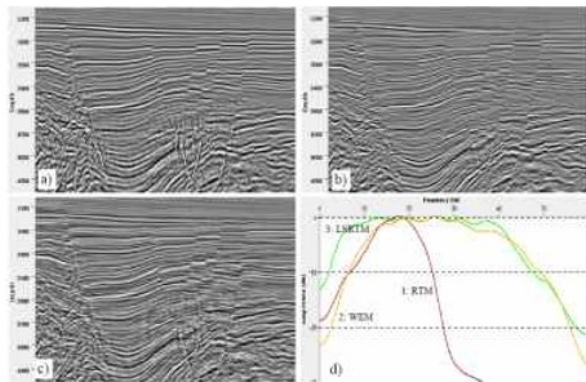
В докладе «Комбинированная частичная временная миграция и улучшение данных до суммирования: эффективный

способ освещения подсолевых отложений» (Combining partial time migration and prestack data enhancement: a useful tool for subsalt imaging, Y. Yang, C. Vanelle, D. Gajowski) предложен способ улучшения прослеживания малоинтенсивных подсолевых отраженных волн путем частичной миграции исходных записей в пространстве общих рассеянных точек и последующего суммирования для получения изображений среды. Опробование способа на модельных материалах показало возможность получения качественных результатов, особенно по подсолевым горизонтам.

В докладе «Широкополосная временная миграция в обратном времени для изображения сложных структур» (Broadband least-squares time migration for complex structure imaging, C. Zeng, S. Dong, J. Mao, B. Wang) предложена последовательность процедур обработки морских сейсмических данных, позволяющая преодолеть частотную ограниченность обратной временной миграции. Она предусматривает освобождение записей от волн-спутников путем миграции по восходящим волнам с последующим применением частотно-ограниченной обратной временной миграции и очищением изображений для повышения уровня низко-частотных компонент, позволяющих более уверенно выделять и прослеживать сложные разведываемые объекты. На рис. 5 приведен пример, иллюстрирующий эффективность обратно-временной миграции.

В докладе «Лекции по обработке сейсмических данных с донным приемными системами» (Lessons from the deep-processing ocean bottom seismic data, E. Beal, E. Salo) на основании обобщения опыта обработки сейсмических материалов с донными приемными системами по 15 объектам сформулированы ее основные положения:

- разделение волн, распространяю-



▲ Рис. 5. Фрагменты временного разреза: *a* – исходный разрез, *b* – подавление помех на основе миграции по волновому уравнению, *c* – миграция по методу наименьших квадратов, *d* – спектры волн после обработки.

щихся вверх и вниз для подавления помех;

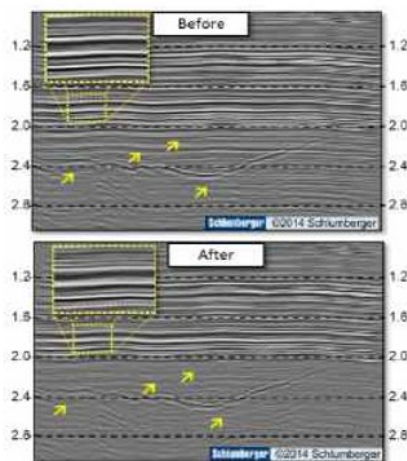
- устранение волн - спутников;
- расчет и введение статических поправок с учетом приливных явлений и изменения скоростей волн в воде;
- подавление кратных волн;
- построение скоростных моделей с учетом использования широко-азимутальных систем наблюдений и регистрации волн на больших выносах;
- построение изображений по волнам, распространяющихся вниз и вверх, что эффективно при разведке глубокозалегающих горизонтов;
- точное определение положения приемных донных моделей для повышения достоверности повторных съемок.

В докладе «Сравнение способов дифракционных изображений: нестационарная фазовая фильтрация и удаление верхушек отражений» (Comparison of seismic diffraction imaging techniques: anti-stationary phase filtering versus reflection apex removal, X. Li, Z. Li, J. Huang) приведено краткое описание двух вышеуказанных способов получения дифракционных изображений и на основании оценки результатов обработки материалов по Мексиканскому заливу предпочтение отдано способу, основанному на

нестационарной фазовой фильтрации, поскольку он позволил получить более четкое изображение объекта.

3. Кратные волны

В докладе «Последовательное подавление внутренних кратных волн путем обратных рассеянных серий: пример изучения по материалам западной Канады» (Cascaded internal multiple attenuation with inverse scattering series: western Canada case study, F.X. de Mela, M. Idris, Z.J.Wu, C. Koslov) показана возможность эффективного подавления внутренних кратных волн на основе предсказания их возможных реализаций и их адаптивного последовательного вычитания до получения желаемого результата. Приведены обоснование способа и результаты его применения на материалах по западной Канаде, рис. 6.



▲ Рис. 6. Разрезы до (верх) и после (низ) подавления кратных волн, стрелками показаны участки повышения качества данных.

В докладе «Прогноз плоских волн и их использование для последовательного вычитания кратных» (Adaptive multiple subtraction using plane-wave prediction, J. Yan, H. Liu) помимо прогнозирования плоских волн для подавления кратных образований предлагается использовать адаптивный фильтр для оценки подбора модельных, реальных и предсказанных трасс. Опробование способа на модельных и реальных материалах показало его эффективность.

Высокое качество генерации волновых сейсмических полей обеспечит

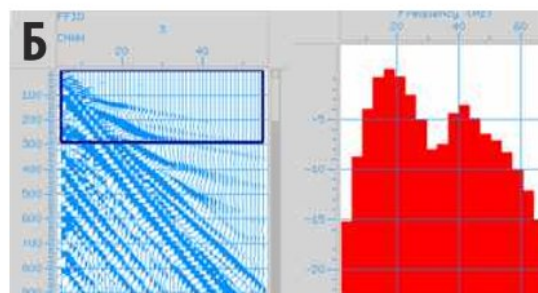
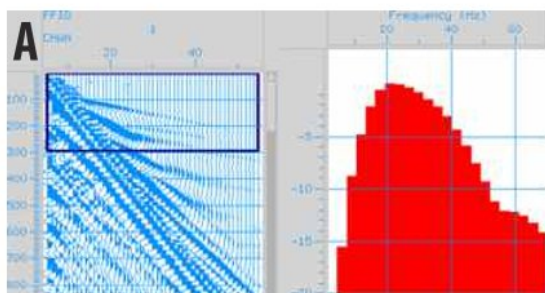
НОВЫЙ ИМПУЛЬСНЫЙ ИСТОЧНИК ГПИ-2



Новый гидропневматический источник ГПИ-2 обеспечивает изучение верхней части разреза микросейсмокаротажом (МСК) и методом преломленных волн (МПВ), а также изучение глубинных интервалов осадочного чехла методами ОГТ и ВСП

Технические характеристики источника:

Рабочий орган	гидропневматическая камера;
Количество камер, шт.	2;
Максимальное усилие в ударном импульсе, МН (т)	до 2,7 (270);
Частота рабочих циклов, Гц (ед./мин)	0,083 (5);
Масса гидропневматической камеры, кг	1000;
Масса источника, кг	18 300;
Рабочий диапазон температур, °С	-40 ÷ +40;
Возможность группирования источников для изучения глубинных интервалов осадочного чехла методами ОГТ и ВСП	Обеспечена;
Работа в режиме накопления	Возможна;
Транспортная база	а/м Урал 4320.



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

Изготовитель - «RALOT» г. Москва
тел: (495)726-59-87
e-mail: ralot_moscow@mail.ru



Коммерческий представитель
Паоло Барбиери
Моб.: 8 926 706 0951

Обнаружение зон трещиноватости пород в отложениях баженовской свиты по данным сейсморазведки 3D

■ Кириллов С.А., Лаврик А.С., Самойлов А.В., ОАО ЦГЭ, г. Москва

Аннотация. Воздействие на геологические породы тектонических движений приводит к направленности расположения частиц пород и слоистости и в случае превышения предела прочности пород – к структурным нарушениям и к трещиноватости. Трещиноватые или глинистые коллектора часто являются анизотропными. Поэтому для построения глубинной модели среды, глубинной миграции с дальнейшим прогнозом зон трещиноватости коллектора необходимо выявлять и учитывать анизотропию скоростей.

Некоторые типы коллекторов характеризуются сложным внутренним строением: кроме первичной пористости, они содержат трещины и каверны – вторичную пористость. Как правило, именно вторичная пористость определяет фильтрационные характеристики продуктивного пласта, поэтому информация о ее структуре необходима для оптимизации разработки залежи углеводородов.

Одной из наиболее актуальных проблем, стоящих перед сейсморазведкой, является прогноз зон трещинно-поровых коллекторов, локализация их в разрезе и плане.

Для выделения зон трещиноватости нефтеперспективных пластов развиваются способы интерпретации данных сейсморазведки 3D на основе азимутальной анизотропии.

Пласт с вертикально-ориентированными трещинами представляется в виде модели трансверсально-изотропной среды с горизонтальной осью симметрии (среда НТИ). Известно [1, 2], что наиболее надежные результаты при изучении азимутальной анизотропии среды могут быть получены с использованием поперечных и обменных волн. Однако изучение азимутальных изменений кинематических и динамических характеристик отраженных продольных волн позволяет обнаружить и картировать трещиноватый коллектор нефти и газа [3, 4].

В основу анализа результатов азиму-

тальной анизотропии продольных волн положено предположение, что трещиноватость может проявляться в виде изменения скоростных свойств среды в зависимости от направления распространения волны по отношению к доминирующему направлению трещин. Особенно сильно различаются скоростные свойства для волн, распространяющихся в направлениях вдоль и поперек трещин. Эти изменения оцениваются в виде так называемой горизонтально ориентированной или азимутальной анизотропии скоростей.

Авторами сделана попытка обнаружения зон трещиноватости в интервале пластов баженовской свиты в одном из районов Западной Сибири на основе азимутального анализа данных сейсморазведки 3D.

Применяющиеся трехмерная система наблюдений неоптимальна для проведения азимутального анализа данных. Это связано с неравномерной плотностью наблюдений на различных удалениях от источников и при различных азимутах распространения волн. Неполнота данных ухудшает работу всех существующих алгоритмов азимутального скоростного и амплитудного анализов и приводит к большим погрешностям определения свойств геологической среды.

Погрешность определения направления оси анизотропии растёт при уменьшении числа профилей, особенно важно

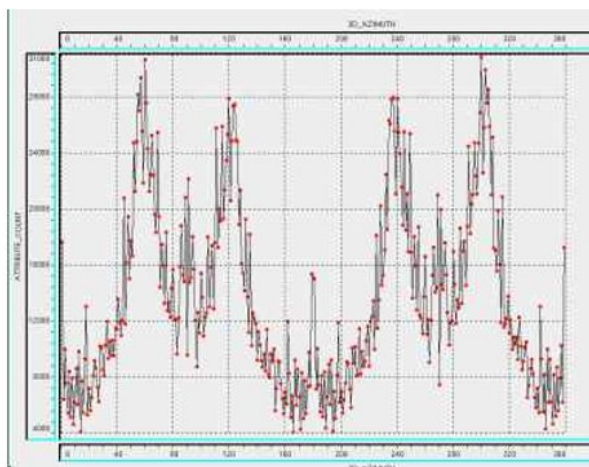
наличие профилей с азимутами, близкими к направлению оси симметрии.

Граф обработки данных 3D, основанный на выравнивании кратности по азимутам и удалениям, позволяет по результатам азимутального AVO-анализа продольных волн определить преобладающее направление трещиноватости пород.

На этапе подготовки сейсмических данных 3D весь набор сейсмограмм разбивается на сектора по азимутам, по которым происходит суммирование и последующие сравнение азимутальных кубов между собой.

Для исключения влияния углов наклона годографа отраженной волны расчет атрибутов выполнялся по сейсмограммам после трехмерной временной миграции. Поскольку обычная миграция выполняет миграционные преобразования в полном диапазоне азимутов, то информация об азимуте для выходной трассы теряется. Поэтому для сохранения информации об азимуте стандартная временная миграция была заменена азимутальным вариантом.

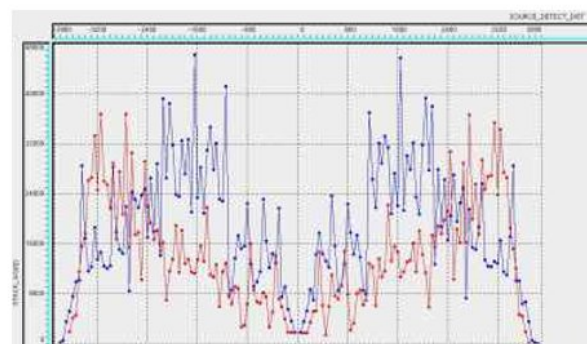
Для определения диапазона азимутов проведено изучение распределения данных по азимутам. На рис.1 наблюдается два максимума в распределения данных в направлениях 60° и 120° .



▲ Рис. 1. Распределение данных по азимутам.

Поэтому исходные данные перед процедурой миграции были разделены по азимутам на две группы. В первую группу вошли трассы с азимутами в диапазонах от 300° до 60° и от 120° до 240° (в дальнейшем эта группа трасс будет называться az_1). Во вторую группу вошли трассы с азимутами в диапазонах от 60° до 120° и от 240° до 300° (в дальнейшем эта группа трасс будет называться az_2).

Выполнена проверка отсортированных данных на количество трасс попадающих в заданный азимутальный сектор. График распределения трасс в зависимости от удалений для двух этих групп приведен на рис.2. Трассы группы az_1 изображены синим цветом, трассы группы az_2 – красным цветом. Видно, что для двух выбранных секторов распределение трасс примерно одинаково, таким образом, количество трасс, участвующих в каждом диапазоне удалений не сильно отличаются для двух заданных секторов.



▲ Рис. 2. График распределения трасс по удалениям.

Подготовка данных и временная миграция по сейсмограммам выполнялась для каждого выбранного азимутального сектора отдельно.

Каждый массив данных разбит на 29 «офсетных» планов, по которым была проведена регуляризация. Миграция PSTM выполнялась со сглаженными скоростями суммирования. В результате были получены два набора сейсмограмм

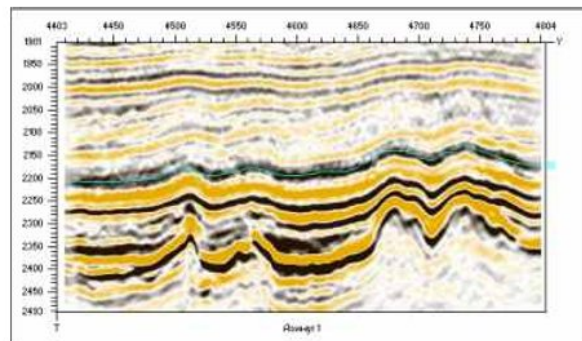
после временной миграции и два суммарных куба. Сейсмограммам, группы az_1 были присвоены значения азимута равные 0° , сейсмограммам, группы az_2 были присвоены значения азимута равные 90° . Затем сейсмограммы из двух групп были объединены. Таким образом, был получен один набор данных, содержащий данные с двух направлений, т.е. сейсмограммы, в каждой из которых присутствуют трассы с различными азимутами. Из данного набора сейсмограмм был получен суммарный куб, который был сравнен с кубом, полученным в процессе миграции по полному набору азимутов. Разница оказалась незначительной и результат прогноза зон трещиноватости по суммарному кубу отрицательный.

На рис. 3а,б,в представлены сечения кубов az_1 и az_2 данных, полученных по сейсмограммам отсортированных по заданным азимутам и суммарного куба после миграции PSTM, полученного по объединенным сейсмограммам с различными азимутами.

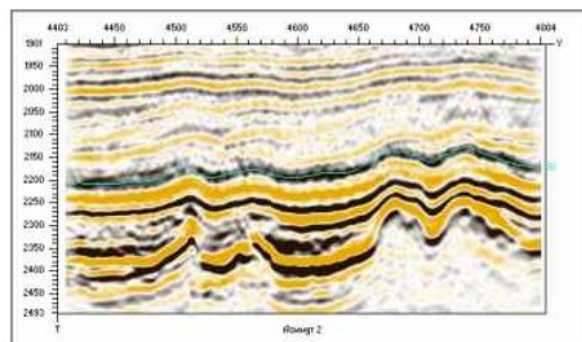
Для выявления трещиноватости пород был предпринят расчёт атрибута AVO «плотности трещин» по изучаемой площади (рис.4.а).

После выполнения контроля качества сейсмограммы после престек миграции были использованы для выполнения AVO анализа - расчет угловых сейсмограмм. Расчет выполнялся на основании формулы, предложенной Ругером [5], а расчет угловых сейсмограмм выполнялся в диапазоне углов от 0° до 50° . По этим сейсмограммам был рассчитан параметр трещиноватости (параметр называется плотностью трещиноватости).

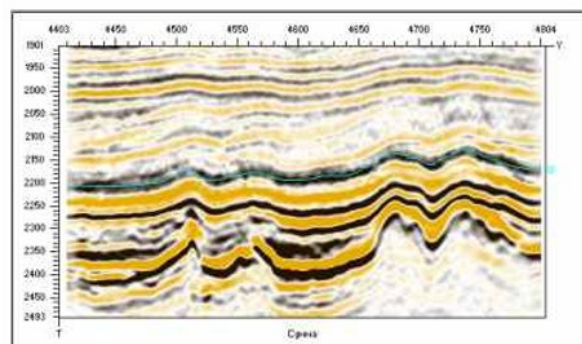
Алгоритм посекторного азимутально-го AVO-анализа основан на полиномиальной аппроксимации коэффициента отражения продольной PP-волны от



а) временной разрез сейсмического куба az_1 , полученного по сейсмограммам с азимутами в диапазонах от 300° до 60° и от 120° до 240° .



б) временной разрез сейсмического куба az_2 , полученного с азимутами в диапазонах от 60° до 120° и от 240° до 300° .



в) сечение суммарного куба после миграции PSTM, полученного по объединенным сейсмограммам с различными азимутами

▲ Рис. 3. Временные сечения (Cline 7530).

кровли слабо анизотропного (HTI) полупространства [5]:

$$R_{PP}(\theta, \varphi) = a + (b_i + b_a \cos 2\varphi) \sin^2 \theta \quad (1)$$

где $a, b_i = b_{iso} + b_{ani}^{1/2}$ коэффициенты полинома;
 $b_a = b_{ani}^{1/2}$

θ - угол падения волны на границу; φ -

азимут линии источник-приёмник относительно горизонтальной оси анизотропии.

$b_a/b_i = b_{ani}/(2b_{iso} + b_{ani})$ отвечает за плотность трещин.

Коэффициент a в разложении (1) равен коэффициенту отражения при нормальном падении волны. Второй коэффициент b , так называемый градиент AVO, может быть представлен в виде [14]:

$$B(\varphi) = B^{ISO} + B^{ANI} \cos[2(\varphi_\phi - \varphi_0)], \quad (2)$$

где B_{ISO} - изотропная часть, равная градиенту AVO в изотропной среде;

B_{ANI} - анизотропная добавка к градиенту, зависящая от параметров анизотропии среды;

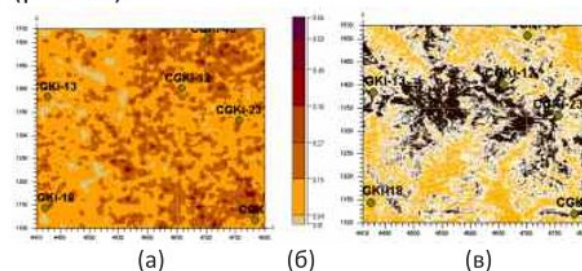
φ_0 - неизвестный азимут оси анизотропии относительно оси X.

Карта плотности трещин Ruger представлена на рис. 4а. Минимальные значения (0,05-0,15) отмечены светлым цветом, максимальные (0,25-0,55) – темно-коричневый цвет. Скважина CGKi-13 расположена в зоне пониженных значений плотности трещин Ruger. Дополнительной информацией о расположении трещин по сейсмическим данным является определение зон распределения трещиноватости по сейсмическим атрибутам.

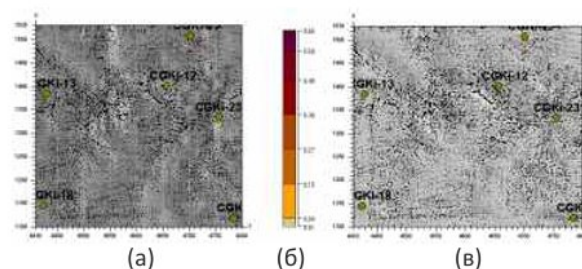
Для выделения зон трещиноватости построена карта повторяемости сейсмической записи по сейсмическому когерентному кубу во временном диапазоне продуктивного пласта. Карты атрибутов кривизны позволяют анализировать распределение трещин по статистическим характеристикам сейсмического куба данных в диапазоне пласта по разным азимутам (рис. 5) и по сумме (рис.4в).

Распределение сети мало амплитудных трещин в районе скважины CGKi-18 имеют юго-восточное направление, а

между скважинами CGKi-12- CGKi-45 северо-восточное направление. В районе скважины CGKi-13 трещины отсутствуют. Между скважинами CGKi-13 и CGKi-18 присутствует равномерная зона нарушений, распределенная по всем направлениям. Следует отметить, что анализ атрибутов двух сейсмических кубов, полученных по различным азимутальным направлениям, практически, не отличаются. Поэтому для анализа зон трещиноватости можно использовать атрибутный анализ по суммарному кубу, полученного по объединенным сейсмограммам с различными азимутами (рис.4в).



▲ Рис. 4. Сечение кубов на времени 2180
а) плотность трещин «RUGER»,
б) шкала плотности трещин «RUGER»,
в) атрибут кривизны куба когерентности после миграции PSTM, полученного по объединенным сейсмограммам с различными азимутами



▲ Рис. 5. Сечение кубов на времени 2180
а) атрибут кривизны куба когерентности после миграции PSTM, полученного по первому азимутальному направлению 0°;
в) атрибут кривизны куба когерентности после миграции PSTM, полученного по второму азимутальному направлению 90°

Определение зон повышенной трещиноватости пород с использованием сейсмических данных 3D представляется достаточно перспективной задачей, поскольку системы трещин должны находить свое отражение в динамических и кинематических особенностях волнового поля. Выделяющиеся участки повышенных оценок плотности трещиноватости могут представлять определенный интерес в процессе принятия решения о размещении скважин.

Можно ожидать, что надежность получаемых оценок плотности трещиноватости будет повышаться при уплотнении съемки и обеспечении более равномерного распределения азимутов. То есть спектр азимутов должен быть равномерным и это может быть достигнуто в ходе проведения специальных съемок.

Литература

1. Ata E., Michelena R. J., 1995, Mapping distribution of fractures in a reservoir with PPS converted waves: The Leading Edge, 12, 664 676.
2. Thomsen L., 1988, Reflection seismology over azimuthally anisotropic media: Geophysics, 53, 3, 304 313.
3. Bakulin A., Grechka V. and Tsavkin I., 2000, Estimation of fracture parameters from reflection seismic data Part I: HTI model due to a single fracture set: Geophysics, 65, 1788 1802.
4. Perez M. A., Gibson R. L., Toksoz M. N., 1999, Detection of fracture orientation using azimuthal variation of PPwave AVO responses: Geophysics, 64, 4, 1253 1265.
5. Ruger A., 1998, Variation of P-wave reflectivity with offset and azimuth in anisotropic media: Geophysics, 63, 935 947.

Подробнее об авторах



Кириллов
Сергей Александрович
Заместитель генерального
директора ОАО «ЦГЭ»
по геофизике. Д. т. н., доцент,
член-корреспондент РАЕН.
Почетный нефтяник РФ.



Самойлов
Алексей Владимирович

Главный геофизик
вычислительного центра
ОАО «ЦГЭ» обработки
сейсмических материалов.



Лаврик
Александр Сергеевич

Заместитель генерального
директора ОАО «ЦГЭ»
по геологии.
Почетный нефтяник РФ.

Некоторые методические аспекты комплексной интерпретации сейсмических и скважинных данных

■ Жемчугова В.А., Жуков А.П., ООО «Геофизические системы данных», г. Москва

Введение. Одним из необходимых условий роста эффективности поисково-разведочных работ на нефть и газ является повышение достоверности прогноза характеристик геологических объектов, строение которых определяет возможности формирования скоплений углеводородных флюидов. Оно может быть достигнуто несколькими способами. Во-первых, расширением технических возможностей методов дистанционного изучения недр. Создание и применение на практике новых технологий полевых сейсморазведочных работ приводит к существенному увеличению геологической информативности получаемых сейсмических данных. Не менее продуктивным в этом направлении является использование специальных программных средств, позволяющих моделировать процессы формирования осадочных тел и их физических свойств. Кроме того, успешное решение прогностических задач невозможно без внедрения в интерпретационный процесс новейших достижений научной и практической геологии.

Как эти требования могут быть реализованы в практике геологоразведочных работ, можно проиллюстрировать на примере меловых отложений одного из крупнейших месторождений Западной Сибири – Южно-Русского. Запасы углеводородного сырья этого месторождения – гиганта оцениваются в несколько млрд т условного топлива. Рациональное освоение этих запасов и стимулирование работ по приросту новых представляет собой основную задачу ОАО «Севернефтегазпром», владеющего лицензией на геологическое изучение и разработку

Южно-Русского месторождения (Особенности..., 2011). В результате поискового бурения, планомерно осуществляемого компанией, за последние десять лет было открыто свыше двадцати залежей в юрских и меловых отложениях. Эти открытия далеко не исчерпали нефтегазовый потенциал рассматриваемой территории, обладающей значительной ресурсной базой, для освоения которой оказалось недостаточным применение стандартных методов изучения недр. В первую очередь, такое положение касалось сеноманской и туронской залежей, в которых сосредоточено свыше 70% всех запасов месторождения. Небольшие глубины залегания содержащих газ ловушек явились причиной низкой информативности сейсмических данных, полученных с помощью стандартных методик проведения полевых сейсморазведочных работ.

Стандартные трехмерные съемки не универсальны. Большинство из них рассчитано таким образом, что из-за дефицита малых удалений взрыв – прибор, номинальная кратность достигается в реальности лишь начиная с глубины около 2000 м. Это определяет низкое соотношение сигнал/помеха на временах, соответствующих малым глубинам. Волновое поле здесь, как правило, искажено наложением волн-помех различной природы. Неравномерное распределение азимутов и удалений обуславливает наличие эффекта acquisition footprint. Все это приводит к значительной потере информативности сейсмических данных и снижает достоверность их интерпретации.

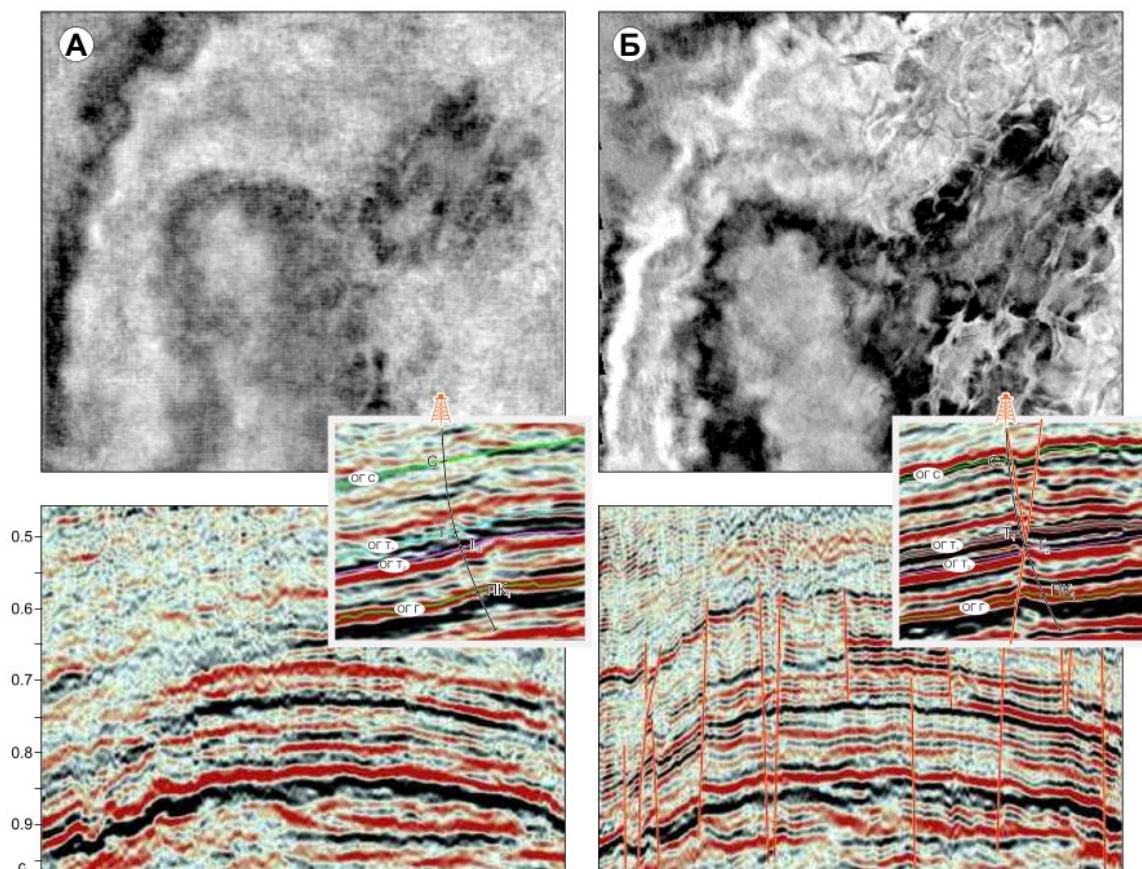
Для детального изучения залежей УВ необходимо применение целенаправ-

ленно спроектированных систем наблюдений, обеспечивающих необходимое соотношение сигнал/помеха и высокую пространственную разрешенность сейсмических записей в целевом интервале исследований при одновременном повышении уровня высокочастотной составляющей волнового поля в процессе возбуждения упругих колебаний. Это может быть достигнуто за счет адаптации характеристик зондирующего сигнала к изменениям условий возбуждения, сокращения шага пунктов приема и пунктов возбуждения, уменьшения расстояний между линиями приема и линиями возбуждения. Такой подход отражен в новой модификации высокоплотной трехмерной сейсмической съемки, включающей процедуру адаптации параметров зондирующего сигнала к изменению условий возбуждения –

АВИС (Адаптивная..., 2011). Применение АВИС на Южно-Русском месторождении позволило получить новую информацию о его строении, существенно расширившую спектр решения задач эффективного освоения залежей газоконденсатных и нефтяных залежей.

Разница между кинематическими и динамическими характеристиками волнового сейсмического поля, полученного в результате применения АВИС и «стандартной» съемки, несомненна (рис. 1), как и существенный «прирост» геологической информации, использование которой способствует существенной детализации строения изучаемых объектов.

Еще одна причина, лежащая в основе выбора Южно-Русского месторождения в качестве объекта для апробации некоторых методических приемов, используемых при комплексной интерпретации



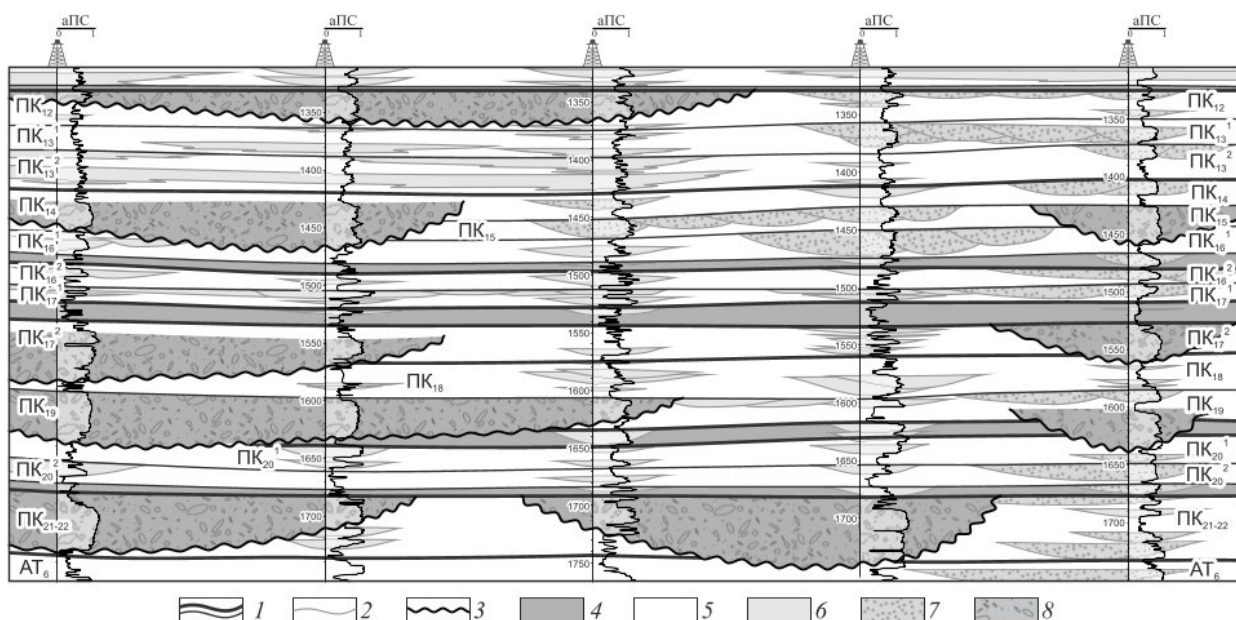
▲ Рис. 1. Сопоставление материалов стандартной сейсмической съемки (А) и высокоплотной съемки АВИС (Б).

сейсмических и скважинных данных, заключается в уникальной охарактеризованности продуктивных отложений керновым материалом. Такая ситуация способствует созданию согласованных моделей, учитывающих разнородные литологические, петрофизические (в том числе, петроупругие) и сейсмические данные.

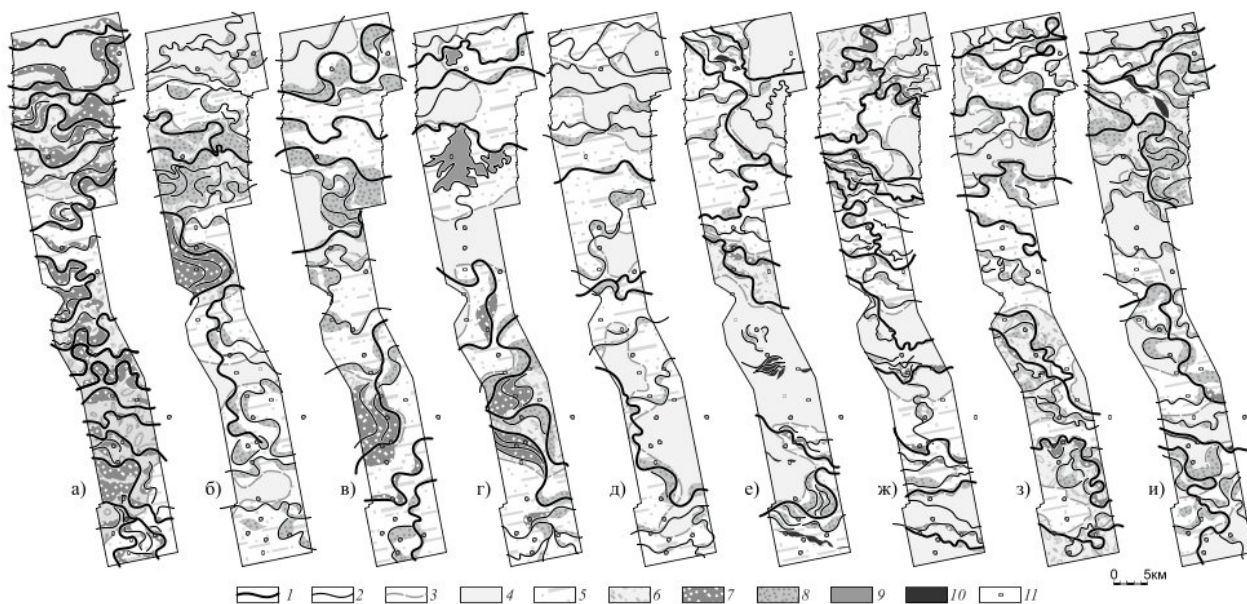
Седиментационное моделирование продуктивных отложений. Южно-Русское месторождение расположено на юге Русско-Часельского мегавала и относится к Пур-Тазовской нефтегазоносной области и характеризуется широким стратиграфическим диапазоном нефтегазоносности – от средней юры до турона. Выявленные залежи характеризуются сложным распределением коллекторов и покрышек, что обеспечивает многочисленные проблемы освоения выявленных залежей нефти и газа. Продуктивным песчаникам свойственны достаточно высокие значения фильтрационно-емкостных параметров, низкая степень

катагенетической преобразованности (не выше МК2), но они не выдержаны по площади и изменчивы по разрезу. Поэтому для уточнения запасов углеводородов и выбора оптимального варианта разработки залежей в них наиболее важной задачей представляется создание седиментационных моделей пластов-коллекторов. В первую очередь такая модель, основанная на результатах генетического анализа каменного материала и целенаправленной седиментационной интерпретации геофизических (скважинных и сейсмических) данных, позволяет осуществить попластовую корреляцию продуктивных пластов с учетом хроностратиграфических поверхностей (Позаментьер, Аллен, 2014), снижающую вероятность ошибки объединения разновозрастных песчаных прослоев, вскрытых в скважинах, в единое тело.

Так, рис. 2 иллюстрирует корреляцию наиболее сложно построенных разрезов аллювиальных отложений покурской свиты, различающихся строением в



▲ Рис. 2. Литолого-фациальный разрез покурских продуктивных отложений: 1-4 – границы: 1 – пластов, 2 – алевро-песчаных тел; 3 – русловых эрозионных врезов; 4-8 – фациальные комплексы: 4 – болот, 5 – внутренней поймы, 6 – внешней поймы, 7 – прирусловых отмелей боковых русел, 8 – главного русла.



▲ Рис. 3. Эволюция речной системы на Русско-Часельском мегавале в течение аптского и альбского веков, проиллюстрированная схемами литолого-фациального районирования продуктивных пластов (а – АТ₉, б – ПК₂₁₋₂₂, в – ПК₁₉, г – ПК₁₇², д – ПК₁₇¹, е – ПК₁₆¹, ж – ПК₁₅, з – ПК₁₄ и – ПК₁₃²): 1-2 – положение русел, диагностируемых в волновом сейсмическом поле: 1 – главных, 2 – боковых притоков; 3 – границы литолого-фациальных зон; 4-6 – литолого-фациальные зоны: 4 – внутренних пойм, 5 – внешних пойм, 6 – прирусловых отмелей и речных кос, 7-10 – зоны преобладающего развития песчаников: 7 – главного русла, 8 – второстепенных русел, 9 – русел прорыва, 10 – наложенных врезов; 11 – местоположения разведочных скважин.

скважинах, расположенных на расстоянии даже в несколько десятков метров. Основными изохронными поверхностями здесь являются «устойчивые» глинистые и (или) углистые прослои, отражающие момент существенного повышения относительного уровня моря.

Неотъемлемой частью седиментационного моделирования является атрибутивный анализ. Под сейсмическими атрибутами здесь понимается не только стандартный набор динамических параметров волновой картины, но также результаты псевдоакустической (или псевдоупругой) инверсии, AVO-атрибуты, карты временных толщин между горизонтами и т.д. Выбор окон для расчета динамических атрибутов выполняется на основе сейсмической привязки и сейсмогеологического моделирования, основанного на петрофизических зависимостях упругих и емкостных парамет-

ров (Прогнозирование..., 2006).

Основываясь на выявленные по эталонным разрезам закономерности распределения полигенных осадков, а также на строение их актуалистических аналогов, с помощью атрибутивного анализа осуществляется прогноз фаций в межскважинном пространстве. Результатом такой комплексной интерпретации геологической и сейсмической информации служат, как правило, литолого-фациальные карты, построенные для осадочных тел, разрешенных в масштабах сейсморазведки.

Вновь обратившись к продуктивным пластам покурской свиты, можно продемонстрировать как на таких картах отражается эволюция аллювиальной равнины, существовавшей на территории современного Русско-Часельского мегавала в течение нескольких млн лет (рис. 3). Очевидно, что распределение песков,

будущих коллекторов, и глин – флюидоупоров, на них контролировалось на них особенностями развития равнины и типами речных систем. Например, пласт AT_6 (рис. 3а) формируют песчаники средне-мелкозернистые в различной степени алевритистые, аркозовые, реже граувакковые, косослоистые, реже массивные. На разных уровнях в песчаниках попадаются окатанные и полуокатанные плоские глинистые гальки размером от нескольких мм до 4-5 см. Особенности строения песчаников, характерный каротажный и сейсмический облики позволяет предположить их русловой генезис.

Вверх по разрезу в пласте AT_6 доля песчаного материала уменьшается; сначала появляется, а затем и начинает преобладать алевритовый и глинистый материал. Верхнюю часть пласта слагают пойменные фации, сложенные темноокрашенными глинами и алевролитами со следами взмучивания и оползания, часто с фрагментами корневой системы растений, обогащенные углистым материалом. Встречающиеся в парагенезе с ними маломощные песчаные тела, вероятно, были сформированы в условиях второстепенных русел (Sandstone..., 1982). Возможно также, что часть этих тел представляет собой осадки конусов прорыва.

Изменчивая архитектура пласта (см. рис. 3, а), отраженная в сейсмических атрибутах, позволяет предположить, что накопление песчаного материала происходило в речных долинах с неодинаковыми характеристиками как флювиального потока, так и субстрата, в который эти потоки врезались. Возможно, причиной этому являлся рельеф поверхности, по которой текли реки. Так, на севере на протяжении всего осадочного цикла преобладали пойменные условия, в

связи с чем русла имеют слабо извилистую форму, с небольшими прирусловыми отмелями. В южной части число небольших разветвленных рек (или их участков) возрастало, что обеспечивало последовательное увеличение объемов накопления песчаного материала за счет многочисленных, зачастую наложенных друг на друга кос, прирусловых валов и береговых гряд.

Если же рассматривать пласт PK_{17}^1 (см. рис. 3 д), то в его составе преобладают глинистые осадки внутренних пойм. Судя по строению пласта в разрезах скважин и изменению динамических характеристик волнового поля, можно предположить, что весь изученный сейсморазведкой полигон во время его накопления представлял собой область, достаточно удаленную от основного русла, где господствовали пойменные и(или) озерные условия осадконакопления. На фоне преобладающей глинистой седиментации выделяется целая система маломощных, прихотливо развитых песчаных тел, отвечающих, по-видимому, русловым фациям небольших ветвящихся рек. В разрезе скважин песчаники присутствуют в сокращенном объеме; большую часть пласта слагают буро-коричневые и зеленовато-серые комковатые и горизонтально-слоистые пойменные глины и алевролиты с прослоями (до 2 м) мелкозернистых песчаников, часто обогащенные растительными детритом и содержащие многочисленные линзочки бурых углей.

Эти двумерные седиментационные модели уже сами по себе имеют определенную ценность, поскольку позволяют прогнозировать пространственное распределение песчаных коллекторов и глинистых экранов и, соответственно, служить основой для оценки углеводородной продуктивности образованных

ими резервуаров. Кроме того, такие модели являются основой построения кубов фаций, необходимых для объемных цифровых моделей, в которых учитываются закономерности трехмерного распределения фильтрационно-емкостных характеристик. Особенно важно решение такой задачи для резервуаров, характеризующихся сложным распределением коллекторов.

Разработка объемных моделей резервуаров. Методические приемы построения объемных моделей ловушек, содержащих углеводородный флюид, можно проиллюстрировать на примере туронских отложений Южно-Русского месторождения (Использование..., 2015)

Основными коллекторами в них являются тонкозернистые песчаники и крупнозернистые алевриты, генезис которых связывается с шельфовыми условиями. В разрезе продуктивной части турона выделяется ряд седиментационных циклитов, каждый из которых начинается с шельфовых глин, переходящих вверх по разрезу в тонкослоистые алевриты со следами зарывающихся организмов и знаками ряби, а выше – в тонкозернистые пески с горизонтальной ламинарной и(или) косой слоистостью. Детальное изучение туронских отложений позволило предположить, что образование этих циклитов было определено влиянием двух основных факторов: рельефа дна, контролирующего распределение различных по гранулометрии осадков по латерали и относительного уровня моря, определяющего вертикальную последовательность наложения этих осадков. При этом вынос обломочного алевритового и песчаного материала на шельф происходил в завершающую фазу высокого стояния относительного уровня моря, отвечающую нормальной регрес-

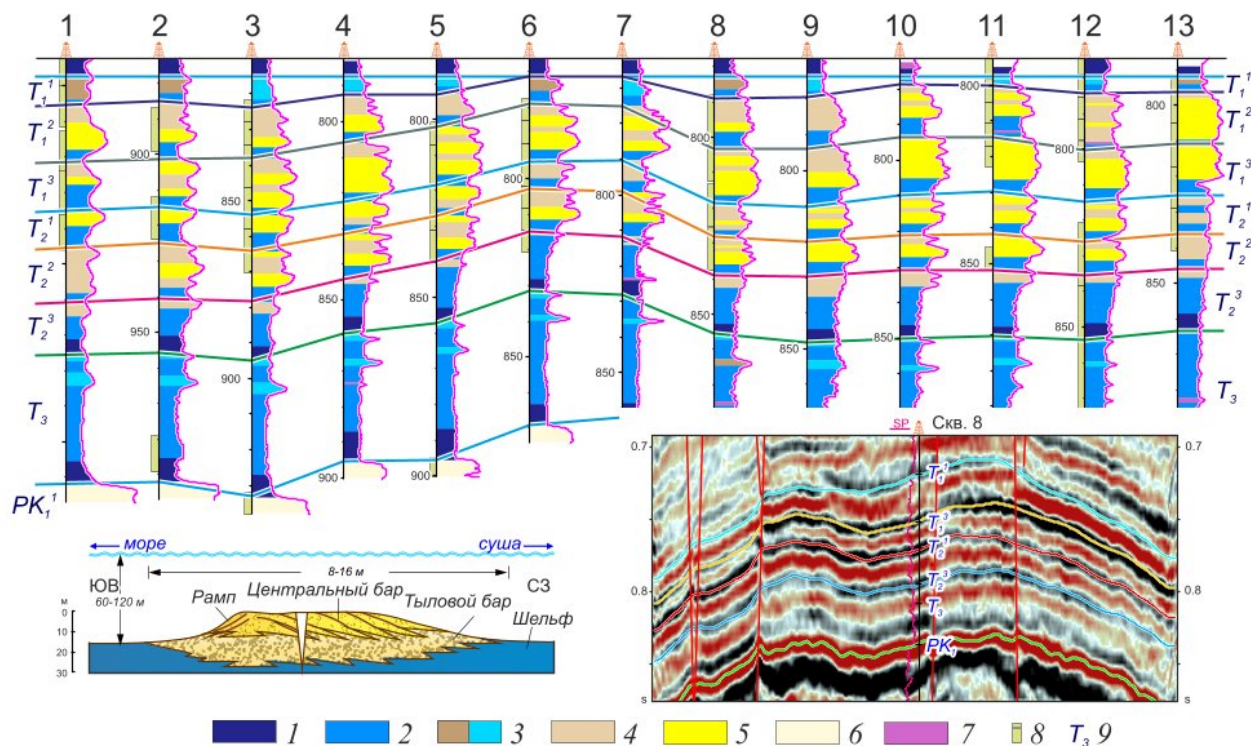
сии. По мере миграции фаций шельфовая обстановка сменялась транзитной, куда выносился более грубозернистый, чем пелитовый, осадок, распределяемый затем волнами и течениями. Поднятия в рельефе дна служили своеобразными ловушками этого осадка, формируя аккумулятивные тела, называемые различно – «шельфовые бары», «песчаные гряды», «оффшорные бары» (Hobson et al., 1982; Boyles, Scott, 1982; Knight, McLean, 1986), но в основе их накопления, вероятно, лежит единый механизм и близкие седиментационные процессы.

Во время последующего повышения уровня моря эти бары «притоплялись», и на их месте накапливался главным образом глинистый материал. Повторяясь, этот процесс привел к формированию циклически построенного разреза, с закономерным распределением в нем различных по свойствам осадков. Учет этих различий, а также закономерности, выявленные в результате детального изучения керна, отобранного непрерывно из многих скважин, позволил выполнить типизацию разрезов продуктивных пластов (они индексируются как T_3-T_1) для всех скважин, расположенных на полигоне съемки (рис. 4).

Таким образом, основой для моделирования послужили данные, полученные в результате:

- седиментационного моделирования, реализованных в виде набора кривых фаций, построенных по скважинным данным;
- петрофизических исследований керна (включая рентгеновскую микрофотографию);
- интерпретации сейсмических данных.

На начальном этапе производилось



▲ Рис. 4. Пример фациальной типизации разрезов пластов T_1^1 - T_3 в скважинах, используемой для построения цифровой объемной модели: 1-6 – фации: 1 – шельфа; 2 – переходной зоны; 3 – нижней предпляжевой зоны; 4 – тылового бара; 5 – центрального бара; 6 – берегового склона; 7 – темпеститы, 8 – интервалы отбора керна; 9 – границы горизонтов.

построение структурного каркаса, необходимого для определения геометрических параметров среды, которые должны отражать реальные условия залегания пластов. Основой разделения на толщи служили глубинные горизонты, полученные в результате структурной интерпретации геолого-геофизических материалов.

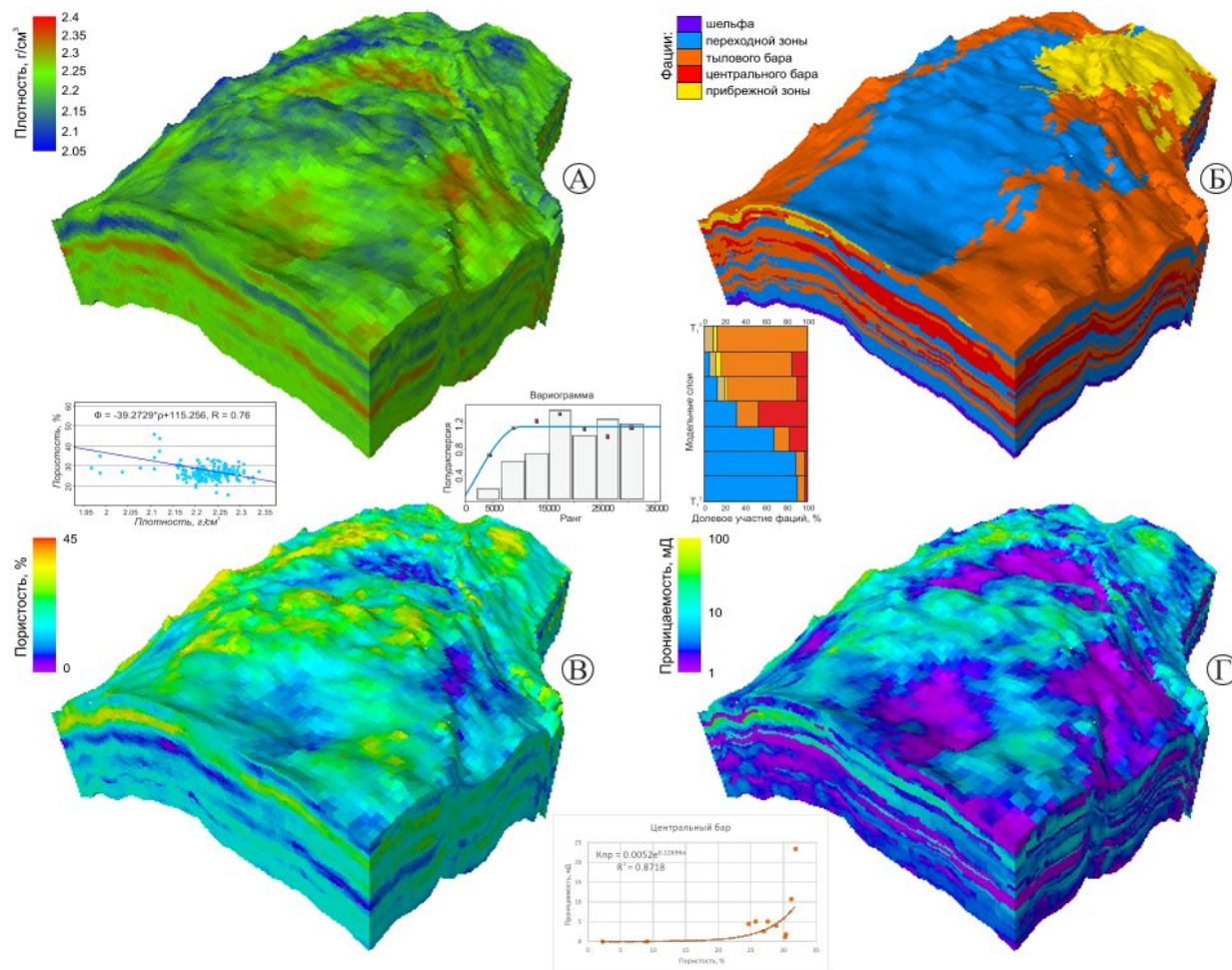
Объемное распределение фаций рассчитывалось методом последовательного гауссова моделирования (SIS) на основе вариограммного анализа. При этом учитывалось доленое участие фаций в разрезах скважин. Куб плотности, полученный в результате синхронной инверсии, использовался в качестве объемного тренда (рис. 5 А, Б).

Наличие устойчивых зависимостей между параметрами плотности и пористости в пределах каждой фации позволил рассчитать куб пористости, сформиро-

ванный отдельными элементами, в каждом из которых математическое распределение пористости характеризует автономную фацию (рис. 5, В).

В структуре туронских коллекторы развиты очень широко и характеризуются высокими значениями открытой пористости (ее граничные значения составляют 24.3%), что связано в первую очередь с низкой степенью литификации обломочного материала. При этом коллекторам свойственны крайне изменчивые значения газопроницаемости. Такие соотношения пористости и проницаемости определены главным образом структурными характеристиками породы, а значит, контролируются седиментационными причинами.

Для выявления взаимосвязи между условиями образования коллекторов и их фильтрационно-емкостными свойствами, были выполнены лаборатор-



▲ Рис. 5. Модели пространственного распределения геолого-петрофизических параметров: А – плотности; Б – фаций; В – пористости; Г – проницаемости.

ные исследования образцов керна ряда скважин с одновременной диагностикой их генезиса, в результате чего общая выборка была разделена на кластеры, объединяющие несколько фаций с близкими характеристиками емкости; для каждого из них определена автономная зависимость проницаемости от пористости. Результаты томографических исследований были положены в основу расчета куба проницаемости с учетом особенностей строения пустотного пространства разнофациальных отложений (рис. 5, Г).

Заключение. Предлагаемый подход к комплексной интерпретации сейсмических и скважинных данных направлен на оптимизацию поиска, разведки и разра-

ботки залежей нефти и газа. При этом в его реализации используются результаты как современных полевых сейсморазведочных технологий на основе применения отечественных аппаратно-программных комплексов, так и новейших достижений научной и практической геологии. Увеличение информативности сейсмических данных, полученных с помощью высокоплотной АВИС, и внедрение в технологическую цепочку интерпретации данные, полученные путем седиментационного моделирования, позволяют существенно расширить круг задач, решаемых сейсморазведчиками для нефтяной геологии. Интерпретация оптимальным образом скомплексированной геологической и геофизической информации является основой увеличе-

ния достоверности прогноза строения и свойств поисковых объектов.

Литература:

Использование новых технологий сейсморазведочных работ для повышения эффективности ГРП (на примере верхнемеловых отложений севера Западной Сибири) / В.А. Жемчугова, А.П. Жуков М.О. Бербенев, Ю.В. Наумчев // Вторая научно-практическая конференция «Сейсмические технологии-2015», Москва, 13–15 апреля 2015.

Особенности строения и углеводородная продуктивность Южно-Русского месторождения / А.А. Дорофеев, А.П. Жуков, В.А. Жемчугова и др. // Федеральный деловой журнал ТСП, №6. М. 2011. С.12-16.

Позаментьер Г., Аллен Дж. П. Секвенная стратиграфия терригенных отложений. Основные принципы и применение. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2014. – 436 с.

Прогнозирование структуры и свойств природных резервуаров на основе комплексной интерпретации сейсмических и скважинных геолого-геофизических данных / Жуков А.П., Жемчугова В.А., Эпов К.А. и др. // Технологии сейсморазведки. 2006. №1. С. 69-78.

Boyles J.M., Scott A.J. A model for migrating shelf-bar sandstones in the Upper Mancos Shale (Campanian), Northwestern Colorado. Wyoming: AAPG, 1982. Bull. 66. P. 491-508.

Hobson J.P., Fowler M.L., Beaumont E.A. Depositional and statistical exploration models, Upper Cretaceous offshore sandstone complex, Sussex Member, House Creek field. Wyoming: AAPG, 1982. Bull. 66. P. 689–707.

Knight R.J., McLean J.R. Shelf sands and sandstones. Canadian Society of Petroleum Geologists, 1986, Bull. 11.

Mitchum R.M. Seismic stratigraphy and global changes of sea level. Pt. 1: Glossary of terms used in seismic stratigraphy // Seismic stratigraphy - applications to hydrocarbon exploration. Tulsa, Oklahoma: AAPG, 1977. – Mem. 26. P. 205-212.

Sandstone depositional environments / Ed. By Peter A.Scholle and Darwin Spearing. - Tulsa, Oklahoma: AAPG, 1982. - 410 p.

Подробнее об авторах



Жемчугова
Валентина Алексеевна

гл. геолог
ООО "Геофизические
системы данных"
д.г.-м-н., профессор



Жуков
Александр Петрович

директор
ООО "Геофизические
системы данных"
д.т.н., профессор

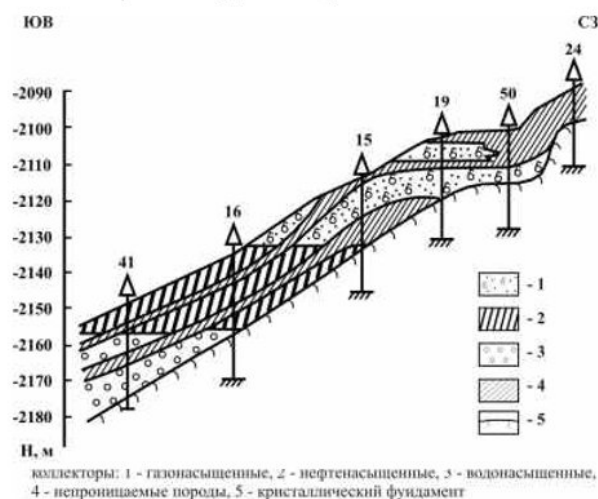
Особенности выявления нефтегазоносных объектов в сейсмогеологических условиях юга Непско-Ботубинской антеклизы

■ Ячменёва Л.В., ООО НПК «Геопроект», г. Саратов

В настоящее время Восточная Сибирь является регионом, перспективы развития которого связывают с развитием нефтегазоносного комплекса Российской Федерации. При этом основными районами лицензирования недр выбраны наиболее изученные с точки зрения подготовки промышленных запасов углеводородного сырья [1]. К такому региону относится территория южного склона Непско-Ботубинской антеклизы. Здесь расположены нефтегазовые и газонефтяные месторождения Ярактинское, Нарьягинское, Даниловское, Марковское, Ангара-Илимское, Аянское, Токминское (<http://iv-g.livejournal.com/951933.html>).

Началом изучения геологического строения территории послужили маршрутные исследования В.А. Обручева (1892 г.). В 1949 г. (Н.И. Фомин) была проведена геологическая съёмка масштаба 1:1 000 000, отмечено наличие антиклинальных структур и куполовидных поднятий. В 1957 г. по результатам контрольных маршрутов (Г.А. Кузнецов) были выделены зоны складок (Непская, Марковско-Ичерская, Приленская), формирование которых связывали с подвижками фундамента. Теоретическое обоснование нефтепоисковых работ было дано в работе [2]. В 1962 г. на основании рекомендации на бурение опорной скважины на Марковской антиклинали было открыто первое в Восточной Сибири Марковское нефтегазоконденсатное месторождение. Получение в 1969 г. притока нефти в скв. № 5 Северо-Марковской свидетельствовало об открытии нового нефтяного месторожде-

ния, названного Ярактинским (в дальнейшем было определено, что это газоконденсатное месторождение с нефтяной оторочкой) (Рис. 1).

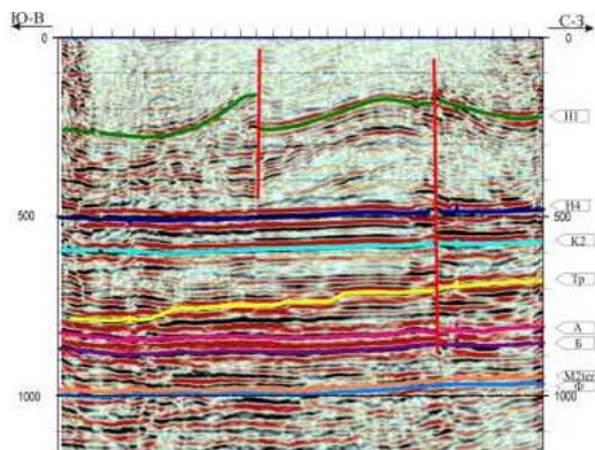


▲ Рис. 1. Геологический разрез продуктивного горизонта Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения.

Первые открытия были сделаны практически без применения геофизических методов поиска и разведки. Конечно, в дальнейшем геофизические работы (гравиразведка, электроразведка, сейсморазведка) проводились регулярно и в достаточно больших объемах.

Сейсморазведочные рекогносцировочные работы МОВ на южном склоне Непско-Ботубинской антеклизы начались с 1967 года. По результатам этих работ были выделены отражающие сейсмические горизонты Б и H_1 , и были построены первые структурные карты. С 80-х годов проводились работы МОГТ-2Д. В настоящее время в пределах месторождений проводится съёмка МОГТ-3Д.

В геологическом строении площади принимают участие ниже-протерозойские метаморфические и интрузив-



▲ Рис. 2. Фрагмент временного разреза с корреляцией

ные образования кристаллического фундамента, породы вендской, кембрийской, ордовикской и юрской систем. В осадочной толще выделяются три структурно-литологических комплекса: подсолевой, соленосный и надсолевой.

Основные отражающие горизонты территории исследования следующие (Рис. 2): H_1 (кровля литвинцевской свиты кембрия ϵ_1-2lt); H_4 (кровля булайской свиты нижнего кембрия ϵ_1bl); K_2 (кровля ниже-среднебельской подсвиты нижнего кембрия ϵ_1bs1+2); Tr (кровля трапповых интрузий); A (кровля осинского горизонта усольской свиты нижнего кембрия ϵ_1us); B (кровля даниловской свиты вендско-кембрийской системы $V-\epsilon_1dn$); $M_{2тер}$ (кровля терригенных отложений тирской свиты венда Vtr); Φ (кровля кристаллического фундамента $AR-PR$).

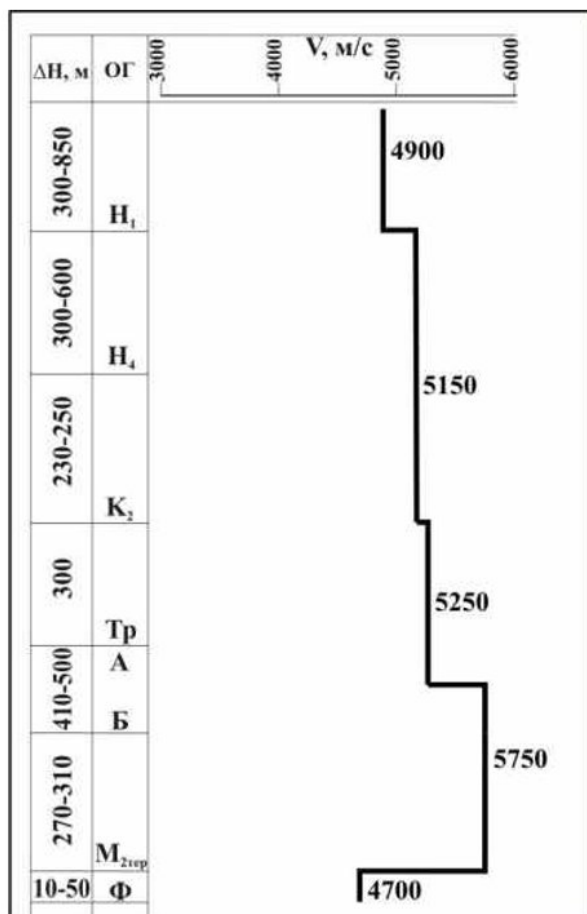
Подсолевой структурный комплекс включает отложения от кровли осинского горизонта усольской свиты нижнего кембрия (A) до поверхности кристаллического фундамента (Φ). Отмечается пологий подъём поверхности фундамента и подсолевых отложений в северо-восточном направлении. В этом же направлении уменьшается толщина подсолевых отложений.

Соленосный комплекс включает в себя галогенно-карбонатные отложения от кровли ангарской свиты нижнего кембрия до кровли осинского горизонта усольской свиты (A). Характеризуется интенсивным развитием дизъюнктивных и пликтивных дислокаций, связанных с проявлением соляной тектоники, осложненной в отдельных случаях воздействием трапповых интрузий.

Надсолевой комплекс представлен кайнозойскими, юрскими, ордовикскими, а также верхне- и среднекембрийскими отложениями. Разрез хорошо изучен по данным геолого-съёмочных и структурно-поисковых работ.

Следует отметить, что перспективная часть разреза связана с подсолевыми отложениями. В интервале вендского терригенного комплекса (интервал $\Phi-M_{2тер}$) выявлено 67% залежей нефти и газа. На карбонатные отложения вендско-нижнекембрийского комплекса (интервал $M_{2тер}-A$) приходится 30% залежей углеводородов [1].

Поиски и разведка месторождений нефти и газа на рассматриваемой территории в настоящее время базируются, в основном, на сейсморазведочных данных. Сейсмогеологические условия характеризуются наличием разновозрастных дизъюнктивных нарушений (фундамента, подсолевых и надсолевых отложений), выходом на дневную поверхность пород кембрия и ордовика, воздействием трапповых интрузий. Всё это затрудняет прослеживание целевых отражающих горизонтов. Фрагмент временного разреза (см. Рис. 2) демонстрирует неразрешенную волновую картину в верхней части (до горизонта H_1 , для пород среднего, верхнего кембрия и ордовика), сложную морфологию границ разреза, резкую латеральную изменчивость.



▲ Рис. 3. Сводный скоростной разрез.

Другой сейсмогеологической особенностью территории являются высокие значения интервальных скоростей распространения сейсмических волн, существенная их изменчивость по вертикали и по горизонтали.

На рисунке 3 представлен сводный скоростной разрез, который показывает, что скорости в изменяются от 4900 м/с. до 5750 м/с. В терригенном продуктивном комплексе по данным ВСП скорость составляет 4700 м/с.

Свою специфику имеет методика структурной интерпретации данных сейсморазведки МОГТ в сейсмогеологических условиях юга Непско-Ботубинской антеклизы. Этому вопросу посвящены современные исследования [3 - 6]. Однако, несмотря на некоторые оптимистические выводы по повышению точности структурных построений при

использовании глубинно-скоростных моделей (по данным сейсморазведки), а именно, что «реализуемая методика позволяет повысить точность структурных построений в 5 раз по сравнению с традиционными подходами использования зависимостей время - глубина по ВСП» [3], практика показывает другое. При трансформации поверхностей отражающих горизонтов из масштаба времени в масштаб глубин используется в качестве наиболее предпочтительной методика структурных построений по графикам зависимости между глубинами (по данным бурения) и временами регистрации прокоррелированных горизонтов, и это, как правило, линейные зависимости $H=f(T)$. Считается, что эта методика для данных сейсмогеологических условий наиболее точная.

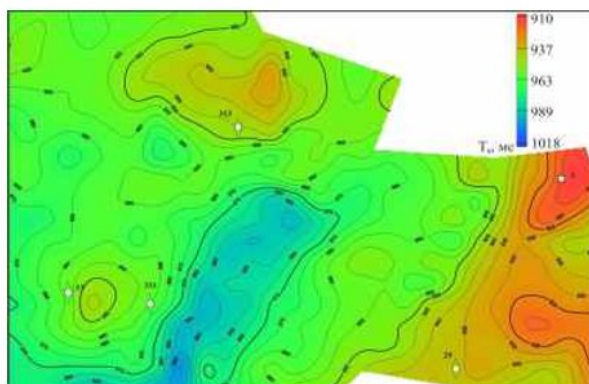
При подготовке объектов по данной территории структурный фактор, как правило, не является определяющим. Необходима совокупность данных, включающая значения толщину отложений целевых интервалов, выводы по результатам сейсмофациального анализа. Широко используют возможности прогнозирования по сейсмическим данным, в частности, прогнозирования коллекторских свойств на основе акустической инверсии и расчёта атрибутов сейсмической записи.

Прогнозирование выполняется с использованием современных вычислительных технологий. Исходными данными для прогнозирования является сейсмический материал после миграции до суммирования (Pre-stack Time Migration) с сохранением истинного соотношения амплитуд (обеспечивающий качественное прослеживание опорных и целевых отражающих горизонтов), а также флюидо-емкостные свойства (ФЕС) пластов по данным ГИС. При интерпретации ГИС в

перспективных интервалах разреза выделяют коллекторы, определяют коэффициенты пористости, нефтегазонасыщенности.

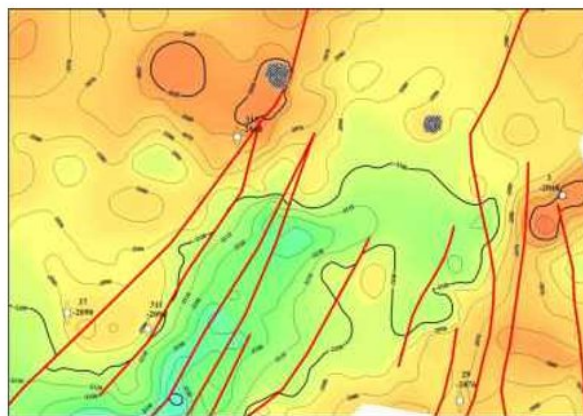
С использованием специализированных программных средств проводят расчёт сейсмических атрибутов, импедансов, карт сейсмофаций в интервалах продуктивных горизонтов. Для оценки коллекторских свойств находят зависимости между емкостными параметрами и сейсмическими атрибутами, импедансами.

При этом могут быть рассчитаны коэффициенты корреляции для следующих параметров: средневзвешенные значения коэффициента пористости (K_p), эффективная толщина коллектора ($H_{эф}$), линейный поровый объём ($ЛПО = H_{эф} \cdot K_p$), коэффициент эффективной толщины ($K_{эт} = H_{эф} / H_{об}$).



▲ Рис. 4. Фрагмент карты изохрон по горизонту $M_{2тер}$

На рисунке 4 представлен фрагмент карты изохрон по горизонту $M_{2тер}$, а на рисунке 5 - фрагмент структурной карты по тому же горизонту. Поскольку трансформация в глубины была реализована по линейному графику зависимости, можно отметить существенное сходство в конфигурации поверхности T_0 и структурной карты. Отличие лишь в некотором изменении конфигурации изогипс структурной карты за счёт протрассированных разломов.



▲ Рис. 5. Фрагмент структурной карты по горизонту $M_{2тер}$.

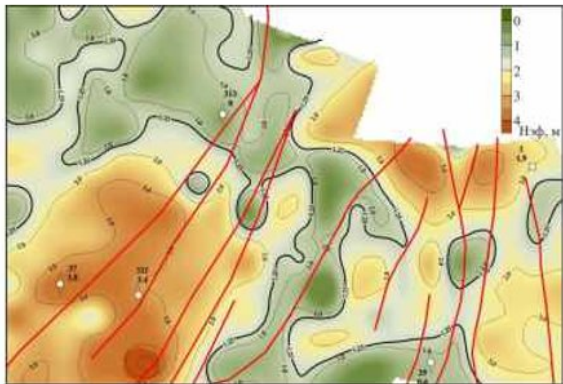
Приподнятые в сторону восстания зоны могут быть локализованы, как перспективные (см. Рис.5). Однако определяющими признаками для этого являются:

- наличие достаточной толщины перспективного пласта;
- улучшенные коллекторские свойства.

Поэтому обязательно анализируется карта толщины интервала Ф- $M_{2тер}$ и реализуется прогноз коллекторских свойств (повышенных значений коэффициента пористости K_p , в нашем случае эффективной толщины коллектора $H_{эф}$). На рисунке 6 представлен фрагмент прогнозной карты распределения $H_{эф}$ в продуктивном пласте ярактинского горизонта $M_{2тер}$. Граничное значение $H_{эф}$ составляет 1.25 м, меньше этого значения перспективы отсутствуют. Карта получена с привлечением технологии, реализованной в комплексе Geoview (CGG Veritas Hampson-Russell).

В соответствии с представленным прогнозом (см. Рис. 6) можно локализовать зоны повышенных значений $H_{эф}$, что при сопоставлении с картами повышенных толщин изучаемого интервала и позволит выбрать точки для последующего поискового или разведочного бурения.

В связи с вышесказанным, следует отметить следующие особенности выяв-



▲ Рис. 6. Фрагмент прогнозной карты распределения эффективной толщины ($H_{эф.}$) в продуктивном пласте ярактинского горизонта ($M_{2тер}$).

ления нефтегазоносных объектов в сейсмогеологических условиях юга Непско-Ботубинской антеклизы.

1. При подготовке объектов по данной территории структурный фактор, как правило, не является определяющим. Однако, рассматриваются, в основном, приподнятые зоны.

2. Сейсмические полевые наблюдения должны обеспечивать наряду с фазовым прослеживанием целевых горизонтов возможность качественного выполнения динамического анализа сейсмического материала.

3. На основании многолетнего опыта принята методика структурных построений, использующая корреляционные связи между временами картируемых горизонтов и их глубинами (по данным бурения).

4. При подготовке объектов используется совокупность данных: толщины отложений целевых интервалов, результаты сейсмофациального анализа, результаты прогнозирования коллекторских свойств разреза по сейсмическим данным.

Литература.

1. Шемин Г.Г. - Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботубинская, Байкитская антеклизы и Катангская седловина). Изд. СО РАН, 2007, - 467 с.

2. Васильев В.Г., Гришин Г.Л., Карасев И.П. Пути практического решения проблемы нефтегазоносности Восточной Сибири. Гостехиздат, 1959г.

<http://www.geokniga.org/books/8682>

3. С.А. Барышев, В.Д. Клыкова, Н.В. Труфанова (ФГУНПП «Иркутскгеофизика»). Особенности сейсмических исследований на юге Сибирской платформы. Журнал «Технологии сейсморазведки», № 2, 2004г.

4. Н.В. Труфанова, Ю.А. Наумова, И.В. Гинзбург, В.А. Заравняев (ФГУНПП «Иркутскгеофизика»). Оптимизация глубинно-скоростной модели и повышение точности миграционных преобразований на основе данных ВСП и ГИС. «Технологии сейсморазведки», № 3, 2008г.

5. Н.В. Труфанова, Е.В. Теменёва (ФГУНПП «Иркутскгеофизика»). Построение глубинно-скоростной модели миграции в условиях юга Сибирской платформы. Доклад на Семинаре Paradigm (Переосмысливая интерпретацию) 22 мая 2012г.

6. Н.В. Труфанова, Е.В. Теменёва, И.П. Стрельченко, В.А. Заравняев (ФГУНПП «Иркутскгеофизика»). Структурная интерпретация данных МОГТ в сложных сейсмогеологических условиях Восточной Сибири. Журнал «Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири», № 2, 2014г

Подробнее об авторе



Ячменёва
Людмила Васильевна

Зам. директора
ООО НПК "Геопроект"
по производству,
к. г.-м. наук

Методика проведения работ в скважинной сейсморазведке

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

Введение

Современная скважинная сейсморазведка является многоволновым методом, поскольку проводится она, как правило, трёхкомпонентными зондами. Аббревиатура ВСП (вертикальное сейсмическое профилирование), используемая здесь для краткости и как устоявшееся понятие, не вполне отображает множество модификаций скважинной сейсморазведки, предложенных к настоящему времени. Эта оговорка существенна, так как к настоящему времени к методу ВСП в нашей стране и за рубежом принято относить уровневые наблюдения, при которых зонд находится на фиксированной глубине, а источник колебаний перемещают вдоль земной поверхности (walkaway VSP, walkaround VSP, massive VSP), и даже наблюдения в горизонтальных скважинах. Для этих модификаций скорее бы подошло название *горизонтальное скважинное сейсмическое профилирование*.

Методика работ ВСП непосредственно привязана к методическим, геологическим и технологическим задачам, решаемым этим методом [Гальперин, 1994]. К ключевым вопросам методики, рассматриваемым ниже, относят выбор условий возбуждения колебаний и системы наблюдений.

Условия возбуждения колебаний

Выбор условий возбуждения определяется тем, какие источники колебаний доступны для проведения работ – наземные или погружные. В каждом конкретном случае предпочтение отдают тому источнику, который оказывается наиболее эффективным, т.е. в конкретных сейсмогеологических условиях обеспечивает приемлемое качество записей при наименьших затратах. Для проведе-

ния ВСП используют те же источники колебаний, что и в позиционной (наземной и морской) сейсморазведке.

Одним из условий получения записей ВСП высокого качества является постоянство условий возбуждения. Необходимость многократного возбуждения колебаний для отработки скважины малоканальными зондами заставляет отдавать предпочтение невзрывным импульсным и вибрационным источникам, обладающим наибольшей стабильностью. Требование высокой надежности вытекает из того, что при отработке скважины малоканальными зондами при достаточно малом шаге наблюдений приходится за короткое время осуществлять множество воздействий, количество которых достигает сотен.

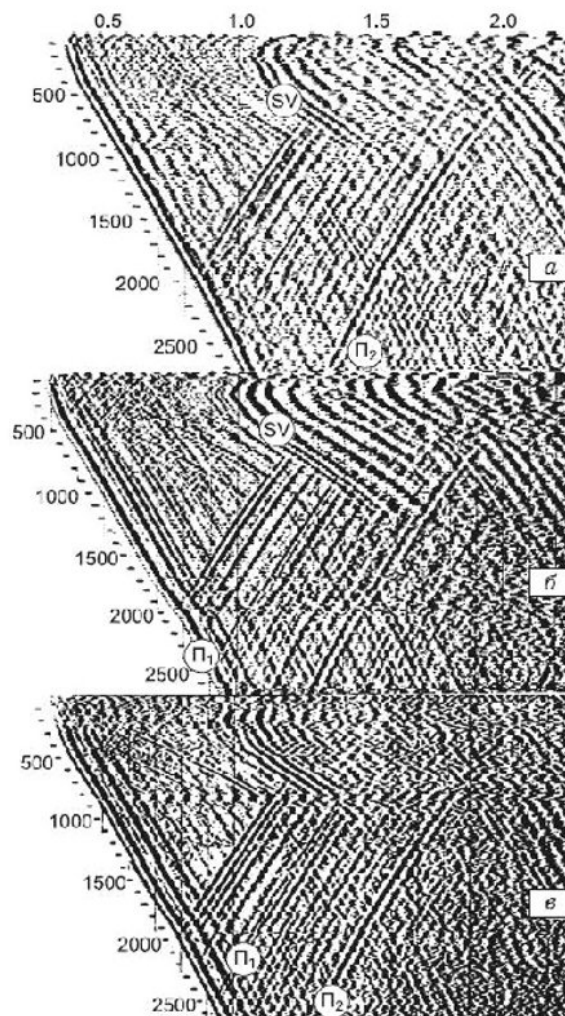
Мобильность невзрывных поверхностных источников позволяет эффективно использовать их в тех модификациях метода ВСП, которые требуют оперативного изменения местоположения ПВ при отработке скважин. Виброисточник наилучшим образом удовлетворяет таким важным для метода ВСП характеристикам, как надежность и повторяемость [Жуков и др., 2011].

Еще одно важное требование к источнику колебаний в методе ВСП – это достаточно широкий диапазон частот возбуждаемых колебаний. В методе ВСП одной из главнейших методических задач является изучение условий выделения волн, отраженных от всех сейсмических границ, представляющих геологический интерес. Ясно, что спектры различных отражений могут сильно различаться между собой. Более того, отражения от одного и того же объекта, полученные на различных типах волн, могут существенно различаться. Поэтому полоса частот,

излучаемых в среду при проведении работ методом ВСП, должна определяться лишь техническими возможностями используемых источников и быть максимально расширенной как в область низких, так и в область высоких частот. К этому следует добавить и тот очевидный факт, что, независимо от спектров конкретных отражений, расширение полосы возбуждаемых частот позволяет наиболее эффективно применять фильтры сжатия на этапе обработки. Сопоставление различных источников между собой позволяет оценить сейсмическую эффективность каждого из них в конкретных сейсмогеологических условиях.

На рис. 1 приведен пример сейсмограмм ВСП, полученных при возбуждении колебаний взрывами в мелких скважинах, импульсным газодинамическим источником ГСК-6 и виброисточником СВ-5-150. На участке Жанажол (Казахстан) все три источника позволили получить сопоставимые между собой записи с достаточно высокой повторяемостью формы сигнала и глубиной исследования. Целевые отражения П1 и П2, соответствующие ниже- и подсолевым отложениям, выделяются одинаково уверенно. Видно, однако, что сейсмограмма ВСП, полученная с взрывным источником, отличается более коротким импульсом прямой волны и большей разрешенностью последующей записи.

При выборе глубины погружного источника учитывают, прежде всего, положение акустически наиболее резкой границы. Ею может быть подошва зоны малых скоростей (ЗМС), а также дневная или морская поверхность. Волна-спутник, отраженная от такой границы, в наибольшей степени влияет на форму суммарного сигнала и его спектр. Сильное влияние самой верхней части разреза и глубины источника на прямую волну



▲ Рис. 1. Сопоставление сейсмограмм ВСП при возбуждении колебаний взрывами в мелких скважинах (а), источником ГСК-6 (б) и виброисточником СВ-5-150 (в). Месторождение Жанажол (Казахстан).

можно использовать для управления спектральным составом возбуждаемых колебаний. Ясно, что от спектрального состава возбуждаемых колебаний зависит не только спектральный состав продольных волн, но и обменных волн различного типа, используемых в МВС.

В случае простого строения ЗМС частотную характеристику $H(f)$ интерференционной системы (прямая волна плюс спутник) можно легко рассчитать, зная глубину источника, глубину подошвы ЗМС и коэффициент отражения K :

$$H(f) = \sqrt{1 + K^2 - 2K \cos(2\pi f\tau)}$$

где $\tau = 2h/V$, h – глубина источника под акустически наиболее резкой границей, V – скорость в среде, в которой расположен источник колебаний.

Из этой формулы видно, что $H(f)$ имеет периодический характер, колеблясь между значениями $(1+K)$ и $(1-K)$. Первый максимум $H(f)$ соответствует $f_{max} = V/4h$. Для частот $f < f_{max}$ частотная характеристика $H(f)$ напоминает фильтр высоких частот, воздействие которого на спектр импульса прямой волны приводит к обогащению его высокими частотами, если f_{max} расположен в правой части

рабочего диапазона частот.

На рис. 2 в качестве примера приведены суммарные импульсы, зарегистрированные зондом в глубокой скважине, а также их спектры (Московская синеклиза). Видно, что в интервале глубин 21–23 м происходит скачкообразное изменение частоты максимума спектра суммарного сигнала, обусловленное взаимодействием второго минимума $H(f)$ и максимума спектра прямой волны: на глубине $h=21$ м частота максимума составляет 34 Гц, а при $h=23$ м – 63 Гц. В интервале глубин 8–20 м она постепенно уменьша-

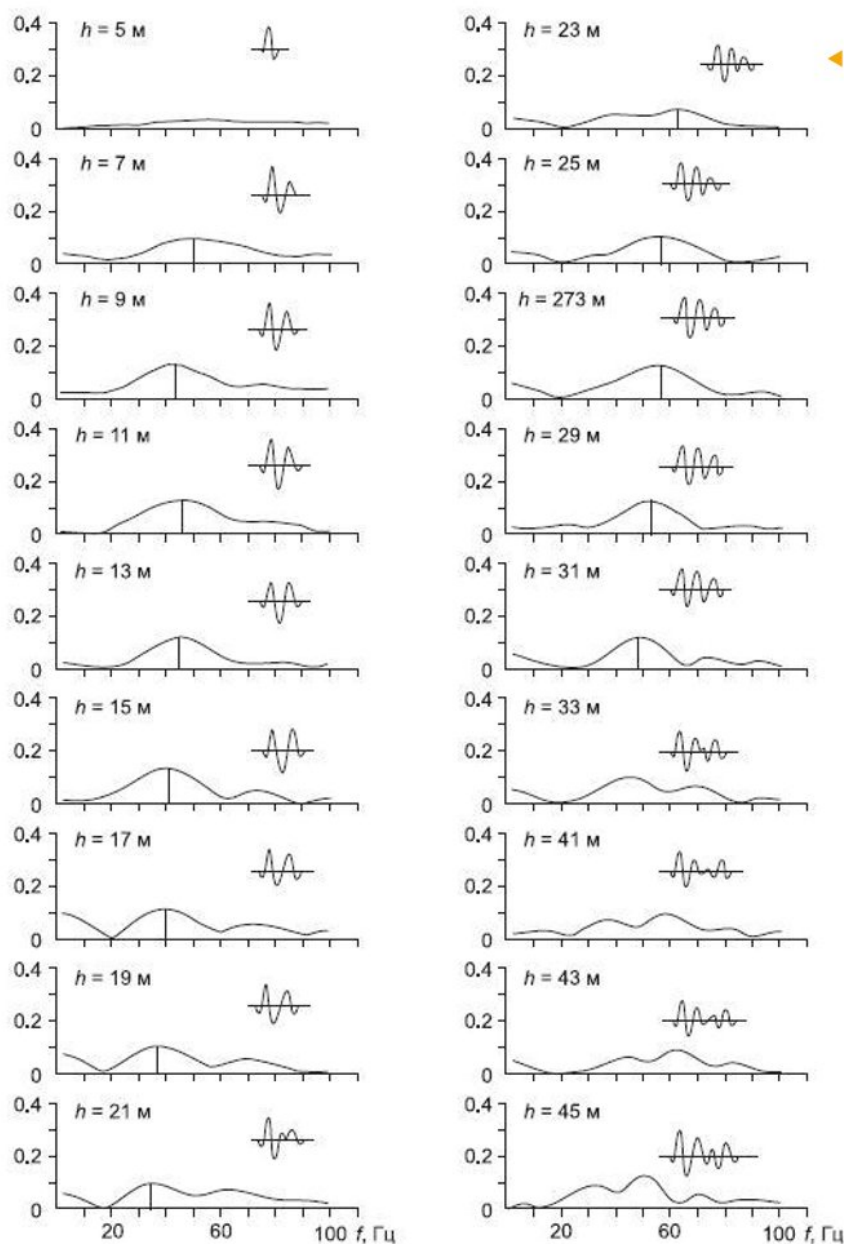


Рис. 2. Амплитудные спектры импульсов (прямая волна + спутник) при разной глубине взрыва.

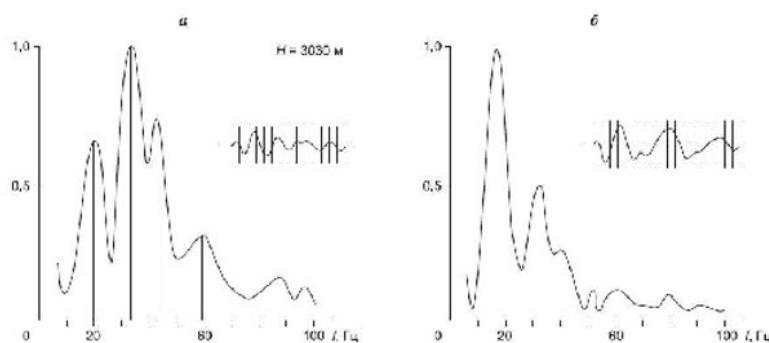


Рис. 3. Форма и спектры импульсов, возбуждаемых при взрывах в мелких скважинах. Вынос ПВ 200 м, глубина приема 3030 м, взрывы зарядов тротила весом 0.4 кг на глубине 16 м (Белоруссия); а – при взрывах из вновь пробуренной скважины, б – после многократных взрывов в одной и той же скважине.

ется в среднем на 10 Гц (от 45 до 35 Гц). Ширина основного максимума спектра (на уровне 0.7) уменьшается с глубиной постепенно, в среднем на 5 Гц в интервале глубин 8-30 м. Сопоставление теоретически рассчитанных и экспериментальных значений максимума и ширины спектра убедительно показало, что на спектры суммарных импульсов в аналогичных условиях основное влияние оказывает волна-спутник.

Если глубину источника колебаний под акустически наиболее резкой границей выбрать такой, чтобы f_{max} совпадала с максимальной частотой рабочего диапа-

зона сейсморегирующей аппаратуры, то это приведет к максимальному расширению спектра возбуждаемых колебаний вправо, в область высоких частот.

Постоянная глубина источника колебаний далеко не всегда обеспечивает стабильность возбуждаемого импульса. При фиксированной глубине приёма после ряда воздействий можно иногда наблюдать низкочастотные «хвосты», сопоставимые по интенсивности с основным импульсом (рис. 3). Природа таких «спутников» не вполне ясна, но связаны они предположительно с изменением упругих свойств среды, непосредственно окружающей источник, под влиянием многократных на неё воздействий.

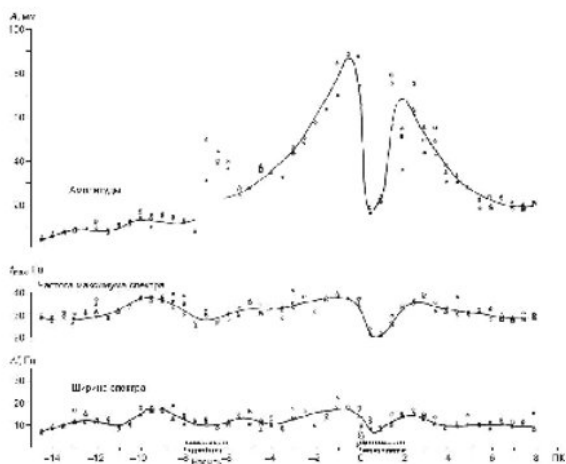


Рис. 4. Амплитуды (сверху) и параметры спектра импульса прямой волны с различных ПВ. Источник – ГСК-10, глубина приема 1100-1200 м (Белоруссия). Справа от скважины показана дорога через болото. Болотистый участок характеризуется аномальным уменьшением амплитуды и частоты максимума спектра.

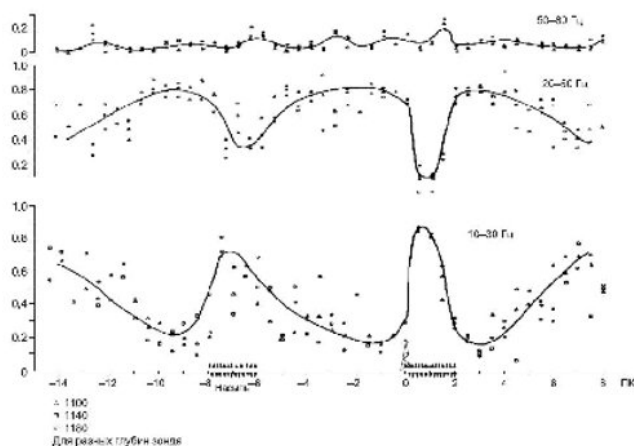
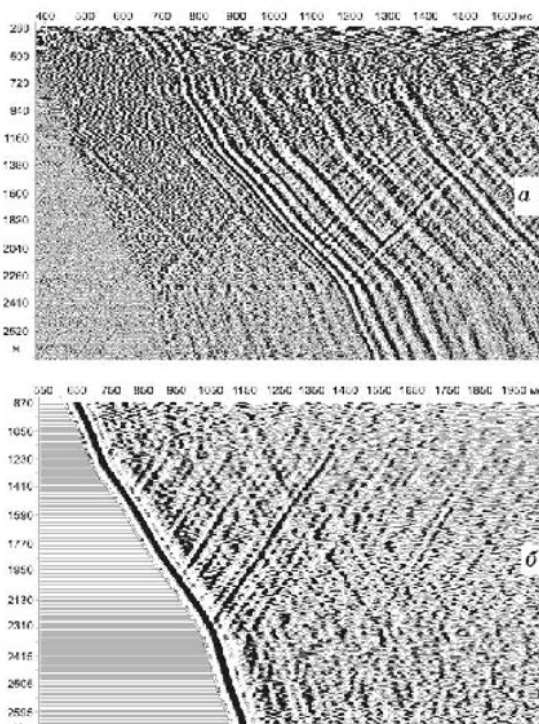


Рис. 5. Относительная интенсивность (снизу вверх) низко-, средне- и высокочастотных частей спектра импульсов прямой волны с различных ПВ. Источник – ГСК-10, глубина приёма 1100-1200 м (Белоруссия).

На спектральный состав колебаний, возбуждаемых поверхностными источниками, сильное влияние оказывают механические свойства грунта, через который передаются усилия от источника в среду. Регистрация колебаний внутри среды позволяет отчётливо это увидеть. В качестве примера на рис. 4-5 приведены амплитуда и параметры спектра прямой волны, зарегистрированной в скважине. Невзрывной импульсный источник перемещался по насыпной дороге, проложенной по частично заболоченной местности. Видно, как в пределах заболоченных участков резко падает интенсивность возбуждаемых колебаний, при этом частота максимума перемещается в низкочастотный диапазон, а ширина спектра уменьшается. Неучет подобных эффектов в наземной сейсморазведке приводит подчас к тому, что их приписывают изменению свойств отражающих границ.



▲ Рис. 6. Сейсмограмма ВСП на у-компоненте; а – исходная запись, б – после деконволюции по цугу падающих поперечных волн. Восточная Сибирь.

Системы наблюдений в методе ВСП

В зависимости от степени сложности решаемых задач и исследуемой геологической среды применяют одномерные, двумерные, трёхмерные и площадные системы наблюдений.

Источники колебаний могут быть направленными или ненаправленными. К настоящему времени накопилось достаточно много примеров того, как в районах с различными сейсмогеологическими условиями при возбуждении колебаний ненаправленными или невзрывными источниками с вертикальной направленностью регистрируются регулярные волны на «побочной» у-компоненте (рис. 6).

Шаг наблюдений по стволу скважины. При проведении работ любыми модификациями метода ВСП шаг между соседними точками наблюдения ΔZ выбирают из условия:

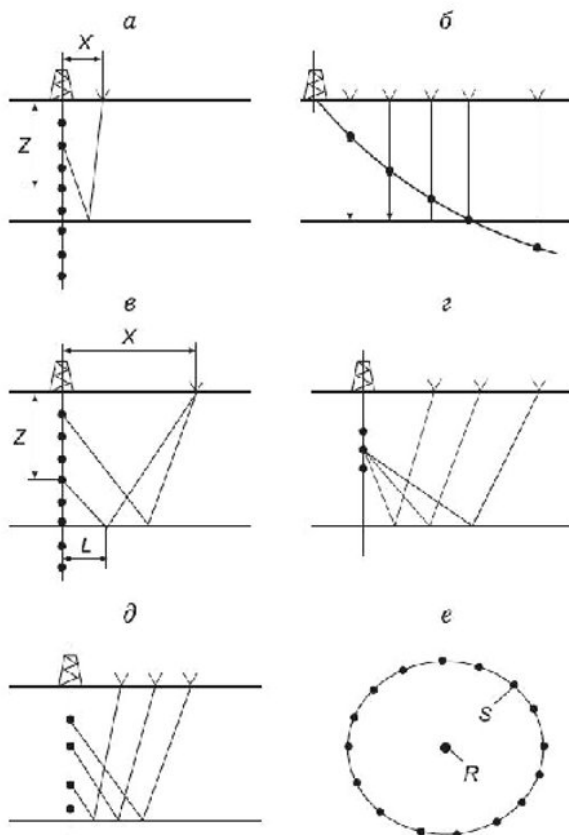
$$\Delta Z \leq V_{\min} / (2f_{\max}),$$

где $V_{\min}$ – минимальная пластовая скорость распространения поперечных волн в пределах покрывающей толщи разреза, пересеченной скважиной; $f_{\max}$ – правая граничная частота рабочего диапазона частот (максимальная частота в спектре возбуждаемого сигнала).

Из этой формулы следует, что при регистрации обменных PS-волн, спектры которых близки к спектрам продольных волн, шаг наблюдений по стволу скважины должен быть вдвое меньшим по сравнению с шагом на продольных волнах. В противном случае на этапе обработки записей при разделении волн можно столкнуться с искажающим влиянием аляйсинг-эффекта.

Модификации скважинной сейсморазведки, их преимущества и недостатки

Системы наблюдений, соответствующие основным модификациям метода ВСП, схематически изображены на рис. 7.



▲ Рис. 7. Основные модификации метода ВСП
а, б – продольное ВСП в вертикальной и наклонной скважинах ($X < Z$); в – не продольное ВСП (НВСП); г – уровневое ВСП (МОГ); д – ВСП с подвижным источником (ВСП-ПИ); е – круговое уровневое ВСП (R – проекция сейсмоприемника на земную поверхность, S – источник колебаний).

Описываемые ниже модификации в нашей стране и за рубежом получили определённые, не вполне совпадающие при переводе с одного языка на другой, названия.

Продольное ВСП (zero-offset VSP) является стандартной модификацией метода, проводящейся практически во всех скважинах, обрабатываемых методом ВСП. Название этой модификации определяется тем, что в ней удалением ПВ от скважины можно пренебречь по сравнению с глубиной зонда (рис. 7, а). Применяется для определения средних, пластовых и интервальных сейсмических скоростей, для изучения волнового поля

и стратиграфической привязки волн, изучения их затухания, для расчёта операторов фильтра при деконволюции записей наземной сейсморазведки и ВСП, а также для опережающего прогноза акустической жесткости отложений ниже забоя скважины.

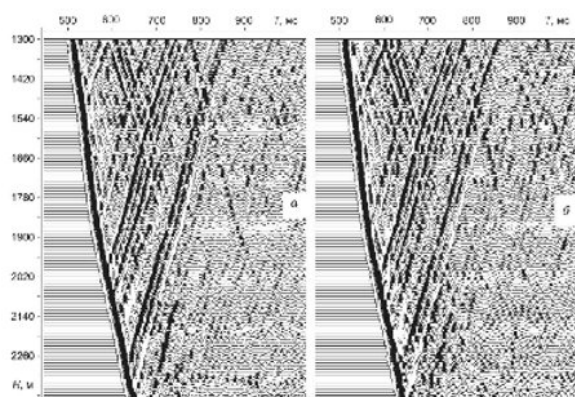
ВСП в наклонных скважинах (deviated-well VSP) проводят на вертикальных (центральных) лучах, перемещая источник колебаний вдоль земной поверхности, а зонд – вдоль ствола скважины таким образом, чтобы они всегда находились на вертикальной линии (рис. 7, б). Эту модификацию по существу относят к продольному ВСП, так как удаление источника от проекции точки приема на земную поверхность имеет здесь тот же смысл, что и удаление ПВ от устья вертикальной скважины. Применяется для решения большинства задач, указанных выше для продольного ВСП в вертикальных скважинах. Кроме того, с успехом применяется для изучения околоскважинного пространства при помощи разрезов, протяженность которых в плане близка к длине проекции ствола скважины на земную поверхность. Такие разрезы, элементарно получающиеся из исходных записей, отличаются высокой разрешенностью и достоверностью.

Профильные модификации метода ВСП

Основное назначение профильных модификаций ВСП – изучение структуры околоскважинного пространства. Результатом обработки при этом являются глубинные или временные разрезы, а также значения сейсмических параметров, полученных в результате решения обратной задачи.

В настоящее время применяют три профильные модификации – не продольное ВСП (НВСП), уровневое ВСП, а также ВСП с подвижным источником колебаний (ВСП-ПИ).

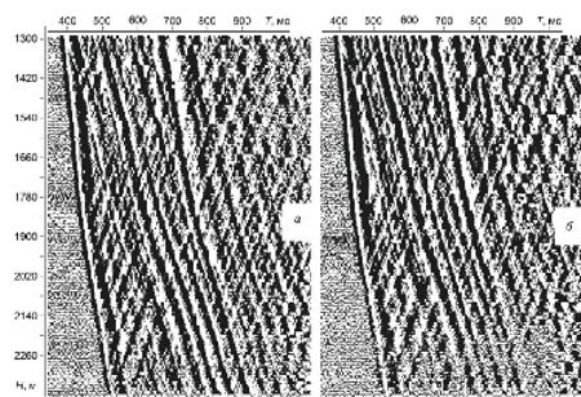
Непродольное ВСП (offset VSP) – модификация, в которой удалением ПВ от скважины нельзя пренебречь по сравнению с глубиной точки приема, перемещающейся в процессе отработки скважины (рис. 7, в). НВСП широко используют при решении структурных, параметрических и литолого-стратиграфических задач, изучении анизотропии скоростей и выделении трещинных коллекторов по поляризации волн. При изучении коллекторов трещинного типа по меньшей мере три ПВ размещают в различных азимутах [Шехтман, Кузнецов, Ефимов и др., 2004]. Проведение НВСП с разноудалённых ПВ (multioffset VSP) в условиях наклонно-слоистых сред позволяет количественно оценить параметры анизотропии и успешно использовать их при формировании изображений среды [Grech et al., 2002]. В условиях искривленных скважин проведение НВСП с пунктов возбуждения, расположенных симметрично относительно проекции ствола скважины на земную поверхность с использованием продольных и обменных волн позволяет успешно изучать трещиноватые анизотропные зоны в карбонатах [Liu et al., 2006].



▲ Рис. 8. Сейсмограммы ВСП-ПВ после ввода статики и деконволюции по цугу падающих волн; а – на запад от скважины, б – на восток. Z-компонента. Восточная Сибирь [Шехтман и др., 2009].

Уровневое ВСП (walkawayVSP). В этой модификации метода, больше известной раньше как метод обращенных годографов, или МОГ, положение зонда в скважине фиксировано, а ПВ перемещают вдоль горизонтальных профилей, пересекающих устье скважины или (в случае искривленной скважины) проекцию на земную поверхность фиксированного интервала скважины, содержащего точку приёма (рис. 7, г). Модификацию широко используют за рубежом в сочетании с НВСП при изучении параметров анизотропии скоростей и структуры околоскважинного пространства.

Круговое уровневое ВСП (walkaround VSP) – модификация метода ВСП, в которой источник колебаний перемещают вдоль круговой линии вокруг устья скважины или проекции точки приёма на дневную поверхность (в случае искривленных скважин) (рис. 7, е). Используют для изучения анизотропии и анализа расщепления поперечных волн в условиях трещиноватых зон. Довольно эффективным является использование круговых профилей при изучении анизотропии слоистых сред [Winterstein and De, 2001] и трещиноватых зон [Horne, 2003; Maultzsch et al., 2009; Wild, 2011].



▲ Рис. 9. Сейсмограммы ВСП-ПВ на х-компоненте после ввода статики; а – профиль на запад от скважины, б – на восток. Восточная Сибирь [Шехтман и др., 2009].

ВСП с подвижным источником колебаний (ВСП-ПИ) (moving source VSP). При ВСП-ПИ скважина отрабатывается при одновременном изменении местоположения зонда при его движении снизу вверх и местоположения ПВ при его перемещении от скважины (рис. 7, д). Эту модификацию метода применяют с целью локализации нефтеконтролирующих тектонических нарушений, детализации строения сложно построенных нефтеперспективных объектов, а также выяснения причин отсутствия нефти в скважине, расположенной рядом с фонтанировавшей скважиной [Шехтман, 1994].

Сейсмограмма ВСП-ПИ имеет вид, вполне привычный для пользователя методом ВСП. В нижней своей части она совпадает с сейсмограммой продольного ВСП, а в верхней части – с сейсмограммой НВСП (рис. 8). Обращает на себя внимание отчетливое разделение различных типов волн на различных компонентах: на z -компоненте прослеживаются восходящие продольные волны, а на x -компоненте – восходящие обменные волны типа PS (рис. 9).

ВСП-ПИ выполняют вдоль каждого из лучей (профилей пунктов возбуждения) за одну спуско-подъемную операцию. Для увеличения отношения сигнал/помеха можно применять многократное ВСП-ПИ, отрабатывая скважину повторно при различных начальных выносах ПВ. Наличие густой сети скважин, характерной для разведочного этапа, позволяет рассчитать встречную систему наблюдений таким образом, чтобы отдельные сейсмические разрезы ВСП можно было стыковать между собой в единый разрез, освещающий межскважинное пространство. Достигается это путем выбора соответствующих удалений ПВ от скважины.

Объективный анализ преимуществ и недостатков устоявшихся и вновь предложенных модификаций метода возможен лишь при количественной оценке параметров, общих для сопоставляемых модификаций. В качестве таких параметров правомерно использовать размер участка освещенности исследуемой границы отражёнными волнами (интервал границы, расположенный между крайними точками отражения), плотность расположения точек отражения (количество точек отражения, приходящееся на единицу длины участка освещенности), а также угол падения волны на отражающую границу [Шехтман, 1994]. Сопоставим между собой различные модификации по этим трём параметрам. Для ясности ограничимся плоской отражающей границей, разделяющей два полупространства.

Обозначим через φ угол падения отражающей границы, z - глубину точки приёма, H - глубину границы по вертикали, x - расстояние ПВ от устья скважины. Тогда удаление точки l точки отражения от начала координат составит следующую величину:

$$l = (H - z) \frac{x \cos 2\varphi \pm H \sin 2\varphi}{(2H - z) \cos \varphi \mp x \sin \varphi}$$

где верхний знак в дроби соответствует положению точки отражения по восстанию, а нижний – по падению.

По этой формуле, зная глубину верхней точки приема в скважине, можно рассчитать величину участка освещенности монотипными отраженными волнами границы, расположенной на глубине H . Для границ, расположенных ниже забоя скважины, наибольшую длину участок освещенности имеет при изучении околоскважинного пространства модификацией ВСП-ПИ. При изучении менее глубоких границ (пересечён-

ных скважиной) размеры участков освещённости для НВСП и ВСП-ПИ совпадают, превышая размер участка освещённости для МОГ. Исключением может быть случай, когда выше уровня регистрации колебаний при МОГ качество материала плохое, - тогда освещённость для трёх модификаций будет одинакова.

По мере увеличения глубины отражающей границы при НВСП все меньшая часть околоскважинного пространства, расположенная ниже забоя, освещается отражёнными волнами непосредственно вблизи от скважины, а участок освещённости, уменьшаясь, сдвигается в сторону от скважины. Модификация же ВСП-ПИ позволяет осветить максимальный размер глубоко залегающей исследуемой границы, резко сократив при этом время отработки скважины.

Для обменных отражённых волн с обменом на отражающей границе размер участка освещённости для всех модификаций метода ВСП существенно меньший, чем для монотипных волн (примерно в полтора раза). Его можно рассчитать точно путём трассирования лучей с учётом модели среды, пространственного положения ствола скважины и положения границы, на которой происходит обмен.

Плотность P распределения точек отражения (количество точек отражения, приходящееся на единицу длины отражающей границы) является важным параметром, определяющим устойчивость изображения среды при миграции записей ВСП, - чем выше P , тем изображение устойчивее.

При изменении глубины точки приема и (или) выноса источника колебаний от скважины точка отражения перемещается с определённой "скоростью". Чем эта "скорость" выше, тем реже вдоль отражающей границы располагаются точки

отражения, т.е. тем меньше плотность их распределения на соответствующем участке границы.

При малых углах падения наиболее равномерно распределены точки отражения при МОГ, однако при больших углах падения практически равномерную освещённость отражающей границы способна обеспечить лишь одна модификация метода – ВСП-ПИ. Существенно, что в непосредственной близости от скважины наибольшее значение P достигается при проведении ВСП-ПИ, а наименьшее – при НВСП. При значительных удалениях от скважины величина $P_{\text{ВСП-ПИ}}$ изменяется довольно плавно, поэтому устойчивость отображения отражающей границы на сейсмическом разрезе не изменяется сильно при прослеживании границы по латерали.

Если известно строение покрывающей толщи и геометрия изучаемой отражающей границы, то можно рассчитать систему наблюдений ВСП-ПИ таким образом, чтобы в пределах участков освещённости плотность распределения точек отражения была постоянна, а также обеспечить постоянство угла падения волны в каждую точку отражения. Выполнение этих условий позволяет свести к минимуму изменение интенсивности отражений от различных частей границы, обусловленное характером системы наблюдений, благодаря чему наиболее отчетливо проявляются аномальные эффекты, обусловленные изменением отражающих свойств в связи, например, с оконтуриванием залежи углеводородов. Методически такой подход не всегда может быть оправдан, т.к. он влечет за собой сокращение размера участка освещённости.

Максимальный угол падения волны на отражающую границу для модификации ВСП-ПИ является минимальным из

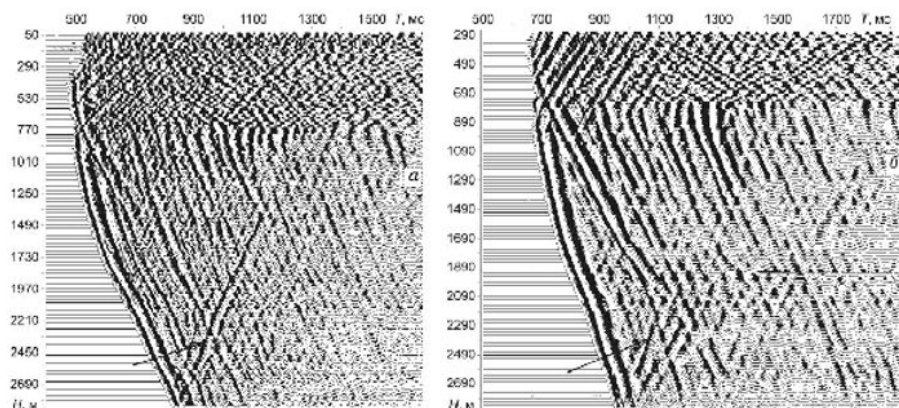


Рис. 10. Сопоставление сейсмограмм ВСП-ПИ (а) и НВСП (б), z-компонента. Стрелкой показано целевое отражение, более уверенно прослеживающееся при ВСП-ПИ.

трёх максимальных углов падения для рассматриваемых модификаций ВСП. Следствием этого являются минимальные искажения при ВСП-ПИ волнового поля, обусловленные преломлением луча, а также отражением от объекта.

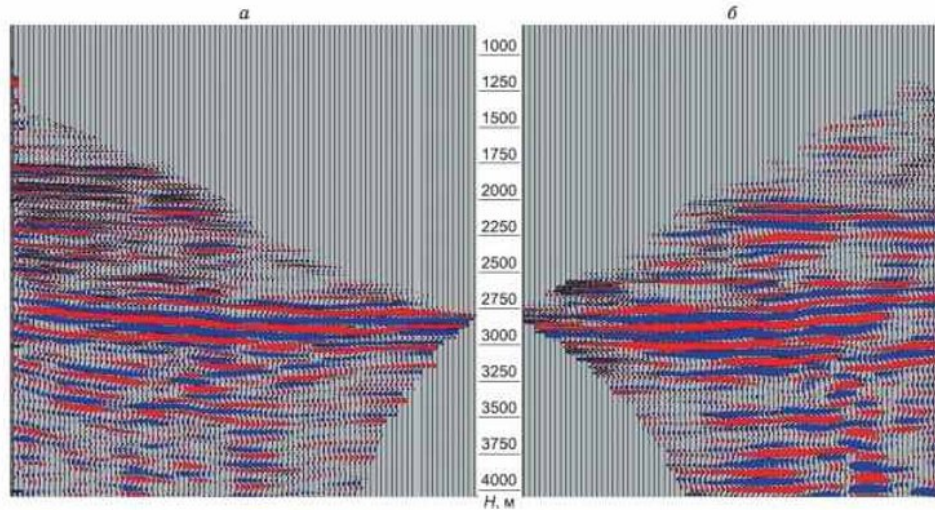
Рассмотренные особенности различных профильных модификаций метода ВСП и их сопоставление между собой приводят к выводу о ряде существенных преимуществ ВСП-ПИ, особенно при изучении глубокозалегающих объектов. Эта модификация позволяет обеспечить максимальный участок освещённости при минимальном угле падения волны на отражающую границу, при этом плотность распределения точек отражения максимальна вблизи скважины, что позволяет надёжно стыковать между собой сейсмические разрезы, полученные при расположении ПВ по разные стороны от скважины.

На рис. 10 приведены сейсмограммы НВСП и ВСП-ПИ, полученные на одном из сложно построенных участков Припятской впадины [Шехтман и др., 2013]. Различаются они существенно. Отражение от кровли ланского продуктивного горизонта (указано стрелкой) на сейсмограмме ВСП-ПИ характеризуется большей разрешённостью и регулярностью. Объясняется это, скорее всего, меньшим диапазоном изменений угла падения волны на отражающую границу, при этом сами углы падения меньше, поэтому

амплитуды отражений не изменяются столь резко, как при НВСП. Гораздо большие углы падения волны при НВСП приводят к формированию интенсивных обменных отражённых волн на z-компоненте, затрудняющих разделение волн. Более высокая разрешённость записей ВСП-ПИ обусловлена также и тем, что взрывы всякий раз при подъёме зонда возбуждались из новой скважины. Глубинные разрезы, полученные путём миграции отражённых продольных волн (рис. 11), так же различаются между собой: на разрезах ВСП-ПИ целевые границы более разрешены, выдержаны и допускают более уверенное выделение особенностей геологического разреза. На обменных отражённых волнах типа PS качество глубинных разрезов НВСП оказалось сопоставимым с качеством на продольных отражённых волнах (рис. 12).

НВСП имеет свои бесспорные преимущества перед другими модификациями метода ВСП при проведении работ в труднодоступных условиях, а также в случае запрета на прокладку профилей ПВ, необходимых для работ модификациями уровня ВСП и ВСП-ПИ, в таких, например, районах, как тундра. Кроме того, при обработке данных НВСП не требуется кропотливый учет статик, необходимый при обработке данных, полученных другими модификациями. Вместе с тем, следует отметить, что

► Рис. 11. Сопоставление глубинных разрезов на продольных отраженных волнах, полученных путем миграции записей ВСП-ПИ (а) и НВСП (б).



проблема учета статики в методе ВСП решается проще, чем в наземной сейсморазведке [Шехтман, Попов, 2007; Шехтман и др., 2009]. Более того, комбинирование наблюдений внутри среды одновременно с наземной объемной сейсморазведкой 3D позволяет нередко получить более надёжные данные о статике, используемые в наземной сейсморазведке.

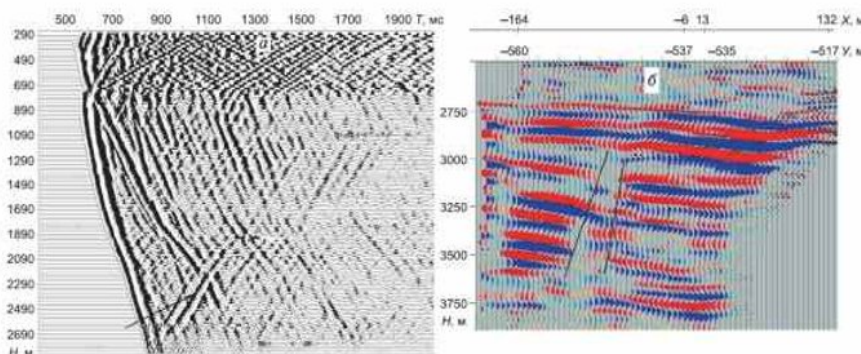
Трудно переоценить значимость математического моделирования при выборе модификаций метода ВСП и системы наблюдений. При проектировании работ, а также на этапе обработки и интерпретации лучевое и полноволновое моделирование может оказать существенную помощь [Шехтман, Кузнецов, Попов, 2004; Шехтман, Череповский, 2008].

Площадная модификация метода ВСП (3D-VSP, areal VSP, massive VSP)

В отличие от наземной сейсморазвед-

ки, любая модификация ВСП потенциально обладает более высокой пространственной разрешающей способностью, обусловленной приближением к изучаемому объекту и более высокой относительной интенсивностью высокочастотных компонент в рабочем диапазоне частот. Поэтому на объёмных изображениях, полученных при площадном ВСП на отражённых волнах, геологические объекты со сложной конфигурацией границ отображаются более отчётливо, что позволяет расширить класс экономических рентабельных ловушек углеводородов сложного строения, в том числе малоамплитудных и малоразмерных, а также ловушек неструктурного типа.

Равномерно осветить изучаемый объект отражёнными волнами позволяют лишь системы наблюдений, специально предназначенные для площадного ВСП. Эти системы вполне могут опираться на отмеченные выше закономер-



► Рис. 12. Сейсмограмма ВСП (а), х-компонента и глубинный разрез (б) на обменных отражённых волнах типа PS.

ности, присущие различным профильным модификациям ВСП. Поэтому в качестве основного прототипа площадным системам наблюдений ВСП было взято уровневое ВСП [Shekhtman et al., 1993; Шехтман, 1996; Zhang et al., 1996; Gulati et al., 2004].

Система наблюдений может быть реализована в виде параллельных между собой профилей, расстояние между которыми равно шагу между соседними ПВ, расположенными на каждом из профилей. Другой вариант – система концентрических кольцевых профилей, расположенных вокруг исследуемой скважины. Эту систему применяют на труднодоступных залесённых участках.

Литература

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

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

Шехтман Г.А. Методика ВСП, ее современное состояние и перспективы развития // Прикладная геофизика 1994. №131. С. 252-276.

Шехтман Г.А. Площадная модификация метода ВСП // Геофизика. 1996. № 1. С. 23-28.

Шехтман Г.А., Кузнецов В.М., Ефимов А.С., Кашук Е.П., Бандов В.П., Косолапов А.Ф., Сафиуллин Г.Г. Прогноз микро- и макроструктуры околоскважинного пространства в условиях Юрубчено-Тохомской зоны на основе комплексирования ВСП и пластовой инклинометрии // Технологии сейсморазведки, 2004. № 1. С. 14-18.

Шехтман Г.А., Попов В.В. Изучение структуры околоскважинного пространства по разностным и дифференциальным вертикальным годографам // Технологии сейсморазведки, 2007. № 3. С. 39-43.

Шехтман Г.А., Кузнецов В.М., Бодякин В.А., Дёка А.А. Изучение структуры околоскважин-

ного пространства комплексом модификаций метода ВСП в условиях Восточной Сибири // Технологии сейсморазведки. 2009. № 4. С. 73-82.

Шехтман Г.А., Кузнецов В.М., Попов В.В. Модификации метода ВСП: какую предпочесть // Технологии сейсморазведки. 2004. № 1. С. 75-79.

Шехтман Г.А., Кузнецов В.М., Громыко В.М. Изучение структуры околоскважинного пространства в Припятской впадине комплексом модификаций метода ВСП // Приборы и системы разведочной геофизики. 2013. № 1. С. 83-86.

Шехтман Г.А., Череповский А.В. Выделение погребенного рифа различными модификациями метода ВСП по данным моделирования // Технологии сейсморазведки. 2008. № 4. С. 65-71.

Grech M.G.K., Lawton D.C., Gray S.H. A multioffset vertical seismic profiling experiment for anisotropy analysis and depth imaging // Geophysics, vol. 67, NO. 2, 348-354.

Gulati J.S., Stewart R.R., Parkin J.M. Analysing three-component 3D vertical seismic proailing data // Geophysics, vol. 69, 2004, 386-392.

Horne S. Fracture characterization from walkaround VSPs // Geophysical Prospecting, 2003, 51, 493-499.

Liu Q., Owusu J., Alnemer J. Fracture detection by P and C wave anisotropy from multi-azimuth VSP // SEG, New Orleans Annual Meeting, 2006, 3422-3426.

Maultzsch S., Nawab R., Yuh S., Idrees M., Frignet B. An integrated multi-azimuth VSP study for fracture characterization in the vicinity of a well // Geophysical Prospecting, 2009, 57, 263-274.

Shekhtman G.A., Zernov A.E., Potapov O.A., Lebedeva I.I., Sokolova K.B. Areal modification of the VSP method // 55th Annual Meeting of EAGE. 1993. Stavanger.

Wild P. Practical application of seismic anisotropy // First Break. 2011. May. V. 29. P. 117-124.

Winterstein D.F., De G.S. VTI documented // Geophysics. 2001. V. 66, N 1. P. 237-245.

Zhang Q., Stewart R.R., Sun Z. 3D-VSP survey design and data analysis // SEG's Ann. Mtg. Denver. 1996. Bg. 4.3. P. 190-193.

SCOUT

Бескабельная сейсмосистема



32 Bit АЦП
Т 0,25-4 мс



Энергонезависимая
Flash память до 32 Gb



Ethernet

Высокоскоростной порт
Ethernet



Встроенный Wi-Fi
модуль



Встроенный GPS
модуль



Встроенный датчик Холла
для управления питанием

2D/3D/4D

Любые проекты

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



Сопровождение проектов
Сервис 24/7



СПЕЦИАЛЬНОЕ КОНСТРУКТОРСКОЕ БЮРО
СЕЙСМИЧЕСКОГО ПРИБОРОСТРОЕНИЯ
SKBSP.RU

РОССИЙСКОЕ
ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ
ОБОРУДОВАНИЕ

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

sales@skbsp.ru | www.skbsp.ru

Импульсно-фазовый метод обработки сейсмических сигналов. Часть II. Оценки разрешающей способности по дальности различных методов фазовых измерений

■ Шайдуров Г. Я., Детков В. А., Копылов М. А., Шайдуров Р. Г.,
Сибирский федеральный университет, ОАО «Енисейгеофизика», г. Красноярск.

Аннотация: Данная статья является продолжением статьи «Импульсно-фазовый метод обработки сейсмических сигналов. Часть I. Постановка задачи», представленной в выпуске журнала №1/2015. Во второй части статьи дается сравнительный анализ разрешающей способности различных методов фазовых измерений при возбуждении георазреза группой импульсных невзрывных излучателей при параллельном и последовательном режимах работы.

Проведем сравнительный анализ эффективности реализации фазового метода для «последовательного» (ПСП) и «параллельного» (ПРП) возбуждения группы импульсных невзрывных источников (Рис. 1).

Заметим сразу, что для вибрационных источников подобный подход в принципе исключен, поскольку снятие за один свип фазово-частотной характеристики разреза не позволяет произвести разрешение по дальности за счет неоднозначности фазового параметра, а операция свертки свипа, разрешающая неоднозначность, дает чисто энергетический параметр, не содержащий параметр фазы.

Сравнение двух фазово-импульсных методов «последовательного ПСП» и «параллельного ПРП» будем вести с ограничением на энергию пачки импуль-

сов возбуждения, т.е. будем считать, что энергия силы удара n источников в режиме «ПСП» соответствует энергии, излучаемой этими же источниками, но в режиме «ПРП».

$$\mathcal{E}_{\text{пр}} = nI_1^2\tau_u, \quad \mathcal{E}_{\text{пс}} = nI_1^2\tau_u.$$

где τ_u - длительность зондирующего импульса;

n - число источников;

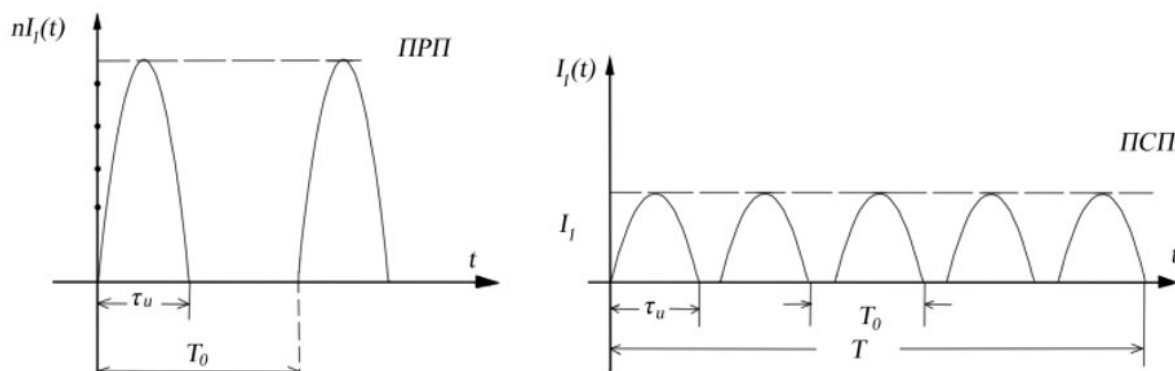
I_1 - сила удара одиночного источника.

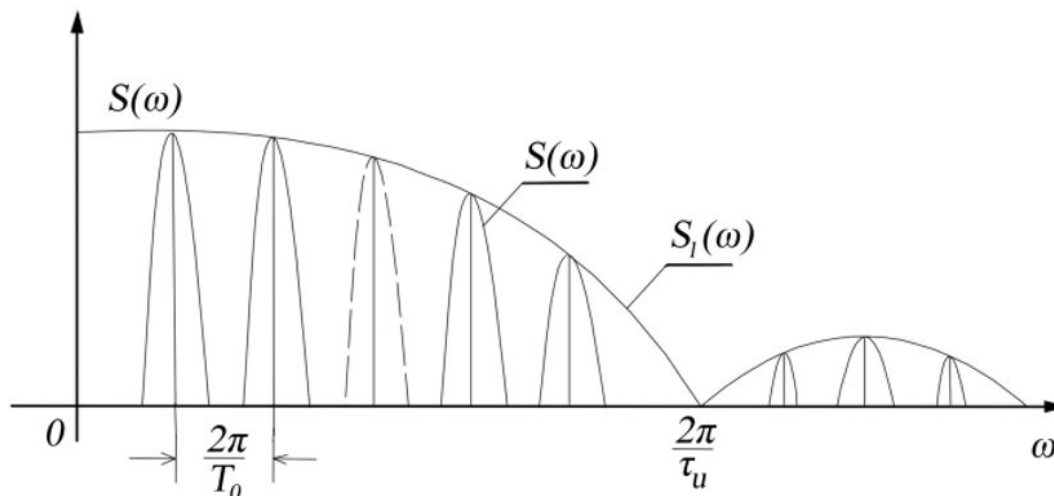
Спектр ПСП можно записать в виде:

(1)

По сравнению с ПРП спектр ПСП будет носить дискретный характер по гармоникам частоты повторения $\omega_0 = \frac{2\pi}{T_0}$ (Рис.2).

▼ Рис. 1. Временные эюры зондирующих сигналов ПРП и ПСП видов.





▲ Рис. 2. Спектр ЗС, ПСП.

Согласно теорема Релея – Парсеваля:

$$\int_0^{T_0} I_1^2(t) dt = \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi/\tau_u} S_1(\omega) d\omega \quad (2)$$

При $T_0 = 2\tau_u$, в первый лепесток спектра ЗС шириной полосы частот $\frac{2\pi}{\tau_u}$, содержащий 90% энергии сигнала, попадет одна первая гармоника частоты $\frac{2\pi}{\tau_u}$, куда и будет закачена основная энергия ЗС.

Запишем частотную характеристику сейсморазреза, без учета поглощения сейсмических волн горной породой как [1]:

$$F_1(j\omega) = \frac{(\alpha_1 + j\omega)(\alpha_2 + j\omega)}{(\beta_1 + j\omega)(\beta_2 + j\omega)} \quad (3)$$

Характерная резонансная частота (3) определяется полюсами $\omega_0 = \gamma(\beta_1, \beta_2)$.

Спектр отклика сейсморазреза, т. е. наблюдаемый на выходе сигнал сейсмоприемника на последовательность импульсов будем иметь в виде:

$$U(j\omega) = F_1(\omega) S_1(j\omega) [\sum_{i=1}^n e^{-j\omega T_0} + 1] \quad (4)$$

Ясно, что, возбуждая сейсморазрез на частоте $\omega_0 = \frac{2\pi}{T_0}$, мы используем максимум энергии ЗС для получения полезной информации содержащейся в фазе отраженного сигнала.

При этом неопределенность отсчета фазы снимается корреляционной обра-

боткой всей пачки излучаемого ЗС.

Собственно, таким образом, реализуется известный в радионавигации импульсно – фазовый метод измерения расстояний.

Далее сравним эффективность использования фазового метода для ПСП и ПРП – режимов при одинаковой энергии возбуждения сейсмических волн группой из n-источников.

В качестве параметра сравнения используем понятие разрешающей способности по дальности [2]. Для фазового метода

$$\Delta\varphi = \omega_0 \frac{\Delta r}{v_p} |\text{рад}|, \quad (5)$$

где v_p - скорость продольных сейсмических волн, $r\Delta$ - разрешающая способность по дальности

$$\text{Согласно (7, часть I), } \Delta\varphi_{\min} \rightarrow \frac{U_n}{U_c} = \frac{1}{\sqrt{q}},$$

где q отношение с/ш по мощности q.

$$\text{Тогда } \Delta r_{\min} = \frac{v_p}{\omega_0 \sqrt{q}} \quad (6)$$

При задании разрешающей способности величиной $\Delta r_{\min}$, требуемое отношение сигнал/шум по мощности на частоте измерений ω_0 должно быть:

$$q_{\min} = \left(\frac{v_p}{\omega_0 \Delta r_{\min}} \right)^2 \quad (7)$$

При $v_p = 4000$ м/с; $\omega_0 = 2\pi f_0$; $f = 40$ гц, $\Delta r_{\min} = 10$ м, из (7) получим требуемое отношение сигнал/шум по амплитуде:

$$q_u = \frac{4000}{2\pi \cdot 40 \cdot 10} \approx 1.6$$

Или $q_p \approx 2.6$ - по мощности.

При оценке Δr импульсным методом, обычно $\Delta r = v_p \frac{\tau_u}{2}$, без учета влияния шумов.

Тогда для $\tau_u = 5$ мс; $v = 4000$ м/с, будем иметь:

$$\Delta r = 2.5 \cdot 4000 = 10 \text{ м.}$$

С учетом же влияния синхронных помех разрешающую способность по дальности оценивается не больше, чем:

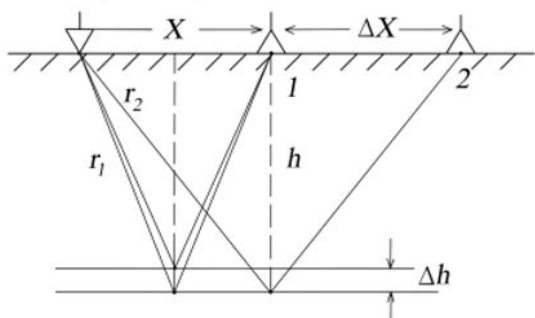
$$\Delta r_{\min} = \lambda / 2 = \frac{v}{f_0} \frac{4000}{2 \cdot 40} = 50 \text{ м.}$$

Сосредотачивая энергию всех n - источников на одной частоте ω_0 , мы тем самым в n раз увеличиваем плотность спектра мощности ЗС на этой частоте и во столько же раз улучшаем разрешающую способность по фазе.

С учетом (7):

$$\Delta r_{\min} = \frac{v}{\omega_0 \sqrt{qn}} \quad (8)$$

Для снижения влияния геологических неоднородностей на больших расстояниях между источником и приемником сейсмических колебаний, рассмотрим возможности дифференциального метода выделения фазового параметра путем сравнения разности фаз сигналов между двумя соседними сейсмоприемниками (Рис. 3.)



▲ Рис. 3. Реализация дифференциально-фазового метода. Δh - мощность отражающего слоя.

Фазовое запаздывание сигнала для двух соседних СП - 1 и 2:

$$\varphi_1 = \omega \cdot \frac{2r_1}{v_1}; \varphi_2 = \omega \cdot \frac{2r_2}{v_2} \quad (9)$$

где v_1 и v_2 - скорости сейсмических волн на соответствующих трассах их распространения.

Разность фаз:

$$\varphi_1 - \varphi_2 = 2\omega \left(\frac{r_1}{v_1} - \frac{r_2}{v_2} \right)$$

$$\text{где } r_1 = \sqrt{h^2 + \frac{x^2}{4}}; \quad r_2 = \sqrt{h^2 + \frac{(x+\Delta x)^2}{4}}$$

Считая, что для двух соседних точек приема скорости распространения сейсмических волн примерно одинаковые для однородной среды, получим:

$$v_1 \approx v_2 = v$$

$$\begin{aligned} \varphi_1 - \varphi_2 &= 2 \frac{\omega h}{v} \left[\left(1 + \left(\frac{x}{4h} \right)^2 \right)^{\frac{1}{2}} - \left(1 + \left(\frac{x}{4h} \right)^2 + \left(\frac{\Delta x}{x} \right)^2 \right)^{\frac{1}{2}} \right] \\ &= 2 \frac{\omega h}{v} \left\{ \left(1 + \left(\frac{x}{4h} \right)^2 \right)^{\frac{1}{2}} \left[1 - \left(1 + \left(\frac{\Delta x}{x} \right)^2 \right)^{\frac{1}{2}} \right] \right\} \end{aligned}$$

При малом $x/h \rightarrow 0$

$$\varphi_1 - \varphi_2 = 2 \frac{\omega h}{v} \left[1 - \left(1 + \left(\frac{\Delta x}{x} \right)^2 \right)^{\frac{1}{2}} \right] \quad (10)$$

Разложение по малому параметру $\Delta x/x \rightarrow 0$ даст

$$\varphi_1 - \varphi_2 = 2 \frac{\omega h}{v} \left(\frac{2\Delta x}{x} \right)^{\frac{1}{2}},$$

$$\text{при } \frac{\Delta x}{x} \rightarrow 0, \varphi_1 - \varphi_2 \rightarrow 0 \quad (11)$$

Появление малой геологической неоднородности мощностью Δh под вторым СП, изменяет разность фаз

$$\begin{aligned} \varphi_1 - \varphi_2 &= 2 \frac{\omega(h + \Delta h)}{v} \left(\frac{2\Delta x}{x} \right)^{\frac{1}{2}} \\ \varphi_1 - \varphi_2 &= 2 \frac{\omega h}{v} \left(1 + \frac{\Delta h}{h} \right) \left(\frac{2\Delta x}{x} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (12) \end{aligned}$$

Приращение разности фаз:

$$\Delta \varphi = 2 \frac{\omega h}{v} \Delta h \left(\frac{2\Delta x}{x} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (13)$$

$$\text{Величина } \frac{\Delta\varphi}{\Delta h} = 2 \frac{\omega h}{v} \left(\frac{2 \Delta x}{x} \right)^{\frac{1}{2}} \text{ в (13)}$$

характеризует разрешающую способность (чувствительность) фазового метода, которая не зависит от глубины отражающего слоя и числа неизвестных циклов фазы, укладываемых на расстояние h , а лишь от заданных величин $\Delta x, x, \omega$ и неизвестной скорости v .

Однако, отражающий слой вносит в (13) добавочный неизвестный параметр скорости Δv , т.е.

$$\text{или: } \Delta\varphi = \frac{2\omega\Delta h}{v + \Delta v} \left(\frac{2\Delta x}{x} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (14)$$

$$\Delta\varphi = 2\omega \frac{\Delta h}{\Delta v} \frac{1}{\left(1 + \frac{\Delta v}{v}\right)} \left(\frac{2\Delta x}{x} \right)^{\frac{1}{2}}$$

$$\text{при } \frac{\Delta v}{v} \rightarrow 0; \Delta\varphi = 2\omega \frac{\Delta h}{\Delta v} \left(\frac{2\Delta x}{x} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (15)$$

Таким образом, измеряя приращение разности фаз сигналов между двумя соседними СП, мы можем выделить дифференциальный параметр неоднородности сейсмореза, однако только на краях неоднородности при ее горизонтальном положении и существенных по сравнению с Δx размерах.

Еще один способ устранения влияния неизвестного числа фазовых циклов, укладываемых на участке глубины отражающего слоя, является двухчастотный метод измерения разности фаз сигналов, снимаемых с одного СП, но на двух соседних частотах ω_1 и $k\omega_1$,

где $k = 2, 3 \dots 4$;

Приращение фазовых сдвигов на изменение расстояния Δr до отражающего слоя:

$$\Delta\varphi_1 = \omega_1 \frac{\Delta r}{v}; \quad \Delta\varphi_2 = k\omega_1 \frac{\Delta r}{v};$$

Измеряемая разность фаз:

$$\Delta\varphi = \Delta\varphi_2 - \Delta\varphi_1 = \omega_1 \frac{\Delta r}{v} (k - 1) \quad (16)$$

Разрешающая способность по дальности:

$$\Delta r = \frac{\Delta\varphi v}{\omega_1 (k - 1)} \quad (17)$$

$$\text{При } k=2; \Delta r = \frac{\Delta\varphi v}{\omega_1}.$$

Двухчастотный метод можно реализовать в обоих рассмотренных выше режимах ПРП и ПСП.

Однако при ПРП, за счет разности спектральной плотности мощности на измеряемых частотах ω_1 и $k\omega_1$, помехоустойчивость отсчетов будет хуже, чем для ПСП, поскольку в последнем случае энергетика сигнала при переходе на вторую частоту сохраняется, а изменяется лишь период повторения T последовательностей импульсов в группе при неизменном коэффициенте поглощения энергии сейсмических волн горной породой.

Недостатком двухчастотного режима является увеличение времени измерения и некоторое усложнение алгоритма обработки сигналов,.

Далее сопоставим разрешающую способность (РС) фазового метода по дальности при действии шумов по сравнению с импульсным методом, реализуемым системой «Енисей».

Согласно [1] разрешающая способность импульсного метода в виде среднеквадратичной оценки времени смещения определяется как:

$$\zeta_t = \left[\frac{N_0}{4\pi^2 E f_0^2 + \alpha^2} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (18)$$

где E – энергия сигнала на выходе сейсмоприемника

$$E = \int_0^T u_c^2(t) dt$$

N_0 – спектральная плотность мощнос-

ти шума;

α - параметр затухания сигнала;

f_0 - основная частота сигнала.

При различных $\frac{\alpha}{f_0}$,

отношение сигнал/помеха q , можно оценить приближенно:

по времени:

$$\zeta_{t_{\min}} = 3.5q^{-1} \text{ мс} \quad (19)$$

Соответственно, РС по дальности получим в виде:

$$\Delta r_{\min} = v \zeta_{t_{\min}} = \frac{3.5v_p}{q} \quad (20)$$

Так, при $q = \frac{U_c}{U_n}$ будем иметь:

$$\Delta r_{\min} = \frac{3,5 \cdot 4}{3} \approx 5 \text{ м}$$

Для фазового метода согласно (7, часть I):

$$\Delta \varphi = \frac{U_n}{U_c} = \frac{1}{q_\varphi} \text{ (рад)}$$

Так как $\Delta \varphi = 2\pi f_0 \frac{\Delta r}{v_p}$ то:

$$\Delta r_\varphi = \frac{\Delta \varphi v_p}{2\pi f_0} = \frac{v_p}{q_\varphi 2\pi f_0} \quad (21)$$

Поскольку для ПСП отношение сигнал/помеха по мощности в n раз выше, чем для режима ПРП, где n – число используемых источников.

С учетом этого, из (21) будем иметь:

$$\Delta r_\varphi = \frac{\Delta \varphi v_p}{2\pi f_0} = \frac{v_p}{q_\varphi 2\pi f_0} \quad (22)$$

При $f_0 = 40 \text{ Гц}$; $n = 5$; $v_p = 4000 \text{ м/с}$; $q = 3$. Из (22) получим:

$$\Delta r_\varphi = \frac{4000}{2\pi \sqrt{5} \cdot 3 \cdot 40} = \frac{100}{6,28 \sqrt{5} \cdot 3} \approx 2 \text{ м}$$

Полученные оценки – это потенциально-достижимая разрешающая способность по дальности импульсно-фазовой обработки сигналов при сейсморазведке в условиях белого шума.

Реальная разрешающая способность зависит от суммарного соотношения синхронная помеха плюс шум и на практике составляет величину порядка 10 м.

Таким образом, фазовый метод обработки сигналов, при использовании режима ПСП, по крайней мере, в $\sqrt{n}$ улучшает разрешающую способность сейсморазведки по дальности.

Заметим, что вибрационная сейсморазведка не дает возможности производить фазовую обработку сигналов по причине неоднозначности фазового параметра.

Выводы

1. Рассмотрена сравнительная разрешающая способность двух импульсно-фазовых методов обработки сейсмических сигналов, реализуемых с использованием группы источников «Енисей» при одновременном их возбуждении в параллельном (ПРП) и последовательном (ПСП) режимах.

2. За счет концентрации спектра мощности зондирующего сигнала в районе основной частоты в режиме ПСП разрешающая способность по дальности этого режима, при фазовых измерениях в $\sqrt{n}$ раз выше, чем в режиме ПРП.

3. Возможна реализация фазового метода в виде:

- двухчастотного метода, путем сравнения приведенной к частоте измерения разности фаз на двух соседних гармониках.

- с использованием в качестве опорного - сигнал с сейсмоприемника расположенного вблизи излучателя.

- путем сопоставления разности фаз в двух соседних сейсмоприемниках (дифференциальный метод).

4. Фазовый параметр, за счет более высокой помехоустойчивости, дает возможность в потенциале выделить

более «тонких» информационных признаков из отраженного сигнала, чем существующие методы, однако этот вопрос требует специальных экспериментальных исследований.

Литература

1. Детков В. А., Кашкин В. Б., Шайдуров Г. Я. «О сравнительной потенциальной точности измерений прихода волн от невзрывных источников». Технологии сейсморазведки, 2012, №3, с.89-93.

Подробнее об авторах



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



Копылов
Михаил Александрович
директор Минусинского филиала ООО «Эвенкиягеофизика»



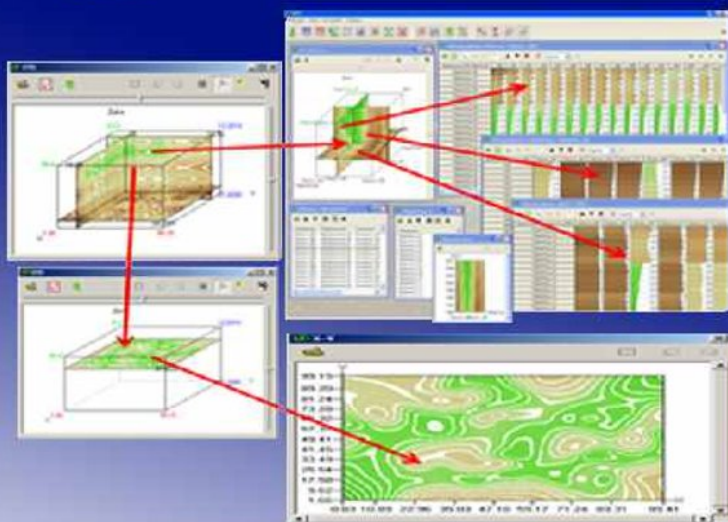
Шайдуров
Георгий Яковлевич
заслуженный деятель науки и техники РФ, д. т. н., профессор Военно-инженерного института Сибирского федерального университета



Шайдуров
Роман Георгиевич
зав. сектором Военно-инженерного института СФУ

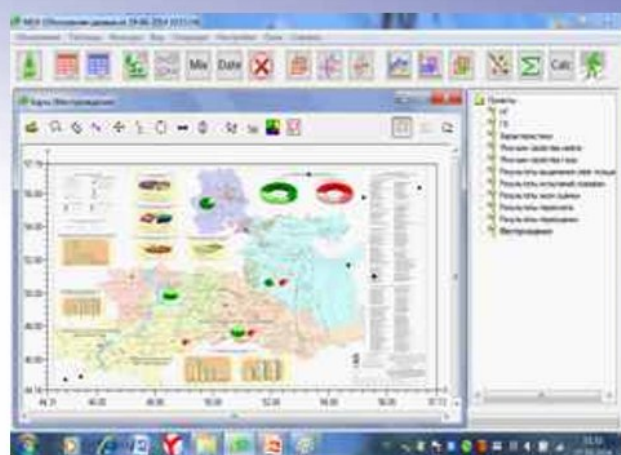
В 2015 г. в АО "ЦГЭ" завершена разработка новой инновационной технологии, предназначенной для получения достоверных знаний об истории развития любой многообъектной многопараметрической системы, изучения ее современного состояния и обоснованного прогнозирования ее развития.

Наименование технологии: **Аналитический программный комплекс MDV (Multidimensional Dynamic Viewing).**



Важнейший инструмент **MDV** - мгновенная визуализация больших объемов информации путем формирования взаимосвязанных объектов: таблиц, графиков, диаграмм, объемных трендов, карт изолиний и др.

MDV выполняет: анализ временных рядов, изучение объемного тренда, выявление скрытых закономерностей, моделирование и прогнозирование с использованием нейронных сетей, построение прогнозных карт.



Применение **MDV** позволяет руководителю самостоятельно контролировать наиболее важные процессы управления объектами и другими сложными системами на уровне своих полномочий, оперативно выявлять и предотвращать в самом начале развитие скрытых негативных тенденций, не очевидных при стандартном оперативном анализе, определять стратегию развития предприятия. Алгоритмы **MDV** защищены 6 патентами Российской Федерации и США. Проект **MDV** включен в реестр участников инновационного центра "Сколково".

Перспективные направления дальнейшего развития ЗАО «ГЕОСВИП»

■ Кострыгин Ю.П., ООО «Новоросморгео», г. Новороссийск

В Российской Федерации разработкой и организацией производства вибросейсмических комплексов занимается компания ЗАО «ГЕОСВИП». Вибраторы, созданные в ЗАО «ГЕОСВИП», успешно применялись и применяются в пределах континентальной части Арктики и в других районах Крайнего Севера, в Европейской части России, на площадях Западной и Восточной Сибири, на Дальнем Востоке, в странах СНГ, а также в Финляндии, Монголии, Турции, Индии, Индонезии. И в этом безусловный успех ЗАО «ГЕОСВИП», основной вклад в развитие которого внесли: Асан-Джалалов А.Г., Алелюхин Н.П., Насыбулин Е.Х., Оменцов Ф.И., Алелюхин Р.Н., Асан-Джалалов О.А., Шевчук Л.Е., Певнев И.И., Таланов В.А., Циммерман В.В.

По техническим параметрам разработанные в Российской Федерации вибраторы, в основном, не уступают, а по ряду параметров и превосходят лучшие зарубежные аналоги [4]. Так, в таблице 1 сопоставлены технические характеристики российского вибратора СВ-30/150Б «Русич» и одного из наиболее популярных зарубежных вибраторов Nomad-65, производимого компанией Sercel (Франция).

Из таблицы 1, например, видно, что инерционная масса, используемая в колебательной системе СВ-30/150Б, примерно на 300 кг легче по сравнению с

инерционной массой вибратора Nomad-65. И это обстоятельство, в соответствии с известными теоретическими представлениями [4], обеспечивает для российского вибратора возможность более качественной отработки высокочастотных гармоник возбуждаемых колебаний. Вместе с тем, вибратор СВ-30/150Б характеризуется несколько большими значениями максимального хода реактивной массы и развиваемых номинальных динамических усилий по сравнению с аналогичными параметрами вибратора Nomad-65. В этой связи даже с учётом более утяжелённой инерционной массы вибратора Nomad-65, минимальная рабочая частота $F_{\min}$ для СВ-30/150Б, рассчитанная с использованием известной формулы (1), не отличается от минимальной рабочей частоты вибратора Nomad-65 и равна $\approx 6,7$ Гц. Т.е. и в области предельно низких частот российский вибратор не уступает Nomad-65.

$$F_{\min} = (1/\pi)(F_{g,\max}/2 \cdot Z_{i,\max} \cdot m_i)^{1/2}, \quad (1)$$

где $F_{g,\max}$ – номинальное толкающее усилие, $Z_{i,\max}$ и m_i – соответственно, максимальный ход и величина реактивной массы [4].

К весьма значимым преимуществам излучателя СВ-30/150Б, достаточно важным в практической работе, можно также отнести следующее:

- габариты установки при использовании шин размером 23,5-25 позволяют

▼ Табл. 1.

Тип вибратора	Шасси	Толкающее усилие, кН	Реактивная масса, кг	Усилие прижима, кН	Макс. смещение реактивной массы, мм	Масса опорной плиты, кг	Площадь опорной плиты, м ²
СВ-30/150Б	БАГГИ 4х4	300,6	3798	284,4	88	1936	2,5
Nomad-65	БАГГИ 4х4	276	4100	278	76,2	1577	2,62

свободно перемещаться по дорогам общего пользования без получения специальных разрешений.

- максимальная скорость перемещения вибратора СВ-30/150Б существенно превосходит значения аналогичного параметра для лучших зарубежных колёсных вибросейсмических установок. Так, если для американского источника ANV-IVTM (PLS-362) и французского NOMAD-65 максимальная скорость движения равна соответственно 26 км/ч и 28 км/ч, то для СВ-30/150Б она равна 38 км/ч.

Следует обратить также внимание и на то обстоятельство, что практически все колёсные отечественные вибраторы, спроектированные с учётом сложных поверхностных условий России, превосходят по проходимости зарубежные колёсные вибраторы.

Таким образом, технические возможности, заложенные в отечественных вибраторах, в основном, не уступают возможностям зарубежных вибраторов. Однако при этом реальные коммерческие успехи ЗАО «ГЕОСВИП» несоизмеримо более скромные по сравнению с коммерческими результатами ведущих западных компаний – производителей сейсмических вибраторов. Так, например, к августу 2013 г. компанией Sercel было изготовлено и продано в 30 различных странах 886 вибраторов Nomad-65 [1]. При этом 269 вибраторов приобрели геофизические организации России и стран СНГ, что на 35 шт. превышает число вибросейсмических источников, произведённых к этому времени ЗАО «ГЕОСВИП» за всё время существования предприятия.

И здесь важно отметить, что популярность и коммерческий интерес к вибраторам Nomad-65 в значительной степени сформировались в связи с тем, что

разработку новых вибросейсмических комплексов, включающих излучатель, систему управления к нему, а также регистрирующую систему, компания Sercel осуществляет, в отличие от ЗАО «ГЕОСВИП», в тесном контакте с ведущими геофизическими компаниями, например, такими как «Шлюмберже», что позволяет при создании вибросейсмических комплексов ориентироваться на реализацию самых современных технологий, связанных с проведением сейсмических исследований. Именно поэтому в течение последнего десятилетия опробование и внедрение в производство передовых и весьма эффективных методических приёмов вибросейсмической разведки в первую очередь было связано с вибраторами Nomad-65 [1, 5, 6, 7].

Так, применение вибраторов Nomad-65 совместно с системой управления VE432 позволило многократно повысить производительность вибросейсмических наблюдений путём применения способов flip-flop и slip-sweep. А это, в свою очередь, обеспечило возможность практической реализации широкоазимутальных вибросейсмических съёмок с повышенной плотностью пунктов возбуждения [7].

В дальнейшем совместное использование вибраторов Nomad-65, системы управления VE464 и глобальных навигационных спутниковых систем обеспечило реализацию способа ISS (Independent Simultaneous Sweeping), при котором каждый вибратор может начинать работу по достижении той или иной точки без специальных команд с сейсмостанции. Такой способ позволяет при вибросейсмических наблюдениях одновременно применять большое количество групп излучателей и таким образом существенно повышать производительность работ [6].

И, наконец, совместное использование вибраторов Nomad-65, системы управления VE464 и программного обеспечения «CheckSweep» обеспечило возможность применения способа, получившего название maximum displacement sweep (сweep максимального смещения) и позволившего возбуждать вибросейсмические сигналы с минимальной частотой развёртки от 2 - 3 Гц [1].

Учитывая опыт компании Sercel, повышению имиджа и коммерческой эффективности ЗАО «ГЕОСВИП», безусловно, способствовало бы привлечение к работе по развитию вибросейсмических комплексов ведущих учёных-геофизиков. Весьма уместной была бы также модернизация системы управления, разработанной ЗАО «ГЕОСВИП», которая обеспечила бы технологичное использование современных методических приёмов flip-flop, slip-sweep, ISS.

К сожалению, в настоящее время в России практически нет крупных геофизических предприятий с высоким научным потенциалом. Однако, понимая необходимость кооперации с геофизическим сообществом, руководство ЗАО «ГЕОСВИП» не исключает возможность проведения совместных работ и с малыми предприятиями, в состав которых входят ведущие учёные, занимающиеся вибросейсмическими исследованиями. Так, чрезвычайно перспективная работа, заключающаяся в разработке системы управления, обеспечивающей возможность практической реализации адаптивной вибросейсморазведки, была проведена ЗАО «ГЕОСВИП» совместно с российским предприятием ООО «Геофизические системы данных», руководимым доктором технических наук А.П. Жуковым, внёсшим серьёзный вклад в развитие вибросейсмического метода.

Основная задача, стоящая перед

адаптивной вибросейсморазведкой, заключается в компенсации вдоль профиля или по площади возможных изменений совокупных амплитудно-частотных характеристик системы вибратор - грунт и геологической среды, расположенной выше целевых горизонтов [2]. На основании решения такой задачи представляется возможным в значительной степени выровнять динамику целевых отражений, регистрируемых в пределах исследуемой площади, и таким образом сформировать более равномерные интерференционные системы на больших базах, которые, как известно, обеспечивают более высокое отношение сигнал/помеха и более качественное прослеживание исследуемых горизонтов.

Так, на рис. 1 сопоставлены временные разрезы, полученные на основании исследований, проведённых на Южно-Русском месторождении с применением (а) ЛЧМ-сигнала, (б) нелинейной логарифмической развёртки (0,22 дБ/Гц), а также (в) по технологии адаптивной вибросейсморазведки. Из рисунка можно видеть, что переход от ЛЧМ-сигнала к нелинейной развёртке обеспечил некоторое улучшение динамики регистрируемых колебаний. Однако, качество прослеживания целого ряда отражений в интервале 0,5-2,0 с оставалось крайне низким. И лишь применение адаптивной сейсморазведки позволило существенно улучшить прослеживаемость отражений.

Компенсация возможных изменений совокупных частотных характеристик в результате применения адаптивной вибросейсморазведки, позволяет также снизить фоновый уровень аномалий, не связанных с целевыми отложениями, повысить относительный вес полезных динамических аномалий и таким обра-

▼ Табл. 2.

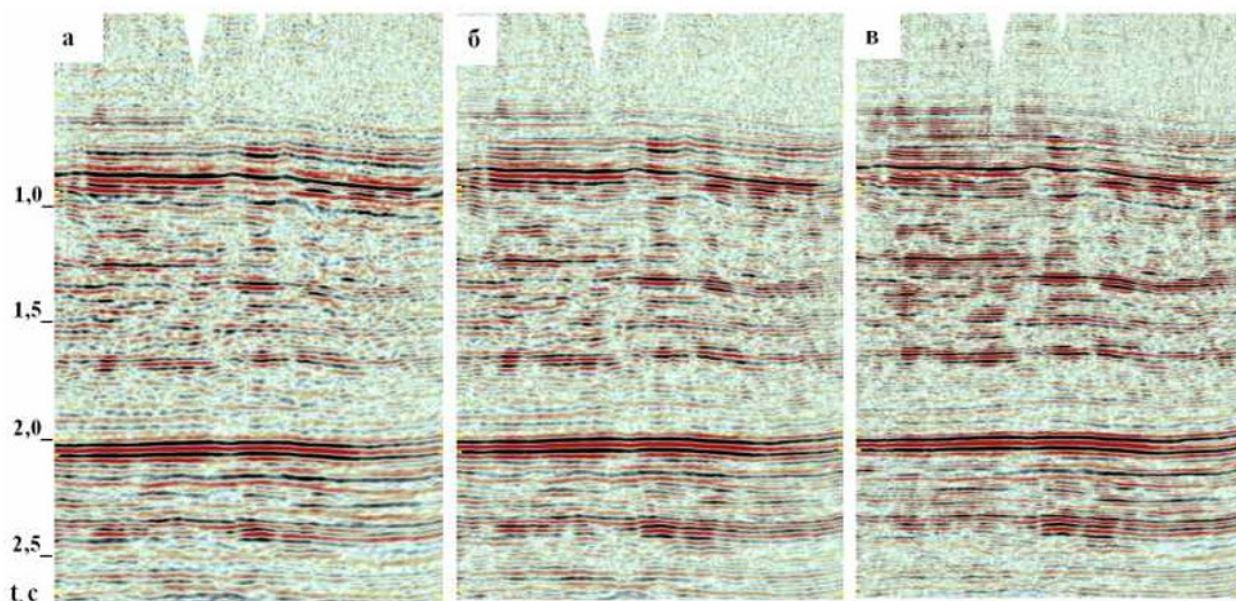
Тип вибратор	Шасси	Макс. толкающее усилие, кН	Реактивная масса, кг	Полезный ход поршня, мм	Площадь опорной плиты, м ²	Площадь поршня, см ²	Полная масса, кг
AHV-IV TM COMMANDER (PLS-364)	БАГГИ 4×4	275	4998	98,3	2,5	132,9	29937
AHV- V TM RENEGADE	БАГГИ 4×4	356	5910	101,6	2,5	167,2	37300

зом обеспечить более высокую эффективность поиска углеводородов с использованием атрибутивного динамического анализа.

Различные модификации адаптивной вибросейсморазведки, реализуемые с применением системы управления, разработанной ЗАО «ГЕОСВИП» совместно с ООО «Геофизические системы данных», в настоящее время внедряются не только в Российской Федерации, но и в Китае, а также в республиках Средней Азии. И очевидно, что при грамотном менеджменте такая работа может значительно повысить авторитет, а значит и коммерческие преимущества продукции ЗАО «ГЕОСВИП».

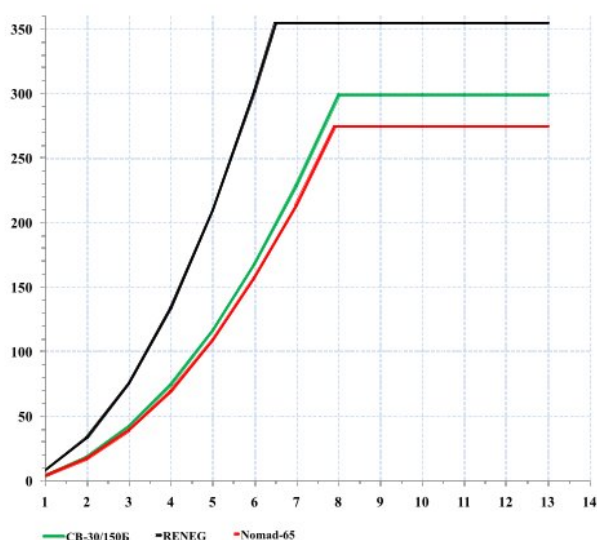
Наиболее высокой геологической эффективностью на данный момент характеризуются вибросейсмические излучатели AHV-IVTM COMMANDER (PLS-364) и AHV-IVTM RENEGADE, производимые в США компанией INOVA. По некоторым весьма значимым параметрам эти вибраторы превосходят наиболее востребованные вибраторы, разработанные ЗАО «ГЕОСВИП». Основные технические характеристики указанных вибраторов приведены в таблице №2.

Согласно формуле (1) минимальные рабочие частоты для данных вибраторов равны соответственно 5,3 Гц и 5,5 Гц, т.е. на 1,4 -1,2 Гц ниже аналогичных параметров для излучателей СВ-30/150Б и



▲ Рис. 1. Временные разрезы, полученные в условиях Южно-Русского месторождения ($\Delta F = 6 - 80$ Гц): а – ЛЧМ-развёртка; б – логарифмическая развёртка (0,22 дБ/Гц); в – адаптивная вибросейсморазведка; заданный уровень шума 20%. (Материалы предоставлены А.П.Жуковым)

Nomad-65. Это достаточно серьёзное преимущество американских вибраторов, т.к. практика показывает, что даже уменьшение минимальной частоты развёртки на 1-2 Гц позволяет во многих случаях несколько улучшить динамику полезных отражений и снизить мешающее влияние корреляционного фона [4]. Более того, в связи с относительно низкими значениями минимальных рабочих частот при использовании таких вибраторов представляется возможным более эффективное применение способа maximum displacement sweep [1]. Так, на рис. 2 приведены расчётные графики максимально возможных динамических усилий на грунт для различных типов вибраторов в области предельно низких частот [4]. Из рис. 2 очевидно, что при возбуждении колебаний с соблюдением амплитудных графиков, представленных на рис. 2, применение вибратора ANHV-IVTM RENEGADE позволит более достоверно восстановить сигналы в области пониженных частот путём использова-



▲ Рис. 2. Максимально возможные динамические усилия на грунт, развиваемые различными типами вибраторов в зависимости от частоты колебаний A, B, C – точки, ограничивающие область номинальных динамических усилий.

ния нелинейных развёрток и процедуры деконволюции.

Более высокая эффективность вибратора ANHV-IVTM RENEGADE по сравнению с излучателями других фирм связана также с повышенным значением номинального усилия, равным 356 кН, что позволяет повысить глубинность вибросейсмических исследований и улучшить динамику формируемых колебаний.

Основные характеристики источника ANHV-IVTM RENEGADE, определяющие его наиболее значимые преимущества, безусловно, должны быть приняты во внимание специалистами ЗАО «ГЕОСВИП» при разработке новых моделей вибраторов.

Успех компании INOVA в создании эффективных и весьма востребованных геофизиками вибросейсмических источников в значительной степени связан с тем, что работы по проектированию новых излучателей в компании, как правило, сопровождаются проведением серьёзных научно-исследовательских работ, направленных на повышение качества вибраторов [3]. Так, даже для наиболее мощных вибраторов, разработанных компанией INOVA, максимальная рабочая частота равна 250 Гц, что само по себе является серьёзным достижением. Действительно, вследствие неабсолютной жёсткости опорная плита подвержена, так называемым, изгибным вибрациям, относительная амплитуда которых возрастает по мере увеличения частоты колебаний и шероховатости грунта. Такие вибрации могут существенно повышать уровень нелинейной реакции грунта и вносить искажения в расчётные значения «форс-сигнала», полученного путём взвешенного суммирования ускорений опорной плиты и инерционного груза. На основании исследований, проведённых в компании INOVA, для

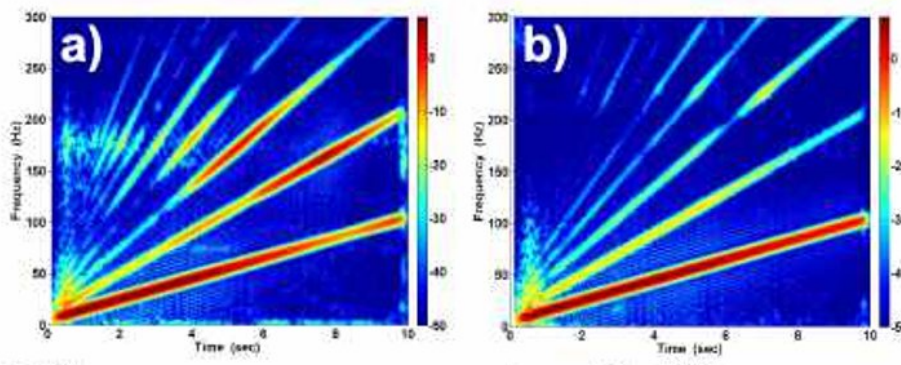


Рис. 3. Частотно-временное представление усилия на грунт, измеренного датчиком при использовании стандартного вибратора ANV-IV (a) и модернизированного вибратора ANV-IV (б)

вибраторов типа ANV-IV была разработана опорная плита повышенной жёсткости. При этом величина массы плиты осталась практически без изменения.

Следует также отметить, что в результате усложнения характера колебательного процесса опорной плиты при возбуждении высокочастотных сигналов в условиях шероховатого грунта происходит формирование турбулентных потоков в гидравлической системе вибратора, что в свою очередь приводит к нестабильности работы сервоклапана. Для снижения возникающих в таких случаях флуктуаций давления компания INOVA внесла на основании проведённых исследований некоторые дополнительные изменения в конструкцию возбуждителя вибраций, заключающиеся в применении более коротких линий подачи масла в силовой гидроцилиндр и улучшении характеристик гидропневмоаккумуляторов [3].

Проведённая модернизация возбуждителя вибраций излучателей типа ANV-IV позволила заметно снизить в возбуждаемых колебаниях вес кратных гармоник и в целом повысить эффективность работы сейсмического вибратора. Так, на рис. 3 приведены частотно-временные представления усилия на грунт, развиваемые стандартным и модернизированным вибраторами ANV-IV и измеренные датчиком силы. В качестве управляющего сигнала была выбрана ЛЧМ-развёртка

с частотным диапазоном $\Delta F = 5 - 105$ Гц длительностью $T = 10$ с. Усилие, развиваемое вибратором, равнялось 70% от номинального.

Из рис. 3 можно видеть, что в результате модернизации вибратора ANV-IV, заключающейся в использовании более жёсткой опорной плиты, более совершенного гидропневмоаккумулятора и в применении более коротких линий подачи масла в силовой гидроцилиндр, удалось весьма существенно снизить уровень кратных гармоник в области средних и высоких частот. Таким образом, на примере компании INOVA можно утверждать, что в настоящее время создание эффективных вибросейсмических установок, отвечающих современным требованиям и являющихся конкурентоспособными, представляется возможным исключительно при условии, что разработка вибраторов включает и проведение серьёзных научных исследований. И это правило, безусловно, должно восприниматься специалистами ЗАО «ГЕОСВИП» в качестве аксиомы.

Эффективность вибросейсмического метода определяется, как известно, высокой помехоустойчивостью по отношению к некогерентным помехам и возможностью гибкого варьирования спектром возбуждаемых колебаний. Вместе с тем, себестоимость серийных гидравлических вибраторов, применяемых для возбуждения квазигармоничес-

ких колебаний, достигает в настоящее время 500 – 700 и более тысяч долларов, что обуславливает для многих геофизических предприятий серьёзные экономические проблемы. В этой связи чрезвычайно актуальным становится вопрос о развитии и внедрении в производство кодоимпульсного метода сейсмической разведки, являющегося наиболее значимой альтернативой вибросейсмическому методу, характеризующегося практически такой же помехоустойчивостью, как и вибросейсмический метод, однако использующего излучатели колебаний с относительно низкой себестоимостью. Более того, актуальность развития кодоимпульсного способа сейсмической разведки в настоящее время в значительной степени возрастает в связи с санкциями, установленными к Российской Федерации западными странами и необходимостью решения проблемы импортозамещения, поскольку ряд достаточно сложных элементов отечественных вибраторов производится за рубежом.

В работе [4] показано, что при оптимальном выборе параметров кодовых функций кодоимпульсный способ сейсмической разведки не уступает по эффективности стандартным модификациям вибросейсмических исследований. Таким образом, участие ЗАО «ГЕОСВИП» в создании и производстве кодоимпульсных источников сейсмических колебаний могло бы также составить серьёзную перспективу развития предприятия.

Заключение

1. По техническим параметрам вибраторы, разработанные в Российской Федерации, в основном, не уступают, а по ряду параметров и превосходят многие достаточно востребованные зарубежные аналоги. Однако при этом реальные коммерческие успехи ЗАО «ГЕОСВИП» несоизмеримо более скромные

по сравнению с коммерческими результатами ведущих западных фирм – производителей сейсмических вибраторов.

2. Высокая популярность и коммерческий интерес, например, к вибраторам Nomad-65, в значительной степени сформировались в связи с тем, что разработку новых вибросейсмических комплексов компания - производитель Sercel осуществляет, в отличие от ЗАО «ГЕОСВИП», в более тесном контакте с ведущими геофизическими фирмами, например, такими как «Шлюмберже», что позволяет при создании вибросейсмических комплексов ориентироваться на реализацию самых современных технологий, связанных с проведением вибросейсмических исследований.

3. К сожалению, в настоящее время в России практически нет крупных геофизических предприятий с высоким научным потенциалом. Однако, понимая необходимость кооперации с геофизическим сообществом, руководство ЗАО «ГЕОСВИП» не исключает возможность проведения совместных работ и с малыми предприятиями, в состав которых входят ведущие учёные, занимающиеся вибросейсмическими исследованиями.

4. Чрезвычайно перспективная работа, заключающаяся в создании системы управления, обеспечивающей возможность практической реализации адаптивной вибросейсморазведки, была проведена ЗАО «ГЕОСВИП» совместно с малым предприятием ООО «Геофизические системы данных». Различные модификации адаптивной вибросейсморазведки, реализуемые с применением этой системы, в настоящее время внедряются не только в Российской Федерации, но и в Китае, а также в республиках Средней Азии. И очевидно, что при грамотном менеджменте такая работа может значительно повысить авторитет, а значит и

коммерческие преимущества продукции ЗАО «ГЕОСВИП».

5. Весьма уместной была бы также модернизация системы управления, разработанной ЗАО «ГЕОСВИП», которая обеспечила бы технологичное использование современных методических приёмов flip-flop, slip-sweep, ISS.

6. Наиболее высокой геологической эффективностью на данный момент характеризуется вибросейсмический излучатель ANV-IVTM RENEGADE, производимый в США компанией INOVA. По таким, чрезвычайно важным параметрам, как номинальное усилие, минимальная и максимальная рабочие частоты этот вибратор превосходит основные вибраторы, разработанные ЗАО «ГЕОСВИП», что позволяет при работе с ним обеспечить большую глубинность исследований и лучшую динамику формируемых колебаний. Характеристики источника ANV-IVTM RENEGADE, определяющие его наиболее значимые преимущества, безусловно, должны быть приняты во внимание специалистами ЗАО «ГЕОСВИП» при разработке новых моделей вибраторов.

7. На примере компании INOVA можно утверждать, что в настоящее время создание эффективных вибросейсмических установок, отвечающих современным требованиям, представляется возможным исключительно при условии, что разработка вибраторов включает и проведение серьёзных научных исследований. И это правило, безусловно, должно восприниматься специалистами ЗАО «ГЕОСВИП» в качестве аксиомы.

8. Участие ЗАО «ГЕОСВИП» в создании и производстве кодоимпульсных источников сейсмических колебаний могло бы также составить серьёзную перспективу развития предприятия. Актуальность развития кодоимпульсного способа

сейсмической разведки в настоящее время в значительной степени возрастает в связи с санкциями, установленными к Российской Федерации западными странами и необходимостью решения проблемы импортозамещения, поскольку ряд достаточно сложных элементов отечественных вибраторов производится за рубежом.

Литература

1. Даниэль Букар, Жиль Оливри, Дени Мужено, 2013, Низкочастотные свипы с вибраторами Nomad-65, электроникой VE464 и программой «CheckSweep». Приборы и системы разведочной геофизики, 3, 33–42.
2. Жуков А.П., Тищенко И.В., Калимулин Р.М., Горбунов В.С., Тищенко А.И., 2011, Адаптивная вибросейсморазведка в условиях неоднородного строения верхней части геологического разреза // Технологии сейсморазведки, 2, 5–12.
3. Зхоухонг Вэй, 2008, Совершенствование сейсмического вибратора продольных волн для повышения разрешённости сейсморазведки. Приборы и системы разведочной геофизики, 01 (23).
4. Кострыгин Ю.П., 2014, Вибросейсмический и кодоимпульсный методы сейсмической разведки. Краснодар: Изд-во «Просвещение-юг», 494 с.
5. Моугенот Д., 2004, Высокопроизводительный вибросейс. Приборы и системы разведочной геофизики, 03, 9–11.
6. Мужно Д.А., Череповский А.В., 2012, Использование глобальных навигационных спутниковых систем в полевой геофизике. Приборы и системы разведочной геофизики, 04, 47–50.
7. Sambell R. et al., 2010, Land seismic super-crew unlocks the Ara carbonate play of the Southern Oman Salt Basin with wide azimuth survey. – First Break, vol. 28.

Свобода, которую только можно себе представить.

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

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

Жизнь связала с сейсморазведкой?



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



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

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

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