

ISSN 2074-8906

ПРИБОРЫ и СИСТЕМЫ РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ

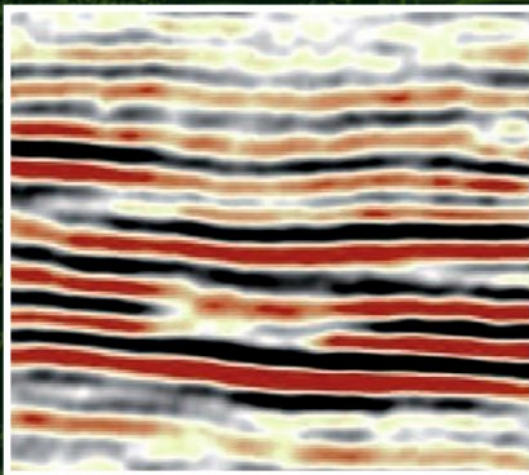
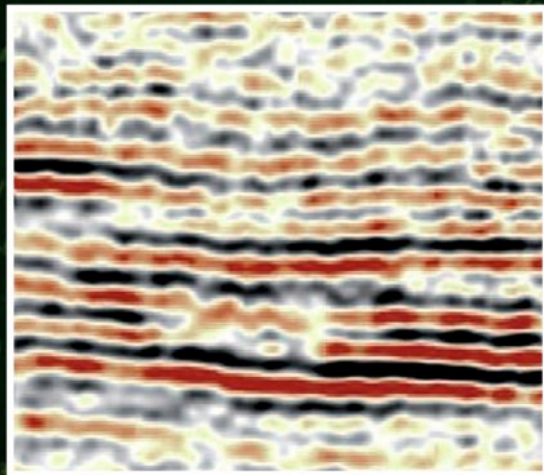
ОБЩЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЕЖЕКВАРТАЛЬНЫЙ ЖУРНАЛ

АПРЕЛЬ-ИЮНЬ

02/2016

Издаётся с 2002 г.

ТЕМА НОМЕРА:



Оптимизация процедур обработки сейсмоданных

ТАКЖЕ В НОМЕРЕ:

- новая рубрика в журнале - прогноз нефтегазоносности

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 Научно-практическая конференция «Сейсмические технологии - 2016»**
Турлов П.А.

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

- 8 О развитии информационных технологий в геологической и нефтегазовой промышленности**
Кириллов С. А.

Аннотация: В статье обосновывается необходимость создания новой системы информационных технологий в геологической и нефтегазовой промышленности России.

В качестве основной цели проекта развития информационных технологий в геологической и нефтегазовой промышленности России автор предлагает создание совершенного инструментария построения комплексных экспертных моделей (КЭМ) нефтегазопромысловых объектов, динамически объединяющих характеристики месторождений углеводородов и бизнес-процессы их поисков, разведки и разработки, переработки сырья и реализации энергоносителей.

Ключевые слова: нефтегазовая промышленность, месторождение, комплексная экспертная модель, технология-DV

- 15 Применение передовых технологий обработки и миграции широкоазимутальных сейсмических данных в юго-западной части Прикаспийской впадины**

Булеев С.Е., Калинин Г.П., Ужакин Б.А., Сафронова О.Н., Вороновичева Е.М., Смирнов К.А.

Аннотация: В статье описываются результаты применения технологий, включающих шумоподавление с сохранением характеристик сигнала, построение скоростной модели среды со сложной топологией границ и глубинные миграции данных с учетом особенностей геологического строения разреза и параметров 3D-съемки.

Ключевые слова: широкоазимутальная сейсмика, анизотропная миграция, технология LIFT, томография

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

- 22 Компьютерные технологии геологического изучения и анализа ресурсного потенциала перспективных территорий**

Кириллов С. А.

Аннотация: В статье обосновывается необходимость создания российских программных комплексов для построения цифровой геологической модели, обеспечивающих обработку и интерпретацию данных сейсморазведки, методов ГИС, построение разрезов и карт, визуализацию результатов на всех этапах обработки, интерпретации и построения модели.

Ключевые слова: сейсморазведка, геофизическое исследование скважин, компьютерная технология, обработка данных, геологическая модель

- 27 Развитие методов предсказания трещиноватости на основе сейсморазведки 3D требует совершенствования аппаратуры, предназначенной для прямых скважинных измерений трещиноватости**
Афонасин В.В., Масюков В.В.

Аннотация: Авторы кратко описывают последние достижения в области прогнозирования трещиноватости на основе сейсмораз-

CONTENTS

EDITORIAL

- Theoretical and practical conference "Seismic technologies – 2016"**
Turlov P.A.

GEOLOGICAL INVESTIGATIONS

- About information technologies development in geological and oil and gas industry**

Kirillov S.A.

Abstract: It is substantiated in the article the need for development of the new system of information technologies in geological and oil and gas Russian industry.

As the main objective of information technologies development project in geological and oil and gas Russian industry, the author suggests to create the perfect software tools, intended for unifying expert models (VEM) of oil-and-gas producing objects creation, which will dynamically combine the characteristics of oil-and-gas fields and business-processes of their prospecting, exploration and development, raw materials processing and energy resources sale.

Key words: oil-and-gas industry, field, unifying expert model, technology-DV

- Application of the leading-edge technologies for processing and migration of wide-azimuthal seismic data in the southwest part of Caspian sea basin.**

Buleev S.E., Kalinichenko G.P., Uzhakin B.A., Safronova O.N., Voronicheva E.M., Smirnov K.A.

Abstract: The article presents the results of application of technologies, including noise rejection with signal characteristics conservation, velocity reconstruction for subsurface with complex topology of the boundaries and data depth migration, subject to the specifics of the section geologic structure and 3D survey parameters.

Key words: wide-azimuthal seismic, anisotropic migration, LIFT technology, tomography

GEOPHYSICAL TECHNOLOGIES

- Computer technologies for geological study and analysis of the resource potential of prospective areas**

Kirillov S.A.

Abstract: It is substantiated in the article the need for Russian bundled software creation, intended for digital geological model development, to ensure the fulfillment of processing and interpretation of the seismic and geophysical well logging methods data, sections and maps construction, visualization of the results of all stages of processing, interpretation and model development.

Key words: seismic, geophysical well logging, computer technology, data processing, geological model

- Development of fracture prediction methods on the base of seismic 3D requires improvement of direct fracture measuring borehole equipment**

Afonasin V.V., Masjukov V.V.

Abstract: The authors briefly describe the recent results in the field of fracture prediction by seismic 3D. By many years' investigation experience of fracture reservoirs in East Siberia they've come to the conclusion that direct fracture measuring technologies in open drilled

ведки 3D. На основе большого практического опыта работы с древними трещинными коллекторами Восточной Сибири делается вывод о необходимости совершенствования технологий непосредственного измерения трещиноватости в открытых стволах скважин. В этой связи в статье обсуждается проблема создания специального стенда для верификации и калибровки микроимиджеров трещиноватости.

Ключевые слова: трещинный коллектор, сейсморазведка, имиджер трещиноватости, измерительный стенд, аппаратура ГИС.

ОБРАБОТКА

36 Организация обработки сейсмических данных при помощи облачных сервисов. Примеры и перспективы

Оболенская А.А., Рябинский М.А.

Аннотация: В настоящей статье рассмотрен опыт применения, интересные аспекты и перспективы облачных сервисов применительно к интерпретационной обработке сейсмических данных на примере сервиса «Кабинет Заказчика» Яндекс.Терры. Ключевые слова: сейсморазведка, сейсмические данные, облачный сервис, Яндекс Терра, обработка, интерпретация

wellbores (usually horizontal) must be improved. In this connection, the problem of creation of special test bench for fracture borehole microimagers verification and calibration is under discussion in this paper.

Key words: fractured reservoir, seismic 3D, fracture microimager, test bench, borehole survey equipment.

PROCESSING

Organization of the seismic data processing by means of cloud services. Examples and prospects.

Obolenskaya A.A., Ryabinsky M.A.

Abstract: In this article the application experience, interesting aspects and perspectives of the cloud services in respect to interpretation processing of seismic data, with the service "Account of the Customer" Yandex.Terra given as an example, are considered.

Key words: seismic, seismic data, cloud service, Yandex Terra, processing, interpretation

46 Парадоксы использования НЧМ свипов

Колесов С.В., Жуков А.П., Некрасов И.А.

Аннотация: В статье рассмотрены некоторые особенности НЧМ свипов, учет и использование которых может существенно расширить их применение при проведении вибросейсмических работ, уменьшить время отработки ПВ и снизить стоимость работ. Ключевые слова: Вибрационная сейсморазведка, линейные и нелинейные свип-сигналы, эффективные спектры свипов, методика полевых работ, взаимная зависимость параметров свипов, особенности конусования нелинейных свипов

Nonlinear frequency-modulated sweeps using paradoxes

Kolesov S.V., Zhukov A.P., Nekrasov I.A.

Abstract: The article presents some features of non-linear frequency-modulated sweeps, taking into account of which can expand their application in vibroseis operations, reduce the source point time execution and cut down the cost of exploration

Key words: Vibroseis, linear and non-linear sweeps, effective sweeps spectra, field production methodology, sweeps parameters interdependence, non-linear sweeps tapering features

60 Алгоритм расчета статических поправок по известным временам прихода отраженной волны, основанный на понятии разности шага

Мараев С.Л., Мараев В.С.

Аннотация: В данной работе рассматривается алгоритм расчета статических поправок по известным временам прихода отраженной волны, основанный на понятии разности шага. Представленная методика позволяет решать задачу определения среднечастотных статических поправок при условии достоверного определения времен прихода отраженной волны. Ключевые слова: сейсмика, верхняя часть разреза, целевой горизонт, статпоправки

Statics calculation algorithm using known reflection (arrival) times, based on the interval difference conception

Maraev S.L., Maraev V.S.

Abstract: The paper presents statics calculation algorithm, using known reflection (arrival) times, based on the N interval difference conception. Presented procedure permits to solve the problem of determination of medium-frequency statics on the base of error-free information about reflection (arrival) times.

Key words: seismic, near-surface section, target horizon, statics

69 О некоторых возможностях айгеноскопии

Исакевич В.В., Исакевич Д.В., Грунская Л.В.

Аннотация: В статье представлена айгеноскопия – новый подход к анализу временных рядов. Этот подход основан на формировании ансамблей и типологий собственных векторов и спектров собственных значений и позволяет выявлять слабые (недоминирующие) составляющие временных рядов. Айгеноскопия может быть основой высокочувствительных методов изучения свойств среды, требующих меньшего внешнего воздействия – вплоть до перехода к пассивным методам.

Ключевые слова: собственный вектор, спектр собственных значений, ковариационная матрица, временной ряд, ансамбль, типология, недоминирующая компонента, айгеноскопия.

About some capabilities of eigenoscopy

Isakevich V.V., Isakevich D.V., Grunskaya L.V.

Abstract: Eigenoscopy is introduced in the article, which is a new approach to time series analysis. This approach is based on ensemble composition and research of eigenvectors' and eigenvalues' spectra typology and allows to reveal weak (nondominant) components of the time series.

Eigenoscopy can be the base for highly sensitive methods of subsurface properties research, in the exercise of less external action – up to passive methods transition.

Keywords: eigenvector, eigenvalue spectrum, covariance matrix, time series, ensemble, typology, nondominant component, eigenoscopy.

ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ

- 76** Возможности использования различного типа оборудования для возбуждения и регистрации сейсмических данных в условиях Восточной Сибири

Твердохлебов Д.Н., Гайдук А.В., Иванов Г.В., Филичев А.В.

Аннотация: В статье демонстрируется сравнительный анализ данных при использовании взрывного и вибрационного источников для возбуждения сейсмических колебаний и геофонов, геоакселерометров и акселерометров для регистрации данных.

Ключевые слова: сейсморазведка, взрывной источник, вибратор, геофон, акселерометр

ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

- 87** Технология зонального и локального прогноза нефтегазоносности платформенных структур в Рязано-Саратовском прогибе.

Воробьева Е.В., Воробьев В.Я.

Аннотация: В статье описаны статистические модели прогнозирования нефтегазоносных объектов. Как результат, приведены зоны концентрации остаточных запасов УВ для отложений Рязано-Саратовского прогиба по различным возрастам. При этом создаются предпосылки для оптимизации геологоразведочных работ путем выбора первоочередных объектов.

Ключевые слова: прогноз нефтегазоносности, Рязано-Саратовский прогиб, информативные модели, регрессионный анализ, запасы нефти и газа

INSTRUMENTS AND SYSTEM

- The possibilities of using different types of equipment for excitation and registration of the seismic data in the environment of Eastern Siberia**

Tverdohlebov D.N., Gayduk A.V., Ivanov G.V., Filichev A.V.

Abstract: In the article the data comparative analysis is demonstrated on application of explosive and vibratory sources for excitation of seismic waves and geophones, geoaccelerometers and accelerometers for data recording.

Key words: seismic survey, explosive source, vibrator, geophone, accelerometer,

OIL AND GAS-BEARING PREDICTION

- Technology of zonal and local prediction of oil and gas-bearing platform structures in Rjazano-Saratovsky yield**

Vorob'eva E.V., Vorob'ev V.Ya.

Abstract: Statistic models of oil and gas-bearing objects prediction are described in this article. As a result, zones of residual oil and gas concentration for sediments in Rjazano-Saratovsky yield are given. This creates the conditions for exploration optimization by choosing top-priority subjects.

Key words: oil and gas prediction, Rjazano-Saratovsky yield, informative models, regression analysis, oil and gas reserves.

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 ЕАГО

Издатель:

ООО «Информ-ГеофизСервис»

Директор:

Турлов П.А.

Адрес издательства:

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

Обложка и оформление:

Д.В. Мокроусов

Вёрстка:

Д.В. Мокроусов

В оформлении обложки использовано изображение с сайта goodfon.ru, а так же рисунки из First Break, 30, 2012, pp. 93-98

Тираж отпечатан в типографии ООО «Формат»

Тел. +7 (8452) 39-33-77

Тираж: 300 экз.

Подписано в печать:

25.06.2016

Дата выпуска:

15.07.2016

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, 2016
© ООО «Информ-геофизсервис», 2016

Научно-практическая конференция «Сейсмические технологии - 2016»

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

У Вас в руках свежий, ещё пахнущий типографской краской номер журнала «Приборы и системы разведочной геофизики». Дался он нам с великим трудом. Всё-таки отраслевой кризис в нефтегазовой отрасли ещё имеет место быть и далеко не все специалисты демонстрируют оптимизм в отношении перспектив выхода отрасли из кризиса. И если кто-то считает, что пик кризиса миновал, то, по моему, ему надо снять розовые очки. Кризис в стране не миновал, он продолжается и Россия с одними лишь декларациями о необходимости «модернизации» так и будет оставаться в состоянии медленно текущего, нескончаемого, вялого кризиса.

Но к счастью не всё так мрачно. Всё-таки в это время в отрасли случаются и положительные события. Одним из таких событий, на наш взгляд, является научно-практическая конференция «Сейсмические технологии-2016», состоявшаяся в период с 18 по 20 Апреля 2016 г. в г. Москве. Конференция была организована Центром анализа сейсмических данных МГУ имени М.В. Ломоносова и Институтом физики Земли имени О.Ю. Шмидта РАН совместно с Центральной геофизической экспедицией и Евро-Азиатским геофизическим обществом.

Как правило, посетители конференций совершенно справедливо ожидают, что доклады будут представлять собой актуальный, открытый, равноправный обмен информацией, полезной для профессионалов. К счастью, ожидания эти, по мнению многочисленных участников конференции, оправдались. Конференция стала весьма популярной в Российском геофизическом сообществе

и в 2016 г. собрала рекордное количество участников. Достаточно сказать, что конференция насчитывала среди зарегистрированных участников более 300 специалистов отраслей. Они регистрировались, потому что были уверены в том, что узнают нечто новое, смогут обменяться опытом и мнениями со своими коллегами-геофизиками, учёными и инженерами. Я уж не говорю о возможности личных встреч со старыми друзьями и коллегами, разбросанными по всей стране, и о жарких дискуссиях в кулуарах конференции.

Не сомневаюсь в том, что у научно-практической конференции «Сейсмические технологии» хорошее будущее.

Часть статей, размещённых в данном выпуске журнала, резонирующих с темой данного номера журнала — это доклады, прочитанные на конференции «Сейсмические технологии-2016».

Считаю, что решение о публикации ряда докладов в этом и в ближайших выпусках журнала, во-первых, позволит многим геофизикам, не сумевшим принять участие в работе конференции, познакомиться с интересной научно-технической информацией, доложенной на конференции, а во-вторых, привлечёт их внимание к этой конференции. Думаю, что данное взаимодействие между организаторами конференции и редакцией журнала должно практиковаться и в будущем.

Желаю вам приятного чтения!



С уважением,

П.А. Турлов

О развитии информационных технологий в геологической и нефтегазовой промышленности

■ Кириллов С.А., АО «Центральная геофизическая экспедиция», Москва

Последнее десятилетие характеризуется ускоренным развитием информационных технологий как в промышленности в целом, так и в нефтегазовой области и, в частности, во всех звеньях процесса поисков, разведки, добычи и реализации ресурсов углеводородного сырья.

Такие известные зарубежные нефтегазовые компании, как British Petroleum, Shell, Chevron, Exxon Mobil и другие, тратят десятки миллионов долларов на приобретение передовых технических и лицензионных программно-вычислительных средств для реализации и поддержки информационных технологий.

Практической статистикой подтверждено, что интенсивное применение таких технологий прежде всего влияет на увеличение объемов добычи сырья на действующих месторождениях и снижение затрат (в целом до 15-18 процентов), и также сокращает сроки освоения перспективных площадей и введения в эксплуатацию новых месторождений в разных регионах мира в среднем до 30 процентов [1-5].

Основная цель – создание новой программно-технологической и методической линии, компоненты которой будут легко собираться в соответствии с условиями или пожеланиями пользователя.

Экономическая платформа госкапитализма, на которую, судя по всему, переводится нефтяная и газовая промышленность России (как впрочем, и масштабная их корпоратизация), с неизбежностью требует замены бюджетно-балансовой системы управления финансами на инвестиционную. Это, по существу, единственный способ блокировать неэффективные и давно себя дискреди-

тировавшие сценарии «планового освоения» ресурсов, выделенных государственным собственником. Последний, выступая в качестве донора, непосредственно в оперативном управлении не участвует, а проконтролировать процесс может лишь на основе неких интегральных критериев по схеме сопоставления затрат (объем капитальных вложений по этапам исполнения) и эффективности (норма рентабельности, поток наличности, срок окупаемости и т. п.).

Очевидно, что такая замена неминуемо принципиально поднимает роль научно-методического сопровождения производства (предназначение науки – на основе накопленного опыта объяснять сущное и прогнозировать будущее). Сегодня, современные информационные технологии обеспечивают формирование модельных представлений, которые позволяют корректно согласовать упомянутые критерии в каждом комплексном инвестиционном проекте. Принципиально важно сделать эти модели динамичными, т.е. способными адаптироваться к изменяющимся условиям развития бизнеса (знаниям об объекте работ, нормам и правилам налогообложения, конъюнктуре цен и т. п.). Это даст возможность оценивать содержательность и эффективность проектов на всех этапах их выполнения, своевременно и конструктивно корректировать управляющие и инженерные решения (проводить четырехмерный мониторинг).

Соглашаясь с целесообразностью применения новой эволюционной доктрины в управлении можно перейти к формулировке основной цели проекта

развития информационных технологий нефтегазовой промышленности РФ – созданию совершенного инструментария построения комплексных экспертных моделей (КЭМ) [5].

Основное средство – комплексная экспертная модель (КЭМ) нефтегазопромыслового объекта динамически объединяет характеристики месторождений углеводородов и бизнес-процессов их поисков, разведки и разработки, переработки сырья и реализации энергоносителей. Как информационная структура, КЭМ включает в себя:

- содержательные параметры естественного резервуара (геологические характеристики, физические свойства пород и флюидов, ресурсы сырья);
- характеристики технологических схем и процессов добычи (технические, гидродинамические, производительные);
- показатели эффективности инвестиций для модельного максимально адекватного реальному бизнес – проекту, начиная от поисково-разведывательных работ, вплоть до завершающей стадии разработки месторождения и его ликвидации.

От геолого-технологической модели комплексная экспертная модель нефтегазопромыслового объекта отличается:

1. Обязательными функциями КЭМ является информационный обмен в системе данных количественными и качественными свойствами, определяющими модельные представления о залежи. Например, структурная модель залежи в совокупности с гидродинамическими построениями преобразуется в систему данных проекта разработки, где уточняется геологическая модель, извлекаемые ресурсы, прогнозируются объёмы капитальных и операционных затрат. При этом связи в системе данных, нахо-

дящихся в анализе, остаются активными и изменения упомянутых модельных представлений непрерывно иницируют корректировку положений проекта и соответствующих финансово-экономических оценок.

2. По форме отображения вводится пространственное (четырёхмерное) изображение исследуемых продуктивных образований, распределений характеристик пород и флюидов, а также разнообразных сопутствующих данных. При этом координатная система, возможности визуализации материала и вычислительные средства являются стереотипными для всех вариантов модельных представлений.

3. Осуществляется постоянная информационная поддержка анализа геолого-экономических и технико-экономических показателей, которые вытекают из объёмов используемых ресурсов, технологической схемы разведки или разработки месторождения, а также нормативно законодательной базы управления бизнес-процессами.

4. Общая информационная структура, на всех стадиях формирования КЭМ, остается неизменной, а нехватка достоверных данных для полного описания объекта компенсируется прогнозными параметрами, сопровождаемыми точностными оценками.

Основная (базовая) технология – DV (программные пакеты DV, получившие название от «dynamic viewing» - динамическое видение параметров модели). Вычислительные технологии ряда DV реализуются интегрированными программными пакетами для создания, поддержки и анализа 3D структурно-параметрической модели резервуара на основе комплексной интерпретации сейсмических, каротажных и петрофизических данных.

При построении геологических, петрофизических, промыслово-физических и гидродинамических моделей используется четырехмерная метрика с совмещением оси глубин с осью времени (сейсмического) посредством стратиграфической привязки.

Информационной базой для создания геологической модели современного строения нижнего полупространства, является пространственная сейсморазведка 3D и скважинные данные. Модели, полученные по совокупности информации 3D сейсморазведки и ковра разведочных скважин, являются основой подсчета запасов – заключительной стадии разведки.

Традиционные методы построения геологической модели и новый подход к анализу процессов формирования структур в 4D пространстве реализованы в интегрированном пакете DV. Использование технологии ДИНАМИЧЕСКОГО ВИДЕНИЯ дает возможность реализовывать и визуализировать все процессы получения результатов и корректировать эти результаты на основе накопленных знаний на всем пути преобразования исходных данных в конечный результат.

В сложных процессах формирования интегрированных вычислительных технологий информационной поддержки геологоразведочного и нефтегазового комплекса, в настоящее время серьезно возросла роль интегрирующих компаний (холдингов). Делаются первые серьезные попытки объединения передовых отечественных разработок в области обработки и комплексной интерпретации сейсморазведочных данных и скважинных данных ГИС, моделирования месторождений углеводородного сырья, процессов их разработки и эксплуатации в единый программный пакет. Сегодня отчетливо видны несомненные успехи

этого действия, а также слабости подхода объединения «разнообразных» коммерческих системных решений, программных средств и методико-технологических направлений моделирования.

Поскольку позитивные моменты достаточно широко обсуждаются и освещаются в специальной литературе, проблемы и издержки принятой схемы также должны быть определены, в первую очередь, для того, чтобы облегчить процесс их ликвидации.

Рассмотрим два обстоятельства, которые могут повлиять на успех этого, несомненно перспективного проекта:

1. Компоненты (отдельные модули) объединенного ПК будут развиваться соответствующими авторскими коллективами и реализовываться на рынке в рамках существующей конъюнктуры, скорее всего, независимо от каких-либо централизованных установок. Поэтому сохранить жесткую структуру комплекса вряд ли удастся, а перманентный переговорный процесс между авторами программ и потенциальными пользователями, по каждой конкретной инсталляции, потребует неоправданно больших усилий при очень низкой эффективности.

2. С очевидностью ПК должен быть открыт как для новых программных продуктов, так и для новых типов данных. При этом никто не осмелится утверждать, что свойства указанных (возможно ещё не существующих) информационных структур, могут быть каким либо образом predetermined или регламентированы.

Отсюда следует вывод, что ПК может и должен развиваться не как пакет, комплекс программ или операционная среда. Это должна быть интегрированная платформа разработки (генератор) цифровых технологий для нефтяной и

газовой промышленности. Вообще говоря, допустим любой набор содержательных модулей (программных реализаций), включая имеющиеся зарубежные составляющие.

Ключевым является вопрос специализации системы данных и системных же средств управления процессами. Не следует также исключать существующего дублирования функций различных модулей комплекса. Это обеспечит устойчивость его развития безотносительно к динамике разработки или привлечения новых компонент (модулей).

Здесь имеют равную важность три основных направления развития программного комплекса или технологии для нефтегазового комплекса:

- программные разработки прикладных методов и процессов;
- системно-сетевые решения, включая оперирование данными;
- активное сопровождение (инсталляции, обучение, методические консультации, выполнение) реальных производственных проектов.

В контексте исполнения регламентов по созданию, поддержке и использованию Федерального банка данных (специальными средствами), вопрос должен стоять не только и не столько о продаже вычислительных программ и пакетов, сколько о гибком, максимально широком содержательном сервисе «под ключ». По желанию потенциального заказчика может быть выполнен произвольный объем цифровой обработки геофизических, геологических, промысловых данных по любому мыслимому графу решения поставленной геологическо-технологической задачи с качеством, эффективностью и технологичностью обрабатывающих процедур, не уступающим мировому уровню.

С той же лёгкостью заказчик может получить в процессе работ не только содержательный результат, но и технологическую линию его получения. Если заказчик захочет, то и с программно-техническим насыщением в собственность, в лизинг или аренду. Излишне говорить, что эта технологическая линия будет ориентирована под конкретные условия работ, состав и качество информации, нормативно-технические регламенты к результатам, отчётам и т.п. Повидимому, лицензированное соответствие системным соглашениям ПК будет очень важно (в том числе, и в коммерческом смысле) для отдельных пакетов и процедур, даже если они реализуются независимо.

В качестве прецедента, можно вспомнить Oracle-Applications - мощное средство для конструирования систем данных из блоков, отличных не только по форматным или протокольным признакам, а даже по операционным средам поддержки. Таким образом, очень важно выдержать рамки реальных возможностей как в реализации конструктивных научно-инженерных решений, та и в их административной поддержке.

Конечно не сразу, подобная постановка задачи совершенствования комплекса приведёт к развитию средств конструирования сложных схем даже из продуктов, разобшённых по платформам. Появление в 60-70-х прошлого века языков программирования высокого уровня (например, Fortran, PL-1) дало инженерам-геофизикам и исследователям мощнейший инструмент для самостоятельных действий (доля труда программистов в решении прикладных задач принципиально снизилась). Неминимо такое же развитие и для информационных технологий в нефтяной и газовой промышленности, тем более идеология, методология и технологические

решения «низкого уровня» отработаны до практической пригодности и осталось разработать сценарий по созданию продукции высокого уровня.

В развитие указанных идей построения генератора цифровых технологий для нефтяной и газовой промышленности, вернемся к возможности разработки сценария действий по созданию продукции высокого уровня.

Большая доля содержательности решения сосредоточена в постановке задачи. Исходные положения таковой можно условно сгруппировать как абсолютно верные, спорные, сомнительные и ошибочные, причем первые и последние не всегда находятся в антагонизме. Итак:

1. Итогом действий по созданию «платформы» должен быть коммерческий успех.

2. Допустимые сроки реализации проекта определяются взаимоисключающими факторами:

2.1 Качество продукта должно принципиально превосходить существующий уровень.

2.2 Продукт должен быть готов к реализации (во всяком случае - к презентации) на протяжении года-полутора. Здесь дело даже не в необходимости достижения максимальной эффективности инвестиций. Просто аналоги развиваются примерно такими же темпами, следовательно, большие сроки поставят потенциального заказчика перед постоянным выбором - что предпочесть? Отлизанную, блестяще реализуемую продукцию Schlumberger, Paradigma Geophysical, Landmark и т. п. или пока отечественные пионерские изыскания, рассчитанные на весьма квалифицированного пользователя. Конечно, судьей в итоге будет время. Нефтяное дело – дело «долгоиграющее», только по прошествии 5-7 лет становятся видимыми ошибки и огромные экономические

потери, сделанные на стадии проектирования (особенно специалистами невысокого квалификационного уровня с помощью «кнопочных технологий»).

3. Функциональные возможности продукта должны, как минимум по одной позиции, принципиально отличаться от тех, что предлагаются на рынке (т.н. научная, технологическая «фишка» без которой очень трудно убедить потребителя в необходимости приобрести или использовать именно эту продукцию).

Можно предложить общее решение поставленной задачи (табл.1):

1. Оперативная реализация открытой архитектуры продукта, используя, как минимум на первом этапе, функции DV плюс одна-две фишки. В качестве таковых, к примеру, можно привести:

- нетривиальные процедуры анализа сейсмограмм и набор новых атрибутов под флагом высокого разрешения;
- методы решения обратной динамической задачи сейсморазведки;
- абсолютно нетривиальные методы трансформации каротажных кривых и нейронные схемы решения задач прогноза свойств вещества (флюида);
- единая база геолого-геофизических, фильтрационных, промысловых, экономических данных по месторождению (залежи);

- обязательное использование 4D оболочки с визуализацией связанных 3D и 2D подпространств.

2. В процессе развития программного продукта равную важность имеют три направления:

- проектирование и создание собственно платформы;
- программная реализация вычислительных собственных алгоритмов, сборка, компоновка модулей из известных алгоритмов и методов и т.п.;
- активное внедрение, сопровождение (инсталляции, обучение, методичес-

кие консультации), выполнение реальных производственных проектов, создание технологии решения конкретных задач и оперирования данными «под ключ» (чего так хотят некоторые пользователи).

3. Широкое привлечение определённого административного ресурса. Например, каждый проект разработки (подсчёт запасов) должен попадать в федеральную БД в определённой форме или фрагменты постоянно действующей ГТМ должны быть представлены на ведомственном портале (на ГКЗ). Существуют условия тендеров, где выставляются требования публиковать геофизическую информацию, полученную в процессе ГРР, в Канаде – каротажные данные.

4. Обеспечение системными решениями свободу включения любого мыслимого процесса или технологии.

5. Должна быть максимально простая аппаратная база реализации - Intel PC + Windows или Linux.

6. Максимально гибкие условия поставок или использования по всему «сервисному дереву»:

- быстрое решение задач недропользователя в полном соответствии с регламентами ГКЗ, ЦКР и других контролирующих организаций;

- оперативная организация баз информационных технологий на любые объёмы и произвольные сроки эксплуатации;

- построение вычислительной технологии произвольной конфигурации (рабочие места, группа, ИТ-центр, профильная Intranet и пр).

Основной принцип организации начального этапа – от каждого по возможностям. В условиях ограниченных временных и финансовых ресурсов всегда приходится решать противоречивую задачу скорейшего получения

результата, который должен в каких-либо аспектах (а лучше в абсолюте) превосходить существующий уровень. Для достижения такового необходимо распределить приоритеты, разделить ресурсы и распараллелить функции.

Общее (генеральное) руководство – в полную силу задействует имеющиеся административные ресурсы для получения заказов на работы (услуги) и беспощадно эксплуатирует среднее управляющее звено с постоянным контролем исполнения обязательств перед заказчиками и ограничениями в операционных затратах и накладных расходах. Состав работ в начальной стадии «глобального проекта» ограничивается продуктами, готовыми к применению (аренда, приобретение, совместное использование), а исполнение переносится в объёме 60-80% на субподряд.

Административное (среднее) руководство выносит все тяготы первого этапа, страдая от волюнтаризма генералитета и поддерживая режим «цивилизованного рабства» в отношении субподрядчиков. Одновременно этот персонал является постановщиком задачи и главным оппонентом в бизнес планировании. Кроме того, он должен сформировать систему продаж будущей продукции (в первую очередь механизмы ценообразования и финансового контроля). Остаются такие мелочи как реклама, офис-менеджмент, текущие функции административного управления (например, бухгалтерская и налоговая отчётность).

Исследовательский и инженерный персонал занимается исключительно проектированием в последовательности: технические условия; аван-проект; ТЭО; технический проект и программа работ; рабочие проекты на основные элементы системы. Кроме того, выполняется вся функциональная часть бизнес-

анализа и бизнес-планирования (естественно, с участием руководства), а также разработка вышеупомянутого календарного графика как синтетического продукта, следующего из аналитических материалов, содержащихся в подробных поэлементных рабочих проектах.

Заключение. Решить задачу масштаба создания новой системы информационных технологий в нефтяной и газовой промышленности огромного государства или вертикально интегрированной нефтяной компании или геологического холдинга в условиях свободы времени, средств и психологического комфорта, безусловно, не удастся. Это должен понимать каждый участник процесса, соизмеряя свои потенции с претензиями. Несомненно одно - без героизма исполнителей, скорее всего, будет бессилён любой менеджмент. Без понимания проблем, доброй воли и материальной поддержки со стороны менеджмента, героизм исполнителей, в лучшем случае, будет растрочен на компенсацию последствий ошибок (любая самая сложная задача имеет как минимум одно простое ошибочное решение).

Существенно нивелировать это противоречие могут только тщательно отработанные и обоснованные начальные условия (проект), ибо в правильной постановке задачи содержится до 90% успеха её решения.

Сказанное относится к масштабным проектам, начинаемым «с нуля».

В случае с существующими отечественными программными пакетами дела обстоят более оптимистично, т.к. большая часть составляющих программных пакетов развивается более 10 лет, прошли стадии глубокой научной проработки и огромной объём успешного промышленного опробования на сотнях реальных месторождений и объектов. Поэтому, на наш взгляд, вполне реально

за 1-1.5 года отшлифовать оболочку системы для достижения вышеуказанных требований к системе.

Литература.

1. Н.А. Савостьянов. Нефтегазовый сервис России в опасности..., OFS Market Reporter, №1(4), Spring 2007.
2. Лаптев В.В. Регулирование и защита отечественного геофизического рынка // Геофизический вестник. 2013. №1. с. 12 – 16.
3. Лаптев В.В. Аналитический обзор отечественного рынка геофизических услуг // Геофизический вестник. 2013. №5. с. 7 – 14.
3. С.А. Кириллов, В.И. Горбунов. Роль геофизических исследований в нефтегазовом сервисе при разведке и сопровождении разработки месторождений углеводородов. НТЖ «Приборы и системы разведочной геофизики», №2, Саратов, 2008, с.5-8.
4. А.С. Кашик, С.А. Кириллов, В.И. Горбунов. Компьютерная технология интегрированной интерпретации геолого-геофизической и промысловой информации для создания и анализа комплексной экспертной модели. СЖ «Бурение и нефть», 10, 2006.
5. А.С. Кашик, С.А. Кириллов, В.И. Горбунов. Концепция комплексных экспериментальных моделей нефтепромысловых объектов. Специализированный журнал «Бурение и нефть», №10, М., октябрь, 2006, с.5-7. 4.
6. С.А. Кириллов Единая информационно-аналитическая среда моделирования залежи углеводородов. НТЖ «Геофизика», №2, 2011, М
7. А.С. Кашик, С.А. Кириллов, В.И. Горбунов, В.Е.Цой Вклад ЦГЭ в развитие информационных технологий в нефтяной и газовой промышленности. НТЖ «Геофизика», №4, 2007, М, с. 35-39.

Применение передовых технологий обработки и миграции широкоазимутальных сейсмических данных в юго-западной части Прикаспийской впадины

- Булеев С.Е., Калининченко Г.П., Ужакин Б.А., ООО СП «Волгодеминойл», г. Волгоград
- Сафронова О.Н., Вороновичева Е.М., Смирнов К.А., ООО «ПетроТрейс Глобал», г. Москва

Юго-западная часть Прикаспийской впадины характеризуется сложным геологическим строением и глубоким залеганием целевых горизонтов. Получение оптимального сейсмического изображения среды в условиях с сильными контрастами скоростей, вызванных соленосными и карбонатными отложениями сложной формы, требует глубокого знания геологии региона, оптимального планирования системы наблюдений и применения самых передовых технологий обработки сейсмических данных. Эти технологии должны включать в себя шумоподавление с сохранением характеристик сигнала, построение скоростной модели среды со сложной топологией границ и глубинные миграции данных с учетом особенностей геологического строения разреза и параметров 3Dсъемки. В статье описываются результаты применения подобных технологий для одного из лицензионных участков ООО СП «Волгодеминойл» в юго-западной части Прикаспийской впадины.

Описание объекта исследования и системы наблюдений.

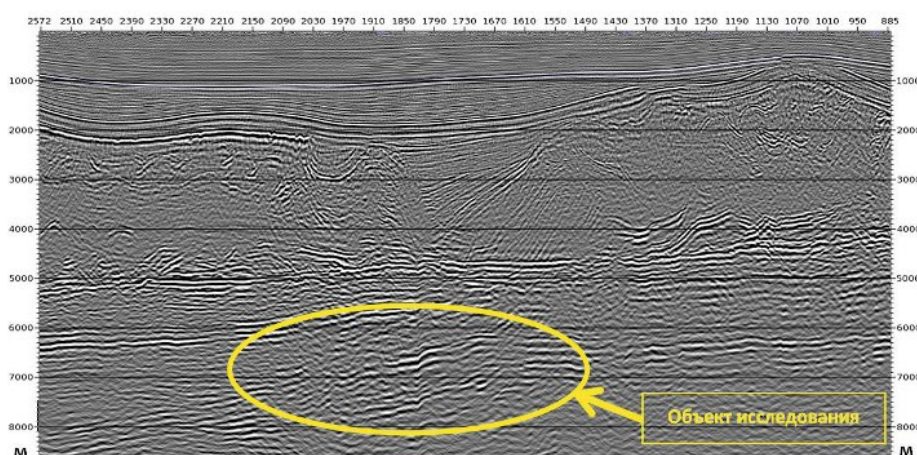
Район работ находится в юго-западной части Прикаспийской нефтегазовой провинции. Объектом исследования являлась структура предположительно рифового генезиса, расположенная на краю карбонатной верхнедевонской платформы в подсолевом комплексе. Глубина залегания структуры – около 7 км. На рис. 1. представлен результат старой обработки одного из 2Dпрофилей на указанной площади в глубинном масштабе.

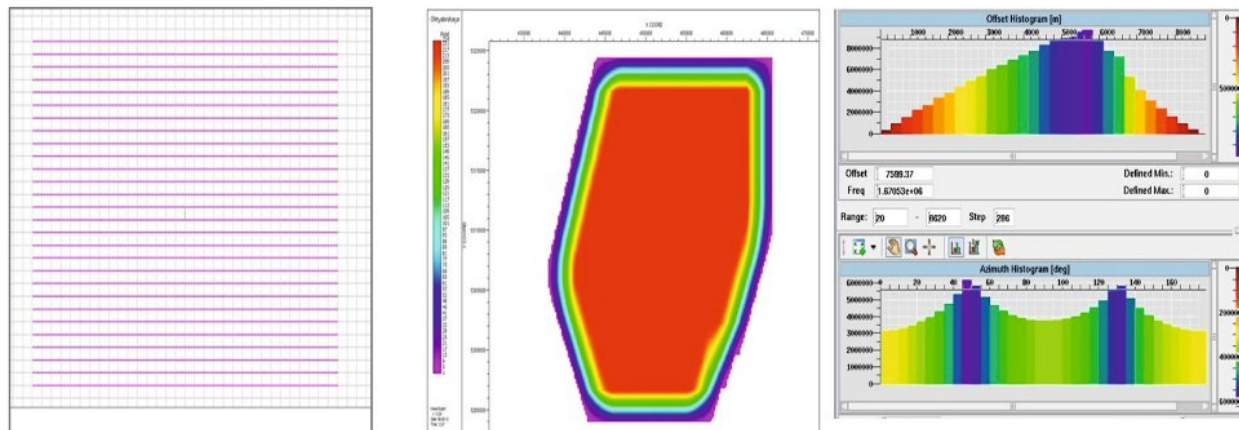
Площадь широкоазимутальной сейсмической съемки 3Dсоставляла 700 кв. км. В активной расстановке находилось 28 линий приема с расстоянием 400 м между ними и 7168 каналами. Максимальное удаление ПВ-ПП составляло 8500 м. Размер бина– 25×25 м, номинальная кратность – 224. На рис. 2 представлены характеристики системы наблюдений.

Целевое назначение и состав работ

Основной целью обработки являлось получение данных с высоким соотноше-

► Рис. 1. Результат старой обработки одного из 2D профилей.





▲ Рис. 2. Схема активной расстановки, распределение кратности, гистограммы удалений и азимутов.

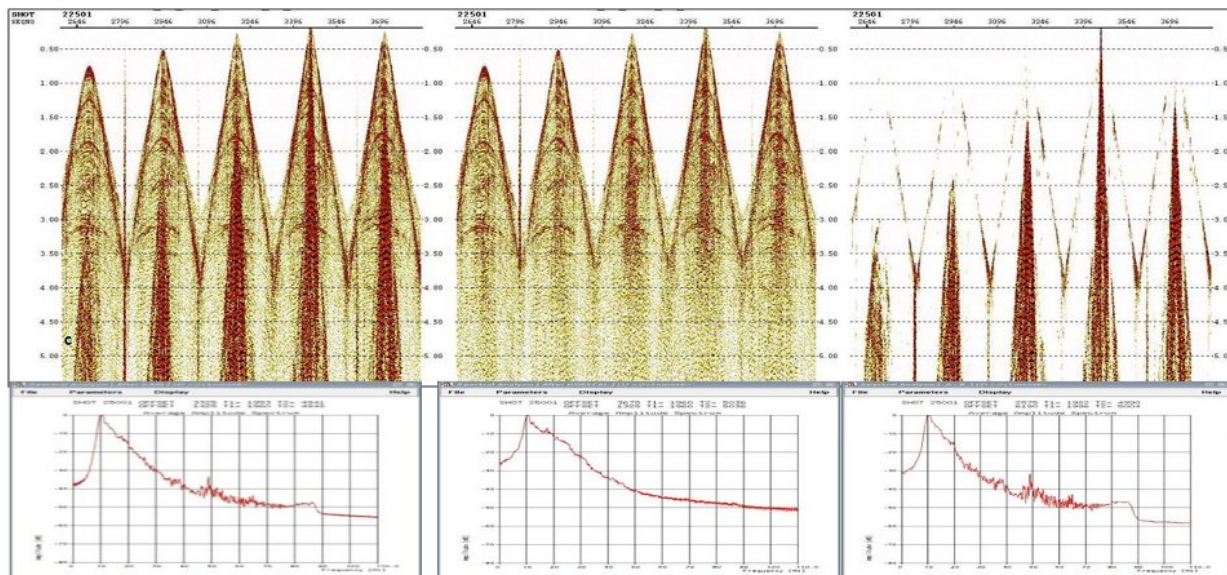
нием сигнал/помеха и высокоразрешенной записью (в первую очередь для отражений от подсолевого комплекса), позволяющих сформировать достоверную сейсмогеологическую модель для подготовки к глубокому бурению и оценки потенциальных ресурсов.

Для решения поставленных задач все процедуры выделения полезного сигнала производились с максимальным сохранением соотношения амплитуд. Помимо временной миграции выполнялись глубинная изотропная и анизотропная миграции данных до суммирования, для которых формирование глубинно-скоростной модели производилось с использованием томографии. Учитывая параметры системы наблюдений и сложность объекта исследования, для повышения качества отображения среды в сейсмическом поле на финальном этапе применялась полноазимутальная глубинная миграция данных.

Выделение полезного сигнала

Для подавления низкоскоростных поверхностных, промышленных и высокоамплитудных волн-помех была использована технология LIFT (Leading Intelligent Filter Technology). LIFT обеспе-

чивает эффективное подавление помех различной природы с сохранением амплитудных и фазовых характеристик сигнала. В основе методики лежит выделение сигнала и шума в разных частотных диапазонах, ослабление волн-помех до уровня меньшего или равного сигналу в каждом частотном диапазоне с применением скоростных фильтров и вычисление суммы остаточных компонент сигнала, которые формируют сигнальную часть сейсмических данных. При этом, формирование сигнальной составляющей, в отличие от общепринятого подхода (моделирование помехи и вычитание ее из данных), выполняется итерационно, а процедуры, применяемые для выделения сигнала на каждой итерации, могут быть различными. Процедура применялась в сортировках ОПВ и ОПП, а для формирования модели сигнала использовались, в основном, медианная фильтрация в различных частотных диапазонах и фильтр группирования низких частот. Как видно из рис. 3-4, применение технологии LIFT позволило эффективно выделить полезный сигнал, сохранив при этом его частотные характеристики.



▲ Рис. 3. Сейсмограммы и амплитудные спектры до (слева), после применения шумоподавления на основе технологии LIFT (в центре) и разница (справа).

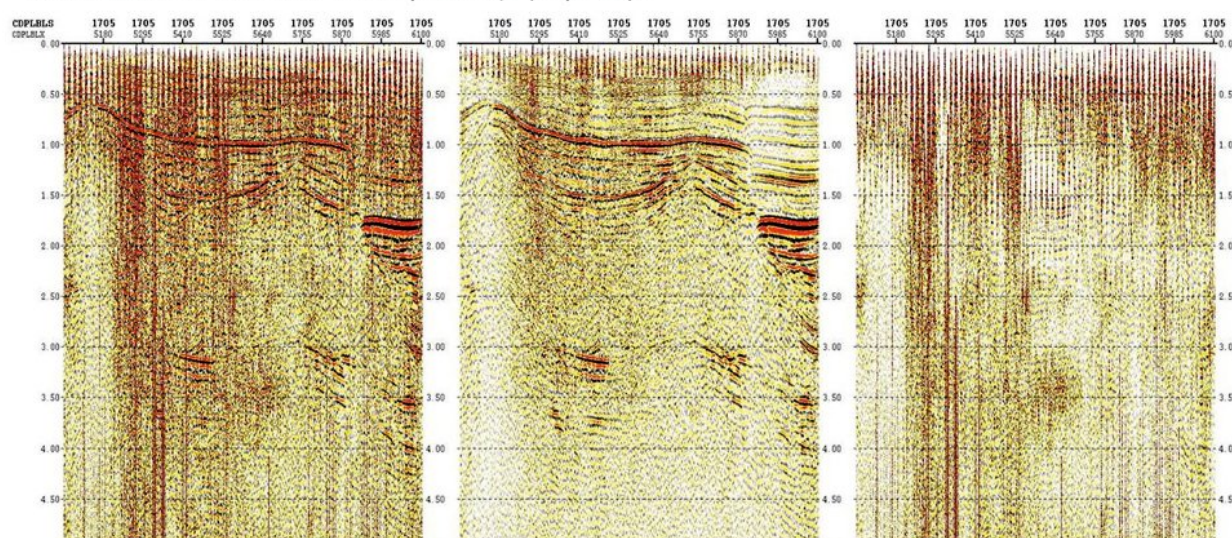
Построение глубинно-скоростной модели и миграция.

Для построения изотропной глубинно-скоростной модели выполнялся анализ скоростей по сейсмическим и скважинным данным, а также анализ результатов обработки и интерпретации данных 2D предыдущих лет. Для уточнения скоростной модели использовалось несколько итераций послойной и сеточной томографии. На рис. 5 представлено сечение глубинного куба изотропных

интервальных скоростей до и после уточнения модели.

После тщательного тестирования параметров (метод расчета времен пробега, апертура, анти-аляйсинговый фильтр и др.) с построенной скоростной моделью была выполнена изотропная глубинная миграция данных до суммирования по алгоритму Кирхгоффа. Как видно на рис. 6, применение глубинной миграции позволило значительно повысить фокусировку и прослеживаемость

▼ Рис. 4. Временной разрез до (слева), после(в центре) применения шумоподавления на основе технологии LIFT и разница (справа).



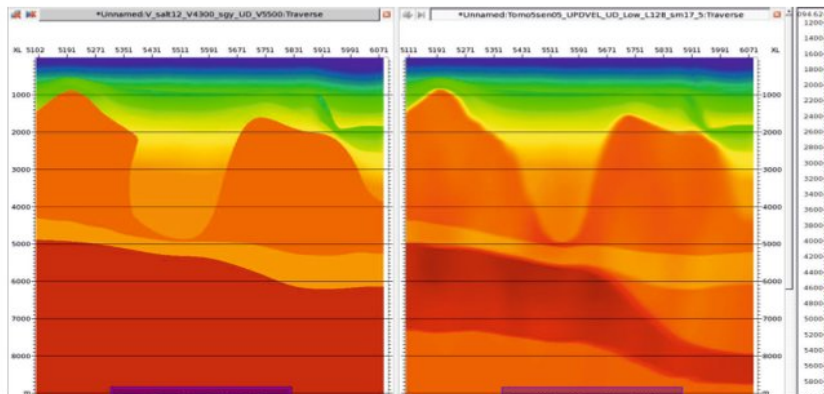
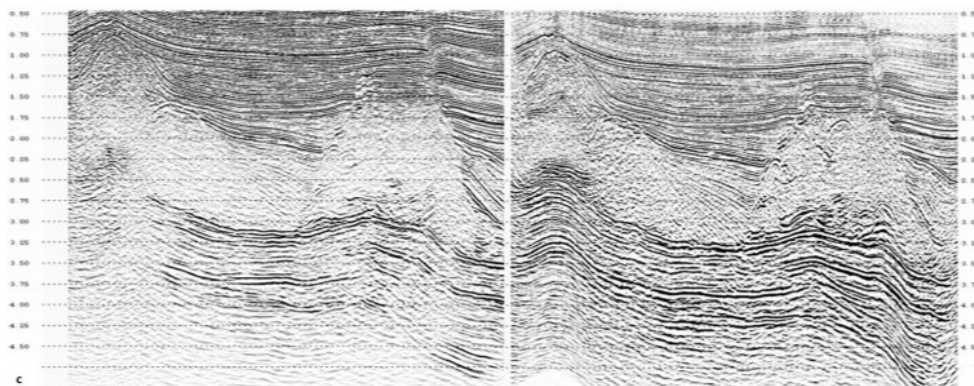


Рис. 5. Исходная (слева) и окончательная (справа) изотропная глубинно-скоростная модель.

Рис. 6. Временная (слева) и глубинная (справа) миграция до суммирования (во временном масштабе).



отражающих горизонтов по сравнению с результатом временной миграции.

Для учета анизотропии скоростей (анизотропии с вертикальной осью симметрии -VTI) производился анализ и расчет параметров Томсена - δ и ϵ . Выбор начальных значений параметра δ осуществлялся путем анализа глубин горизонтов, полученных по результатам глубинной миграции данных и глубин пластопересечений в скважинах. Параметр ϵ , на данном этапе, принимался равным δ . Полученные значения приме-

нялись для трансформации поля скоростей, которое затем использовалось для анизотропной глубинной миграции данных с заданным шагом. Далее производилось уточнение анизотропных параметров с помощью локальной томографии. Для построения финальной анизотропной скоростной модели потребовалось выполнение 3-х итераций уточнения параметра ϵ и 2-х итераций для уточнения параметра δ . На рис. 7 приведены сечения изотропной и анизотропной глубинно-скоростной модели.

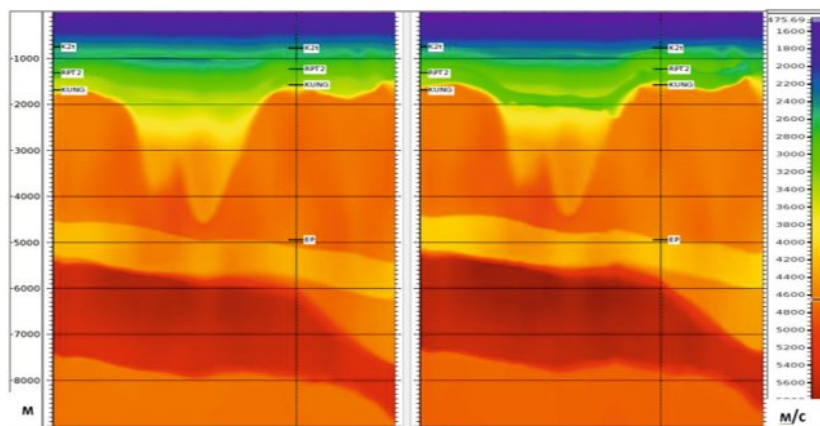
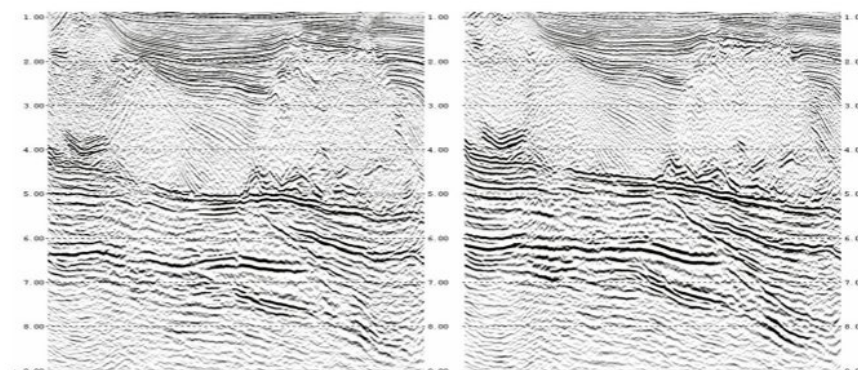
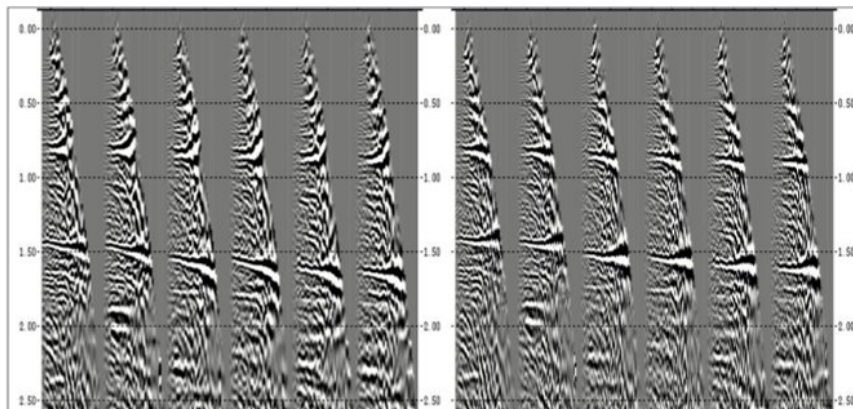


Рис.7. Изотропная (слева) и анизотропная (справа) глубинно-скоростная модель.

► Рис. 8. Сейсмограммы после изотропной (слева) и анизотропной (справа) глубинной миграции.



◀ Рис. 9. Сечения куба после изотропной (слева) и анизотропной (справа) глубинной миграции по алгоритму Кирхгоффа.

С анизотропной скоростной моделью была выполнена анизотропная глубинная миграция данных до суммирования по алгоритму Кирхгоффа. Как видно на рис. 8, применение данной процедуры позволило более эффективно спрямить годографы на мигрированных сейсмограммах и устранить эффект «клюшек».

На рис. 9. представлено сравнение результатов изотропной и анизотропной глубинной миграции данных на уровне разрезов. Легко видеть, что анизотропная миграция позволила улучшить фокусировку и уточнить геометрию отражающих горизонтов, особенно в подсолевом комплексе.

Полноазимутальная миграция

Для того чтобы в полной мере использовать все преимущества широкоазимутальной системы наблюдений, которая была использована на площади исследования, на последнем этапе сейсмические данные были подвергнуты специальной процедуре полноазимутальной глубинной миграции и декомпозиции волново-

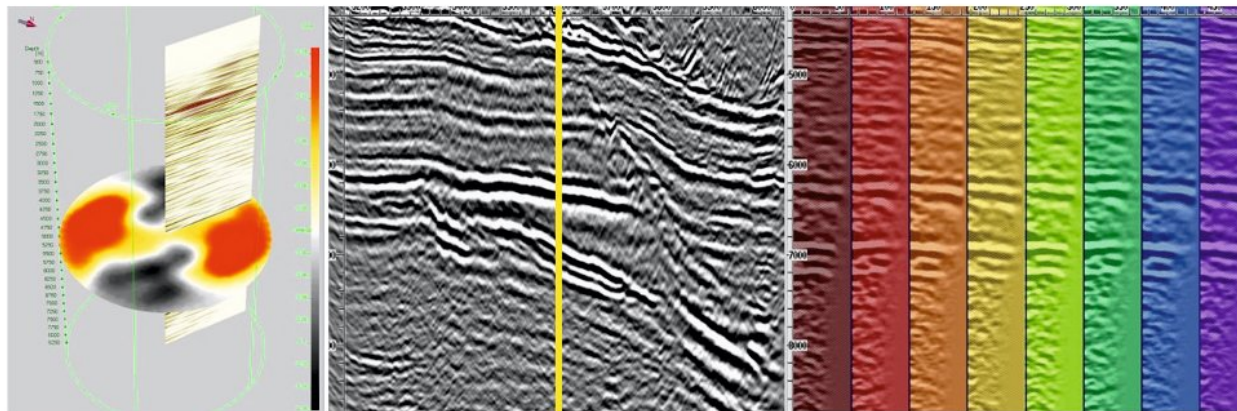
го поля в программном пакете EarthStudy 360 (ES360) компании Paradigm Geophysical.

В основе работы ES360 лежит лучевое трассирование модели из каждой точки глубины на поверхность наблюдений с заданным шагом по вертикали, латерали, а также по углам и азимутам. В результате, в распоряжении геофизиков имеется набор глубинных мигрированных сейсмограмм с полным распределением азимутов. Информация, извлеченная из этих данных, может значительно повысить достоверность структурных построений и использоваться в дальнейшем для прогноза свойств резервуара.

К основным преимуществам полноазимутальной глубинной миграции данных в системе ES360 можно отнести:

- Учет «многопутья»
- Контролируемое и равномерное распределение углов и азимутов
- Максимальное сохранение амплитудно-фазовых характеристик сигнала

Для выполнения полноазимутальной

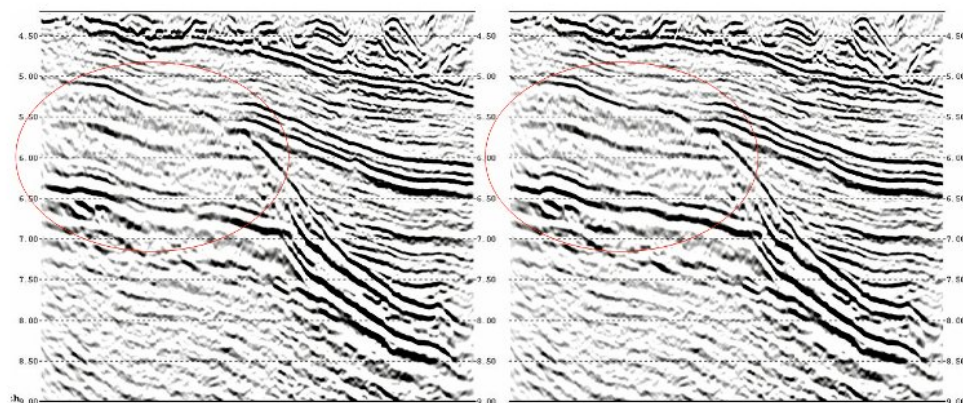


▲ Рис. 10. 3-х мерная полноазимутальная сейсмограмма, местоположение на разрезе и её 2-х мерная развертка (цветом кодируются азимутальные сектора).

миграции данных использовался куб скоростей и кубы анизотропных параметров, построенные на этапе выполнения анизотропной миграции Кирхгоффа. На рис. 10 приведены примеры объемной визуализации 3-х мерной полноазимутальной сейсмограммы, получаемой в результате выполнения миграции ES360, а также её двухмерная развертка, где трассы отсортированы по углам отражения для каждого выбранного азимута, кодируемого цветом.

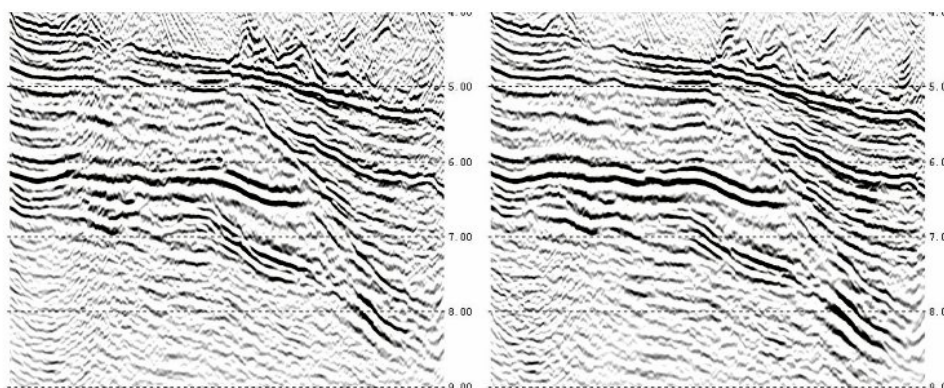
Заметно, что поведение годографов меняется в зависимости от азимута отражения. Для компенсации данного эффекта, был выполнен азимутальный анализ и расчет остаточной кинематики. Результат ввода азимутально-зависимой остаточной кинематики проиллюстрирован на рис. 11, где видно улучшение прослеживаемости отражающих горизонтов в целевом интервале.

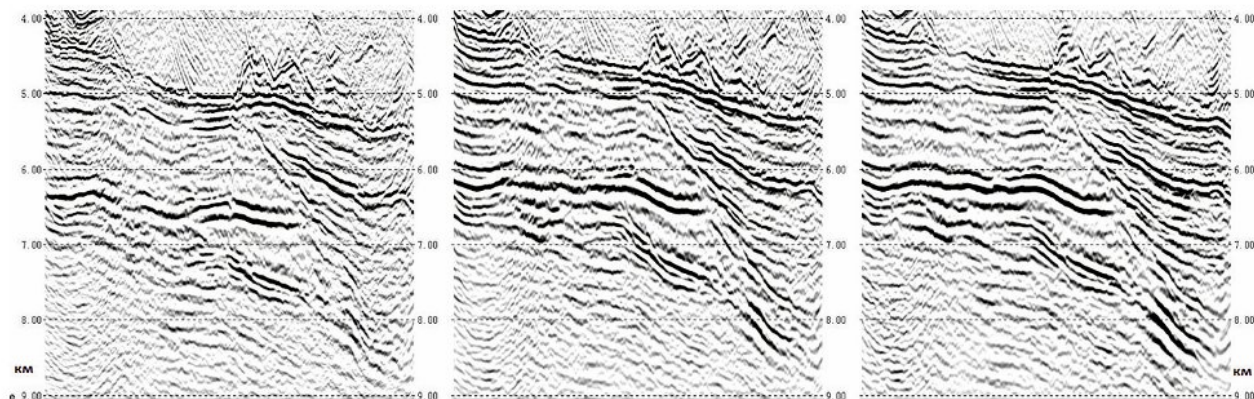
Рис. 12 демонстрирует сравнение результатов глубинной анизотропной



◀ Рис. 11. Сечение куба до (слева) и после (справа) ввода азимутально-зависимой остаточной кинематики по результатам полноазимутальной миграции данных.

► Рис. 12. Анизотропная глубинная миграция Кирхгоффа (слева) и анизотропная полноазимутальная глубинная миграция ES360 (справа).





▲ Рис. 13. Изотропная миграция Кирхгоффа (слева), анизотропная миграция Кирхгоффа (в центре) и полноазимутальная анизотропная миграция ES360 (справа).

миграции Кирхгоффа и глубинной анизотропной полноазимутальной миграции. Благодаря эффективному использованию всей информации, которая предоставляет широкоазимутальная съемка, технология ES360 позволила значительно повысить кинематическую и динамическую разрешенность записи в целевом интервале.

На рис. 13 представлены 3 варианта глубинной обработки, полученные в ходе выполнения данного проекта, которые иллюстрируют последовательное улучшение фокусировки и прослеживаемости целевых отражений в подсолевом комплексе по мере применения более эффективных технологий построения скоростных моделей и различных глу-

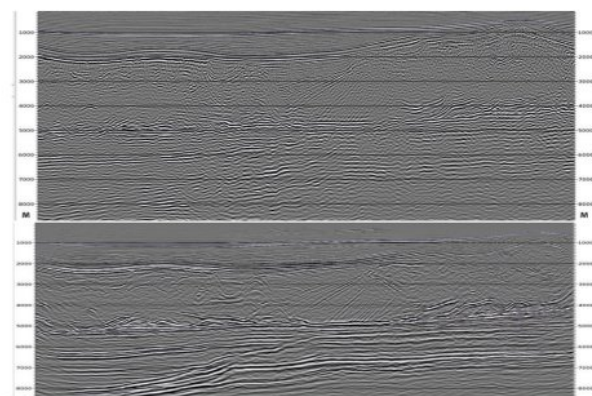
бинных миграций данных до суммирования.

Сравнивая полученные результаты с результатами обработки данных 2D прошлых лет (рис. 14), можно сделать вывод о том, что удалось достичь радикального повышения разрешенности записи и улучшения прослеживаемости отражающих горизонтов по всему разрезу.

Заключение

В результате выполнения проекта по обработке широкоазимутальных данных для одного из лицензионных участков ООО СП «Волгодеминойл» в юго-западной части Прикаспийской впадины были получены кондиционные результаты, позволяющие снизить риски при принятии решения о подготовке к глубокому бурению и оценке потенциальных ресурсов. Успешность выполнения данного проекта, во многом определялось следующими факторами:

- Оптимальная система наблюдений и сейсмические данные высокого качества;
- Применение инновационных технологий, позволяющих извлечь максимум полезной информации из сейсмических данных;
- Совместная конструктивная работа геологов, обладающих глубокими знаниями о строении региона, и геофизиков, использующих эти знания в ходе применения высокотехнологичных процедур.



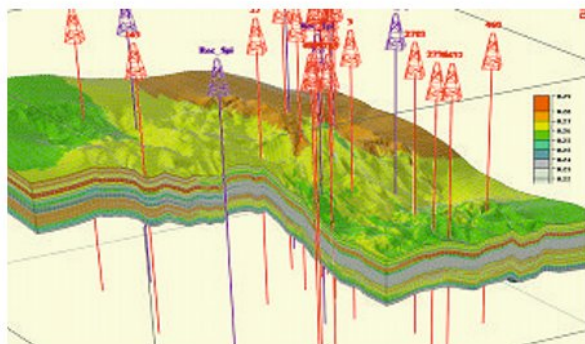
▲ Рис. 14. Результат старой обработки одного из 2D профилей (сверху) и результат новой обработки 3D (данные извлечены из куба вдоль траектории 2D профиля).

Компьютерные технологии геологического изучения и анализа ресурсного потенциала перспективных территорий

■ Кириллов С. А., АО «Центральная геофизическая экспедиция», г. Москва

Эффективное и экономически обоснованное использование современных технологий добычи углеводородов базируется на использовании детальных цифровых моделей залежей (геологическая модель) и протекающих в ней процессах (фильтрационная модель). Подсчет начальных геологических запасов и обоснование коэффициента извлечения нефти опирается на трехмерную геологическую модель залежи [3, 6, 11, 12].

Как показывает практика, использование геологической модели не ограничивается только подсчетом запасов и составлением технологической схемы разработки залежи. Геологическая модель используется на всех этапах изучения и освоения месторождения и регулярно обновляется при появлении новых сейсмических и скважинных данных, а так же при переобработке старых данных [2,4,5] (рис. 1).



▲ Рис. 1. Геологическая модель.

Необходимыми условиями для подготовки геологической модели являются [4,11]:

- специалисты, владеющие профессиональными знаниями и компьютерными технологиями построения геологической модели;

- геолого-геофизическая база первичных и результирующих данных;
- программное обеспечение, позволяющее реализовать все этапы построения и сопровождения модели. Алгоритмы и программы моделирования должны быть таковыми, чтобы полученная модель не противоречила представлению о геологическом строении, и соответствовала имеющемуся набору геолого-геофизических и промысловых данных;
- технические средства, обеспечивающие работу программного комплекса обработки-интерпретации геофизических данных и моделирования, доступные для использования их на всех уровнях геологических служб.

Практическим выходом результатов геологического моделирования является детальное представление геологического строения продуктивных пластов с целью:

- подготовки и технико-экономического обоснования инвестиционных проектов;
- проектирования геологоразведочных работ;
- планирования прироста запасов;
- планирования изменения категорииности запасов;
- корректировки ковра бурения скважин;
- геологической основы для расчета гидродинамической модели;
- основы для оперативного управления разработкой.

Анализ и использование большого количества разнородной и разномасштабной геолого-геофизической и промысловой информации при моделировании возможен только при наличии



Рис.2 Структура модели залежи углеводородов.

совершенного программного обеспечения с удобными средствами визуализации и представления данных [1, 2, 5, 7, 8, 9, 16] (рис.2).

К геофизическим методам, обеспечивающим оценку ресурсной базы углеводородов на перспективных территориях относятся сейсмическая разведка и геофизические исследования в скважинах.

Одним из важнейших элементов построения геологической модели в части построения структур и интерполяции параметров среды по результатам разведочного бурения на всю изучаемую залежь является сейсморазведка.

На российском геологоразведочном рынке для обработки сейсморазведочных данных, ГИС и моделирования залежей углеводородов используются зарубежные программные пакеты компаний: Schlumberger (США) - Omega, GeoQuest, Petrel, Eclipse; Landmark Graphics (США): PROMAX - SeisWork, Strata Model, OpenWork, Geographic, VIP; Paradigm Geophysical (США) - Focus (США), CGG (Франция): GEOVECTEUR PLUS/ /GEOCLASTER, Roxar (Норвегия): IRAP RMS, TEMPEST.

Также применяются российские программные пакеты для:

1. Обработки сейсморазведочных данных - СЦС-5 (ОАО «ЦГЭ», Москва и ООО «Геофизинфо», Краснодар), Prime (Яндекс Терра, Москва), FNE (ООО «Гео-сейсконтроль», Москва), SPS-PC (Голячук Н.А., Норильск),

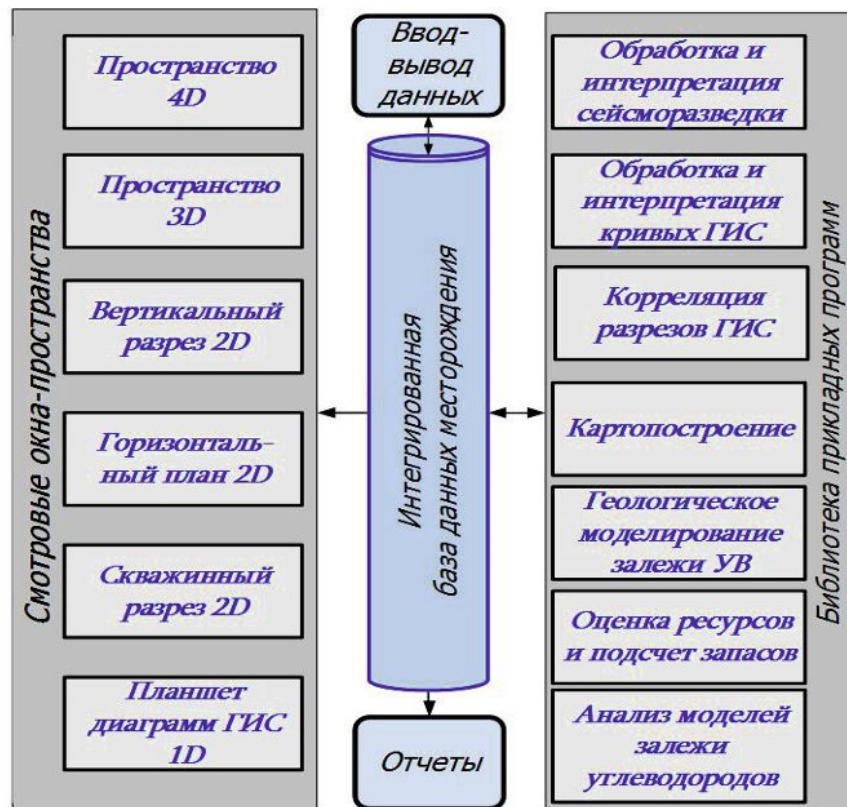
2. Обработки и интерпретации данных ГИС – Gintel (ООО ГИФТС), Прайм (ГЕОТЕК, Уфа), Солвер (ООО НПЦ Тверь геофизика), Modern, Petro Expert, Certanty (ООО Пангея), AutoCorr (ООО «ИПНЭ»).

3. Комплексной интерпретации данных сейсморазведки и ГИС – ИНПРЕС (ЦГЭ, Москва), DV-SeisGeo, DV-Discovery, DV-Geo (ООО GPD, Москва).

4. Построения геологических моделей залежей углеводородов по комплексу сейсмических и скважинных данных - DV-Geo, SeisGeo (ООО GPD, Москва).

Поэтому, для построения цифровой геологической модели обязательно иметь собственные программные комплексы, обеспечивающие обработку и интерпретацию данных сейсморазведки, методов ГИС, построение разрезов и карт, визуализацию результатов на всех этапах обработки и

► Рис. 3. Архитектура программного обеспечения моделирования.



интерпретации и построения модели [1] (рис.3).

Присутствие на рынке собственного программного обеспечения для реализации компьютерной технологии моделирования и оценки ресурсной базы позволит:

1. Обеспечить геологоразведочные предприятия единой информационной технологией.
2. Оперативно реализовывать математическое и программное обеспечение под собственные цели и задачи, требования, форматы представления данных.
3. Подключать к развитию и совершенствованию компьютерной технологии моделирования отечественных специалистов из отраслевых НИИ и университетов.

Существует несколько путей создания собственного математического обеспечения.

1. Организовать коллектив разработчиков, перед которыми поставить научно-исследовательскую задачу по

подготовке полного комплекса программного обеспечения, реализующего компьютерную технологию моделирования и оценки ресурсной базы на отечественном компьютерном оборудовании и оперативной системе.

2. Приобрести существующее математическое обеспечение обработки, интерпретации геолого-геофизической и промысловой информации, геологического и гидродинамического моделирования, в которое входят исходные тексты программ, алгоритмы, их программно-техническое описание, исполняемые программные модули с инструкциями пользования и методическими рекомендациями по их применению.

3. Комбинированный способ, когда приобретается стороннее программное обеспечение, и создается научно-исследовательский коллектив для его развития и дальнейшей технологической и пользовательской поддержки.

Обязательным требованием для подготовки собственного математичес-

кого программного обеспечения является предварительная выработка технических, технологических и пользовательских требований к архитектуре и организации программного обеспечения, ее структуре, форматам представления данных, средствам визуализации, средствам представления результата, увязанных с требованиями основных заказчиков и геологических фондов.

Собственное программное обеспечение должно базироваться на эффективной интеграции лучших научных, технических, технологических и программных результатов, полученных научными, конструкторскими и производственными организациями, активно работающими в современных условиях на рынке сервисных услуг нефтегазовой промышленности.

Собственный программный комплекс обработки и моделирования включает в себя политико-организационную, научно-технологическую, техническую и сервисную составляющие.

Политико-организационная составляющая заключается в обеспечении информационными технологиями всех институтов государственного управления недрами: оценка ресурсов, подсчет запасов, экспертиза проектов разработки месторождений, база данных состояния разработки всех месторождений в РФ, документооборот, лицензирование, стандартизация, сертификация и пр.

Научно-технологическая составляющая является наиболее важной. Она заключается, с одной стороны, в организации процессов поэтапного интегрированного изучения осадочного чехла, резервуаров, месторождений, залежей и блоков залежей углеводородов, и, с другой стороны, в интеграции знаний и данных, выработке научных и технологически обоснованных решений по оптимальной эксплуатации месторождений полезных ископаемых.

Научно-технологическая составляющая в целом определяет требования к конструированию компьютеризированных комплексов для решения всех конкретных задач обработки информации и синтеза знаний об объектах разработки.

Таким образом, создание программного комплекса обработки геолого-геофизических данных и моделирования позволит:

- внедрить в практику нефтяного дела современные российские технологии изучения и проектирования разработки месторождений нефти и газа;
- стимулировать инициативу ведущих российских нефтяных и исследовательских центров по созданию прогрессивных технологий управления недрами;
- обеспечить высокий уровень подготовки специалистов в высших учебных заведениях для нефтегазовой отрасли на основе доступных отечественных ПК и информационных технологий, для последующего сокращения отъезда лучших российских ученых за рубеж;
- стандартизировать представление результатов моделирования в форматах, соответствующих регламентным документам отрасли;
- сократить затраты на приобретение и сопровождение программных комплексов;
- обеспечить оперативный контроль государства на любом уровне выполнения проектных решений и условий лицензионных соглашений;
- приблизить авторские коллективы-разработчиков программных комплексов к исполнителям, что позволит оперативно адаптировать программные комплексы к любым геолого-промысловым и экономико-технологическим условиям;
- ограничить возможности утечки конфиденциальной информации о минерально-сырьевой базе России, которая возможна при неконтролируе-

мой эксплуатации зарубежных ПК в топливно-энергетическом комплексе страны;

- обеспечить соответствие ПК изменяющейся нормативно-правовой базе недропользования России.

Литература.

1. Кириллов С.А. Информационно-аналитическая система моделирования залежи углеводородов. НТЖ «Геофизика», №2, 2011, М., с.64-65.
2. Кириллов С.А. Анализ многопараметровой модели залежи углеводородов. НТЖ «Геофизика», №3, 2011, М.
3. Кириллов С.А., Горбунов В.И. Роль геофизических исследований в нефтегазовом сервисе при разведке и сопровождении разработки месторождений углеводородов. НТЖ «Приборы и системы разведочной геофизики», №2, Саратов, 2008, с.5-8.
4. Кашик А.С., Кириллов С.А. Непрерывное сопровождение геологической модели для мониторинга разработки месторождений углеводородов. Нефтесервис. «Технология ТЭК» и «OFS Market Reporter», №1, 2008, М, Изд-во Макцентр, с.46-47.
5. Кашик А.С., Кириллов С.А., Горбунов В.И., Цой В.Е. Вклад ЦГЭ в развитие информационных технологий в нефтяной и газовой промышленности. НТЖ «Геофизика», №4, 2007, М, с. 35-39.
6. Кашик А.С., Кириллов С.А., Горбунов В.И. Концепция комплексных экспертных моделей нефтепромысловых объектов. Специализированный журнал «Бурение и нефть», №10, М., октябрь, 2006, с.5-7.
7. Кузнецов О.Л., Кашик А.С., Кириллов С.А., Цой В.Е., Латыпов А.Р., Байков В.А., Пергамент А.Х., и др. Программный комплекс «Траст» для решения задач разработки нефтяных и газовых месторождений. НТПЖ «Нефтяное хозяйство», М., 5, 2005, с.12-17.
8. Кашик А.С., Кириллов С.А., Ческис В.Л. Четырехмерные многопараметровые модели и их применение в геологии и разработке месторождений углеводородов. Специализированный журнал «Бурение и нефть», М., апрель, 2005, с.15-17.
9. Батурин Ю.Е., Байков В.А., Бриллиант Л.С., Гутман И.С., Кириллов С.А. и др. Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ № 2005610886, Программный комплекс «ТРАСТ» для моделирования разработки и эффективной эксплуатации нефтегазовых месторождений (ПК «ТРАСТ») 08 апреля 2005г.
10. А.С. Кашик, Кириллов С.А. Программное обеспечение сейсмогеологического моделирования залежи углеводородов в комплексе «Траст». Вестник ЦКР Роснедра, 2/2005.
11. Билибин С.И., Гогоненков Г.Н. Кашик А.С., Кириллов С.А. Мониторинг разработки месторождений углеводородов на основе постоянного сопровождения компьютерных геологических моделей. Научно-технический вестник «Каротажник», 3-4, , Тверь, 2004, с. 106-119.,
12. Билибин С.И., Гогоненков Г.Н. Кашик А.С., Кириллов С.А. Сопровождение компьютерных геологических моделей при мониторинге разработки месторождений углеводородов. НТПЖ «Нефтяное хозяйство», М., 7, 2004, с.95-99.
13. Кашик А.С., Кириллов С.А., Сазыкин М.К., Ческис В.Л. Корреляция нарушений по данным сейсморазведки. НТЖ «Геофизика», Специальный выпуск, Технологии сейсморазведки - II, 2003, с.3-6.
14. Кашик А.С., Кириллов С.А., Ческис В.Л. Решение геологических задач в четырехмерном многопараметровом пространстве. НТЖ «Геофизика», Специальный выпуск, Технологии сейсморазведки - II, 2003, с.3-16.
15. Билибин С.И., Гогоненков Г.Н. Кашик А.С., Кириллов С.А. Новые технологии при построении цифровых геологических моделей месторождений углеводородов. НТЖ «Технологии ТЭК», июнь, 2003, №3, Москва, с.12-17.
- Федоров А.Л., Казаров А.С., Кириллов С.А., Ческис В.Л. и др. Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ DV-SeisGeo v.2 (DV_SG v.2), № 2003612727, 29 декабря 2003 г.

Развитие методов предсказания трещиноватости на основе сейсморазведки 3D требует совершенствования аппаратуры, предназначенной для прямых скважинных измерений трещиноватости

■ Афонасин В.В., Масюков В.В., к.ф.-м.н., ООО «Славнефть-НПЦ», г. Тверь

Введение

В последнее время начинается активное эксплуатационное бурение в Восточной Сибири, связанное, в частности, с необходимостью наполнения строящихся нефтепроводов. При этом в профессиональной среде все большее понимание вызывают трудности освоения месторождений Восточной Сибири, для которых характерны древние трещинно-кавернозные резервуары. Поэтому проблема исследования и предсказания петрофизических свойств таких сложных объектов является чрезвычайно актуальной задачей [13-16]. Основой для заложения новых скважин обычно являются результаты обработки и интерпретации данных сейсморазведки 3D. Однако при прогнозировании свойств трещинных коллекторов возникает принципиальная проблема исходных данных в скважинах. Что прогнозировать?

В методических рекомендациях Министерства природных ресурсов 2003 года [9] по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом указывается, что практически все измерения, полученные на керне, для трещинных коллекторов являются недостоверными. В том числе пористость, проницаемость, электрическое сопротивление, остаточная нефтенасыщенность и водонасыщенность, скорость распространения ультразвука, диффузионно-адсорбционная активность и др. Это легко понять, просто представив какой керн извлекается из целевого пласта, если при бурении скважин в трещинных коллекторах часто имеет место провал

бурового инструмента, аномальное поглощение бурового раствора (иногда десятки кубов на 1 м проходки). А поскольку данные керны при таких условиях недостоверны, то не могут быть откалиброваны должным образом и данные интерпретации ГИС. В лучшем случае мы можем предсказать по этим данным пористость и другие петрофизические характеристики коллекторов в условных единицах, а это не позволит реально выйти на оценку запасов. Авторы также считают опасным попытки предсказания добычных параметров в силу неизбежного волюнтаризма при подготовке исходных данных для прогнозирования [5]. На что же можно опираться при прогнозировании свойств таких сложных коллекторов? На прямые измерения трещиноватости в открытых стволах (преимущественно горизонтальных стволах) скважин с помощью специальных имиджеров трещиноватости, основанных на акустических или электрических принципах.

Такие приборы начали активно разрабатываться еще с восьмидесятых годов прошлого века [2]. В настоящий момент существует большое разнообразие таких приборов. Мы в своей практике, в частности, имели дело с имиджерами FMI, UBI (Schlumberger), CMI (Weatherford), STAR (Baker Hughes), прибором CAC-90 (НПФ «Геофизика») и др. Они характеризуются различными принципами работы (акустические или электрические), особенностями конструкциями и, как следствие, различными техническими характеристиками (весом, размером,

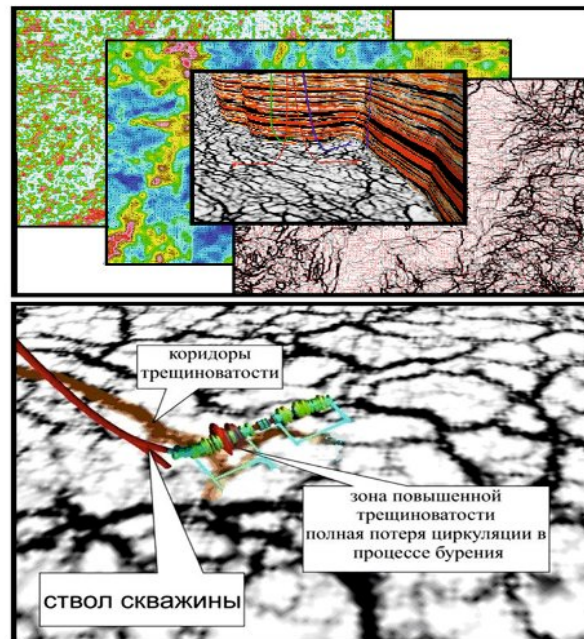
заявленной разрешающей способностью, помехоустойчивостью, ограничениями использования и т.п.). В этом специалисты нашего центра могли убедиться лично, непосредственно сопоставляя данные разных сканеров трещиноватости, полученные в одних и тех же скважинах. Различия наблюдались существенные, причем даже у приборов различных типов, но одного производителя (Schlumberger). Таким образом, совместное использование данных, полученных различными приборами на одной площади в настоящий момент, как минимум, затруднительно [5]. Более того, возникает проблема пересчета выявленных имиджерами трещин в трещинную пористость [9,11]. Для этого требуется четкое понимание того, что эти приборы реально измеряют! Все это приводит к тому, что совершенствование сейсмических методов и их использование для исследования трещинных коллекторов требует развития методов прямого измерения трещиноватости в стволах скважин.

1. Успехи сейсморазведки: технология «синергетические сингулярности» (SS) и «куб открытой трещиноватости» (CFC).

В последнее время наблюдаются серьезные успехи в качественном и количественном предсказании свойств трещинных коллекторов углеводородов на основе сейсморазведки 3D (рис. 1).

В частности, в работах [13-17] была развита технология «Синергетические сингулярности» (SS), которая была успешно использована для отображения и анализа трещинных коллекторов Восточной Сибири.

Эта технология, несмотря на ряд уникальных алгоритмов, лежит в русле традиционных подходов [20]. А именно,



▲ Рис. 1 Сейсмические атрибуты, используемые для качественного и количественного прогнозирования свойств трещинных коллекторов: показатель анизотропии, энергия незеркальной компоненты сейсмического поля, «синергетические сингулярности». Внизу рисунка визуальное сопоставление трещиноватости по скважинным данным с атрибутом «синергетические сингулярности».

сначала выделяются особенности сейсмического поля на основе оценки его когерентности, а затем эти особенности усиливаются (подчеркиваются) с помощью алгоритмов типа ACS (Ant Colony Simulation) [18]. В работе [13] проведено сравнение технологии SS с конкурирующими технологиями и показаны ее преимущества.

На конференции Сейсмические Технологии – 2016 [5] были представлены первые результаты по построению «куба открытой трещиноватости» (Conductive Fractures Cube), на основе прецизионного вычисления энергии и анизотропии незеркальной компоненты сейсмического поля [1, 6, 18]. Надо отметить, что использование рассеянной (незеркальной, дифракционной) компоненты

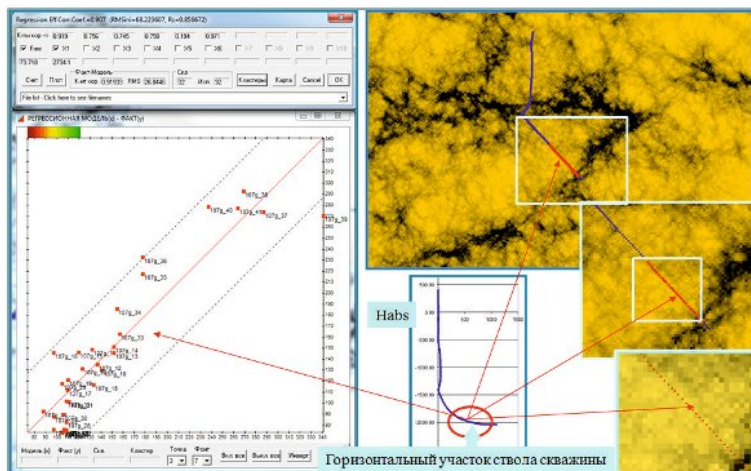


Рис. 2. Иллюстрация анализа корреляции сейсмических атрибутов с данными микроимиджеров трещиноватости в горизонтальных стволах.

сейсмического поля [3] для оценки особенностей геологической среды осуществляется на практике достаточно давно [21]. Более того, в инструкциях Министерства природных ресурсов и Государственного Комитета по запасам рекомендовано [5] использование поля рассеянных волн в качестве одного из основных атрибутов при предсказании свойств трещинных и трещинно-кавернозных коллекторов. Но только совершенствование компьютерных технологий, в частности параллельных вычислений, позволили вывести результаты в этой области на новый уровень [1,19]. Кроме того, новизна нашего подхода заключается в использовании априорной информации [5] – направления внешнего стресса (обычно оно известно уже на этапе разведки месторождения и достаточно устойчиво по площади).

Фактически, мы вычисляем три куба – куб энергии незеркальной компоненты, куб анизотропии и куб азимутов.

Азимутальное распределение энергии незеркальной компоненты у нас [5] аппроксимируется формулой:

$$E(\varphi) = E_0 + E_1 \cos^2(\varphi - \varphi_1) \quad (1)$$

где E_0 – изотропное слагаемое, а φ_1 – главное направление рассеяние. Пусть на площади 3D-съемки априори известно направление (азимут) главного регио-

нального сжатия φ_s . В этом случае можно считать, что трещины, азимуты простира- ния которых близки к φ_s , будут открыты- ми, а в перпендикулярном направлении - преимущественно закрыты. Поэтому в работе [5] предложено считать куб потенциально открытой трещиноватости (CFC) на основе формулы:

$$E(\varphi_s) = E_0 + E_1 \cos^2(\varphi_s - \varphi_1 + \frac{\pi}{2}) \quad (2)$$

Эффективность использования куба трещиноватости подтверждается хоро-

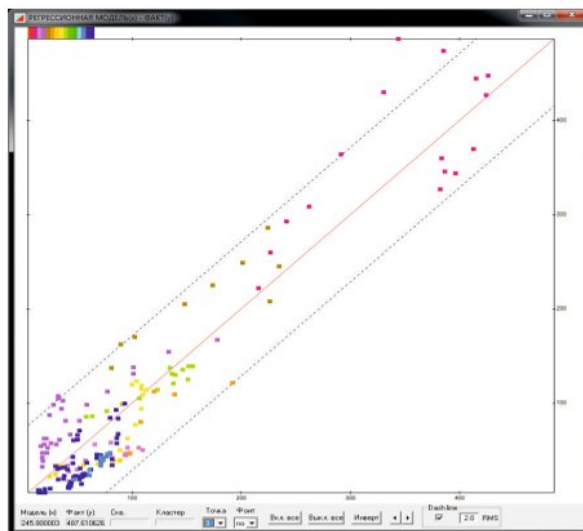


Рис.3 Кросс-плот трещиноватости (по данным микроимиджеров) в горизонтальных стволах 11 скважин с кубом открытой трещиноватости (CFC). Использованы 187 точек, коэффициент корреляции 0.94. Цветами выделены точки горизонтальных участков стволов различных скважин.

шей корреляцией седиментационных срезов этого куба в целевом интервале с данными микроимиджеров в горизонтальных стволах (рис. 2).

Общий кросс-плот по 11 скважинам представлен на рисунке 3. Всего в регрессии использованы 187 точек (что соответствует примерно 5 км горизонтальной проходки). Эффективный коэффициент корреляции составил 0.94 [7, 8]. Цветами на графике дифференцированы точки, относящиеся к разным скважинам. Регрессия использовалась без свободного члена, что соответствует физическому смыслу предложенного атрибута. При этом не было никакого произвольного отбраковывания точек (было отбрасывание только с концов горизонтальных участков, что вполне оправдано).

Все это говорит о серьезных успехах сейсморазведки в области оценки свойств трещинной среды. Однако практическое эффективное применение этих инновационных технологий в настоящее время ограничивается качеством и объемом данных измерений трещиноватости в скважинах.

2. Технологии измерения трещиноватости в скважинах нуждаются в совершенствовании.

Еще раз подчеркнем, что эффективность прогнозирования трещинных коллекторов проверяется бурением, а детальные количественные оценки связи прогноза трещиноватости и измеренной трещиноватости в скважине удастся провести [5] только в горизонтальных стволах (рис. 2). Прежде всего, потому что в горизонтальных стволах мы имеем представительную выборку (шаг точек 25-50 м, объем выборки обычно несколько десятков точек), что существенно для оценки значимости статистической связи

[6,7,11]. Если же каждая скважина представляет всего одну точку на кросс-плоте, то объем выборки (обычно менее 10 точек) часто является недостаточным для оценки тесноты связи на этапе разведки. Необходимо отметить, что при сопоставлении в красных точках (рис. 2) оценки трещиноватости по сейсмическому атрибуту и по имиджеру, данные имиджера, полученные с меньшим шагом, сглаживались, чтобы соответствовать по частотности (латеральной разрешенности) данным сеймики. В некоторых случаях допустим также некоторый сдвиг данных (целиком) вдоль ствола скважины, очевидно исправляющий ошибки позиционирования измерительной системы. Как отмечалось выше, непозволительно выбрасывать ни одну точку данных, за исключением начала и конца горизонтального участка. То есть нужен честный, но кропотливый подход к подготовке исходных данных для корреляционного и регрессионного анализа в каждой скважине. У нас получилось, что для всех типов имиджеров трещиноватости для горизонтальных участков стволов (с перепадом по абсолютной глубине менее 10 м) в 15 скважинах наблюдается значимая статическая связь [5, 7, 8] с сейсмическим кубом «открытой трещиноватости» (CFC).

Однако, несмотря на существенный прогресс в области оценки трещиноватости на основе сейсморазведки 3D, добиться эффективного предсказания свойств трещинного коллектора для оптимизации эксплуатационного бурения пока не представляется возможным. Построить хороший площадной прогноз с выделением перспективных мест для бурения (естественно не только на основе куба CFC, но и детального лито-

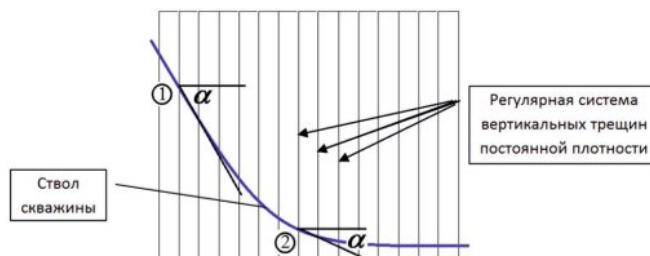
фациального анализа и т.п.) нельзя, т.к. корреляционные связи найдены с данными имиджеров различных типов. А они не откалиброваны! Что они реально измеряют до конца тоже непонятно! И даже если удастся предсказать плотность трещин, для выхода на трещинную пористость нам необходимы еще оценки их раскрытости и оценки трещинной пористости микротрещин, которые мы заведомо не видим на микроимиджерах [2, 9, 11].

Заметим, что некоторое время назад использование микроимиджеров было весьма ограничено и их измерения в отдельных скважинах (особенно в горизонтальных) действительно давали значительный прирост информации (позволяли выделить зоны повышенной трещиноватости, построить угловые диаграммы трещин, выявлять направление внешнего стресса и т.п.). Однако на современном этапе этого уже мало и требуется совместное использование данных микроимиджеров на многих скважинах с целью построения общей карты развития трещиноватости по площади месторождения. Для этого все микроимиджеры (все приборы, направленные на прямые оценки трещиноватости среды) должны быть откалиброваны. Кроме того, сейчас необходимо более точно оценить их возможности (разрешающую способность по раскрытости трещин, по направлению к стволу скважины, ограничения использования, помехоустойчивость и т.п.), так как в реальной практике возникает много вопросов, а иногда и противоречий.

Хорошо известно [2], что фактическая линейная плотность трещин (частота трещин), которую часто называют просто трещиноватостью среды, определяется формулой:

$$F_L = \frac{1}{L} \sum \frac{n_{\text{тр}}}{\cos \alpha} \quad (3)$$

где L - длина ствола скважины, в котором проводились наблюдения, $n_{\text{тр}}$ - число зарегистрированных трещин, а α - это угол между линией ствола скважины и нормалью к плоскости трещины.



▲ Рис. 4. Рисунок для пояснения к формуле (3) для расчета линейной плотности трещин (трещиноватости). Реальная плотность вертикальных трещин на рисунке постоянна, а измеренная плотность (частота регистрации при движении вдоль ствола скважины) различна в точках 1 и 2, так как в точке 1 нужно сместиться на большее расстояние до встречи с новой трещиной.

Рисунок 4 иллюстрирует применение формулы 3. На этом рисунке для наглядности показана упрощенная модель вертикальный равномерной системы трещин. Ствол скважины азимутально расположен строго вкрест этой системы. Для чисто горизонтального участка ствола плотность измеренная совпадает с фактической и равна $1/d$, где d - расстояние между вертикальными трещинами (линиями на рисунке). Так как α в этом случае равен нулю, то $\cos \alpha = 1$. Но на рисунке хорошо видно, что в точке 1 требуется сместиться на большее расстояние вдоль ствола до следующей трещины, чем в точке 2, а именно на расстояние $\cos \alpha / d$. То есть измеренная плотность равна обратной величине - $\cos \alpha / d$. Если мы разделим измеренную плотность на $\cos \alpha$, то и в точке 1, и точке 2 получим

правильную линейную плотность трещин $1/d$ (трещиноватость).

На практике же мы сталкиваемся с такой картиной. Для микросканеров FMI (которые объективно считаются в настоящий момент одними из самых качественных) по 7-ми скважинам (тысячи зарегистрированных трещин, километры проходки) для субвертикальных участков скважин (пилотных стволов) зарегистрированная плотность субвертикальных трещин (с углом падения больше 80 градусов) оказывается в среднем почти на 10 % больше, чем измеренная плотность таких же трещин в горизонтальных стволах, что, как минимум, вызывает много вопросов, так как противоречит формуле (3). Ведь понятно, что при вертикальном бурении вероятность встретить вертикальную трещину очень мала. Правда, теоретически возможны некоторые геологические объяснения этого факта. Кроме того, следует учитывать, что азимутально «пилоты» скважин и горизонтальные участки могут не совпадать, а в формуле (3) фигурирует пространственный угол. Но, в любом случае обнаруженный факт требует самого пристального изучения. Заметим, что на рассматриваемом месторождении действительно доминирует субвертикальная трещиноватость, т.к. процент трещин с углом падения, большим 80 градусов, превышает 40-50%, а число трещин с углами падения, меньшими 45%, составляет всего 2-6%.

Невозможность совместного использования в настоящее время данных сканеров трещиноватости для горизонтальных и субвертикальных участков подтверждается также и проведенным регрессионным анализом (при подключении субвертикальных участков стволов

скважин кросс-плот рис. 3 рассыпается). Даже оставляя в стороне непростые вопросы, связанные с интерпретацией «картинок», полученных имиджерами трещиноватости, и различием в самих измерениях различными типами приборов, возникает вопрос «что же реально измеряет каждый отдельно взятый прибор вдоль ствола скважины?».

Несмотря на объективно критическую оценку текущего состояния дел в области измерения трещиноватости, мы считаем, что альтернативы движению вперед в области развития аппаратуры для непосредственного измерения трещиноватости в открытых стволах скважин просто нет.

3. Стенды для верификации и калибровки имиджеров трещиноватости.

Для верификации возможностей микроимиджеров трещиноватости и их калибровки естественно необходимы эксперименты на модельных данных, которые можно выполнить только на специальных стендах. Каким очевидным критериям должны удовлетворять такие стенды? Прежде всего, надо иметь в виду, что некоторые имиджеры трещиноватости достаточно громоздкие (длиной до 10 метров). Это предъявляет требования к размерам стенда и помещения (для цилиндрического стенда длина или высота помещения должна быть не менее 35-40 метров). Ствол стенда (аналог ствола скважины) должен позволять легко моделировать различные условия (изгиб, забитость шламом, наличие каверн и пр.). Заметим, что сам стенд может быть не прямым цилиндром, а искривленным (например, куском тора), что может сократить линейные размеры лабораторного помеще-

ния. Что касается способов натурального моделирования трещиноватой среды, то тут накоплен большой опыт [11] и профессиональное сообщество, без сомнения, найдет адекватные и недорогие решения. При этом следует предусмотреть модульность стенда, то есть возможности незатратного (в плане времени и ресурсов) замещения отдельных блоков, моделирующих трещинную среду. Важно реализовать также (возможно в рамках отдельных модулей) возможность моделирования при различных типах «бурового раствора», в различных температурных режимах и т.п. Наверняка многие коммерческие, академические и образовательные учреждения «выстроятся в очередь» из-за желания поработать на таком стенде, на своих модельных средах, и, быть может, со своими приборами.

Создание такого стенда могло бы послужить мощным импульсом для развития скважинной аппаратуры, направленной на измерения трещиноватости среды. А главное, это позволило бы на основе комплексирования скважинных измерений и данных сейсморазведки эффективно предсказывать площадные распределения петрофизических свойств трещинных коллекторов на месторождениях, и во многом способствовать оптимизации эксплуатационного бурения. В перспективе калибровка на таких стендах могла бы стать обязательным условием для сертификации соответствующей скважиной измерительной аппаратуры.

Необходимо отметить, что проблема трещиноватости, как и сама трещиноватость, многоуровневая. Безусловно, нельзя ограничиваться только аппаратурой (например, микроимиджерами), которые позволяют «видеть» трещины

определенной раскрытости. Необходимо комплексировать разные (прежде всего, разномасштабные) методы исследования, в том числе на керне. При этом, по всей видимости, могут помочь именно фрактальные подходы к анализу и оценке трещиноватости среды [9].

Выводы и дискуссия.

Основными выводами работы являются следующие.

1. На основе сейсморазведки 3D следует предсказывать открытую трещиноватость среды опираясь на данные микроимиджеров в горизонтальных стволах (предсказание и поиск надежных [5, 7, 8] корреляционных связей сейсмичности с данными ГИС или показателями добычи нефти представляются малоперспективными).

2. Для эффективного предсказания свойств трещинных коллекторов с использованием последних достижений обработки и интерпретации сейсмических данных необходимо совершенствование прямых методов скважинных измерений трещиноватости.

3. Целесообразно создание специального лабораторного стенда для тестирования аппаратуры, нацеленной на отображение трещиноватости среды (для ее верификации, калибровки и сертификации).

Данные выводы представляются авторам статьи достаточно аргументированными (если не сказать очевидными). Основная проблема, как обычно, заключается не в их осознании, а в их реализации. К сожалению, в области непосредственных скважинных измерений трещиноватости на российском рынке наблюдается отсутствие значимой конкуренции среди производителей соответ-

тствующей аппаратуры, а точнее, явное доминирование одного (западного) производителя. Очень хотелось бы надеяться, что и наши талантливые российские инженеры смогут удовлетворить потребности отечественного рынка и помогут успешному освоению нефтяных запасов Восточной Сибири. Что для этого можно (и нужно) сделать? Ведь создание соответствующей отечественной измерительной аппаратуры является важной государственной задачей. Во-первых, экспертное сообщество может коллективными усилиями сформулировать требования к таким приборам (данная статья и наши мысли - это просто первые шаги в этом направлении), а затем должен быть объявлен конкурс на их разработку. Во-вторых, на базе профильных институтов Академии Наук России может быть создан специальный стенд, возможно также за счет средств мощной государственной компании или специального государственного тендера (с подготовленным на основе широкого экспертного обсуждения техническим заданием). В дальнейшем такой стенд мог бы использоваться для обязательной сертификации приборов (имиджеров) трещиноватости при использовании на территории России. Необходимо отметить, что в некоторых моментах Министерство Природных Ресурсов и ГКЗ таким же образом (за счет обязательной сертификации) может регулировать рынок других технологий, в том числе компьютерных, в нефтегазовой отрасли России. Заметим, что этими принципами регулирования за счет введения обязательной сертификации (определенных требований и пр.) активно пользуются другие отечественные и зарубежные государственные ведомства для поддержки

отечественных производителей во многих отраслях, особенно в период экономических санкций и определенных экономических трудностей.

Авторы выражают благодарность Генеральному директору «ООО Славнефть-НПЦ» Шлёнкину С.И. за возможность данной публикации, а также всем коллегам, принявшим активное участие в обсуждении проблемы.

Литература

1. Берин М.В., Масюков А.В., Масюков В.В., Шлёнкин В.И. Угловая прелестек-миграция: вычисление кубов анизотропии рассеяния // Применение суперкомпьютерных технологий в нефтегазовой отрасли, Москва, МГУ, 2016
2. Голф-Рахт Основы нефте-промышленной геологии и разработки трещиноватых коллекторов, М.: Недра, 1986, 607 С.
3. Ланда Е.И. Роль дифракционной компоненты волнового поля при построении сейсмических изображений // Технологии сейсморазведки, 2013, №1, с.5-31
4. Левянт В.Б., Хромова И.Ю., Козлов Е.А., Керусов И.Н., Кашеев Д.Е., Колесов В.В., Мармалевский Н.Я. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки для подсчета запасов углеводородов в условиях карбонатных пород с пористостью трещинно-кавернозного типа. Федеральное агентство по недропользованию, М.: 2010.
5. Масюков А.В., Масюков В.В., Шленкин В.И., Предсказание трещиноватости на основе вычисления энергии и анизотропии незеркальной компоненты сейсмического поля // Конференция «Сейсмические Технологии 2016», Москва, ИФЗ, 2016
6. Масюков А.В., Масюков В.В., Шленкин В.И., Акимов Т.В. Программная реализация подавления артефактов прелестек-миграции на мигрированных сейсмограммах // Применение суперкомпьютерных технологий в нефтегазовой отрасли, Москва, МГУ, 2015

7. Масюков А.В., Масюков В.В., Шленкин В.И. Проверка значимости корреляционных связей в геолого-геофизическом прогнозировании // Технологии сейсморазведки, 2007, №1, С. 80-86.

8. Масюков В.В., Попов М.А., Тюнегин С.П. Практика атрибутивного прогнозирования требует совершенствования // Технологии сейсморазведки, 2013, №3, С.76-87.

9. Масюков В.В., Харахинов В.В. Новый подход к кластеризации трещиноватых коллекторов углеводородов на основе данных 3D сейсморазведки // Технологии сейсморазведки, 2015, №2, 29-35.

10. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Под редакцией В.И.Петерсилье, В.И. Порускуна, Г.Г.Яценко, Москва-Тверь, 2003.

11. Труды II всесоюзного совещания по трещинным коллекторам нефти и газа, М., Недра, 1965, 510 с.

12. Шленкин С.И., Федоров В.В., Масюков В.В. Исследование и совершенствование технологий атрибутивного прогнозирования свойств терригенных коллекторов на основе данных ГИС и 3D-сейсморазведки // Каротажник, 2006, № 2-4, С. 454-468.

13. Шленкин С.И., Масюков А.В., Масюков В.В., Козлова А.Н. Вычисление кубов когерентности и сингулярностей // Технологии сейсморазведки, 2012, №2, С. 5-11.

14. Харахинов В.В., Шленкин С.И., Зеренинов В.А., Каширин Г.В., Кулишкина О.Н., Масюков А.В., Масюков В.В., Рудь О.В., Берин М.В. Новые подходы к созданию геологических моделей трещинных резервуаров в древних комплексах Восточной Сибири // Нефтяное хозяйство, №11, 2012, С.93-97.

15. Харахинов В.В., Шленкин С.И., Афонасин В.В., Зеренинов В.А., Каширин Г.В., Кулишкина О.С., Масюков А.В., Масюков В.В., Рудь О.В., Берин М.В. Особенности геологического и гидродинамического моделирования трещинных резервуаров в древних комплексах Восточной Сибири //

Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2013, №2, С.11-20.

16. Харахинов В.В., Шленкин С.И. и др. Нефтегазоносность докембрийских толщ Восточной Сибири, М.: Научный мир, 2011. – 420с.

17. Харахинов В.В., Шленкин С.И. и др. Трещинные резервуары нефти и газа. – М: Научный мир, 2015. – 278с.

18. Dorigo M., Stutzle T. Ant Colony Optimization. MIT Press, Cambridge, 2004.

19. Masjukov A. and Shlyonkin V. Eliminating 3D Prestack Migration Artefacts by 6D filtering // Geophysical Prospecting, 2015, v. 63, p. 626-636

20. Pedersen S.I, Randen T, Soenneland L. and Steen O. Automatic Fault Extraction Using Artificial Ants, SEG Expanded Abstracts 21, 2002, pp.512-515.

21. Shlyonkin S.I., Kashirin G.V. and Masjukov A.V. Visualization of Diffraction Anomalies // 68-th Ann. Internat. Mtg., Soc. Expl. Geophys., Expanded Abstracts, 1998.

Подробнее об авторах



Афонасин
Виктор Васильевич,

выпускник геолого-геофизического факультета НГУ, директор департамента разработки ООО «Славнефть-НПЦ».



Масюков
Владимир Вадимович

выпускник физического факультета МГУ, ведущий математик-программист ООО «Славнефть-НПЦ», к.ф.-м.н., доцент

Организация обработки сейсмических данных при помощи облачных сервисов. Примеры и перспективы

■ Оболенская А.А., Рябинский М.А., Яндекс.Терра (ООО «Сейсмотек»), г.Москва

В этой статье мы расскажем об опыте применения, интересных аспектах и перспективах облачных сервисов для интерпретационной обработки сейсмических данных на примере сервиса «Кабинет Заказчика» Яндекс.Терры.

Итак, что же такое облачные сервисы?

Основным назначением любого облачного сервиса является оказание услуг клиентам по предоставлению онлайн доступа к разнообразным цифровым ресурсам: программному обеспечению, дисковому пространству, памяти, вычислительным мощностям и т.д. При этом потребление сервисов, предоставляемых «облачными» платформами, может возрастать или уменьшаться в зависимости от повышения или понижения необходимости в них, а пользователи оплачивают только фактическое потребление.

Облачные сервисы состоят из двух частей, соединенных между собой сетью (как правило, Интернетом): пользовательской, включающей в себя локальный компьютер (или сеть компьютеров) и приложение для доступа к облачным сервисам, и облачной, включающей удаленные компьютеры, сервера, системы хранения и т.д., которые все вместе создают облачный сервис. [2]

Преимущества облачных технологий очевидны. Вот лишь некоторые из них:

- Надежное хранение информации любого объема;
- Доступ к данным с любого устройства (персонального компьютера, мобильного телефона, планшета ит.д.) из любой точки планеты, где есть подключение к Интернету;
- Существенное снижение капитальных расходов на построение центров обработки данных, закупку серверного и

сетевого оборудования, аппаратных и программных решений по обеспечению непрерывности и работоспособности, так как эти расходы ложатся на провайдеров облачных услуг. Как следствие, возможность потребителей гибко реагировать на требования рынка [1];

- Экономия на покупке лицензий дорогостоящих программ;
- Вычислительная эластичность: мгновенное предоставление, расширение, прекращение услуг в любой момент времени, без дополнительных издержек;
- Высокие стандарты безопасности работоспособности и отказоустойчивости;
- Стоимость таких услуг весьма привлекательна для широкого круга потребителей и есть тенденция к ее дальнейшему снижению[3].

Как это все начиналось?

Ранние концепции использования вычислительных ресурсов по принципу системы коммунального хозяйства относят ещё к 60-м годам прошлого века. В наши дни одним из лидеров отрасли облачных вычислений является компания Amazon с проектом под названием Elastic Computing Cloud (Amazon EC2) (2006). Слово «облако» когда-то использовалось как метафора, основанная на изображении Интернета на диаграмме компьютерной сети, или как образ сложной инфраструктуры, скрывающей все технические детали, а затем плотно вошло в обиход[3].

Сервисы облачных платформ удобно классифицировать по моделям обслуживания:

- IaaS (Infrastructure as a Service) – инфраструктура как услуга: аренда серверов, устройств хранения данных и сетевого оборудования;

- PaaS (Platform as a Service) - платформа как услуга: аренда платформы, включающей операционную систему и прикладные сервисы, облегчает разработку, тестирование, развертывание и сопровождение приложений без необходимости инвестиций в инфраструктуру и программную среду. Включает в себя IaaS.

- SaaS (Software as a Service) - программное обеспечение как услуга: аренда готовых приложений, включает в себя PaaS и IaaS. Кратко модель SaaS можно охарактеризовать так [2]:

- Программное обеспечение адаптировано под удаленное использование;
- Использование приложения сразу большим количеством пользователей;
- Обновление и модернизация приложения оперативно и прозрачно для клиентов;
- Абонентская плата из месяца в месяц или оплата за объем операций.

Специфика обработки сейсмических данных такова, что вычислительная нагрузка и требуемые компьютерные ресурсы значительно меняются в зависимости от этапа обработки. Особенно эта ситуация усугубляется при необходимости выполнять работы в предельно сжатые сроки, когда необходимо локализованное по времени привлечение максимально возможного числа вычислительных ресурсов. С другой стороны, отнюдь не все сервисные компании могут привлечь достаточное количество проектов для равномерной загрузки своих вычислительных ресурсов в течение оставшегося времени. Неизбежно возникают фазы простоя оборудования.

Все перечисленное выше делает модель предоставления программного обеспечения и вычислительного оборудования «по требованию» очень перспективной и привлекательной. Кабинет Заказчика – это рабочая среда, созданная на компьютерных ресурсах Яндекс. Терры,

оснащенная оперативной памятью, процессорными и дисковыми ресурсами, необходимыми для выполнения намеченных работ. Доступ к Кабинету Заказчика осуществляется из любой точки мира через безопасное Интернет-соединение. Кабинет Заказчика комплектуется предустановленным программным обеспечением для интерпретационной обработки 2D/3D/4D/3C/4C сейсмических данных Prime (Прайм), разработанном в Яндекс.Терре. В качестве одного из первых примеров SaaS, применяемого в нашей отрасли, можно привести проект BLUCUBE [7]. А примером такого типа сервиса в интерпретационной обработке сейсмических данных является «Кабинет Заказчика» Яндекс. Терры.

Кабинет Заказчика – это рабочая среда, созданная на компьютерных ресурсах Яндекс.Терры, оснащенная оперативной памятью, процессорными и дисковыми ресурсами, необходимыми для выполнения намеченных работ. Доступ к Кабинету Заказчика осуществляется из любой точки мира через безопасное Интернет-соединение. Кабинет Заказчика комплектуется предустановленным программным обеспечением для интерпретационной обработки 2D/3D/4D/3C/4C сейсмических данных Prime.

Яндекс.Терра обладает многолетним опытом установки и использования Prime на вычислительных ресурсах компании «Яндекс» - одного из крупнейших представителей в сфере интернет-технологий. За это время:

- Опробована и отлажена конфигурация системного программного обеспечения.
- ПО Prime адаптировано под вычислительную архитектуру Яндекса.

- Выполнено несколько десятков рабочих проектов. Подтверждено высокое качество результатов, получаемых в предельно короткие сроки, при этом обеспечена защита клиентов и Заказчика от неэффективных инвестиций в ПО, вычислительные мощности и техническое сопровождение проектов.

- Получены положительные оценки от нефтяных и сервисных компаний.

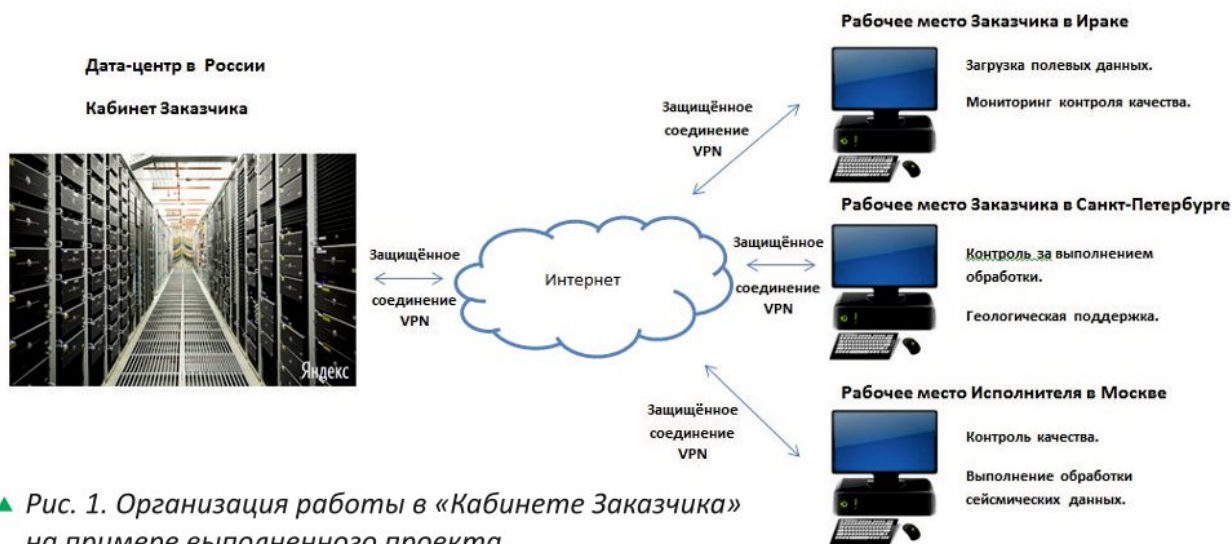
Ранее в статье [8] был опубликован успешный пример применения «Кабинета Заказчика» для интерпретационной обработки данных, полученных в сложных сейсмогеологических условиях. Перед компанией «Газпромнефть Мидл Ист Б.В.» стояла задача проведения полевых работ МОГТЗД в Ираке на участке общей площадью 277 кв.км. с контролем качества и оперативной обработкой сейсмических данных в максимально сжатые сроки с целью скорейшего заложения глубокой скважины. Территория работ характеризовалась значительными перепадами рельефа, надвиговой тектоникой, солями.

Заказчиком и Исполнителем было принято решение, что использование «Кабинета Заказчика» компании «Яндекс.Терра» позволит обеспечить высокое качество результатов работ в условиях сжатых сроков.

Кластер для хранения и обработки сейсмических данных, составляющий основу «Кабинета Заказчика», находился в Москве. Специалисты же, задействованные в проекте, находились в Ираке, Санкт-Петербурге и Москве, при этом проект требовал постоянного и быстрого обмена данными между всеми участниками.

Доступ к Кабинету осуществлялся через защищённый канал, гарантирующий безопасность и конфиденциальность данных. Для пользователей Кабинета было установлено программное обеспечение удаленного графического рабочего стола, необходимое для полноценной интерактивной работы с данными. Техническая поддержка ПО Кабинета осуществлялась сотрудниками Яндекс.Терры. Контроль качества полевых работ, а также интерпретационная обработка и принятие ключевых решений по проекту проводились при помощи российского ПО Prime (Прайм), базирующегося на представлении о неразрывности задач интерпретации и обработки сейсмических данных, основанном на работах выдающегося геофизика, доктора физ.-мат.наук В.М. Глоговского [9].

Инновационный подход с использованием «Кабинета Заказчика» обеспечил возможность совместной работы для



▲ Рис. 1. Организация работы в «Кабинете Заказчика» на примере выполненного проекта.

удалённо размещённых специалистов с доступом к данным из различных географических точек мира, оперативный контроль хода выполнения работ и высокие стандарты безопасности и конфиденциальности данных. По мнению специалистов ПАО «Газпром нефть», возможность оперативных глубинных построений, получаемых в процессе проведения полевых работ, позволяет существенно сократить время на принятие решения при мобилизации бурового оборудования, что в условиях сезонности и временного цейтнота является критичным.

Полный цикл обработки, включающий работы с целью коррекции точки заложения глубокой скважины, составил всего 70 календарных дней!

Из приведенного выше примера может сложиться впечатление, что успешность и эффектность подобных проектов обусловлена преимущественно опытом и навыками специалистов, наличием ПО, удовлетворяющего требованиям технического задания, а также доступом к вычислительным ресурсам. Однако существует ряд немаловажных аспектов, определяющих эффективность работ, которые незаслуженно остаются за кадром.

Как известно, большинство задач обработки сейсмических данных, таких как подавление кратных волн, волн-спутников, миграция, регуляризация и даже обычная пересортировка, на сегодняшний день могут потребовать использования существенных вычислительных мощностей в силу того, что объемы сейсмических измерений на современных проектах достигают десятков терабайт. Для эффективного использования всей мощи облачных вычислений современное программное обеспечение должно уметь «распараллеливать»

ся», причем реализовывать как минимум две модели распараллеливания вычислительных задач: распределение вычислений по нескольким серверам и распараллеливание внутри одного сервера по вычислительным ядрам процессоров.

Без использования алгоритмов распараллеливания простая сортировка такого объема данных займет несколько суток. Нужно заметить, что далеко не каждый алгоритм, предназначенный для распараллеливания, обеспечит эффективность работы ресурсоемких вычислений в целом, особенно если он не обеспечивает отказоустойчивость вычислительных узлов. В связи с этим любой современный программный комплекс по обработке сейсмических данных обязан уметь использовать все новейшие вычислительные возможности, причем использовать их наиболее эффективным образом. Любой современный кластер или суперкомпьютер работает в режиме 24/7 и, следовательно, потребляет большое количество электроэнергии, а также требует определенных затрат на его обслуживание. Поэтому с первых стадий разработки программного обеспечения следует уделять особое внимание эффективности использования вычислительных ресурсов, в частности, равномерности загрузки его серверов и отказоустойчивости каждой процедуры обработки.

Современные кластеры уже сейчас способны работать с довольно большими объемами данных, но далеко не все программные решения (даже лидеры сегодняшнего рынка) смогут использовать их возможности, когда речь пойдет в будущем о петабайтах сейсмических трасс. Поэтому уже сейчас стоит обратить внимание на пока ещё не столь востребованные в геофизике, но активно развивающиеся в других областях специальные технологии распределённых вычислений и анализа «больших данных», такие, например, как MapReduce.

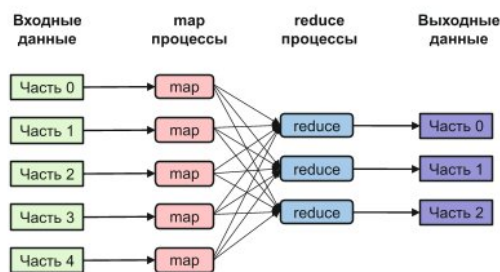
Парадигма MapReduce (MR) [11] провозглашается как основа революционно новой платформы массивно-параллельного доступа к крупномасштабным данным [12]. Так, MapReduce может быть использован для сортировки петабайта данных, что займет всего лишь несколько часов. Параллелизм также дает некоторые возможности восстановления после частичных сбоев серверов: если в рабочем узле, производящем операцию предварительной обработки или свертки, возникает сбой, то его работа может быть передана другому рабочему узлу.[10]

В 2004-м году инженеры компании Google опубликовали статью о разработанной ими модели распределенных вычислений, используемой для параллельной обработки очень больших (порядка нескольких петабайт) наборов данных в компьютерных кластерах. С тех пор появилось множество реализаций этой модели. В 2011-м году компания «Яндекс» решила разработать новую, более надёжную и масштабируемую платформу распределенных вычислений под названием YТ.

В компании «Яндекс.Терра» платформа YТ используется для выполнения ресурсоемких задач обработки больших объемов сейсмических данных. Подобного рода обработка осуществляется в три этапа. На первом этапе сейсмические данные преобразуются из внутреннего формата системы интерпретационной обработки Prime в табличный формат платформы YТ. На втором этапе выполняется цикл необходимых процедур обработки и на третьем этапе полученные результаты обработки преобразуются из табличного формата YТ обратно во внутренний формат системы Prime. Любой сейсмический файл (сейсмограмма, разрез, куб...) можно организовать в виде таблицы по следующей схеме: выбрать поля заголовка трасс, необходи-

мые для дальнейшей обработки (например, NCDP, NSP, NRP...), добавить к ним поле (TRACE) тела трассы и назначить их в качестве столбцов таблицы. Далее, в процессе чтения сейсмического файла, каждая трасса превращается в строку таблицы, столбцы которой заполняются конкретными значениями выбранных полей. После этого над таблицами можно выполнять как простейшие процедуры обработки, такие как сортировка, редакция полей заголовков, одноканальная фильтрация (частотная фильтрация, передискретизация трасс, коррекция амплитуд, сдвиг по времени...), так и более сложные процедуры многоканальной фильтрации, регуляризации, подавления кратных волн, поднятия / погружения волновых полей и даже миграции. Результатом каждой выполненной процедуры является таблица, поэтому для визуального анализа качества как промежуточных, так и конечных результатов необходимо выгрузить данную таблицу (целиком или выборку) из YТ и преобразовать ее в сейсмический файл. Для этой цели используется специальная программа-конвертор, преобразующая данные из формата таблицы YТ во внутренний формат системы Prime, который затем легко можно преобразовать в любой стандартный формат сейсмической записи, например, SEG-Y.

Модель распределенных вычислений MapReduce устроена следующим образом: весь процесс обработки данных разбивается на 2 этапа. На первом этапе (map стадия) все входные данные разбиваются некоторым (неизвестным для пользователя образом) на независимые части. Далее каждая часть обрабатывается пользовательской программой таким образом, чтобы выделить из всего множества входных данных те данные, которые должны быть обработаны совместно. Совместно обрабатываемые данные помечаются определенным



▲ Рис. 2. Модель распределенных вычислений MapReduce.

признаком. Далее все данные с одинаковым значением этого признака передаются на вход второго этапа обработки (reduce стадия) и над ними производится вторая пользовательская операция, результатом которой является соответствующая часть выходных данных.

При полевых измерениях очень часто оказывается невозможным четко соблюсти схему расстановки. Мешают реки, горы, населенные пункты... Кроме того, бывает так, что на одной и той же территории сейсмическая съемка проводится несколько раз, причем по разным схемам расстановки, и все полученные данные нужно объединить в один куб. Таким образом, мы получаем существенно неравномерное распределение трасс по территории. Для того, чтобы перенести данные на равномерную сетку, мы применяем процедуру регуляризации.

Эта процедура очень хорошо распараллеливается и ложится на архитектуру

MapReduce. Поэтому мы стали выполнять ее на УТ одной из первых.

В случае с многоканальной фильтрацией и регуляризацией 3D данных в УТ, данные сначала необходимо разбить на несколько групп с перекрытиями. Затем каждая группа фильтруется или регуляризуется независимо от других, после чего все полученные результаты сливаются в один выходной куб данных. Слияние в области перекрытий осуществляется путем суммирования с соответствующими весами.

Рассмотрим подробнее регуляризацию 3D данных в УТ.

На первом этапе нам необходимо сгруппировать входные данные в соответствие с координатами точек ОГТ, размножив при этом данные в области перекрытий.

Это легко выполнить, используя операцию map, в качестве параметра которой передается программа split, сопоставляющая каждой трассе соответствующий ей номер группы и дублирующая трассы в области перекрытий, приписывая им разные номера групп.

На втором этапе выполняется регуляризация каждой группы трасс при помощи специальной программы, названной в данном случае filter.

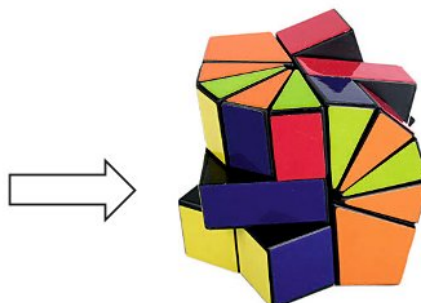
С этой целью запускается операция reduce с ключом группировки, соответствующим номеру группы. Таким образом, гарантируется, что все трассы,

Сейсмическая съемка



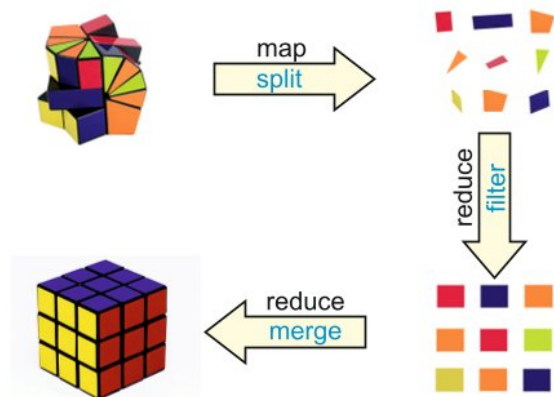
Использован рисунок с сайта <http://fb.eage.org>

Необработанные данные



Использован рисунок с сайта <http://irrl.ru>

◀ Рис. 3. Постановка задачи регуляризации.

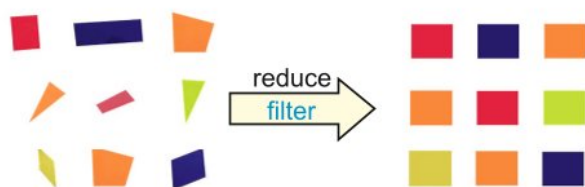


▲ Рис. 4. Регуляризация 3D данных в YT: общая схема.

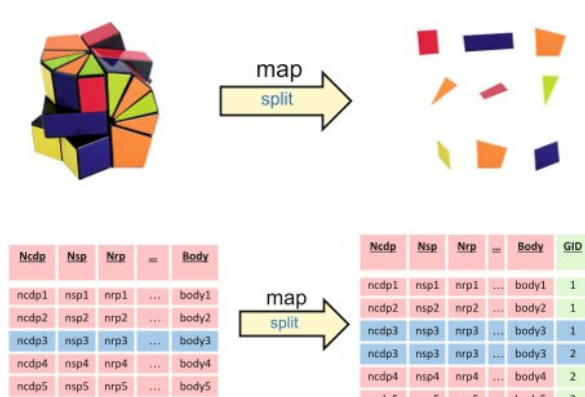
принадлежащие одной группе, будут обработаны одним рабочим процессом. На третьем этапе необходимо скомбинировать трассы с одинаковыми координатами, образовавшиеся в области перекрытий. С этой целью мы суммируем такие трассы с соответствующими весами, запуская операцию *reduce* с программой *merge* в качестве параметра.

В результате по сечениям куба равных удалений видно, что после регуляризации были заполнены пробелы в данных, и территория сейсмической съемки теперь равномерно заполнена трассами.

При реализации более сложных алгоритмов обработки сейсмических данных, таких как подавление кратных волн, поднятие/погружение волновых полей или миграция, на YT возникает ряд сложностей, связанных со спецификой данной модели вычислений. В частности, на YT (в отличие от модели MPI) нет возможности обмена данными между рабочими процессами, следовательно, каждый



▲ Рис. 6. Регуляризация 3D данных в YT: *reduce (filter)*.

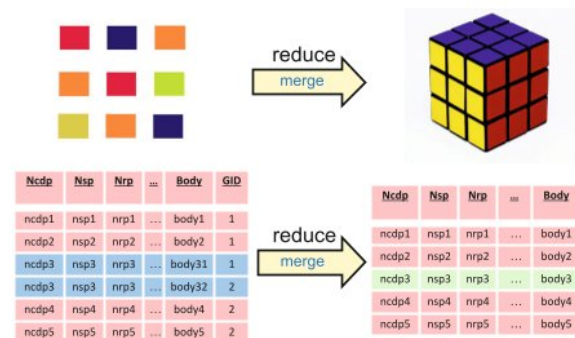


▲ Рис. 5. Регуляризация 3D данных в YT: *map*.

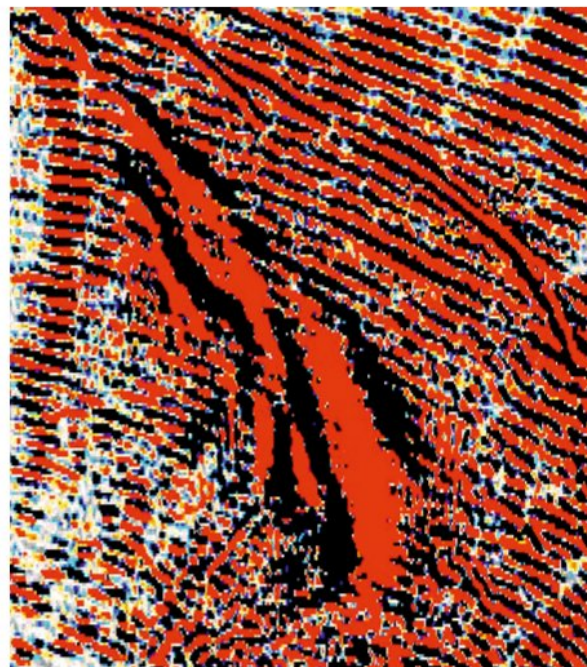
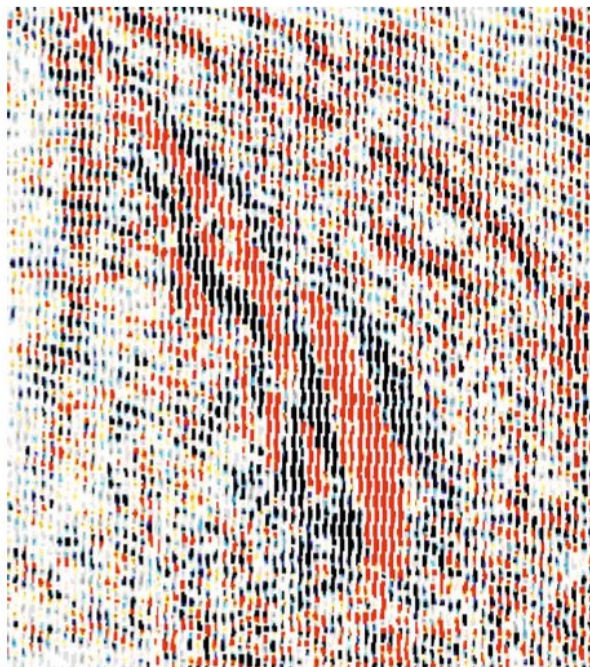
рабочий процесс имеет доступ только к части исходных данных. Зачастую для того, чтобы определить какая именно часть входных данных необходима для получения заданной выходной части данных, нужно выполнить довольно сложный анализ, требующий наличия в распоряжении рабочего процесса всех входных данных. Так как каждый рабочий процесс имеет ограниченный, сравнительно небольшой, объем доступной памяти, выполнение подобного рода алгоритмов на YT стандартным путем оказывается невозможным. Тем не менее, в ряде случаев можно выполнить группировку исходных данных, пользуясь только заголовками трасс, на время «отложив в сторонку» их тела.

Такой подход на YT реализуется следующим образом.

Сначала исходная таблица с данными



▲ Рис. 7. Регуляризация 3D данных в YT: *reduce (merge)*.



▲ Рис. 8. Регуляризация 3D данных в Prime в реализации YT.

разделяется на 2 таблицы: одна содержит только заголовки трасс, а другая — только их тела. Для сохранения соответствия заголовков трасс их телам в каждую таблицу добавляется колонка ID с номерами исходных трасс. Далее таблица с заголовками группируется нужным образом. При этом появляется возможность загрузить в память одного рабочего процесса гораздо большую часть данных. После этого две таблицы (с телами и со сгруппированными заголовками) сливаются обратно в одну таблицу при помощи вычислительного примитива join. Таким образом, мы получаем сгруппированные трассы, над которыми далее можно выполнить операцию reduce.

Основными преимуществами использования платформы YT для ресурсоемких процедур обработки сейсмических данных являются практически неограниченная масштабируемость и высокая отказоустойчивость как при хранении данных, так и в процессе их обработки. Платформа YT может быть развернута на десятках и сотнях тысяч вычислительных узлов, кроме того, ведется работа над тем, чтобы была возможность развер-

нуть YT на нескольких дата-центрах.

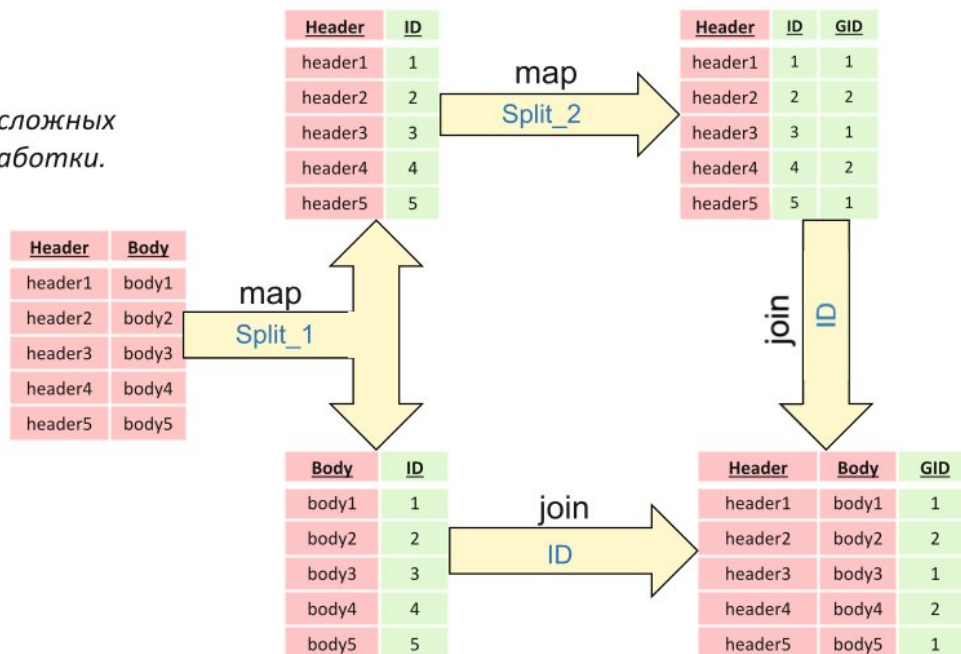
Таким образом, при использовании YT существует потенциальная возможность выполнять процедуры обработки на миллионах вычислительных ядер с гарантированной отказоустойчивостью. Тем не менее, применение YT для осуществления сложных вычислительных алгоритмов на сравнительно небольшом объеме данных (менее 10 Тб) не имеет смысла ввиду больших накладных расходов, связанных с переорганизацией и дублированием данных.

Выводы

Облачные сервисы, безусловно, очень перспективны для нефтегазовой отрасли: они способствуют поддержанию высокой конкурентоспособности исполнителей, позволяют существенно оптимизировать процессы разведки месторождений, защищают инвестиции нефтегазовых и сервисных компаний.

В настоящий момент в нефтегазовой индустрии облачные сервисы применяются недостаточно активно. Одной из причин, по нашему мнению, является тот факт, что сейсмическая информация

► Рис. 9. YT для сложных процедур обработки.



является конфиденциальной и нефтяные компании предъявляют очень высокие требования к безопасности ее нахождения в облаке. Однако компании, предоставляющие услуги облачных сервисов, как правило, не менее своих клиентов заинтересованы в сохранности информации и используют самые передовые технологии. Необходимо понимать, что профессионально работающий крупный провайдер способен обеспечить защиту Ваших данных лучше, чем это могла бы сделать инфраструктура отдельного предприятия.

Яндекс.Терра является ярким примером того, как облачные сервисы на реальных примерах позволяют проводить интерпретационную обработку сейсмических данных в эффективном ключе, с минимальными временными и финансовыми затратами.

Литература

1. Материалы с сайта: <https://msdn.microsoft.com/ru-ru/library/gg471151.aspx>
2. Материалы с сайта: sd-company.su
3. Раздел Википедии: облачные сервисы.
4. Материалы с сайта: <http://towninform.com/2015/05/cloud-computing/>

5. Материалы с сайта: <http://aws.amazon.com>
6. Материалы с сайта: http://www.cnews.ru/reviews/cloud2015/articles/saas_krizis_ne_dostig_nuzhnoj_glubiny

7. Материалы с сайта: <https://www.software.slb.com/services/infrastructure/private-cloud/blucube?tab=Configuration>

8. Волков Г.В., Диденко И.В., Кузнецов И.К. Инновации в обработке данных сейсморазведки. Опыт практической работы ОАО «Газпром нефть» и Яндекс.Терры (ООО «Сейсмотек»)

9. Материалы с сайта: www.yandex.terra.ru

10. «Mapreduce: Simplified data processing on large clusters» Jeffrey Dean, Sanjay Ghemawat, OSDI'04: Sixth Symposium on Operating System Design and Implementation, San Francisco, CA, December, 2004.

11. Dean, J. and Ghemawat, S. MapReduce: Simplified data processing on large clusters. In Proceedings of the Sixth Conference on Operating System Design and Implementation (Berkeley, CA, 2004).

12. Patterson, D.A. Technical perspective: The data center is the computer. Commun. ACM 51, 1 (Jan. 2008), 105.



ЗАО «ГЕОСВИП»

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

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

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



Работы с источником «ВОЛГАРЬ ИДД-108» в Туркменистане

Основные технические характеристики источника «ВОЛГАРЬ ИДД-108»

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

ЗАО "ГЕОСВИП"

107140 Москва ул. Нижняя Красносельская, д. 4, стр. 1

Тел./Факс: +7 (499) 264-67-87, 264-66-21

E-mail: info@geosvip.ru

<http://www.geosvip.ru>

Парадоксы использования НЧМ свипов

■ Колесов С.В., Жуков А.П., Некрасов И.А., ООО «Геофизические системы данных», г.Москва

Аннотация. Нелинейно-частотно-модулированные (НЧМ) свип-сигналы всё ещё являются важным резервом повышения качества вибросейсмических работ, однако использование их во всём мире ограничено 5%, а в 95% случаев используются линейно-частотно модулированные (ЛЧМ) свипы. Причины такого положения могут быть разными и, в частности, это некоторые свойства НЧМ свипов, которые не укладываются в привычную для геофизика – методиста последовательность действий в поле и, на первый взгляд, кажутся парадоксальными. (с точки зрения общепринятых представлений о форме сейсмического импульса).

На практике при проведении вибросейсмических работ в 95% случаев мы имеем дело с линейными (ЛЧМ) свипами и такое положение во всём мире. Вместе с тем нелинейные (НЧМ) свипы при вибрационной сейсморазведке имеют явное преимущество перед ЛЧМ и если это преимущество не используется, то значит для этого есть какие-то причины. И не обязательно это – лень и нежелание читать мудрёные книги, когда нужно срочно «ковать деньги», а заказчик сам не грамотный, но жадный, и не требует качества: ему просто подавай километры и кубометры, чтобы как-нибудь выполнить лицензионное соглашение.

Возможно, причины кроются в особенностях практического использования НЧМ свипов. Вот об этом и пойдёт речь. И здесь уместно поговорить о парадоксах, связанных с НЧМ свипами. Частично они основываются на следующих особенностях НЧМ и ЛЧМ свипов:

1) имеет место расширение активной части спектра НЧМ сигнала в результате частотно-зависимого затухания: посылаем «плохой» НЧМ импульс, а получаем результат лучший, чем при посылке «хорошего» ЛЧМ импульса

2) наблюдается неожиданное и очень заметное увеличение реальной начальной частоты НЧМ свипа вследствие его конусования, приводящее к ухудшению прослеживаемости целевых отражений.

3) у полевиков возникают трудности в выборе оптимальных параметров НЧМ свипов с помощью независимого перебора значений их параметров, что в принципе неверно и не учитывается при опытных работах.

4) имеет место уменьшение времени отработки ПВ при использовании нелинейных свипов вместо линейных, при прочих равных условиях.

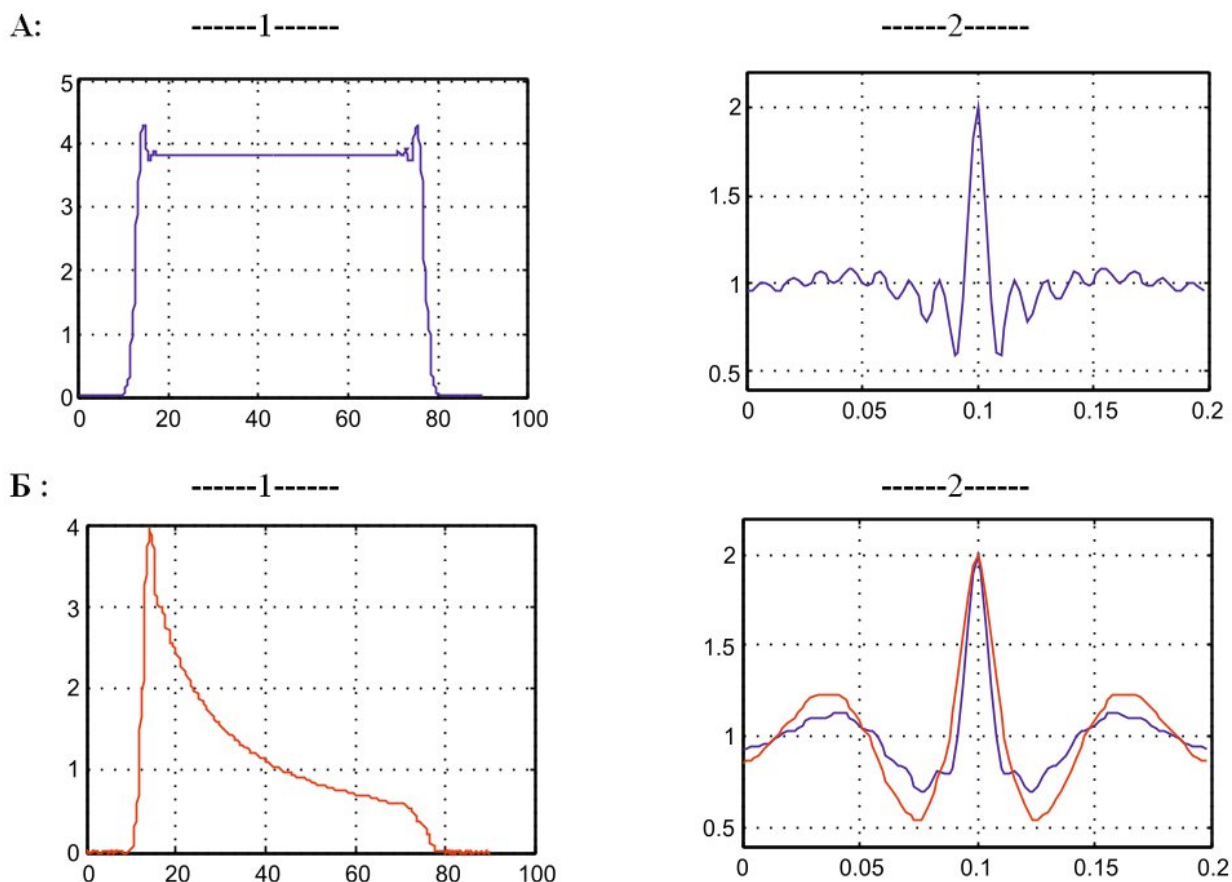
Есть и другие особенности, но с приведенными выше полевики чаще сталкиваются.

Первая особенность НЧМ свипов.

При рассмотрении последовательности действий геофизика – полевика можно видеть, что перечисленные особенности НЧМ свипов дают иногда неожиданные, даже парадоксальные результаты. Это оправдывает название данной публикации.

Для удобства изложения рассмотрим сначала, что такое «активная полоса спектра функции времени» (по Агееву Д.В., см. [7]). Сейчас чаще употребляется слово «эффективная» часть спектра, но смысл при этом не меняется. Речь идёт о взаимоотношении вида временной функции и её спектра, причём вид временной функции определяется, в основном, эффективной (активной) частью спектра.

Оценка ширины эффективной части спектра мощности (спектра авто-



▲ Рис. 1. Изменение спектра мощности, а также автокорреляционной (АКФ) и взаимно-корреляционной (ВКФ) функций линейного (ЛЧМ) свипа (10-80Гц/10с) вследствие частотно-зависимого затухания. А-1 – Спектр ЛЧМ свипа, исходный; Б-1 – спектр ЛЧМ свипа после моделирования частотно-зависимого затухания. А-2 – АКФ ЛЧМ свипа, исходная; Б-2 – АКФ ЛЧМ свипа после частотно-зависимого затухания (красная кривая) и ВКФ после частотно-зависимого затухания (синяя кривая).

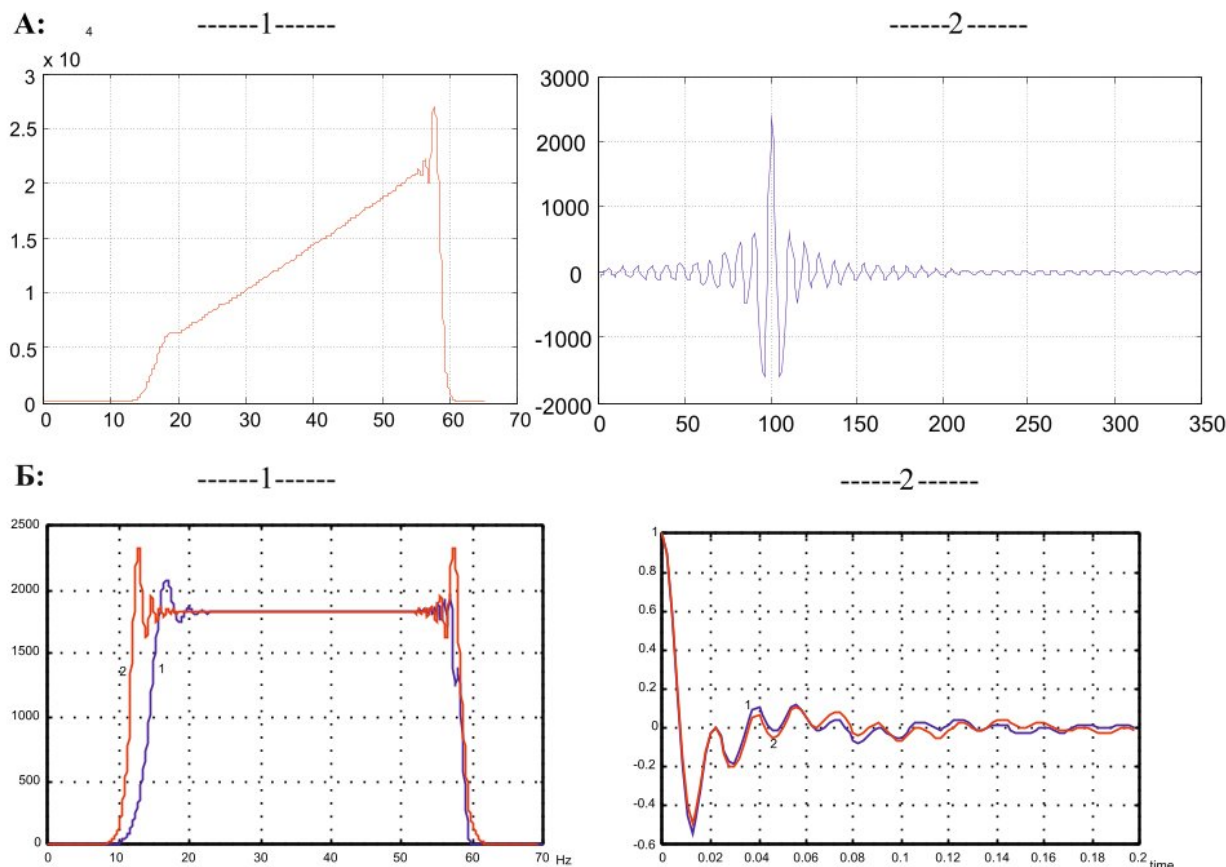
корреляционной функции свипа - АКФ) проводится на уровне половины максимума такого спектра. Для амплитудных спектров используется уровень 0.7 от максимума, но в вибрационной сейсморазведке мы чаще имеем дело с функциями авто- и взаимной корреляции и, соответственно, с их спектрами мощности.

Рассмотрим, как меняется вид спектра мощности при посылке ЛЧМ свипа в среду с частотно – зависимым затуханием сейсмической энергии. На рисунке 1 можно видеть, что эффективная часть спектра посланного свипа (позиция Б-1) сужена за счёт ослабления высоких частот и низкочастотная с уменьшенной октавностью, что видно также по форме

АКФ. Здесь можно говорить также и об эффективной октавности спектра АКФ.

Таким образом, при работе с ЛЧМ свипом мы «посылаем» довольно компактный импульс АКФ –позиция А-2) и регистрируем тоже «неплохой» импульс (синяя кривая ВКФ на позиции Б-2), но обеднённый высокими частотами. Для сравнения с ВКФ на Б-2 приведена и АКФ свипа, соответствующая спектру Б-1.

На рисунке 2 показано то, что происходит с НЧМ импульсом при частотно-зависимом затухании сейсмической энергии в среде. На позиции А-1 приведен исходный спектр нелинейного (НЧМ) свипа, конкретно «дБ/окт» –децибел-на-октаву («аналитический», «библиотеч-



▲ Рис. 2. Изменение спектра мощности и взаимно-корреляционной функции нелинейного (НЧМ) свипа вследствие частотно-зависимого затухания:
 А-1 – Спектр НЧМ свипа (7 дБ/окт), исходный; А-2 – АКФ НЧМ свипа, исходного;
 Б-1 – спектр НЧМ свипа (синий) после моделирования его частотно-зависимого затухания в сравнении (по форме) со спектром ЛЧМ свипа (красный) в том же частотном диапазоне.
 Б-2 – ВКФ НЧМ свипа после моделирования его частотно-зависимого затухания (синий №1) в сравнении (по форме) с АКФ исходного ЛЧМ свипа (красный №2).

ный» свип, имеющийся на всех современных блоках управления вибратором (БУСВ). Спектр примерно треугольный с увеличением амплитуд к высоким частотам и с эффективной полосой на высоких (>35 Гц) частотах. Соответствующий ему «импульс» (АКФ, рисунок 2, А-2) – не компактный, а растянутый, с относительно (по сравнению с АКФ ЛЧМ) более сильными побочными экстремумами (до 70% от максимума – у НЧМ, по сравнению с 40% – у ЛЧМ – на рисунке 1 позиция А-2).

На рисунке 2 дано сравнение спектров (Б-1) и АКФ (Б-2) исходного ЛЧМ свипа 10-60 Гц/10 с (красные кривые) и НЧМ свипа после частотно зависимого затухания

(синие кривые). На импульсах (рисунок 2, Б-2) видно, что после ЧЗ – затухания НЧМ-свип превращается в ЛЧМ, то же самое видно и на спектрах (рисунок 2, Б-1): синий спектр (НЧМ свипа после затухания) почти совпадает с красным (исходный ЛЧМ свип 10-60 Гц).

Сравнивая спектры (рисунок 2, Б-1) можно видеть, что НЧМ (синий) неточно совпадает с ЛЧМ (красным) на низких частотах. Это вызвано конусованием (аподизацией спектра), которое даёт разные результаты при различных энергиях спектров на начальных (здесь – низких) частотах.

Таким образом, при работе с НЧМ свипом мы «посылаем» растянутый,

некомпактный импульс, с узкой эффективной полосой частот, но регистрируем хороший результат во всём диапазоне возбуждаемых частот, с наиболее широким эффективным спектром (который по форме соответствует ЛЧМ свипу) и высокой октавностью, что и требуется для сейсморазведки высокого разрешения. Получается, что затухание превращает правильно подобранный НЧМ свип в ЛЧМ, что сказывается на результатах вибросейсмических работ.

Важно помнить, что в вибросейсморазведке на нелинейных развёртках понятие «регистрируем хороший сигнал» неразрывно связано с процессом кросскорреляции регистрируемых виброграмм с посылаемым сигналом. Эта особенность присуща исключительно вибросейсмическим наблюдениям и именно она диктует недопустимость слепого проецирования на «вибросейс» подходов к оценке сигнала, принятых в импульсной сейсморазведке. Непонимание или игнорирование этого факта и приводит к возникновению описываемого "парадокса", когда мы посылаем «плохой» сигнал, а получаем отличный результат.

Любой специалист, заинтересованный в повышении качества регистрируемых данных, может убедиться в справедливости приведенных утверждений, проанализировав результаты грамотного применения НЧМ развёрток.

На рисунке 3 представлены фрагменты коррелограмм, полученных с ЛЧМ и НЧМ свипами одинаковой длительности. Нелинейность НЧМ развёртки подобрана таким образом, чтобы частично компенсировать эффект затухания на виброграмме. В процессе кросскорреляции происходит частичная компенсации затухания за счёт преобладания высокочастотных составляющих в спектре

оператора корреляции. Как результат – повышение разрешённости и динамической выразительности отражений на коррелограмме в сравнении с ЛЧМ развёрткой. Это происходит именно за счёт расширения эффективного спектра коррелограммы вследствие его выравнивания при НЧМ развёртке. При этом средняя частота возросла с 29 Гц (при ЛЧМ) до 45 Гц, эффективная ширина спектра возросла с 22 Гц до 70 Гц, разрешающая способность сигнала (в % от единичного импульса с $F = 250$ Гц) увеличилась по энергетической оценке с 20 до 48 единиц.

Иначе говоря, ЧЗ - затухание НЧМ свипа приводит к расширению эффективного спектра сейсмического сигнала (что видно из сравнения позиций ЛЧМ и НЧМ на рисунке 3) и к улучшению результатов вибросейсмических работ.

Эта особенность работ с НЧМ свипами удивляет полевиков своей нестандартностью, поскольку они контролируют на служебном канале сейсмостанции форму сигнала, запускаемого вибратором в грунт, по записи АКФ этого сигнала (ещё не прошедшего ЧЗ- затухание !). В противовес этому при работе с НЧМ свипами в конечном итоге нужно больше внимания уделять не посылаемому сигналу, а принимаемому!

ПАРАДОКС: при полевых работах из-за частотно-зависимого затухания у ЛЧМ свипа эффективный спектр сужается, а у правильно выбранного НЧМ свипа – расширяется.

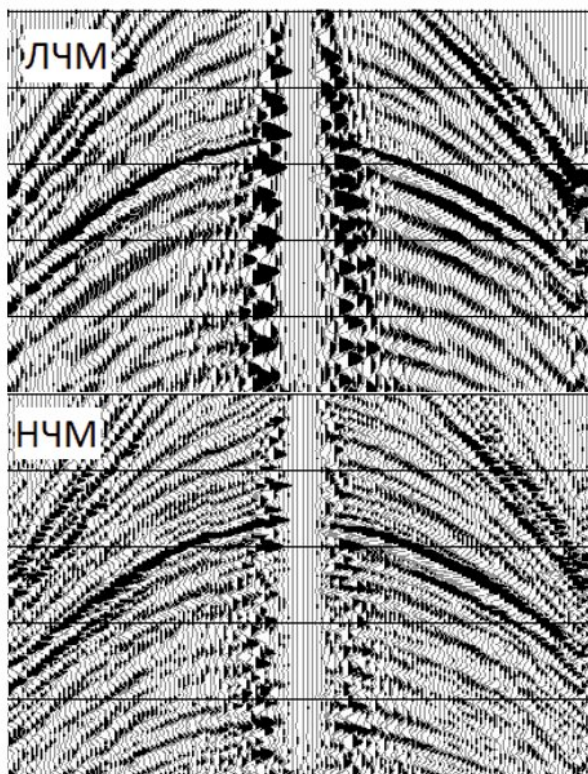
Прежде чем переходить к описанию следующей особенности НЧМ свипов нужно уточнить некоторые термины, которые будут употребляться далее. Речь идёт о параметрах сигналов, значения которых мы планируем использовать и которые мы получаем после посылки (отработки) вибратором, а также те,

которые важны при оценке качества результатов сейсмических работ.

Установочные параметры: те значения, которые выставляются на блоках управления вибратором. Обычно это – граничные частоты $F1$, $F2$, длительность свипа T , параметр нелинейности C , (только для НЧМ свипов; у ЛЧМ его нет), длительности конусов $t1$, $t2$ – начального и конечного и, наконец, вид сигнала – ЛЧМ, НЧМ (какой именно из их набора) – степенной (t -power), НЧМ – дБ/Гц, НЧМ – дБ/окт и, возможно, многие другие.

Реальные параметры: $F1p$, $F2p$, Tr , – это параметры свипа, который уже отработан вибратором (о Tr см. ниже). То есть эти параметры соответствуют реальному сигналу, который запускается в среду.

При этом значения параметров C , $t1$, $t2$ не меняются, так что для них оговаривать особые, реальные значения не требуется.



▲ Рис. 3. Сравнение фрагментов коррелограмм, полученных с ЛЧМ и НЧМ свипами одинаковой длительности и одинаковых частотных диапазонов.

Помимо установочных параметров есть очень важный параметр, который необходим для контроля спектра свипа, это скорость частотной развёртки V_f на задаваемой частоте. В частности, V_{fo} – на частоте $F1$, её реальное значение V_{fp} – на частоте $F1p$. V_f связана с амплитудами спектра мощности $|S(F)|^2$ соотношением:

$$|S(F)|^2 = 1/V_f(t) = 1/F'(t) \quad (1)$$

То есть $V_f(t) = F'(t)$ – производной по времени от функции $F(t)$ – частотной развёртки свипа. Равенство (1) позволяет достаточно просто контролировать и сравнивать амплитуды спектров мощности свипов.

Геофизические параметры: сюда, помимо установочных, следует отнести параметры эффективных спектров $F1a$, $F2a$, окт (октавность), а также $F1p$, $F2p$, Tr , V_{fo} и V_{fp} , и другие параметры или их комбинации по выбору геофизика. Здесь буква «а» при $F1a$, $F2a$ обозначает «активные» (по Агееву Д.В.) значения частот активного участка спектра. Октавность «окт» здесь тоже эффективная.

Вторая особенность аналитических (библиотечных) НЧМ свипов.

Это заметное увеличение реальной начальной частоты после конусования. Аподизация, или на жаргоне геофизиков – конусование, известная в спектральном анализе операция, но её действие для квазисинусоид с меняющейся во времени частотой имеет определённую специфику.

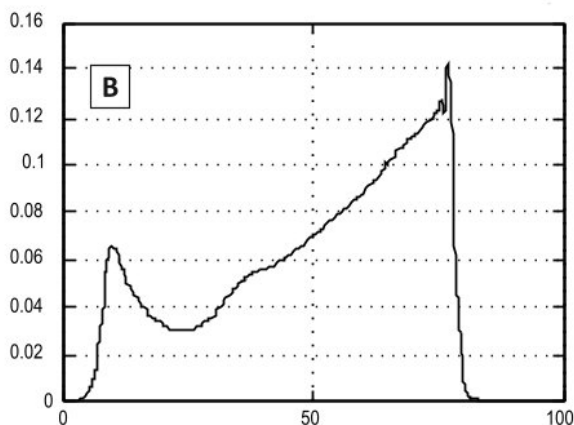
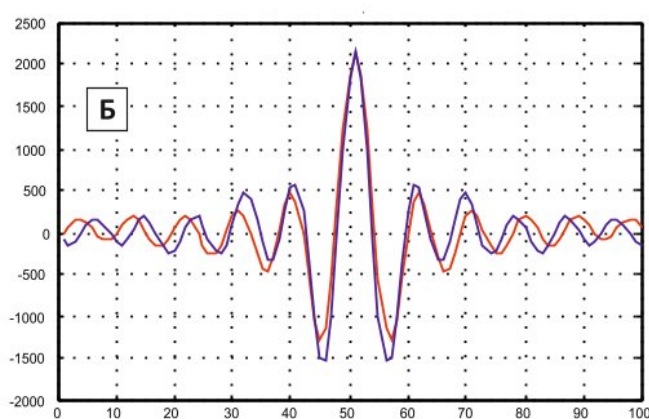
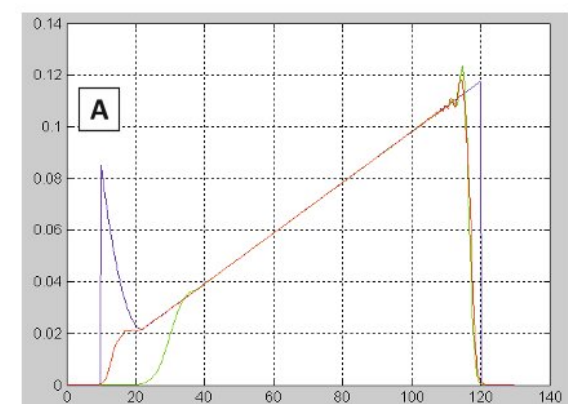
Из радиолокации известна зависимость спектра мощности от частотной развёртки (равенство (1)). Для строго монотонных функций $F(t)$ существует обратная функция $t(F)$, так что $1/F'(t) = t'(F)$. Отсюда можно доказать, что площадь спектра мощности равна T – дли-

тельности свипа в пределах диапазона частот $F1 - F2$. Это легко проверить по формулам частотной развёртки любого ЛЧМ или НЧМ – свипа, заданного математической формулой (см.[1,3]).

Поскольку из-за конусования спектр мощности сглаживается с краев, то и введен параметр T_p – реальная длительность свипа (не для установки, а для логики рассуждений и контроля параметров).

Конусование «захватывает» части площади спектра, равные длительностям интервалов конусования – t_1, t_2 . Очевидно, что при одном и том же временном интервале конусования, но при различной скорости изменения частоты, конусование захватывает различные частотные интервалы. Чем ниже спектральные амплитуды (и выше скорость развёртки частоты свипа), тем больше полоса частот, захватываемая конусом, и наоборот. (см.[1,3]).

Частотный интервал, перекрываемый «конусом» одной и той же длительности, разный в зависимости от типа свипа. Он наибольший у степенного свипа (« $t - power$ »), у которого спектральная амплитуда на начальной нижней частоте равна нулю. При наибольших показателях степени у « $t - power$ » мы теряем низкие частоты от $F1$ до 20 – 35 Гц, вследствие чего заметно падает прослеживаемость отражений (см.[1,3]). Тот, кто планирует вибросейсмические работы, должен это понимать. Конечно, со степенным свипом лучше не работать, но увеличение реальной начальной частоты есть у всех свипов, в том числе и у ЛЧМ, и это нужно контролировать. Способы частичной компенсации роста реальной начальной частоты у свипов могут быть разными. Например, это просто увеличение общей длительности свипа T , но это нежелательно, поскольку соответствует известному афоризму «время – деньги». Другой



◀ Рис. 4. Компенсация увеличения реальной начальной частоты НЧМ свипа с помощью добавления времени на нижние частоты НЧМ свипов: стандартного «дБ/окт» (А) и адаптивного – (В), (технология АВИСейс).

вариант - использование специально построенного свипа со спектром, где добавлено немного (примерно около 10% от T) времени на низкие частоты [2, 4]. Напомним, что время равно площади спектра мощности свипа [1]. Другой способ – добавка времени в начало частотного диапазона при вычислении спектра оптимального свипа по технологии АВИСейс [2].

Способы компенсации увеличения начальной частоты свипа F_{1p} , связанные с добавлением небольшого количества времени на низкие частоты, показаны на рисунке 4. Фрагменты рисунка 4: 4–А и 4–Б соответствуют «подправленным» вариантам НЧМ свипов «децибел-на-октаву», имеющих на всех блоках управления вибраторами («библиотечным» НЧМ свипам). Подправленный вариант свипа дБ/окт назван свипом «Парадокт».

На Фрагменте А дано сравнение спектров мощности двух НЧМ свипов в диапазоне 10-120 Гц: зелёная кривая – спектр конусованого стандартного свипа дБ/окт 10-120 Гц/10с - 6дБ/окт; синяя кривая – спектр неконусованого свипа Парадокт с добавкой 0.7 секунд времени на частоты 10 – 20 Гц; красная кривая – спектр конусованого свипа Парадокт. После 35 Гц спектры дБ/окт и Парадокт почти одинаковы. Реальная начальная частота с 30 Гц уменьшилась до 16 Гц (почти на октаву!). При этом осязательное изменение формы АКФ видно на Фрагменте Б. Здесь показаны автокорреляционные функции исходного свипа дБ/окт (синяя кривая) и свипа Парадокт (красная кривая). По форме АКФ можно заметить, что у Парадокт - свипа несколько ниже средняя частота и больше октавность - побочные экстремумы имеют меньшие амплитуды.

Фрагмент В отображает спектр адаптивного сигнала 10-80 Гц, где по технологии АВИСейс уже добавлена энергия на низкие частоты НЧМ свипа, чтобы компенсировать нежелательное увеличение реальной начальной частоты после конусования.

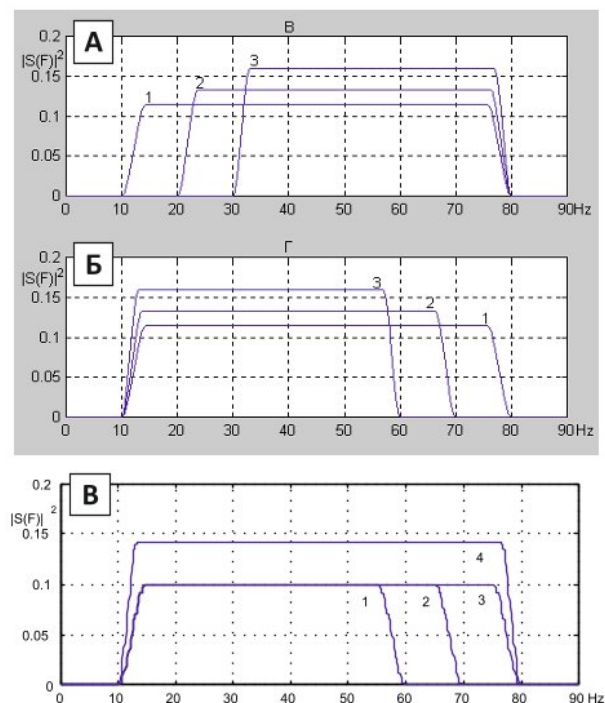
Третья особенность НЧМ свипов.

Это взаимозависимость выбираемых параметров свипа, которые должен контролировать геофизик – методист. При проведении опытных работ в большинстве случаев геофизики перебирают значения установочных (на вибраторе) параметров, считая их независимыми, и анализируют вид коррелограмм. Установочные параметры и в самом деле независимы между собой, но оценка качества вибросейсмического материала при их переборе производится не только по ним, но и по их «атрибутам», в том числе по комбинациям параметров.

В частности, результат опыта при выборе установочных параметров зависит не только от граничных частот F_1 , F_2 , времени T и параметра нелинейности (обычно для НЧМ: $C = \text{дБ/Гц}$, $C = \text{дБ/окт}$, или $C = \log(A_2/A_1)$, где A_1 и A_2 – спектральные амплитуды на частотах F_1 и F_2 , соответственно, до конусования свипа), но и от распределения энергии свипа по частотам. Для линейного свипа, имеющего прямоугольный спектр, энергия постоянна в диапазоне граничных частот и равна $T/(F_2-F_1)$. Она есть обратная величина скорости частотной развёртки V_f на начальной реальной частоте F_{1p} . Из формулы $V_f = (F_2-F_1)/T$ следует, что при переборе частот меняется и энергия (высота прямоугольника, соответствующая спектру ЛЧМ свипа) на одной и той же выбранной частоте, равная $1/V_f$, что хорошо видно на рис. 5-А и 5-Б, а при переборе значений длительности на

(рис. 5 -В в сравнении фигур 5-В-1, 2, 3, и 5 -В-4) меняются и реальные граничные частоты.

Если мы хотим подбирать граничные частоты, то естественно полагать, что энергия должна сохраняться на тех частотах, которые не затрагиваются при переборе значений нижней или верхней частоты, но тогда должна меняться общая энергия свипа, то есть его длительность, что хорошо видно на рис. 5 -В, на фигурах В-1, В-2 и В-3., где перебирается верхняя частота, но меняется и общая площадь спектра свипа. Видно, что при смещении частоты F_2 нужно исправлять и значение T , а это обычно никто не делает.



▲ Рис. 5. Взаимозависимость геофизических параметров ЛЧМ свипа.

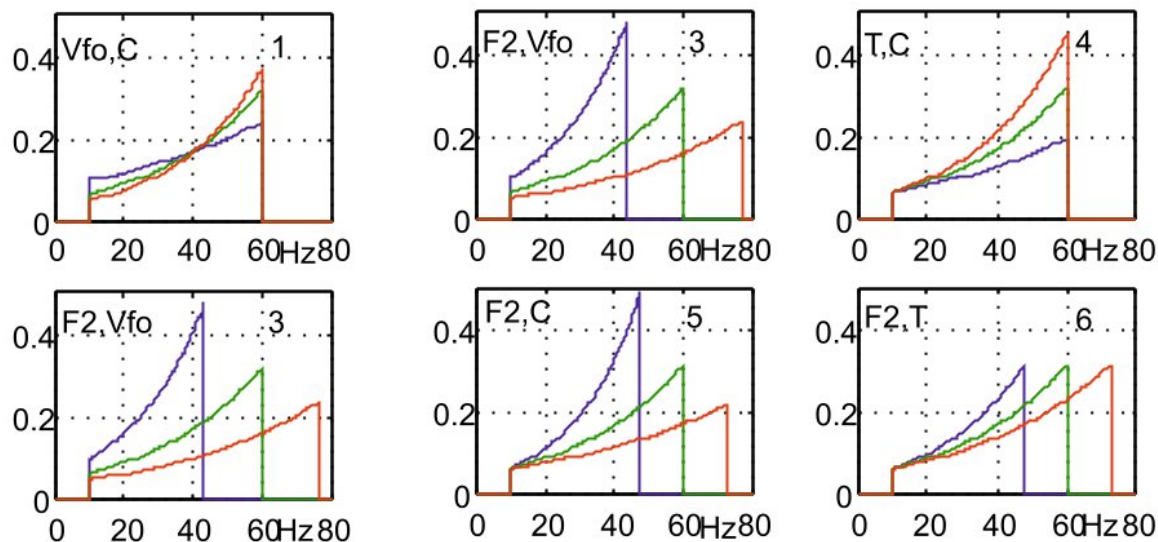
«А», «Б» – результаты обычного перебора частот F_1 и F_2 . «В -1, -2 и -3 - правильный выбор F_2 – с изменением общей длительности свипа. Фигура «В»-4 соответствует увеличению общей длительности свипа в интервале частот 10 – 80 Гц, причём видно расширение реального диапазона частот при постоянных значениях t_1 , t_2 - длительностях интервалов конусования.

Что касается изменения граничных реальных частот при изменении длительности свипа, то, на первый взгляд, кажется, что эти изменения малы и их можно не учитывать. Но оказывается, что можно безболезненно пренебречь лишь изменением верхней частоты.

Пример: свип 4 – 84Гц/10с, конуса по 0.5с. Условия работ близки к стандартным. Скорость частотной развёртки – $(84 - 4)/10 = 8$ Гц/с. На конус длительностью 0.5с приходится 4Гц. Тогда реальная начальная частота – 8Гц, но от 4Гц до 8Гц – одна октава, то есть мы теряем целую октаву в начале спектра записи, что, безусловно, должно сказаться на качестве результатов.

При использовании НЧМ свипов взаимозависимость параметров выглядит сложнее, прежде всего из-за добавления параметра нелинейности, вследствие чего при изменении частоты меняется скорость частотной развёртки (и, соответственно, энергия спектра). Если при ЛЧМ свипе нужно контролировать 4 параметра - F_1 , F_2 , T , V_{fo} , то при НЧМ – пять: F_1 , F_2 , T , C , V_{fo} . При этом из 5-ти параметров только 4 независимых, а 5-ый вычисляется по 4-ем выбранным. При этом в качестве зависимого можно взять любой параметр из пяти и определить его зависимость от любого параметра из оставшихся четырёх, зафиксировав значения оставшихся трёх параметров. На рисунке 6 показано только 6 вариантов взаимозависимостей параметров, но на деле их больше. На каждой позиции три параметра фиксированы, а два – взаимосвязаны (они указаны в левом верхнем углу каждой позиции).

Например, на позиции 6-1 фиксированы значения частот и длительность - F_1 , F_2 и T , а коэффициент нелинейности C и начальная скорость развёртки V_{fo} взаимозависимые параметры. Если мы хотим



▲ Рис. 6. Взаимозависимость геофизических параметров НЧМ свипа. На каждом из шести позиций из пяти параметров $F1$, $F2$, T , C , Vfo фиксированы три параметра, а два зависимы (они показаны в левом верхнем углу каждой позиции) и их изменения видны на спектрах мощности. В качестве параметра нелинейности C взят логарифм отношения спектральных амплитуд на частоте $F2$ к амплитуде на $F1$, последняя равна обратному значению параметра Vfo ; длительности T соответствует площадь спектра. Разным спектрам соответствуют разные значения зависимых параметров.

увеличить C , т.е. подбавить энергию на высокие частоты, то энергия $1/Vfo$ на начальной частоте уменьшается, то есть возможно ухудшение прослеживаемости, а также увеличение начальной реальной частоты $F1p$ после конусования. Чтобы этого не было, при увеличении C нужно подбавлять энергию на высокие частоты за счёт увеличения времени T , что можно видеть на позиции 6-4, где фиксированы $F1$, $F2$, и Vfo , а значения C и T — взаимозависимы. Кстати говоря, следует помнить, что если в блоке управления (БУСВ) не учтена возможность взаимозависимости параметров свипов, то при переборе значений C могут «поплыть» значения и $F1$, и $F2$, и T , и Vfo . Здесь упомянут параметр Vfo , поскольку на некоторых БУСВ он входит в число установочных параметров, например, вместо $F2$.

Если при ЛЧМ свипе независимый перебор значений установочных параметров даёт среднее качество результатов, то при НЧМ свипах прийти путём перебора к приемлемому решению в

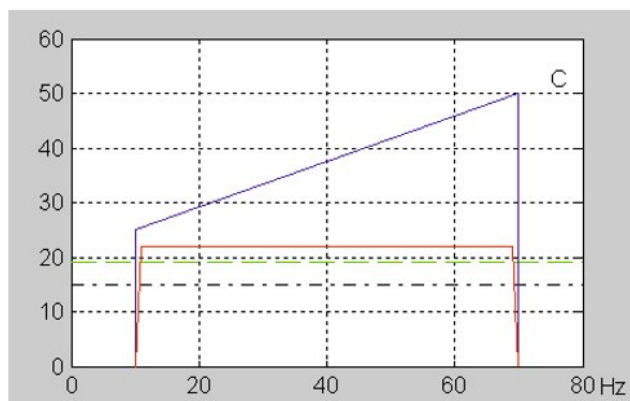
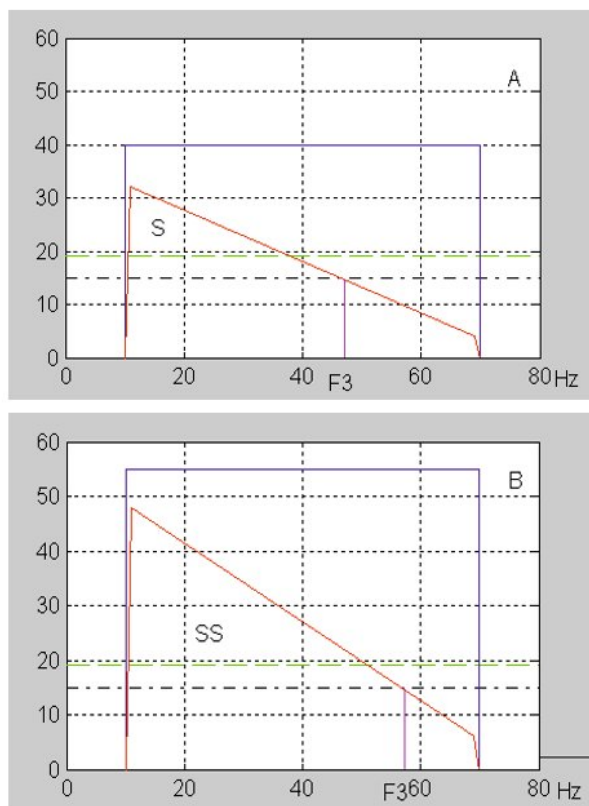
ограниченные сроки опытных работ практически не удаётся.

Выход из неприятностей с выбором оптимальных параметров НЧМ свипов разумеется есть и он давно опубликован, в частности, в [1, 3].

Наконец есть ещё одна особенность использования НЧМ свипов, которую стоит упомянуть и которую нужно учитывать всем заказчикам вибросейсмических работ, поскольку она связана с уменьшением стоимости работ с НЧМ свипами по сравнению с ЛЧМ без потери качества результатов.

Четвёртая особенность НЧМ свипов: «время — деньги».

Проанализируем рисунок 7, где рассмотрены схемы (близкие к реальности) вариантов послышки двух ЛЧМ свипов разной длительности и одного НЧМ свипа, соответствующего свипу децибел-на-октаву с параметром нелинейности 6дБ/окт. Это приближённо соответствует росту энергии от нижней частоты к верхней в 15 – 17дБ, часто встречающейся величине для оптимальных НЧМ свипов



Условные обозначения :

- спектры мощности посылаемых свип — сигналов,
- спектры мощности принимаемых сигналов,
- ... спектр шумов,
- допустимый уровень энергии принятого сигнала,

▲ Рис.7. Пояснение преимуществ использования нелинейных свипов по сравнению с линейными при наличии в среде частотно – зависимого затухания сейсмической энергии. F_3 – верхняя граница рабочей полосы частот, SS – избыточная часть энергии ЛЧМ свипа при разных граничных частотах рабочей полосы.

при диапазоне частот 10 – 70Гц для работ до времён 2.5 - 3.0 секунды в нефтеносных районах РФ.

Рисунок 7-А схематически иллюстрирует посылку ЛЧМ свипа 10 – 70Гц/12с, при котором частоты, на которых энергия свипа превышает уровень помех, находятся в диапазоне 10Гц < F_3 <= 47Гц. Синим цветом показан спектр опорного сигнала, красным - спектр свипа после частотно-зависимого затухания в среде - то есть спектр принятого сигнала. Зелёной чертой обозначен уровень энергии, выше которого не требуется повышать энергию свипа, точками/пунктиром (чёрного цвета) обозначен уровень шумов. Очевидно часть спектра принятого сигнала выше зелёной линии, обозначенная буквой «S», «лишняя» для анализа результатов часть спектра посылаемого свипа, с точки зрения поставленной задачи вибросейсмических работ.

Чтобы расширить диапазон частот, где сигнал превышает помеху, при ЛЧМ свипе обычно увеличивают его длительность. Этот вариант показан на схеме 7-В, где рассмотрен свип 10 – 70Гц с длительностью 16.5с. Здесь правая граничная частота рабочего диапазона частот F_3 возросла до 57Гц и, соответственно, возросла «лишняя» энергия, обозначенная здесь буквами «SS».

На рис. 7-С показан результат посылки правильно подобранного НЧМ свипа (здесь это свип 10 – 70Гц/11.25с – 6дБ/окт), при котором энергия принятого сигнала превышает уровень шумов во всём частотном диапазоне 10 - 70Гц, т.е. здесь $F_3 = 70$ Гц притом, что длительность несколько меньше, чем при ЛЧМ свипе 10 – 70Гц/12с, а рабочий диапазон частот заметно шире. Он даже шире, чем у свипа 10 – 70Гц/16.5с.

Увеличение энергии на высоких частотах, там, где её недостаток вследствие ЧЗ - затухания при ЛЧМ свипах, при уменьшении её на низких частотах, где её избыток, можно представить как перекачку энергии с низких частот на высокие. При одном и том же частотном диапазоне НЧМ свип не требует увеличения энергии для повышения разрешённости, по сравнению с ЛЧМ свипом [5]. Однако, если нам нужно расширить частотный диапазон опорного сигнала, т.е. увеличить F_2 , тогда нужно увеличивать длительность свипа – как ЛЧМ, так и НЧМ, хотя и в разной степени.

Пока что мы рассматривали улучшение качества результатов, полученных с ЛЧМ свипом при переходе к НЧМ свипам без изменения установочных параметров F_1 , F_2 и T . Вместе с тем если качество результатов при ЛЧМ свипе нас устраивает, тогда то же качество, но с НЧМ свипом, можно получить с уменьшением времени отработки объекта на 25 – 30%. Из опыта вполне успешных работ с НЧМ свипом следует, что при ЛЧМ свипе начальную энергию $1/V_{fo}$ на частоте F_1 можно уменьшить в 2 – 3 раза (т.е. начальную скорость частотной развёртки увеличить в 2 – 3 раза). Если качество работ с ЛЧМ свипом нас устраивает, то и энергия НЧМ свипа на частоте F_2 нас тоже устраивает. Тогда спектр опорного ЛЧМ свипа изобразим в виде прямоугольника шириной от F_1 до F_2 , высотой - $1/V_{fo}$ и площадью - T . У этого прямоугольника левую сторону уменьшим вдвое или втрое (два варианта) и он превратится в трапецию (её спектр соответствует НЧМ свипу) с площадью $0.75 \cdot T$, если левая сторона уменьшена вдвое, или $0.67 \cdot T$, если эта сторона уменьшена втрое. В данном случае площадь спектра мощности – это длительность свип-сигнала. Отсюда и следует оценка уменьшения длительности свипа на 25% или на 33%, и

это только в результате перехода от ЛЧМ к НЧМ свипам.

Здесь парадокс состоит в том, что при ЛЧМ свипе мы не можем как следует распорядиться его энергией, как при НЧМ, поскольку большинству геофизиков простота методики работ дороже целесообразности.

Отметим, что уменьшение энергии на низких частотах ведёт к уменьшению глубинности, то есть выбор параметров свипов должен быть согласован с решением геологической задачи данных работ.

В заключение надо отметить, что данная публикация не содержит никаких новых идей. Всё давно уже описано и издано, но, как показывает практика вибросейсмических работ, необходимо ещё раз упомянуть об особенностях применения НЧМ свипов, чтобы они, наконец, перестали быть только резервом повышения качества результатов вибросейсморазведки, а вошли бы полноправно в практику полевых работ.

Выводы.

1) Оценку качества возбуждения следует проводить по разрешённости целевых отражений на коррелограммах, а не по автокорреляционному импульсу на служебном канале, поскольку в результате частотно-зависимого затухания в среде эффективный спектр оптимального нелинейного свипа расширяется до исходных граничных частот, тогда как эффективный спектр ЛЧМ свипа сужается с понижением верхней граничной частоты.

2) Неконтролируемое уменьшение энергии спектра НЧМ свипа на начальной частоте может привести, вследствие конусования, к чрезмерному сдвигу реальной начальной частоты свипа в сторону высоких частот, что приведёт к потере низких частот у корреляционного импульса, к ухудшению прослеживае-

мости осей синфазности и уменьшению октавности сейсмической записи (к появлению побочных осей синфазности). В числе параметров НЧМ свипа, кроме граничных частот, длительности и коэффициента нелинейности, необходимо контролировать скорость частотной развёртки V_{fo} на начальной частоте свипа.

3) Существует взаимозависимость геофизических параметров как у ЛЧМ, так и у НЧМ свипов. При опытных работах недопустимо перебирать значения одного параметра свипа, не контролируя изменение других параметров, значимых для оценки качества коррелограмм.

4) При одном и том же частотном диапазоне использование нелинейного свипа (НЧМ) вместо линейного (ЛЧМ) позволяет уменьшить время отработки ПВ на 25% – 30% и тем самым уменьшить стоимость работ.

РЕКОМЕНДАЦИЯ

по выбору значений параметров НЧМ свипов (см. [1, 3])

Взять в качестве F_1 самую низкую частоту, какую могут отрабатывать имеющиеся в партии вибраторы

По результатам предыдущих работ с ЛЧМ свипами в данном регионе отработать несколько ф.н. с ЛЧМ свипом при заданных F_1 , предыдущих F_2 и выбирая время $T_{оп}$ (для опытов со скоростью частотной развёртки на нижней частоте - V_{fo}), приближённо в 2-3 раза меньшее, чем при предыдущих работах. Анализировать разрешённость и прослеживаемость следует только на низких и средних частотах.

Скорость частотной развёртки на частоте F_1 тогда можно взять равной $V_{fo} = (F_2 - F_1) / T_{оп}$. Далее, фиксируя, например, длительность T (заданную начальством или заказчиком), мы имеем уже три параметра V_{fo} , F_1 и T (из пяти

контролируемых параметров НЧМ свипа – V_{fo} , F_1 , F_2 , T , C) и уже можем выбрать приемлемую пару значений F_2 и коэффициента нелинейности C . Для расчётов потребуется компьютерная программа типа «РАПАНС» (РАсчёт ПАраметров Нелинейных Свипов, составленная в ООО «ГСД»). С её помощью можно, задавая значения любых 4-х параметров из пяти, можно вычислить значение пятого параметра.

Меняя значения параметров F_2 или C , анализируем качество коррелограмм (прослеживаемость целевых отражений на высоких частотах). Если нет подходящей пары значений F_2 и C , то следует увеличить время T и подбирать новые значения F_2 и C .

Литература

- 1) Жуков А.П., Колесов С.В., Шехтман Г.А., Шнеерсон М.Б., 2011, Сейсморазведка с вибрационными источниками. //Тверь, Изд. «ГЕРС»
- 2) Жуков А.П. 2016, Технологии адаптивной вибросейсморазведки повышают качество и эффективность сейсморазведочных работ // Приборы и системы разведочной геофизики, №1 стр.71-79
- 3) Колесов С.В., Потапов О.А., Иноземцев А.Н., Захарова Г.А. 2002, Использование нелинейных свипов при высокоразрешающей вибро-сейсморазведке. //ЕАГО, «Геофизика» № 1, стр.18-28.
- 4) Колесов С.В., Иноземцев А.Н., Потапов О.А. , 2005 Корректировка низкочастотных частей спектров нелинейных функциональных свипов. //Геофизический вестник № 6, с.13-15
- 5) Колесов С.В., Потапов О.А., Иноземцев А.Н. 2005 О выборе оптимального вибросейсмического сигнала. // Геофизический вестник № 7, стр.4-7
- 6) Притчетт У. 1999, Получение надёжных данных сейсморазведки // Мир, М.
- 7) Харкевич А.А. 1962 Спектры и анализ. //Физматгиз, М. 4-е изд.



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

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

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

Как региональный институт АО «НВНИИГГ» осуществляет:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Алгоритм расчета статических поправок по известным временам прихода отраженной волны, основанный на понятии разности шага

■ Мараев С.Л., ООО “Сварог”, г. Геленджик, Мараев В.С., РГУ нефти и газа, г. Москва.

В данной работе рассматривается алгоритм расчета статических поправок по известным временам прихода отраженной волны, основанный на понятии разности N шага.

Теоретические основы метода

Разность N шага – разность двух значений функции, отстоящих друг от друга на N значений:

$$Dx0(N) = F(x0) - F(x0 + N)$$

Сумма N шага – $Sx0(N) = F(x0) + F(x0 + N)$

Рассмотрим схему прихода отраженной волны от горизонтальной поверхности (ось x) с введенной кинематической поправкой.

Пусть функция $F(x)$ описывает линию отстрела и наблюдения. Тогда время прихода отраженной волны от горизонтальной поверхности с введенной кинематической поправкой можно записать как:

$$T(x1) = F(x1 + N1) + F(x1)'$$

где $x1$ – местоположение первого источника, $x1 + N1$ – местоположение 1 приемника

$$T(x2) = F(x2 + N2) + F(x2)'$$

где $x2$ – местоположение второго источника, $x2 + N2$ – местоположение 2 приемника.

Тогда разница прихода волны между 1 и 2 приемником:

$$T(x1) - T(x2) = F(x1 + N1) + F(x1) - F(x2 + N2) - F(x2)$$

$$T(x1) - T(x2) = F(x1 + N1) - F(x2) + F(x1) - F(x2 + N2)$$

Можно записать

$$F(x1) - F(x2 + N2) = Dx1(R1), \text{ так как } x2 + N2 - x1 = R1$$

$$F(x2) - F(x1 + N1) = Dx2(R1), \text{ так как } x1 + N1 - x2 = R1$$

$$T(x1) - T(x2) = Dx1(R1) - Dx2(R1)$$

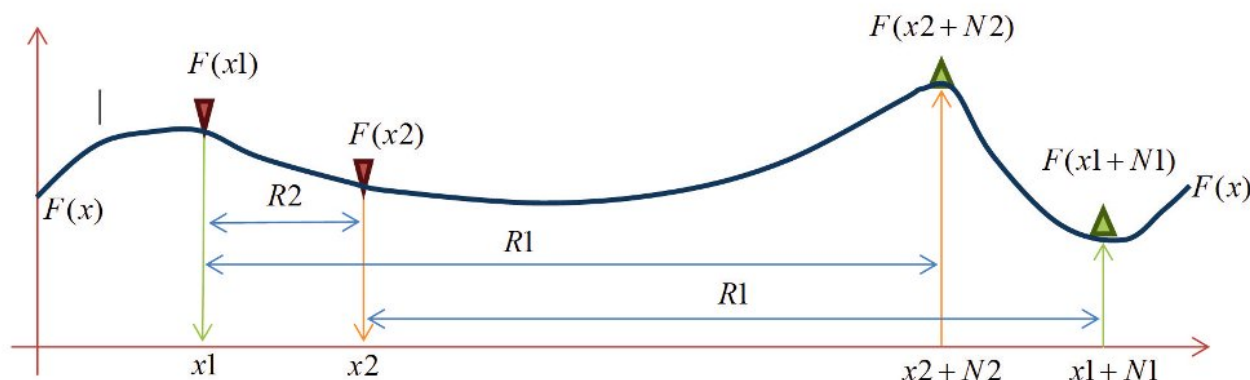
$$\text{Так как } x2 - x1 = R2, \text{ то можно записать } T(x1) - T(x2) = Dx2(R2)(R1)$$

Можно доказать, что просуммировав два раза это выражение с шагом $R2$ и $R1$, по правилам суммы N шага, можно восстановить функцию $F(x)$, то есть линию наблюдения, что и является решением задачи вычисления статических поправок в рамках поверхностно-согласованной 2-х факторной модели

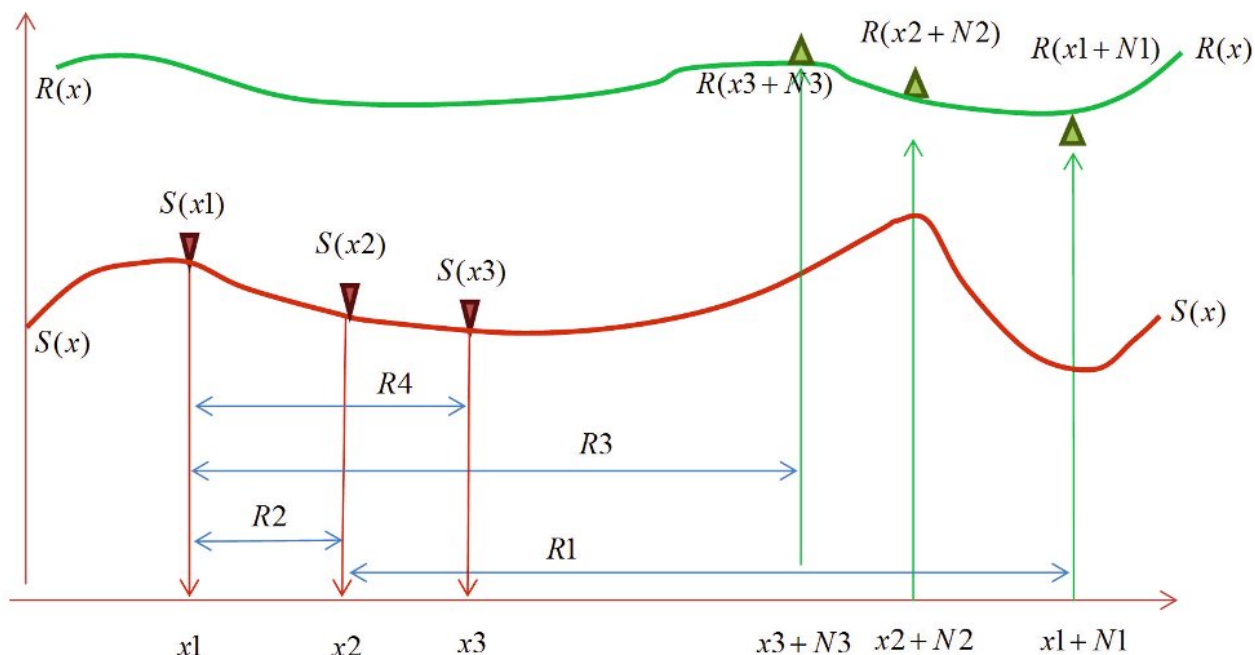
В случае 3-х факторной модели остальные кинематические сдвиги отсутствуют.

$$T(Xr, Xs) = R(Xr) + S(Xs) + G(Xcmp),$$

где Xr, Xs – координаты приемника и источника; $Xcmp = (Xr + Xs)/2$ – координата



▲ Рис. 1. Схема для вывода формулы для 2 факторной модели статической поправки.



▲ Рис. 2. Схема для вывода формулы для 3 факторной модели статической поправки.

средней точки; $R()$, $S()$ – функции описывающие поправки для источников и приемников; $G()$ – время прихода отражений от горизонта.

Вычисление поправки за пункт приема

(Красная линия – линия отстрела, зеленая линия – линия приема).

Уравнения, описывающие приход волны на трех каналах, имеют вид:

$$T(x1) = S(x1) + R(x1 + N1)$$

$$T(x2) = S(x2) + R(x2 + N2)$$

$$T(x3) = S(x3) + R(x3 + N3)$$

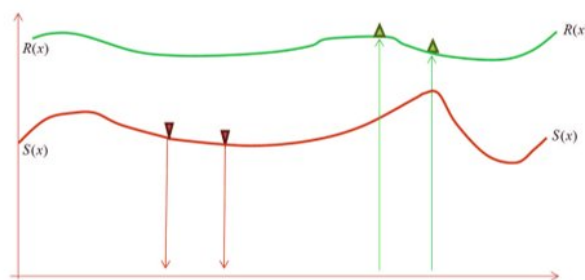
Краткий алгоритм получения решения следующий:

1. Вычисление разницы времен между 1 и 2 каналами (уравнение 1).
2. Вычисление разницы времен между 1 и 3 каналами (уравнение 2).
3. Суммированием по правилам N-разности из уравнения 1 получаем уравнение 1s и из уравнения 2 - соответственно 2s (Рис 3.).
4. Сдвигаем уравнение 2s на величину, при которой пункты приема уравне-

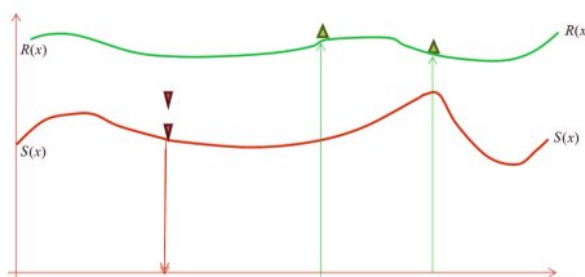
ний 2s и 1s совпали (Рис 4.)

5. Вычисляем разницу между уравнениями 2s и 1s и получаем уравнение 3. В этом случае значения в пункте приема сокращаются и получаем уравнение, зависимое только от пунктов взрыва.

6. Суммированием уравнения 3 получаем поправки за пункт взрыва.



▲ Рис. 3. Результат после первого суммирования .



▲ Рис. 4. Схематично показан результат после первого суммирования и сдвига влево до совпадения пунктов взрыва.

7. Сдвигая уравнение 2s на величину, при которой пункты взрыва в уравнении 2s и 1s совпали, и повторяя пункты 5 и 6, получаем поправки за пункт приема.

В случае 3-х факторной модели с остаточной кинематической поправкой $T(Xr, Xs) = R(Xr) + S(Xs) + G(Xcmp) + O(Xcmp, \Delta X)$, где $O()$ - фактор остаточной кинематической поправки, ΔX - удаление источник – приемник.

В этой методике точно учесть фактор остаточной кинематической поправки не представляется возможным, но предполагая, что статическая поправка более высокочастотная, чем кинематическая, можно находить решения остаточных кинематических поправок на низких частотах, а на средних и высоких – статических.

Тестирование на модельных данных

Для тестирования алгоритма были синтезированы профильные данные, удовлетворяющие уравнению 3-х факторной модели с высокочастотной и низкочастотной статической аномалией.

Шаг между приемниками на линии – 1 точка ОГТ.

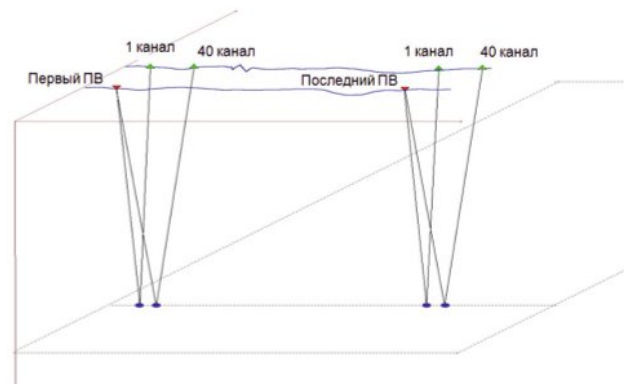
Шаг между источниками на линии – 1 точка ОГТ.

Для расчета статических поправок использовались выборки равных удалений от одной точки ОГТ до сорока точек ОГТ.

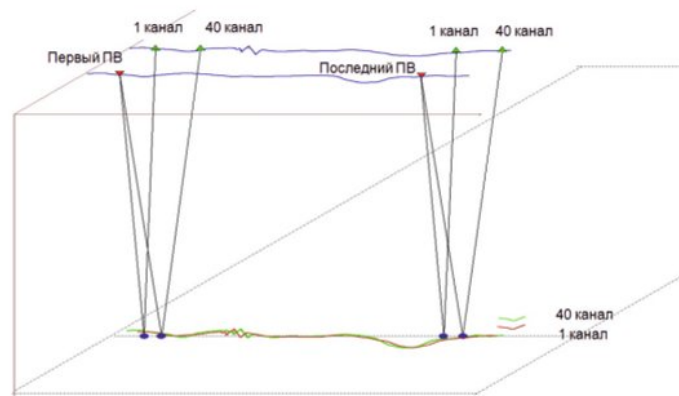
Сравнивались три метода:

1. Стандартный метод (решение системы уравнений).
2. Вычисление стат. поправок в Фурье области.
3. Метод N-разности.

Сравнение результатов вычисленных статических поправок по модельным данным показало следующее:



▲ Рис. 5. Моделирование профильных данных с высокочастотной и низкочастотной статической аномалией.



▲ Рис. 6. Модельные времена прихода отражения для различных выборок равных удалений.



▲ Рис. 7. Модельные и восстановленные статические поправки, вычисленные стандартным методом (решением системы уравнений).

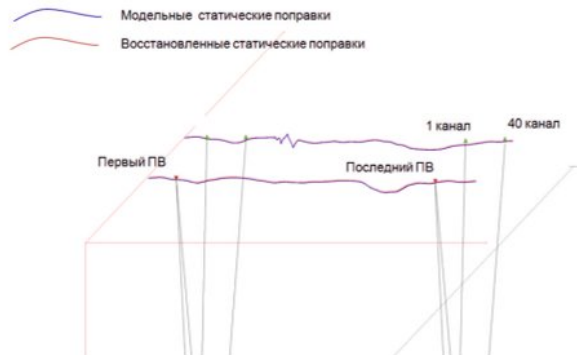


▲ Рис. 8. Модельные и восстановленные статические поправки, вычисленные в Фурье области.

1. Стандартный метод – восстанавливается только высокочастотная составляющая.

2. В Фурье области – восстанавливаются практически все составляющие статической аномалии, кроме низкочастотной с периодом больше 8-10 размеров расстановки.

3. Методом N-разности – полностью восстанавливается статическая аномалия.



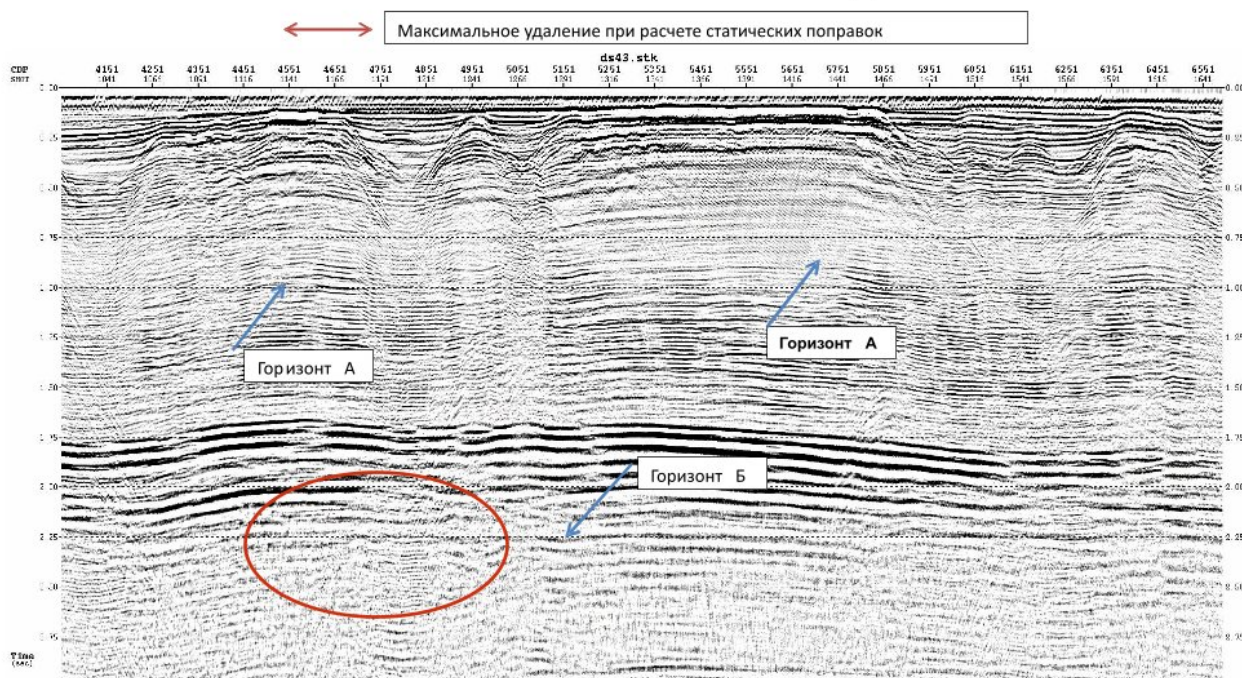
▲ Рис. 9. Модельные и восстановленные статические поправки, вычисленные методом N-разности.

Примеры обработки реальных данных. В качестве примера приведена обработка материалов сейсмических работ в Каспийском море.

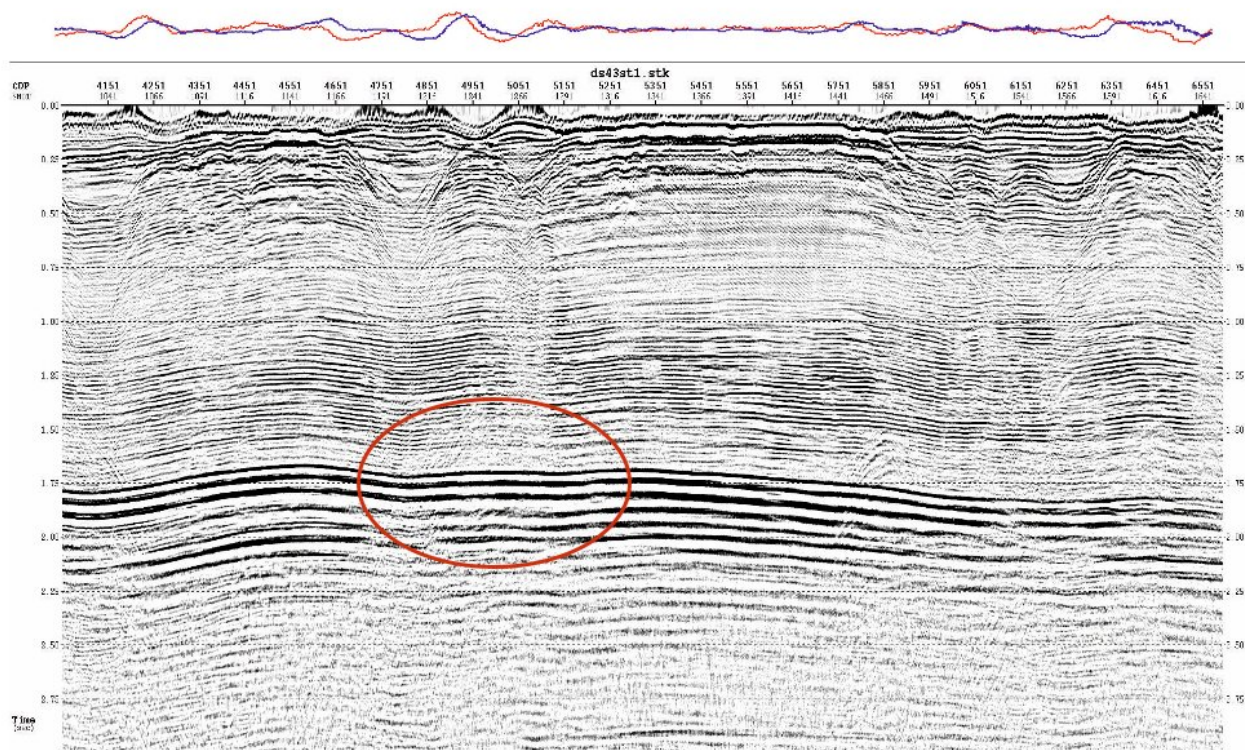
На Рис. 10. представлен временной исходный разрез.

На Рис. 11. представлен временной разрез с учетом статической поправки, рассчитанной стандартной программой.

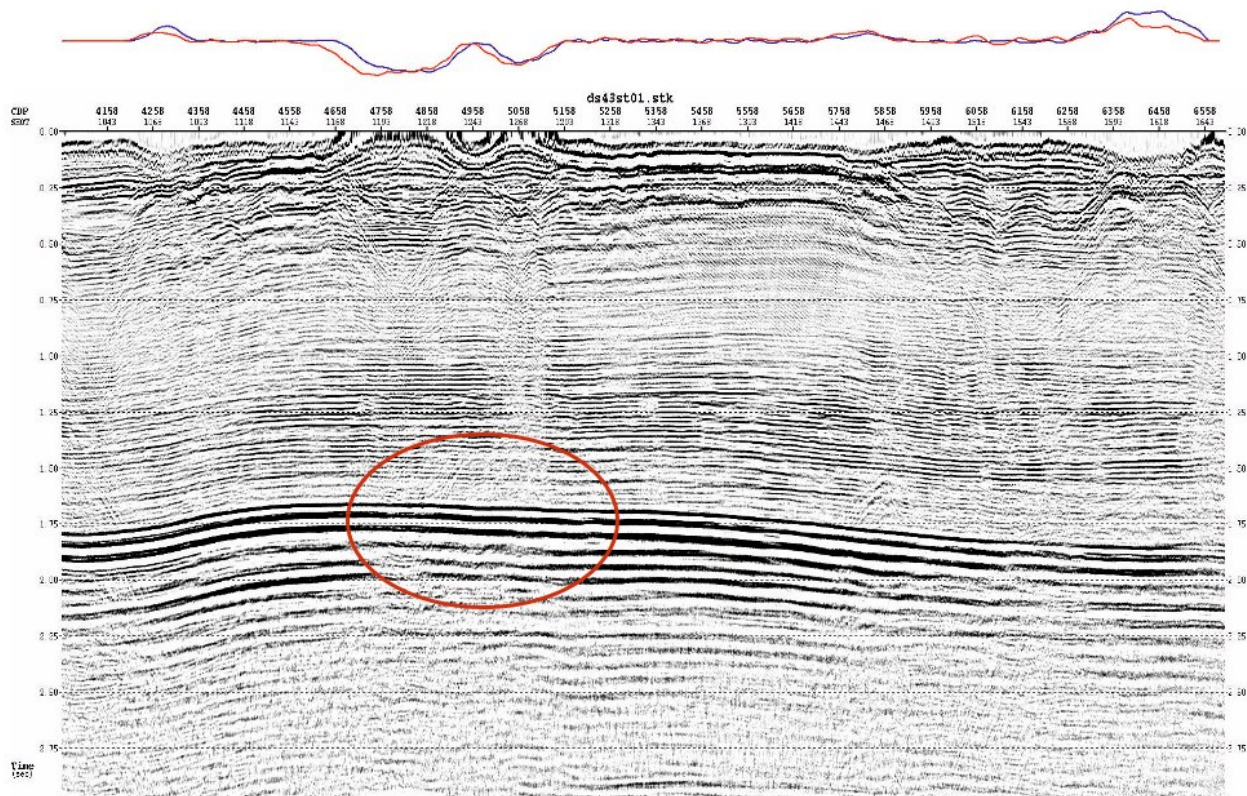
На Рис. 12. представлен временной разрез с учетом статической поправки, рассчитанной с применением рассматриваемого метода.



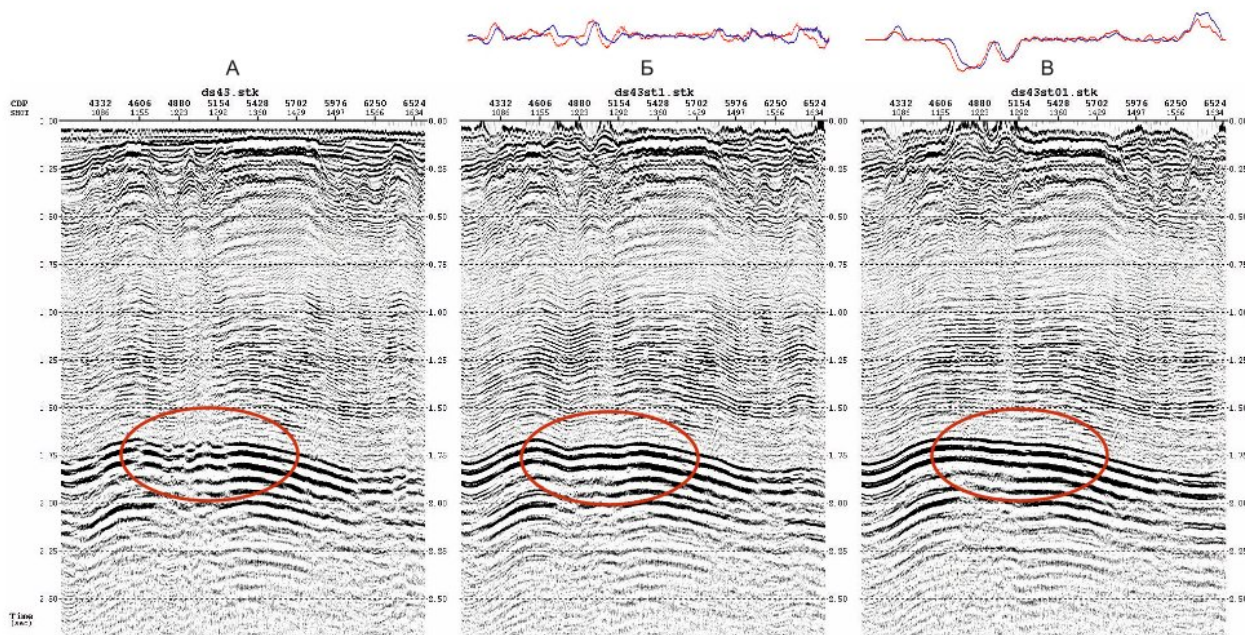
▲ Рис. 10. Исходный разрез. Горизонт А – высокоскоростной пласт. Выше лежащие осадки над горизонтом А – низкоскоростные. Красным овалом показана зона влияния от горизонта А.



▲ Рис. 11. Временной разрез с учетом статической поправки, рассчитанной стандартной программой. Над разрезом - графики поправок.



▲ Рис. 12. Временной разрез с учетом статической поправки, рассчитанной с применением рассматриваемого подхода. Над разрезом - графики поправок.

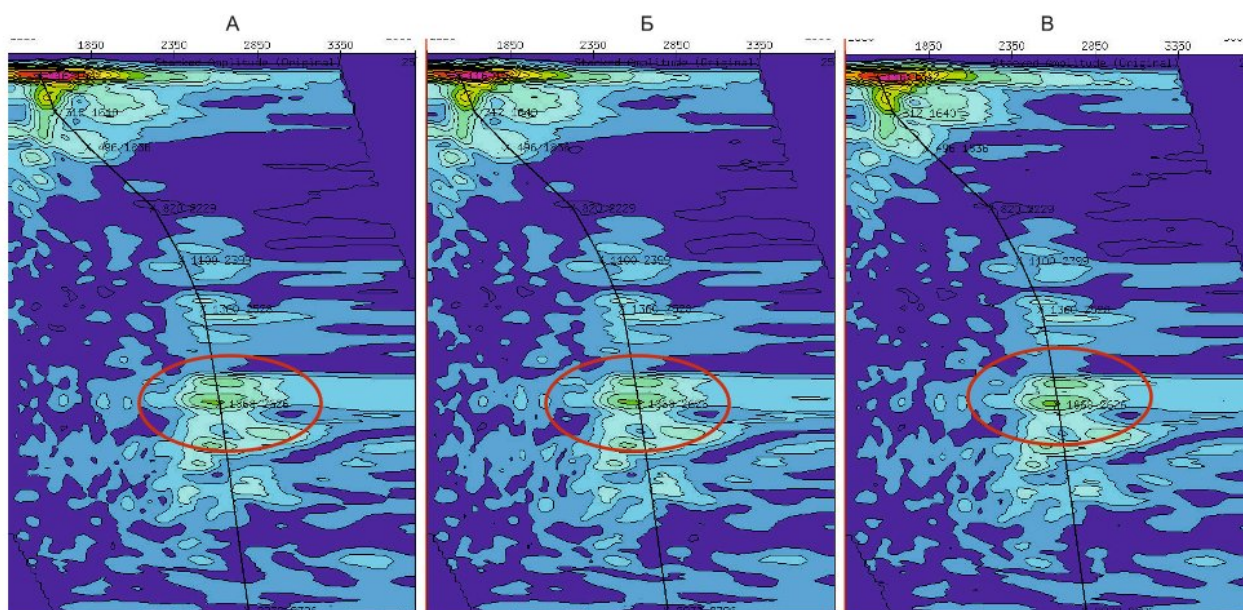


▲ Рис. 13. Сравнение фрагментов сейсмических разрезов, описанных выше.

А – исходный разрез.

Б – разрез, полученный с применением стандартной программы вычисления статической поправки.

В – разрез с учетом статической поправки, рассчитанной с применением рассматриваемого подхода.

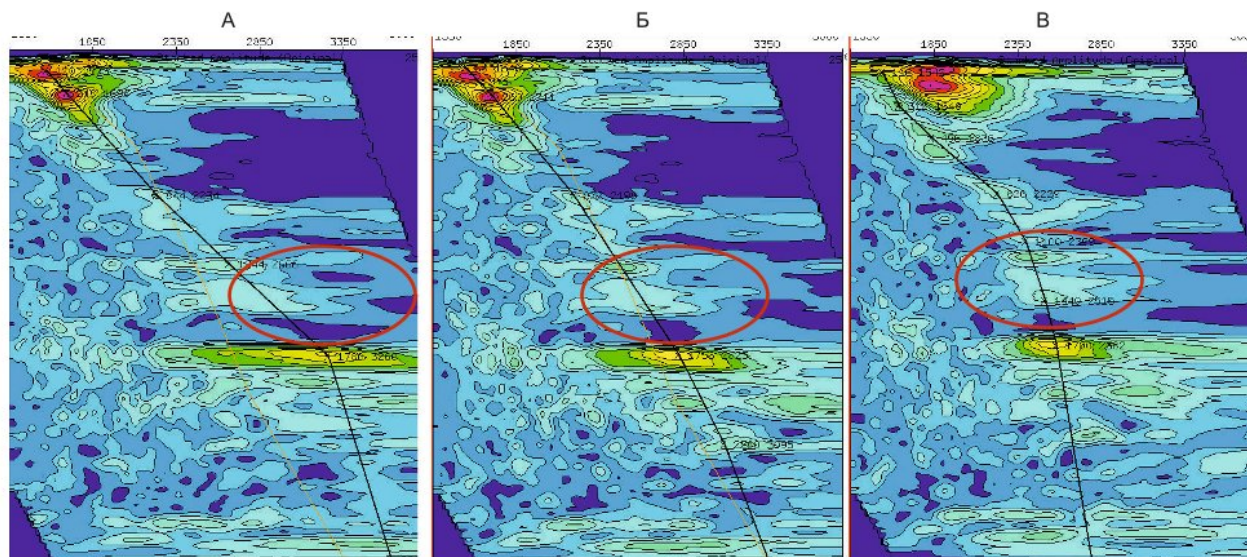


▲ Рис. 14. Сравнение скоростных спектров в зоне отсутствия влияния верхней части разреза.

А – исходный разрез;

Б – разрез, полученный с применением стандартной программы вычисления статической поправки;

В – разрез, полученный с учетом статической поправки, рассчитанной с применением рассматриваемого подхода. На всех трех разрезах скорость ОГТ целевого горизонта 2620 м/с.



▲ Рис. 15. Сравнение скоростных спектров в зоне влияния верхней части разреза.
 А – исходный разрез, скорость ОГТ целевого горизонта 3260 м/с;
 Б – разрез, полученный с применением стандартной программы вычисления статической поправки, скорость ОГТ 2820 м/с.;
 В – разрез, полученный с учетом статической поправки, рассчитанной с применением рассматриваемого подхода, скорость ОГТ 2580 м/с.

Для проверки правильности вычисления статической поправки сравнивались скорости ОГТ в зоне влияния неоднородности в верхней части разреза и в зоне отсутствия каких-либо неоднородностей в верхней части разреза. Результат этого исследования представлен на рис. 13 и 14. На рис. 13 вычисленная V ОГТ в спокойной зоне составляет 2620 м/с. На рис. 14А скорость ОГТ под влиянием неоднородности в верхней части разреза составила 3260 м/с. Разница между подсчитанной скоростью и прогнозируемой составила 640 м/с. На рис. 14 Б скорость ОГТ с учётом поправки, вычисленной стандартным способом, составила 2820 м/с. Разница между подсчитанной скоростью и прогнозируемой в этом случае составила 200 м/с. На рис. 14 В скорость ОГТ с учётом поправки, вычисленной способом N-разности, составила 2580 м/с. В этом случае разница между подсчитанной скоростью и прогнозируемой составила 40 м/с. Минимальные расхождения

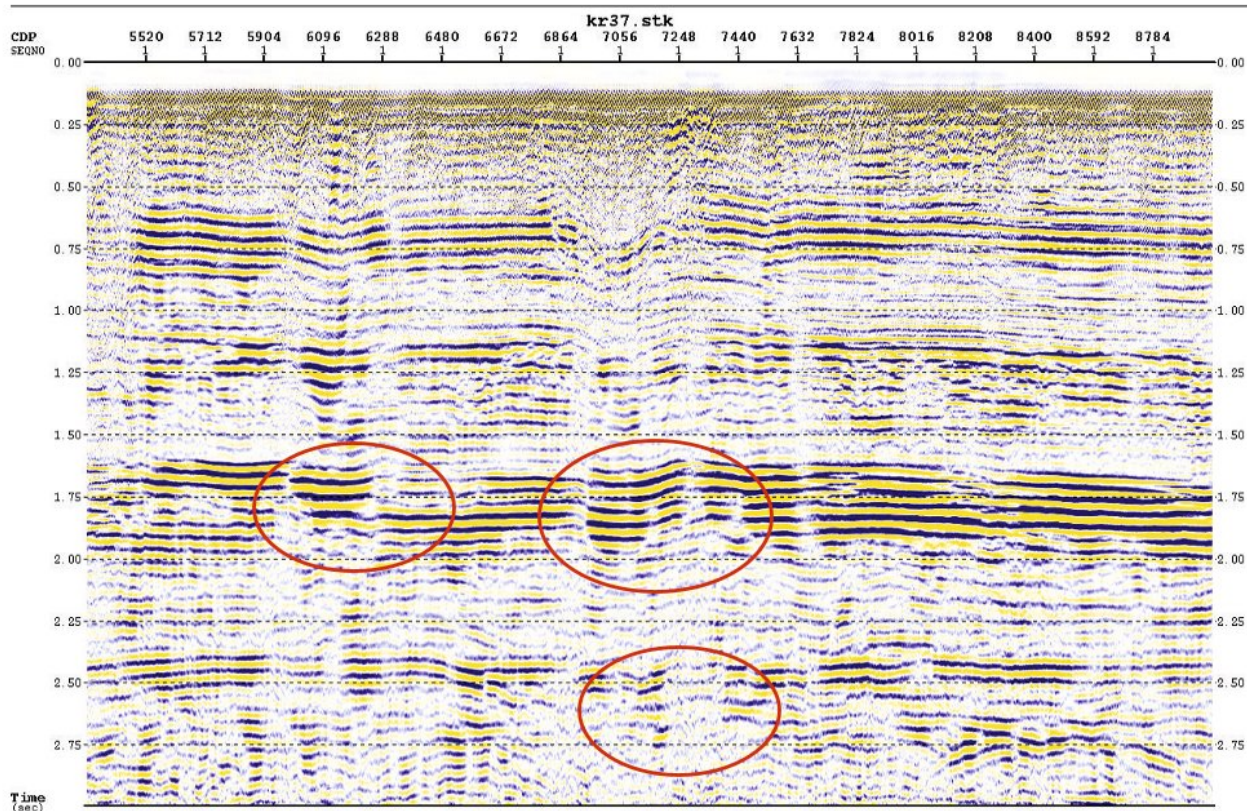
скоростей в последнем случае указывают на то, что статическая поправка вычислена наиболее верно.

На рисунках 16 - 17 сравниваются исходный разрез, разрез с введенной статической поправкой, рассчитанной в пакете "FOCUS" программой STATPIK и разрез, обработанный по методике N-разности. На этом разрезе стандартный способ вычисления поправок сработал неудовлетворительно (рис. 17), горизонты остались "разбитыми". Способ N-разности показал хороший результат.

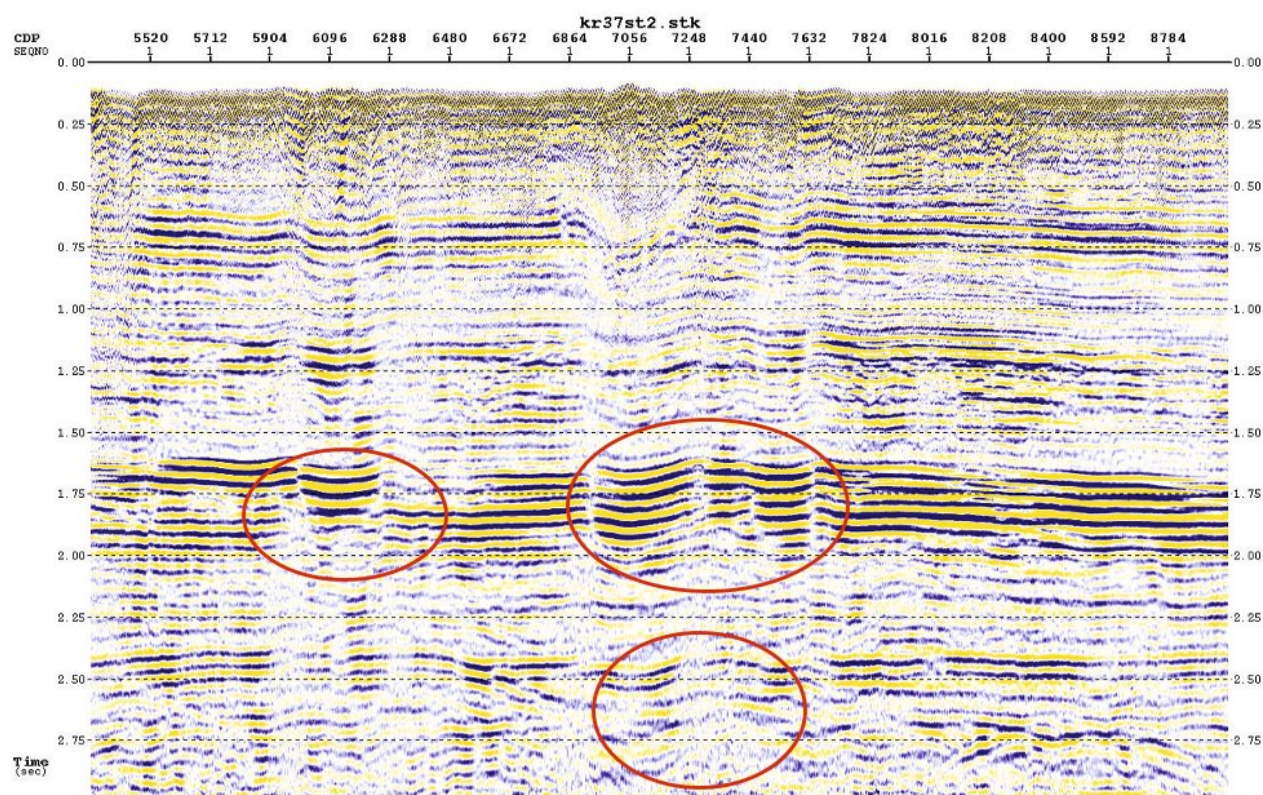
На рисунке 19 показан пример учета локальных скоростных неоднородностей верхней части разреза (газовый корман) с помощью методики N-разности.

Заключение

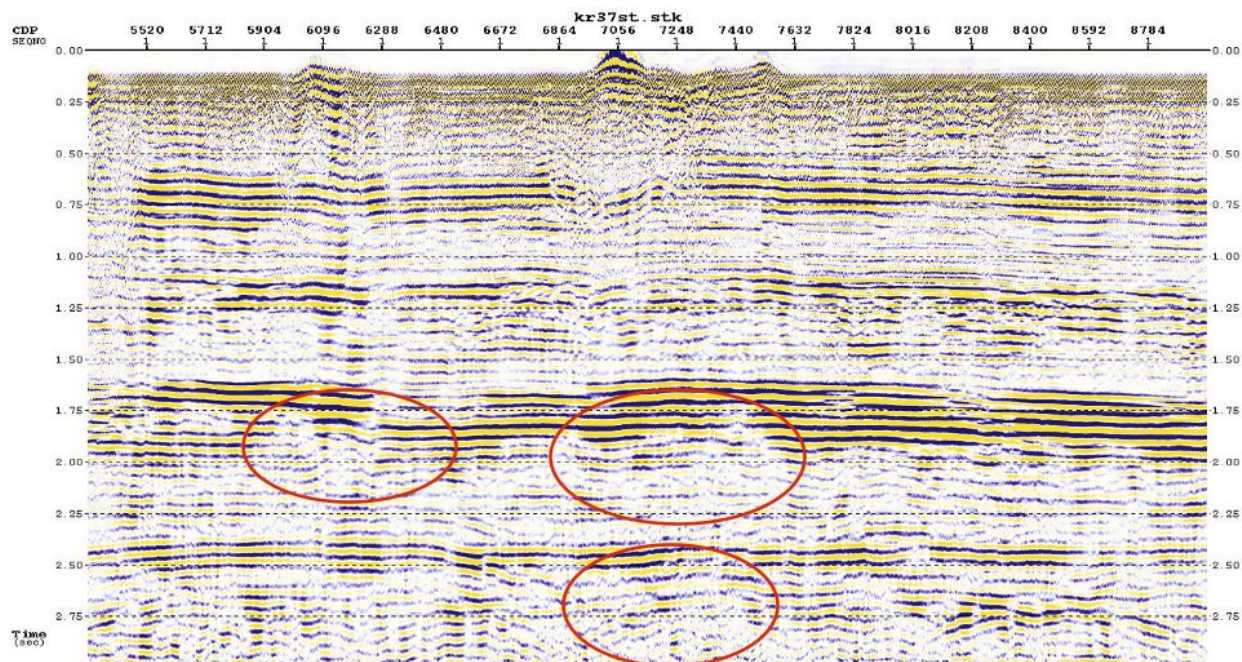
Рассматриваемая методика позволяет решать задачу определения среднечастотных статических поправок при условии достоверного определения времен прихода отражений от горизонта. При



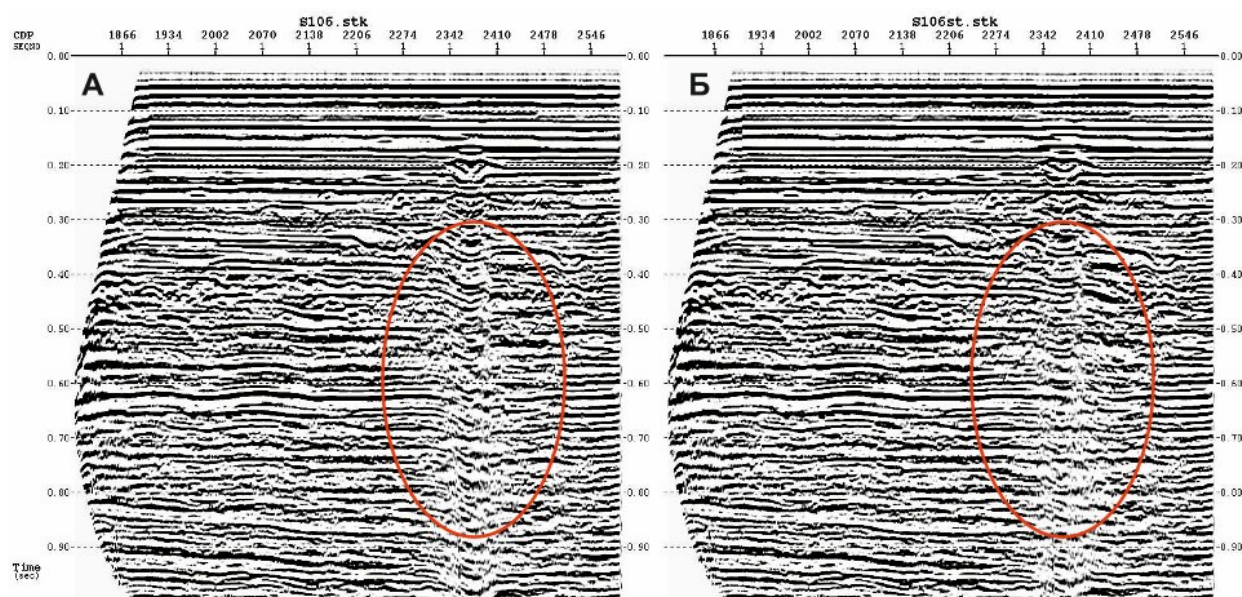
▲ Рис. 16. Исходный разрез. Красным овалом показана зона влияния от неоднородности в верхней части разреза.



▲ Рис. 17. Исходный разрез. Красным овалом показана зона влияния от неоднородности в верхней части разреза.



▲ Рис. 18. Временной разрез с учетом статической поправки, рассчитанной с применением рассматриваемого подхода.



▲ Рис. 19. Рисунок А - временной разрез, демонстрирующий искажающее влияние газовых карманов. Рисунок Б – разрез с результатом учета статической поправки, рассчитанной с применением метода N-разности.

определении низкочастотной поправки возникает неопределенность в разделении статических поправок от остаточной кинематической поправки. Предполагая, что остаточная кинематическая поправка более низкочастотная, чем статическая, и вычитая из решения

низкочастотную составляющую, можно получить статическую поправку.

Авторы доклада выражают благодарность ООО “ГГС-Хазар” за предоставленные геофизические материалы, а также лично Джану Фазыловичу Исмагилову и Сергею Владиславовичу Долгову за помощь в подготовке доклада.

О некоторых возможностях айгеноскопии

- Исакевич В.В., Исакевич Д.В., ООО «Собственный вектор, г. Владимир
- Грунская Л.В., Владимирский государственный университет, г. Владимир

Аннотация.

Представлена айгеноскопия – новый подход к анализу временных рядов, основанный на формировании ансамблей и типологий собственных векторов и спектров собственных значений и позволяющий выявлять слабые (недоминирующие) составляющие временных рядов. Айгеноскопия может быть основой высокочувствительных методов изучения свойств среды, требующих меньшего внешнего воздействия – вплоть до перехода к пассивным методам.

Введение.

Цель данной работы – привлечь внимание разработчиков к возможностям, которые открывает конструкция анализатора рядов экспериментальных данных, получившего название «айгеноскоп» (от нем. Eigen – «собственный», греч. σκοπέω – «наблюдаю»). Эта конструкция закреплена в нескольких патентах, основной из которых – «Анализатор собственных векторов и компонент сигнала» [11].

Наиболее очевидными областями применения айгеноскопии в георазведке являются её использование для анализа микросейсмического фона, а также для анализа искусственно возбужденных сейсмических колебаний. Айгеноскопии могут быть подвергнуты любые данные, имеющие векторную форму – то есть данные, однотипная совокупность которых может быть представлена в виде матрицы (матрицы ансамбля).

При обработке дискретного временного ряда в айгеноскопе используются два времени – «длинное» и «короткое». Длинное время совпадает с длительностью временного ряда, короткое – выбирается исходя из решаемой задачи и представляет собой время на конечном интервале анализа. Матрицей ансамбля служит матрица, столбцы которой содержат последовательности отсчётов временного ряда на конкретных интервалах анализа. При представлении временного ряда на каждом из интервалов анализа

используется адаптивный ортонормированный базис, вид которого определяется свойствами самого временного ряда. Забегая вперед, скажем, что в качестве базисных функций в таком базисе используются собственные векторы ковариационной матрицы временного ряда, построенной на ансамбле – некотором наборе интервалов анализа.

Главной и, пожалуй, основной особенностью данного подхода является то, что базисные функции определяются свойствами самого временного ряда (в общем случае – матрицей ансамбля) и поэтому являются носителями его свойств. Эта особенность накладывает отпечаток на всю процедуру айгеноскопии: анализу подвергаются не только коэффициенты разложения временного ряда в базисе, но и сами базисные векторы.

Необходимость при айгеноскопии анализа базисных векторов ведёт к усложнению, однако такое усложнение оправданно. С математической точки зрения все ортонормированные базисы заданной размерности равноправны – они связаны друг с другом унитарными преобразованиями. Однако прагматический взгляд иной: среди всех ортонормированных базисов существует один особый, в котором представление временного ряда с заданной точностью будет наиболее выразительным, то есть потребует наименьшего числа компо-

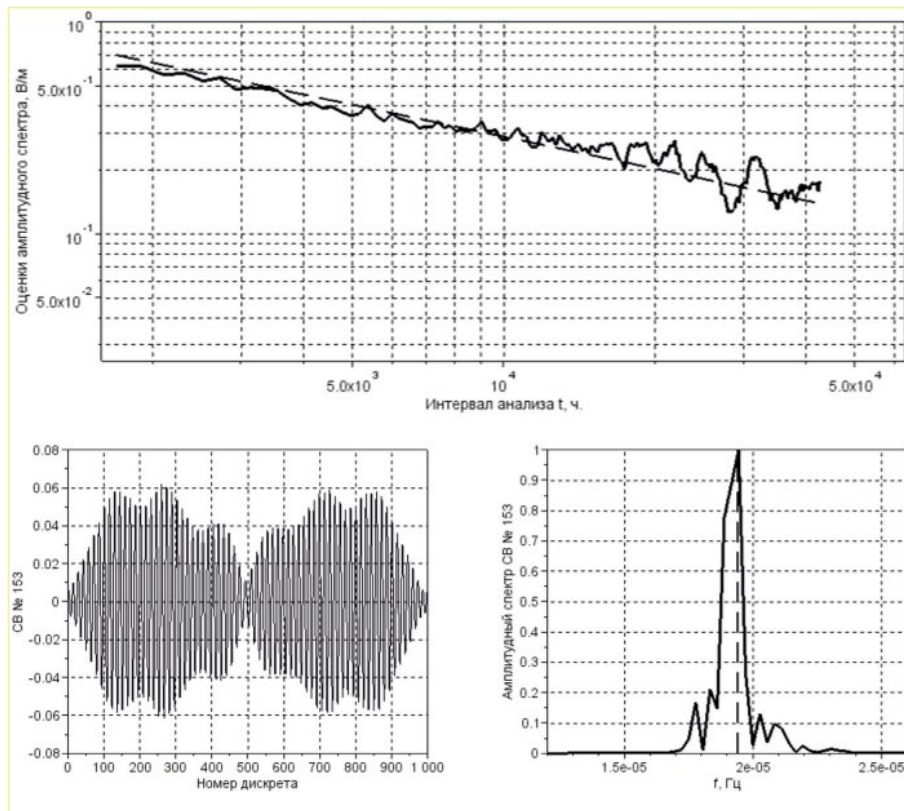


Рис. 1. Выявление составляющей, спектрально локализованной вблизи частоты лунного прилива $2N_2$, во временном ряде многолетних наблюдений вертикальной проекции электрического поля в приземном слое атмосферы Земли [10]. (а) Оценка амплитудного спектра уменьшается с ростом интервала анализа M как $1/\sqrt{M}$. (б) Собственный вектор №153 ковариационной матрицы временного ряда электрического поля и его амплитудный спектр.

нент. Именно такой, наиболее выразительный ортонормированный базис и используется в айгеноскопии. Во многих случаях такому базису можно придать ясный физический смысл.

В качестве иллюстрации на рисунке 1 приведён пример айгеноскопии временного ряда многолетних наблюдений вертикальной составляющей электрического поля в приземном слое атмосферы с целью выделения сигнала на частоте лунного прилива $2N_2$ [10].

Как видно из верхнего графика, при классическом спектральном анализе с увеличением интервала анализа оценка амплитудного спектра на искомой частоте монотонно убывает, а айгеноскопия выявляет на конечном интервале анализа негармоническую спектрально локализованную на искомой частоте составляющую со значительным уровнем амплитуды. Пример иллюстрирует, что в ряде случаев усложнение базиса, в котором ведётся анализ, вполне оправдано.

Девиз айгеноскопии: «Сперва разложение на наиболее выразительные ортогональные компоненты, а только потом анализ формы компонент и коэффициентов разложения».

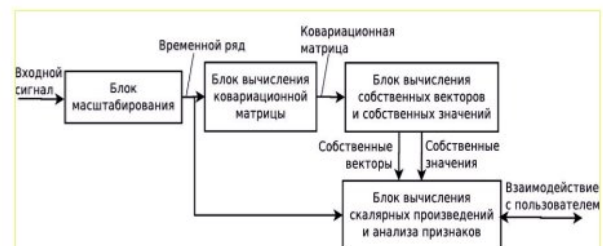


Рис. 2. Конструкция анализатора собственных векторов и компонент сигнала (айгеноскопа).

Опишем работу айгеноскопа с использованием обозначений, введённых Дираком и широко используемых в квантовой механике [9] – так называемой «бра-кет» нотации. В «бра-кет» нотации для обозначения вектора-строки используется обозначение $\langle \mathbf{a} |$, для вектора-столбца $|\mathbf{b}\rangle$, для их скалярного произведения $\langle \mathbf{a} | \mathbf{b} \rangle$ или $\langle \mathbf{b} | \mathbf{a} \rangle$.

В блоке вычисления ковариационной матрицы каждый элемент ансамбля представляется вектором-столбцом $|\mathbf{a}_i\rangle$, состоящим из M отсчётов, где M – число отсчётов на интервале анализа временного ряда

$$M = \frac{T_{\text{КИА}}}{\Delta t}, \quad (1)$$

где $T_{\text{КИА}}$ – длительность конечного интервала анализа (КИА); Δt – время дискретизации временного ряда.

Весь ансамбль представляется матрицей ансамбля $\mathbf{A} = [|\mathbf{a}_1\rangle, |\mathbf{a}_2\rangle, \dots, |\mathbf{a}_N\rangle]$, состоящей из N столбцов $|\mathbf{a}_i\rangle$, где N – объём ансамбля. Для ансамбля $\mathbf{A}$ вычисляется ковариационная матрица (матрица вторых нецентральных смешанных моментов) [18], имеющая размеры $M \times M$.

$$\mathbf{K}_{M \times M} = \frac{\mathbf{A}\mathbf{A}'}{N} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N |\mathbf{a}_i\rangle\langle\mathbf{a}_i|, \quad (2)$$

где ‘...’ означает операцию транспонирования.

Для ковариационной матрицы $\mathbf{K}_{M \times M}$ поступающей с выхода блока вычисления ковариационной матрицы, с использованием того или иного известного алгоритма [19] в блоке вычисления собственных векторов и собственных значений определяется последовательность из M собственных векторов и собственных значений, удовлетворяющих следующим эквивалентным соотношениям

$$\mathbf{K}_{M \times M} |\psi_i\rangle = \lambda_i |\psi_i\rangle, \quad (3a)$$

$$\langle\psi_i| \mathbf{K}_{M \times M} = \lambda_i \langle\psi_i|, \quad (3b)$$

$$\langle\psi_i| \mathbf{K}_{M \times M} |\psi_i\rangle = \lambda_i, \quad (3b)$$

где $|\psi_i\rangle$ и $\langle\psi_i|$ – i -ый собственный вектор

в формах «бра» и «кет», соответственно; λ_i – i -ое собственное значение.

Начиная с работ Давида Гильберта [24] последовательность собственных значений λ_i , упорядоченных по убыванию, именуется спектром собственных значений. В дальнейшем наряду со спектром собственных значений будем использовать нормированные собственные значения $\tilde{\lambda}_i$, образующие нормированный спектр собственных значений

$$\tilde{\lambda}_i = \frac{\lambda_i}{\sum_{i=1}^M \lambda_i}, \quad (4)$$

Нетрудно показать, что $\tilde{\lambda}_i$ представляет собой относительный вклад i -ой компоненты в энергию временного ряда на интервале анализа.

Ковариационная матрица $\mathbf{K}_{M \times M}$ неотрицательно определена, поэтому её собственные значения $\lambda_i \geq 0$ [18]. Собственные векторы $|\psi_i\rangle$ ковариационной матрицы $\mathbf{K}_{M \times M}$ образуют в M -мерном унитарном пространстве ортонормированный базис, удовлетворяющий соотношению $\langle\psi_i|\psi_j\rangle = \delta_{ij}$, где δ_{ij} – символ Кронекера [18].

Любой элемент ансамбля $|\mathbf{a}_i\rangle$ представляется в виде

$$|\mathbf{a}_i\rangle = \sum_{j=1}^M \langle\psi_j|\mathbf{a}_i\rangle |\psi_j\rangle, \quad (5)$$

В блоке вычисления скалярных произведений и анализа признаков осуществляется анализ совокупности собственных векторов, спектров собственных значений (в том числе нормированных) и коэффициентов разложения, а также покомпонентный анализ ковариационной матрицы. Для анализа может быть использовано всё многообразие общеизвестных методов.

Следует отметить, что ковариационная матрица представляется через свои

собственные векторы и собственные значения

$$\mathbf{K}_{M \times M} = \sum_{i=1}^M \lambda_i |\psi_i\rangle \langle \psi_i| = \sum_{i=1}^M \lambda_i \mathbf{U}_{M \times M}^{(i)}, \quad (6)$$

где $\mathbf{U}_{M \times M}^{(i)} = |\psi_i\rangle \langle \psi_i|$ – оператор проецирования на i -ый собственный вектор $|\psi_i\rangle$.

Как видно из соотношения (6), ковариационная матрица всего ансамбля распадается на M независимых друг от друга (ортогональных) слагаемых, вес которых определяется собственными значениями λ_i , а форма $\mathbf{U}_{M \times M}^{(i)} = |\psi_i\rangle \langle \psi_i|$ – собственными векторами.

Если некоторая компонента $\lambda_i \mathbf{U}_{M \times M}^{(i)}$ в составе ковариационной матрицы описывает колебания, возбуждённые внешним воздействием, то можно предположить, что величина λ_i связана в большей степени с интенсивностью воздействия, а $|\psi_i\rangle$ – со свойствами среды, в которой возбуждено колебание. Из этого непосредственно следует, что уменьшение интенсивности внешнего воздействия будет приводить к уменьшению собственных значений λ_i , но не к изменению формы собственных векторов $|\psi_i\rangle$. Таким образом, айгеноскопия может служить основой высокочувствительных методов, требующих меньшего внешнего воздействия для изучения свойств среды – вплоть до перехода к пассивным методам.

Отличия айгеноскопии от других методов

Использование представлений временных рядов в базисах собственных векторов, равно как и соотношений (1)–(6), не является новым. Понятия собственных (нем. Eigen) векторов (функций) и чисел (значений) ввёл в оборот в начале XX в. Давид Гильберт [24]. В 1947 г. было предложено разложение Каруне-

на-Лозва – представление случайного процесса в базисе собственных функций, нашедшее широкое применение в задачах обнаружения, анализа и классификации [7, 21, 26].

В XX веке использование подобных представлений (включая метод главных компонент [6]) расширялось по мере роста доступных вычислительных мощностей. В 1970-е гг. на основе метода главных компонент для исследования хаотического поведения систем был предложен анализ сингулярного спектра [22, 28]. При анализе сингулярного спектра предполагается, что компоненты с большими собственными значениями соответствуют выявляемому хаотическому аттрактору [23].

В 1962 г. группой академика А. Н. Колмогорова предложен метод «Гусеница» для выявления во временных рядах периодичностей [1, 8]. Исследованы собственные функции, получаемые при анализе временных рядов методом «Гусеница», и условия точной и асимптотической разделимости компонент временного ряда [8]. В частности, доказано, что гармонические компоненты временного ряда могут быть отделены от тренда; гармонические компоненты с разной частотой могут быть разделены. Метод «Гусеница» позволяет выявлять компоненты с меняющейся амплитудой и фазой, а также низкочастотные компоненты и некоторые слабые периодические компоненты [8, 17]. Основные недостатки метода – неоднозначность выбора собственных векторов, большие объём вычислений и трудоёмкость [17].

Наряду с главными компонентами и компонентами временного ряда может анализироваться и сам базис собственных векторов; такой подход к обработке временных рядов известен как анализ эмпирических ортогональных функций [27].

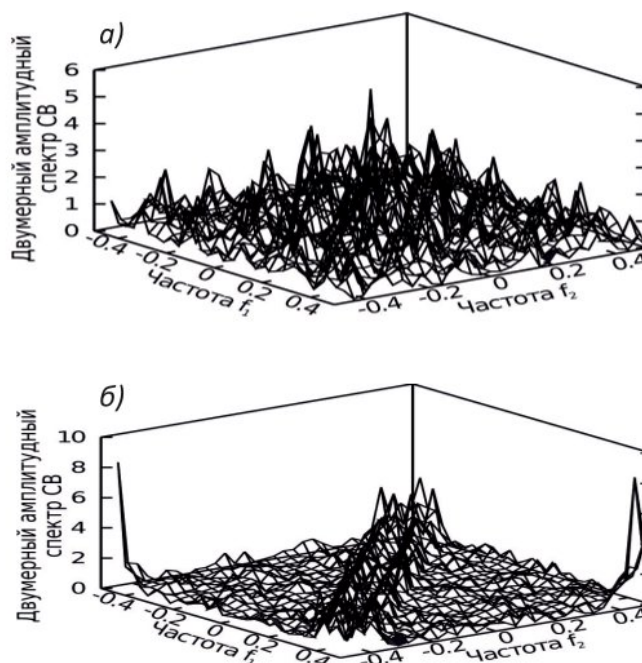
Отличия айгеноскопии от вышеприведённых методов лежат не в математической, а в прагматической плоскости. Если рассматривать айгеноскоп как универсальную измерительную конструкцию, то акценты с математических вопросов смещаются на технические и методические. Среди методических вопросов два главных – это способы формирования ансамблей для различных прикладных задач и поведение собственных векторов и спектров собственных значений – типологии. Эти два главных методических вопроса взаимосвязаны и пока что до конца не исследованы.

Особый интерес при айгеноскопии представляет анализ энергетически недоминирующих собственных векторов, имеющих малые собственные значения. Эти собственные векторы содержат информацию о слабых внутренних взаимосвязях в поведении ряда на интервале анализа, скрытых под более сильными доминирующими взаимосвязями, как правило, недоступную при других методах анализа.

Ансамбли и типологии:

Выявление недоминирующих составляющих потребовало формирования типологий – систематизированных описаний признаков, характеризующих собственные векторы и собственные значения для разных классов временных рядов и при разных способах формирования ансамбля. Для исследования типологий широко используется вычислительный эксперимент [16].

Авторами исследованы различные способы формирования ансамбля и построены типологии для разных классов временных рядов: периодических и квазипериодических рядов [12, 14], импульсных серий [15], стохастических



▲ Рис. 3. Двумерный амплитудный спектр собственного вектора (СВ) №2, полученный (а) – для белого гауссовского шума и (б) – для белого гауссовского шума с амплитудной модуляцией. Индекс модуляции – 0.05. Длина временного ряда – 1000 отсчётов.

временных рядов [13]. В частности, показано, что для выявления спектрально локализованных составляющих следует использовать в качестве ансамбля траекторную матрицу, а для выявления периодических и квазигармонических составляющих ансамбль должен состоять из отрезков временного ряда, сдвинутых друг относительно друга на фиксированное число отсчётов [12, 14]. Для анализа стохастических сигналов в гауссовском приближении (например, для выявления модуляции гауссовского шума – рисунок 3) ансамбль следует формировать не из отсчётов сигнала на интервале анализа, а из их попарных произведений [13].

Изучена типология собственных векторов и спектров собственных значений при айгеноскопии временных рядов колебаний в линейных системах. Показа-

но, что айгеноскопия позволяет выявлять слабые (в том числе затухающие) моды, резонансы, периодические параметрические воздействия; выявлять параметрические воздействия на линейную систему большой размерности (10^3 – 10^4 степеней свободы) [16].

Знание типологий позволяет строить эффективные схемы обработки и отображения информации, реализуемые в виде айгеноскопов. Общедоступные вычислительные возможности позволяют при использовании стандартных АЦП выявлять инфранизкочастотные составляющие с уровнем до -80 дБ, лежащие в диапазоне 1-20 Гц при длине интервала анализа до $3 \cdot 10^4$ отсчётов и времени наблюдения до 5-15 минут – что позволяет надеяться на использование айгеноскопии при прямом поиске нефтегазовых месторождений в рамках подходов, аналогичных [2-5].

Использование айгеноскопии в междисциплинарных исследованиях показало эффективность [10, 20, 25].

Прикладное использование айгеноскопии находится в начальном состоянии; расширение использования в сильной степени зависит от заинтересованности исследователей и разработчиков. Авторами статьи разработаны прототипы айгеноскопов (в том числе на базе высокопроизводительных отечественных комплексов архитектуры «Эльбрус»), позволяющие продемонстрировать возможности подхода. Мы ждём контактов с заинтересованными исследователями и разработчиками.

Литература

1. Арато М., Колмогоров А.Н., Синай Я.Г. Об оценке параметров комплексного стационарного гауссовского марковского процесса / Докл. Акад. наук СССР, 1962, т.146, №4, с.747-750.

2. Арутюнов С.Л., Генделман Э., Графов Б.М., Карнаухов С.М., Кузнецов О.Л., Сиротинский Ю.В., Соколин Х. Способ поиска углеводородов (варианты), контроля эксплуатации углеводородной залежи. Патент РФ на изобретение №2161809. Приоритет 30.11.1998.

3. Арутюнов С.Л., Графов Б.М., Лошкарев Г.Л., Сиротинский Ю.В., Востров Н.Н., Казаринов В.Е., Кузнецов О.Л., Ремеев О.А., Шутов Г.Я., Кузин А.М., Кутеев Ю.М. Способ сейсморазведки при поисках нефтегазовых месторождений. Патент РФ на изобретение №2054697. Приоритет 29.12.1992.

4. Арутюнов С.Л., Лошкарев Г.Л., Графов Б.М., Сиротинский Ю.В., Новицкий М.А., Немтарев В.И., Кузнецов О.Л., Шутов Г.Я., Резуненко В.И., Черненко А.М. Способ вибросейсморазведки при поиске нефтегазовых месторождений. Патент РФ на изобретение №2045079. Приоритет 01.04.1992.

5. Арутюнов С.Л., Сиротинский Ю.В., Сунцов А.Е. Способ поиска углеводородов (варианты) и способ определения глубины залегания продуктивных пластов. Патент РФ на изобретение №2251716. Приоритет 25.06.2004.

6. Белонин М.Д., Голубева В.А., Скублов Г.Т. Факторный анализ в геологии. М.: Недра, 1982.

7. Ван Трис Г. Теория обнаружения, оценок и модуляции. Том 1. Теория обнаружения, оценок и линейной модуляции: Пер. с англ. М.: Советское радио, 1972.

8. Данилов Д.Л., Жиглявский А.А. Главные компоненты временных рядов: метод «Гусеница». СПб.: Издательство Санкт-Петербургского университета, 1997.

9. Дирак П.А.М. Лекции по квантовой механике. М.: Издательство Мир, 1971, 242 с.

10. Исакевич В.В., Грунская Л.В., Исакевич Д.В. Выявление спектрально локализованных компонент на частотах лунных приливов во временных рядах вертикальной составляющей электрического поля пограничного слоя атмосферы Земли / Пространство, время и фундаментальные взаимодействия, 2014, №2, с.32-42.

11. Исакевич В.В., Исакевич Д.В., Грунская Л.В. Анализатор собственных векторов и компонент сигнала. Патент РФ на полезную модель №116242. Приоритет 30.09.2011.

12. Исакевич В.В., Исакевич Д.В., Грунская Л.В., Сушкова Л.Т., Лещев И.А. О характеристиках анализатора собственных векторов и компонент сигнала при анализе квазипериодических временных рядов / Методы и устройства передачи и обработки информации, 2014, №16, с.49-53.

13. Исакевич В.В., Исакевич Д.В., Грунская Л.В., Сушкова Л.Т., Лукьянов В.Е. Анализ собственных векторов матриц моментов четвертого порядка при выявлении амплитудной модуляции гауссовского шума / Нелинейный мир, 2014, т.12, №1, с.29-34.

14. Исакевич В.В., Исакевич Д.В., Грунская Л.В., Сушкова Л.Т., Лукьянов В.Е. Частотные свойства ковариационной матрицы и её собственных векторов при анализе полигармонических временных рядов / Электромагнитные волны и электронные системы, 2013, т.18, №11, с.24-33.

15. Исакевич Д.В., Исакевич В.В. Кардио-айгеноскоп – новая полезная модель обработки электрокардиограмм. М.: Издательство «Перо», 2014, ISBN 9-785000-862803, 138 с.

16. Исакевич Д.В. Основы анализа собственных векторов и компонент регулярных колебаний. М.: Издательство «Перо», 2015 – 140 с. [Электронное издание] ISBN 978-5-00086-934-5.

17. Кашкин В.Б., Рублева Т.В. Применение сингулярного спектрального анализа для выделения слабо выраженных трендов. / Известия Томского политехнического университета, 2007, т.311, №5, с.116-119.

18. Корн Г., Корн Т. Справочник по математике (для научных работников и инженеров). М.: Наука, 1984, 831 с.

19. Фаддеев Д.К., Фаддеева В.Н. Вычислительные методы линейной алгебры. Издание 3-е, стереотипное – СПб.: Издательство «Лань», 2002. 736 с. ISBN 5-8114-0317-8.

20. Фирстов П.П., Исакевич В.В., Макаров Е.О., Исакевич Д.В., Грунская Л.В. Применение методики айгеноскопии для поиска

предвестников сильных землетрясений в поле почвенного радона (^{222}Rn) на Камчатке (август 2012 – август 2013 гг.) / Сейсмические приборы, 2014, т.50, №3, с.63-75.

21. Френкс Л. Теория сигналов: Пер. с англ. М.: Советское радио, 1974.

22. Broomhead D.S., King G.P. Extracting qualitative data from experimental data / Physica D, 1986, Vol.20, pp.217-236.

23. Ghil M. et al. Advanced spectral methods for climatic time series / Reviews of Geophysics, 2001, Vol.40, No.1, pp.1-41.

24. Hilbert D. Grundzuge einer allgemeinen Theorie der linearen Integralgleichungen. Lpz., 1912, pp.309.

25. Issakevich D.V., Chepenko V.V., Rudenko M.Y., Mamberger K.K. Cardio-eigenoscopy: significance of this new method in prognosis of risks of fatal arrhythmia progression in AMI patients / Open access journal Cardiometry, 2013, No.2, pp.104-123.

26. Karhunen K. Über lineare Methoden in der Wahrscheinlichkeitsrechnung / Ann. Acad. Sci. Fennicae. Ser. A. I. Math.-Phys., 1947, No.37, pp.1-79.

27. Navarra A., Simoncini V. A guide to empirical orthogonal functions for climate data analysis. Springer, 2010.

28. Takens F. Detecting strange attractors in turbulence / Springer-Verlag: Lecture Notes in Mathematics, 1981, Vol.808.

Возможности использования различного типа оборудования для возбуждения и регистрации сейсмических данных в условиях Восточной Сибири

- Твердохлебов Д.Н., к.т.н., Гайдук А.В., ООО «РН-Эксплорейшн»,
- Иванов Г.В., ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть», Филичев А.В., ПАО «ВЧНГ»

Аннотация

При проведении сейсморазведочных работ часто стоит вопрос выбора оптимальных источников и приемников сейсмических колебаний с учетом поставленных задач и условий производства полевых работ. Традиционно большая часть сейсморазведочных работ 3D выполняется с использованием группы геофонов, а результаты анализа АЧХ данных показывают связь с поверхностными условиями в точках возбуждения/регистрации. В статье демонстрируется сравнительный анализ данных при использовании взрывного и виброисточника с регистрацией геофонами, геоакселерометрами и акселерометрами.

На территории лицензионных участков в Восточной Сибири выполняются масштабные широкоазимутальные сейсморазведочные работы МОГТ-3D. Получаемые сейсмические данные должны обеспечивать выделение поисковых объектов для обоснования дальнейшего бурения на основе прогноза свойств.

При этом, уже на этапе полевого сбора сейсмической информации необходимо регистрировать высокоразрешенные данные с минимальным влиянием помех и микросейсм.

С целью опробования возможностей повышения детальности сейсморазведки 3D и сравнения качества сейсмических данных, полученных с использованием различных сейсмических датчиков, на одном из лицензионных участков Иркутской области были выполнены специальные опытно-производственные работы (ОПР) по уплотненной системе наблюдения в модификации МОГТ-2D. Опытный профиль длиной 10 км располагался в относительно благоприятных сейсмогеологических условиях вдоль одной из ЛПВ широкоазимутальных работ МОГТ-3D, выполненных ранее. Данный участок был выбран вследствие того, что условия

на нем наиболее характерны для территории, на которой производились сейсморазведочные работы МОГТ-3D и при небольших изменениях рельефа включают в себя возвышенность, заболоченную местность-низину, пойму ручья.

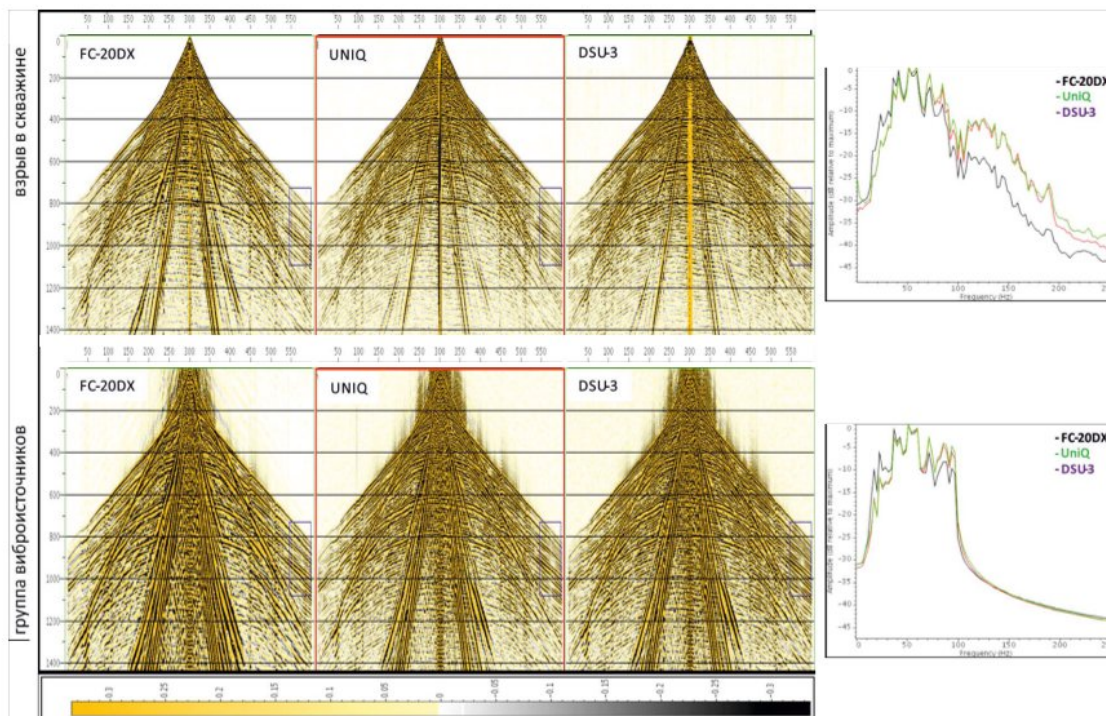
Уникальность ОПР заключается в одновременной регистрации сейсмического сигнала тремя разными типами приемников: группой из 6 геофонов FC-20DX в точке (по аналогии с работами МОГТ-3D), акселерометрами DSU-3 и геоакселерометрами UniQ. Возбуждение производилось двумя типами источников: 1) взрыв заряда массой 3кг в одиночных скважинах на глубине 15 м; 2) регистрировались 4 накопления с записью суммарной коррелограммы после корреляции - группа из 3-х вибристочников Sercel «Nomad-65» (линейный СВИП длительностью 12 секунд с конусом 500/500мс и диапазоном частот 6-100 Гц) на минимальной пространственной базе.

Для анализа АЧХ было сформировано 6 наборов по 401 сейсмограмме ОПВ в каждом (рис.1). Для каждого набора выполнялся потрассный расчет значений RMS амплитуд и доминирующей частоты

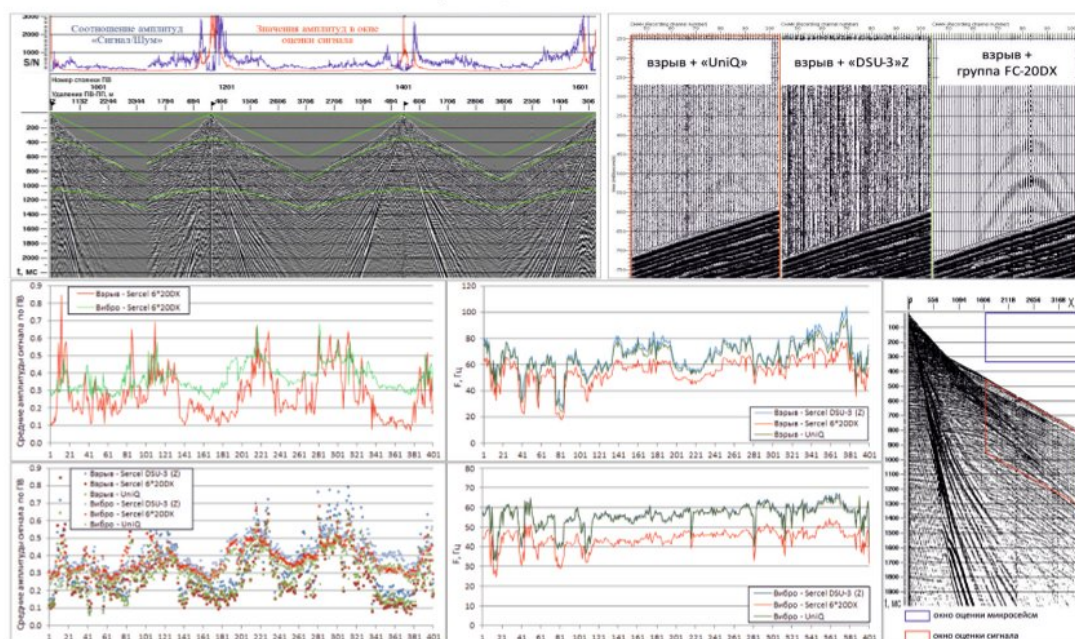
сигнала, с последующим осреднением значений по ансамблю ОПВ. При расчете среднего производилось исключение экстремальных значений в распределе-

нии по ансамблю (25% alpha-trim mean) (рис.2). В целом, при достаточной энергии возбуждения и минимальных ветровых помехах записываются сейсмограм-

▼ Рис. 1. Сопоставление сейсмограмм и АЧХ в окне отраженных волн при возбуждении сигнала взрывом в скважине и группой виброисточников, зарегистрированных различными комплексами.



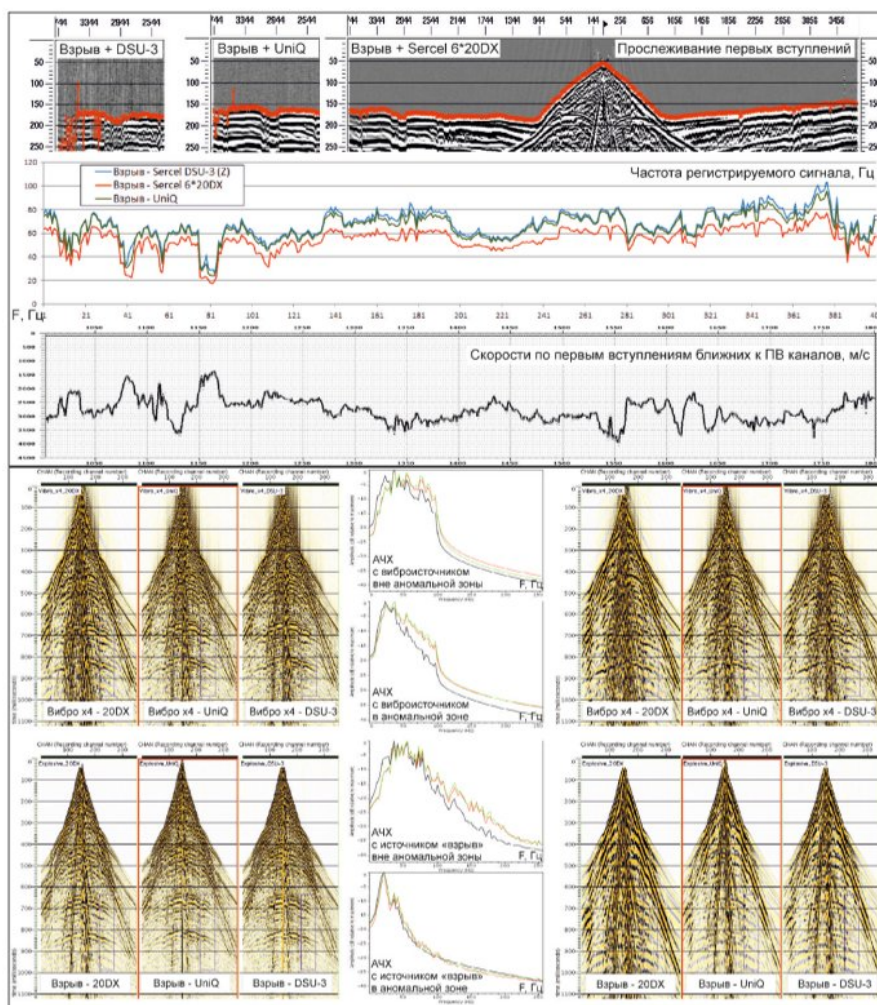
▼ Рис. 2. Оценка качества сейсмических данных в окнах сигнала и до первых вступлений. Влияние поверхностных условий в пункте возбуждения на регистрируемые амплитуды и частоты сигнала для всех типов оборудования. Средняя амплитуда сигнала для взрывного источника меняется в 3 раза, даже на соседних ПВ.



мы хорошего качества. Группирование сейсмоприемников, даже на небольшой площадке, позволяет повысить соотношение «сигнал/микросейсм» при регистрации в сравнении с одиночными датчиками, количество которых должно быть большим для аналогичного статистического подавления шумов при обработке. Традиционно для этого региона характеристики волнового поля исходных сейсмограмм и итоговое качество сейсмического материала определяется поверхностными условиями. Невзрывные источники обладают более однородным амплитудным спектром на участках с резкоизменчивой поверхностной геологией, тогда как погруженный заряд ВВ дает большой разброс значений даже на соседних ПВ.

Использование взрывного источника дает возможность оценки скоростей ЗМС двумя способами: по регистрируемым вертикальным временам и по ближним к ПВ каналам, и подтверждает наличие латеральной неоднородности ВЧР (рис.3). Наиболее качественное прослеживание первых вступлений в автоматическом режиме выполняется при группировании приемников. Вибросейсмическая технология не оптимальна для этих оценок.

На большей части профиля ОПР сейсмогеологические условия благоприятны, хотя встречаются участки, осложненные неоднородностями ВЧР. Наиболее контрастная по характеристикам ВЧР зона выделяется на стоянках 1151-1167 (ПВ № 76-84). Регистрируемые на этом



◀ Рис. 3. Строение ВЧР по первым вступлениям и влияние поверхностных условий на характеристики регистрируемых сейсмограмм взрывного источника.

участке сейсмограммы взрывного источника имеют небольшую задержку по первым вступлениям (+10 мс), но огромную по временам регистрации отраженных волн (до +50 мс) и крайне низкочастотный состав волнового поля (рис.3). Это говорит о наличии низкоскоростного «кармана» с рыхлыми породами и о неблагоприятном расположении заряда в приповерхностной толще. Сейсмограммы всех регистрирующих комплексов, полученные на этих ПВ с взрывным источником, имеют общие тенденции изменения волнового поля, однако выигрыш одиночных приёмников очевиден.

Сопоставление с материалами вибро-технологии подтверждает суждение о большей стабильности волнового поля поверхностных источников. АЧХ сейсмограмм виброисточника менее подвержены влиянию поверхностной аномалии такого типа, возможно, из-за пространственной базы группы трех источников «NOMAD-65». При прохождении этой зоны сохраняются спектральные характеристики, а динамические искажения сигнала менее контрастны. Не столь критично, как для взрывных материалов меняются времена регистрируемых отраженных волн, но также увеличивается вклад поверхностных волн-помех.

Интегральная оценка АЧХ в рамках этих работ показывает преимущество одиночных сейсмоприемников как в благоприятных сейсмогеологических условиях, так и при работах в сложных зонах ВЧР. При этом необходимо выдерживать заданные соотношения «сигнал/микросейсм», а в случае повышения фона микросейсм обеспечивать избыточную кратность (плотность наблюдений). Одиночные приборы способны регистрировать широкий спектр частот при взрывном источнике возбуждения.

Для более полного раскрытия потенциала одиночных приборов при вибросейсмической технологии необходим более широкий диапазон частот свипа и отсутствие фильтрации ВЧ в среде, иначе преимущество имеет группа геофонов. Группирование приборов, даже на малой пространственной базе, может оказаться существенным для сокращения ширины спектра, что особо заметно для материалов взрывного источника на участках, где по анализу записи одиночных приборов можно судить об умеренных фильтрующих свойствах ВЧР.

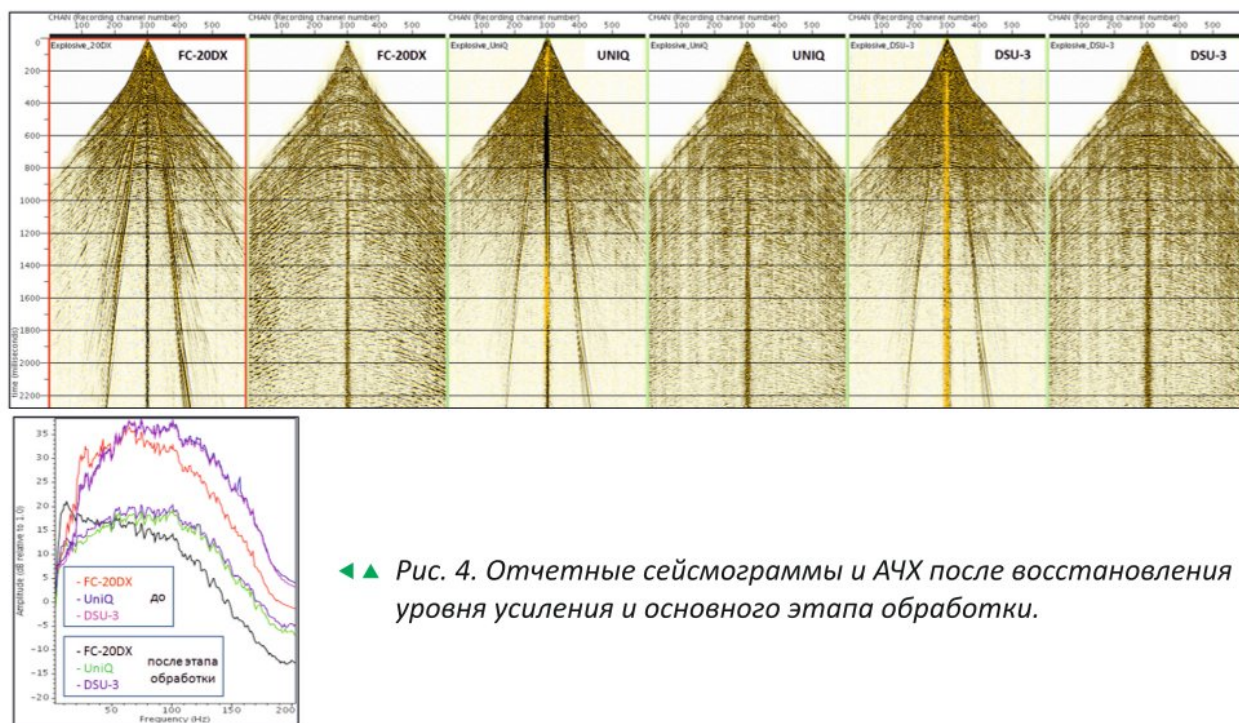
Сопоставление качества сейсморазведочных материалов является комплексной задачей и включает в себя и перспективы его улучшения в ходе обработки. При этом во внимание принимается оценка реальной кратности суммирования на уровне целевых горизонтов, а также эффективность работы процедур и алгоритмов в ходе цифровой обработки. Второй этап сравнительной оценки шести наборов сейсмических данных выполнялся на этапе обработки. Использован стандартный граф обработки с сохранением амплитуд и выполнением временной миграции сейсмограмм. Построение модели ВЧР и расчет статических поправок выполнены по преломленным волнам, остаточная статическая поправка корректировалась при помощи поверхностно-согласованных алгоритмов, процедуры повышения отношения сигнал/шум применялись в мягком режиме для сохранения АЧХ полезного сигнала. Были применены идентичные процедуры для повышения разрешенности и динамической выразительности записи всех наборов данных.

Все наборы сейсмограмм были оценены с точки зрения перспектив дальнейшего формирования модели ВЧР и расчета статических поправок по методу преломленных волн. Для сопоставления

были прослежены времена первых вступлений в автоматическом режиме модулем с идентичными параметрами. Наиболее применимой для автоматического прослеживания годографов преломленных волн в первых вступлениях является набор данных с взрывным источником и группированием геофонов. В интерактивном режиме можно добиться схожих результатов формирования модели ВЧР для всех наборов сейсмограмм. Однако при обработке площадных работ с большим объемом сейсмических данных интерактивный режим сложно реализуем из-за высоких трудозатрат. Это необходимо учитывать при расчетах параметров методики сейсморазведочных работ в условиях сложного сейсмогеологического разреза с целью повышения качества решения статических поправок. Вибросейсмическая технология существенно ограничивает точность выделения годографов преломленных волн в первых вступлениях из-за наличия корреляционных шумов.

Район работ на территории ЛУ является благоприятным для получения информации о скоростном строении ВЧР по преломленным волнам. Здесь не наблюдается затухание энергии первых вступлений и экранирование преломленных волн при инверсии скоростей в преломляющих горизонтах. В ходе проведенной работы для дальнейшего использования была выбрана модель ВЧР с двумя преломляющими границами и скоростью замещения 5500 м/с до финальной линии приведения +350 м.

В процессе обработки использовались процедуры, направленные на повышение соотношения «сигнал/помеха», такие как: обнуление неработающих и сильно шумящих трасс, мьютинг, а также ослабление различного рода нерегулярных и регулярных помех (отскоков, просечек, звуковых волн, поверхностных волн и т.д.). На исходных сейсмограммах хорошо видны низкоскоростные низкочастотные волны, распространяющиеся в ВЧР. Их амплитуда превосходит другие регистрируемые волны, а скорости



▲▲ Рис. 4. Отчетные сейсмограммы и АЧХ после восстановления уровня усиления и основного этапа обработки.

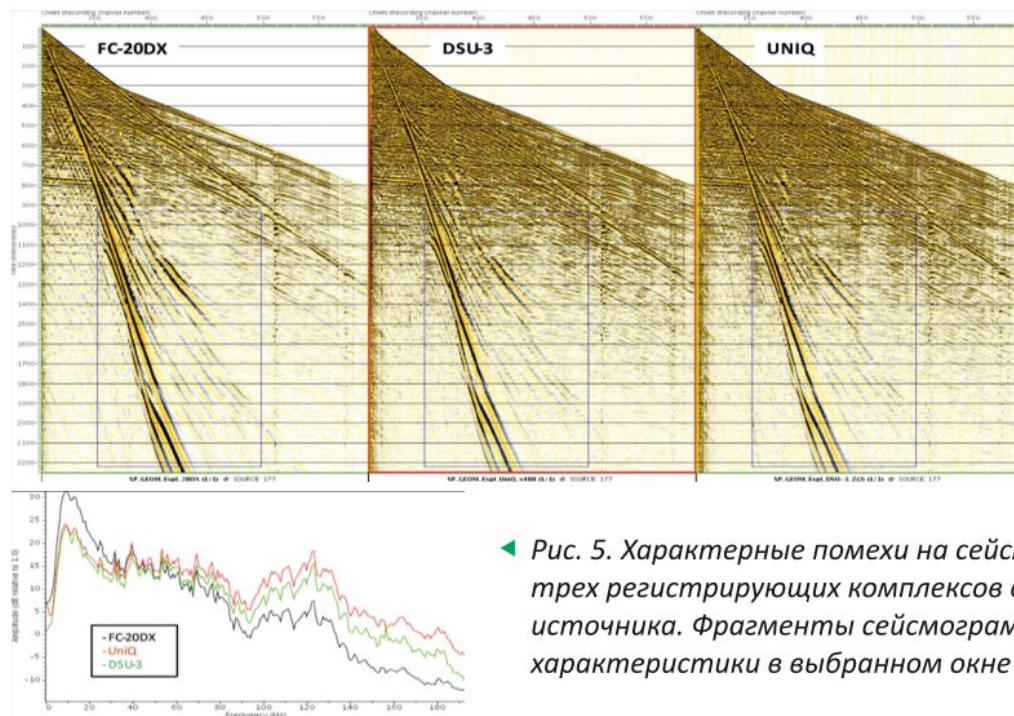


Рис. 5. Характерные помехи на сейсмограммах трех регистрирующих комплексов от взрывного источника. Фрагменты сейсмограмм и частотные характеристики в выбранном окне анализа.

составляют от 350 м/с до 3000 м/с. Основная энергия низкоскоростных волн-помех переносится в диапазоне частот (4-30 Гц). Существенно больше сложностей при обработке доставляют высокоскоростные линейные помехи с частотами соответствующими отраженным волнам. Однако благодаря высокой плотности наблюдений и хорошей пространственной дискретизации как в области ОПВ, так и ОПП качественно ослабить волны-помехи удалось стандартными способами (рис. 4). То же касается и расчета остаточной статики. Временные разрезы, полученные в ходе обработки, приведены в последнем разделе статьи (рис. 8).

На эффективность обработки сейсмических материалов и качество регистрирующих суммарных разрезов оказывает влияние совокупность факторов: поверхностных сейсмогеологических условий, методики полевых работ и характеристик системы наблюдения. На третьем этапе контроля качества сейсмических данных выполнен анализ влияния системы наблюдения путем сопоставления возможностей и результатов используемых

алгоритмов коррекции статических поправок и подавления помех при стандартной и «высокоразрешенной» системах наблюдений. Для этого были сформированы дополнительные наборы сейсмограмм путем прореживания исходных сейсмограмм по ПВ и ПП. Необходимо отметить, что для оценки ВЧР, статики, шумоподавления и динамики набор данных для анализа может быть бесконечным с учетом возможной комбинации прореживания исходных данных по ПВ и ПП и их последующей независимой обработки. В рамках этой работы ограничимся несколькими наиболее реальными вариантами, сопоставимыми с традиционной методикой работ.

При сравнении волнового поля регистрируемых сейсмограмм и их амплитудно-частотных характеристик предпочтение отдается взрывным сейсмическим данным. Для иллюстраций основных тенденций будет использован массив сейсмограмм, полученный с применением группы геофонов FC-20DX, традиционных для работ в изучаемой местности.

Среди вариантов двукратного прореживания данных: а) отбор сейсмограмм до шага ПВ - 50 м, при 12,5-метровых интервалах между ПП; б) отбор регистрирующих каналов с шагом ПП 25 м, при интервалах ПВ - 25 м; в) прореживание ПВ с шагом 50 м и ПП с шагом 25 м. На этапе обработки были выполнены оценки: эффективности построения модели ВЧР, алгоритмов подавления помех и коррекции кинематических и статических поправок, динамических характеристик разрезов.

Значительную роль, определяющую качество финальных временных разрезов, для изучаемой территории имеет этап расчета и уточнения статических поправок компенсирующих значительные скоростные аномалии ВЧР. Помимо временных аномалий, скоростные неоднородности оказывают искажающее влияние на динамические характеристики записи, что осложняет последующие коррекции статических поправок по отраженным волнам. В случае использования более плотных систем наблюдения увеличивается точность расчета всех компонент формируемой модели ВЧР и определения статических поправок.

Оценка эффективности работы алгоритмов подавления помех.

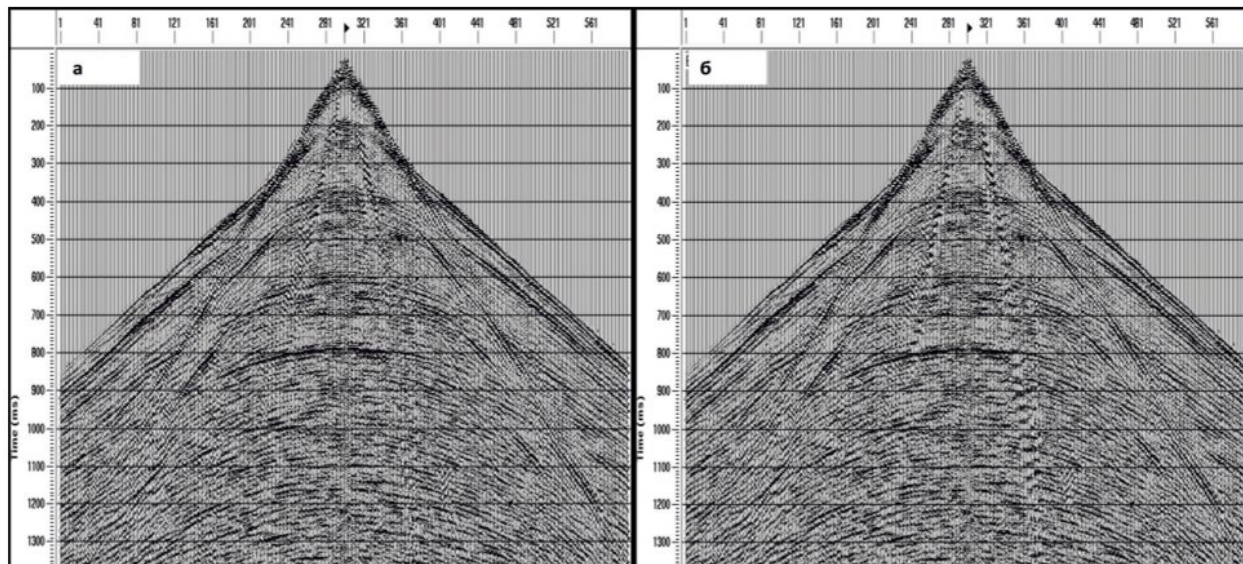
Отчетный сейсмический материал имеет сопоставимые характеристики волн-помех как при работе с группой геофонов FC-20DX, так и при регистрации одиночными сейсмоприемниками DSU-3 и «UniQ». Немного более интенсивными в низкочастотной области регистрируются поверхностные волны-помехи на сейсмограммах с группированием сейсмоприемников FC-20DX в точке (Рис. 5). Именно для этого набора сейсмических данных можно подобрать примеры сопоставления эффективности работы

процедур подавления помех при различной плотности ПП.

Эффективность борьбы со сложными помехами зависит от применяемых алгоритмов многоканальных пространственных фильтров, а результаты их применения для МОГТ-2D определяются плотностью стоянок приема. Ввиду высокой кратности при суммировании ОСТ на временных разрезах разница слабо различима. Качество подавления помех на сейсмограммах, полученных в сложных сейсмогеологических условиях, определяет эффективность процедур коррекции остаточных статических поправок и скоростного анализа. Основным типом волн-помех, составляющими до 80% сейсмической записи в сложных сейсмогеологических условиях, являются интенсивные поверхностные волны. Даже в неблагоприятных условиях для формирования и распространения поверхностных волн очевидно их лучшее ослабление на сейсмограммах ОПВ при меньшем шаге ПП (рис. 6). Аналогичный эффект стоит ожидать при выполнении шумоподаления по ОПП при наиболее плотной расстановке ПВ.

Оценка эффективности работы алгоритмов коррекции статических поправок.

Плотность системы наблюдения, определяющая кратность ОСТ, влияет на эффективность расчета остаточных статических поправок, так как алгоритмы основаны на поиске оптимального временного сдвига между анализируемой трассой и пилотной трассой, полученной в заданном диапазоне окружающих данных. Учитывая, что оценка эффективности работы алгоритмов коррекции статических поправок проходила на завершающем этапе работы с использованием финальных статических



▲ Рис. 6. Сопоставление эффективности работы процедур подавления помех для систем наблюдения с группой геофонов при различной плотности ПП на примере сейсмограммы ОПВ, а) после применения процедур подавления помех при интервале ПП=12.5 м, прореженная до ПП=25м, б) после применения процедур подавления помех при интервале ПП=25 м.

и кинематических поправок, а также не самые сложные сейсмогеологические условия участка расположения профиля, можно отметить лишь незначительные различия в оценках, полученных в ходе последовательного выполнения 15 итераций расчета.

Оценка динамических характеристик временных разрезов полученных с различными системами наблюдения.

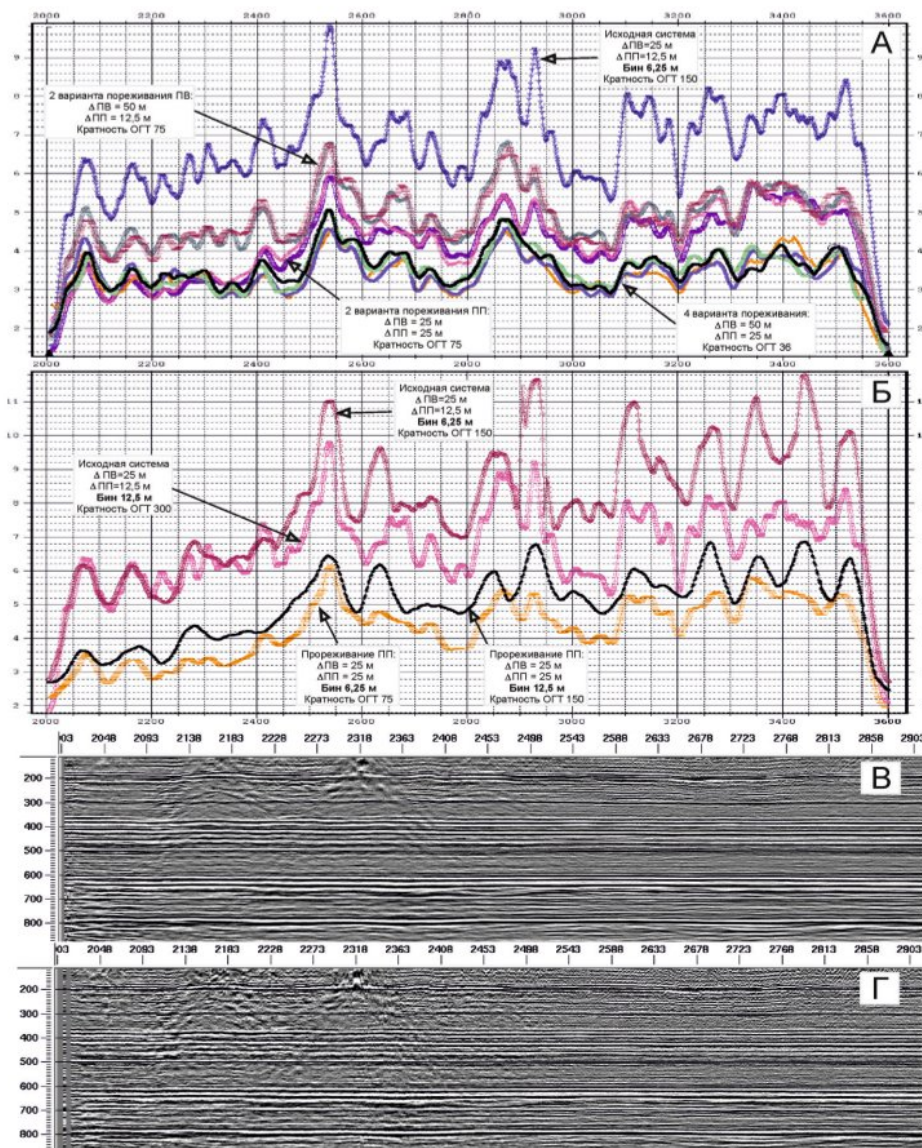
Для того, чтобы не внести искажений в сопоставление, все разрезы были получены с процедурами шумоподавления, одинаковыми статическими и кинематическими поправками, рассчитанными по наиболее представительному набору данных. Таким образом, на данном этапе не учитывается эффективность работы алгоритмов определения поправок и подавления помех. Суммирование выполнялось без применения регулировки усиления. Чтобы избежать нормировки амплитуд просуммированных отсчетов на кратность, применялся алгоритм медианного суммирования. По полученным временным разрезам оценивались динамические характе-

ристики. Наиболее адекватное представление о влиянии системы наблюдения дает анализ атрибута «среднего значения отношения сигнал/шум». Его уменьшение характеризует большую энергию некогерентной составляющей и ухудшение видимой прослеживаемости отражающих горизонтов (синфазность суммирования). Тенденции этих изменений четко соответствуют теории: сокращение кратности суммирования ОСТ ведет к уменьшению соотношения «сигнал/шум» в корень (N) раз, где N – отношение кратности МОГТ сравниваемых временных разрезов. При этом, определяющими могут стать параметры бинирования. Поэтому список моделируемых систем наблюдения был представлен комбинациями прореживания ПВ до 50м и ПП до 25м с размерами бина равными половине и шагу ПП.

Сейсмические изображения различных систем показывают ожидаемое ухудшение прослеживаемости, особенно для высоко расположенных ОГ, при системах наблюдения приближенных к стандартным параметрам (шаг ПВ=50 м, шаг ПП=25 м). Понижение эффективной

кратности суммирования на малых временах обусловлено вводом кинематической поправки с применением автомьютинга, с пороговым значением растяжения в 30%. Кратность ОГ на временах 500 мс составляет 50 % от проектной и кратное снижение, при использовании стандартной системы наблюдения, приводит к ухудшению качества сейсмического изображения.

Уменьшение допустимого порога растяжения приводит к дальнейшему снижению кратности и, как следствие, ухудшение качества прослеживаемости отражающих горизонтов в верхней и средней частях разреза при прореживании системы наблюдения приводит к дальнейшему снижению надежности определения сейсмических скоростей и статических поправок.



▲ Рис. 7. Оценка соотношения «Сигнал/Шум» временных разрезов с различными системами наблюдения для сейсмических материалов взрывного источника с регистрацией группой геофонов. а) исходная и прореженные по ПВ и ПП системы с бином 6.25м, б) исходная и прореженные по ПВ и ПП системы с бином 6.25м и 12.5м. Фрагмент временного разреза на уровне целевых ОГ полученный в) при шаге ПВ=25м, ПП=12.5м, ОСТ=6.25м, г) при шаге ПВ=50м, ПП=25м, ОСТ=6.25м

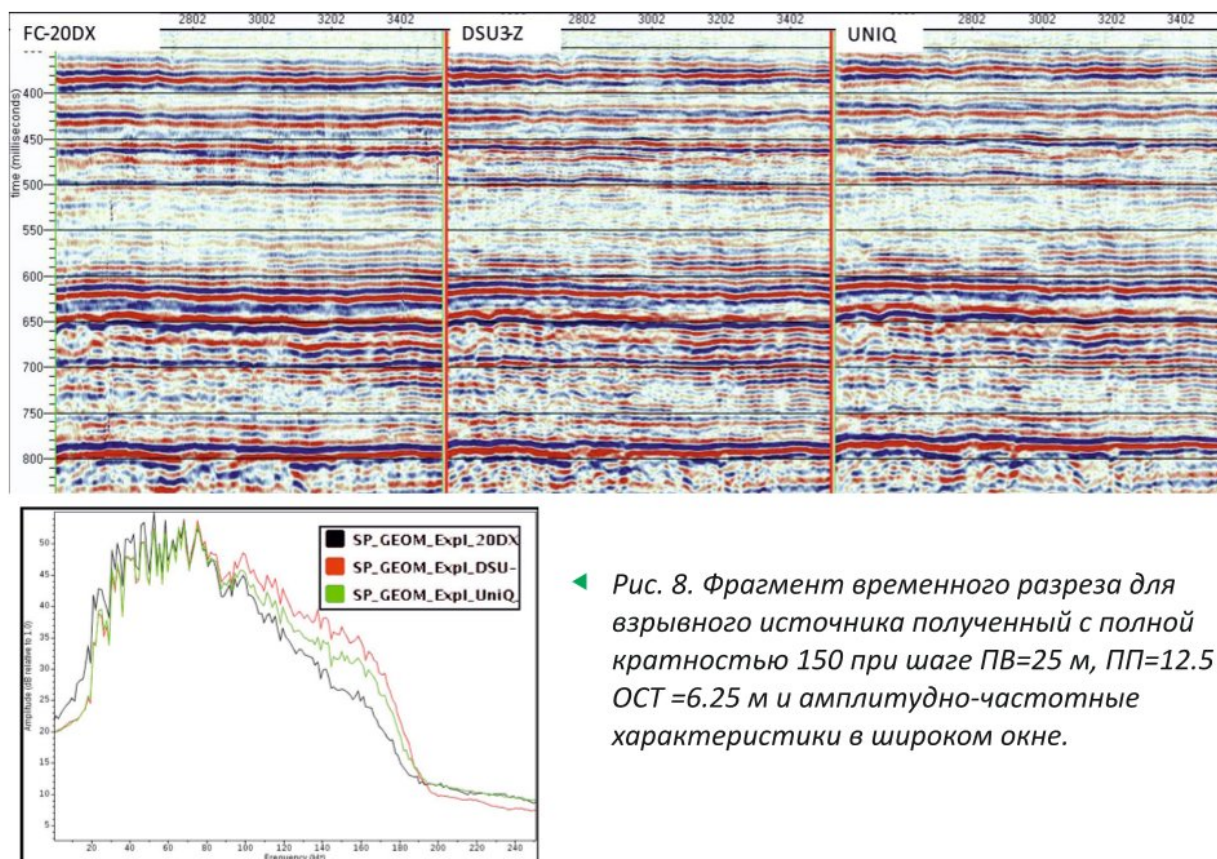


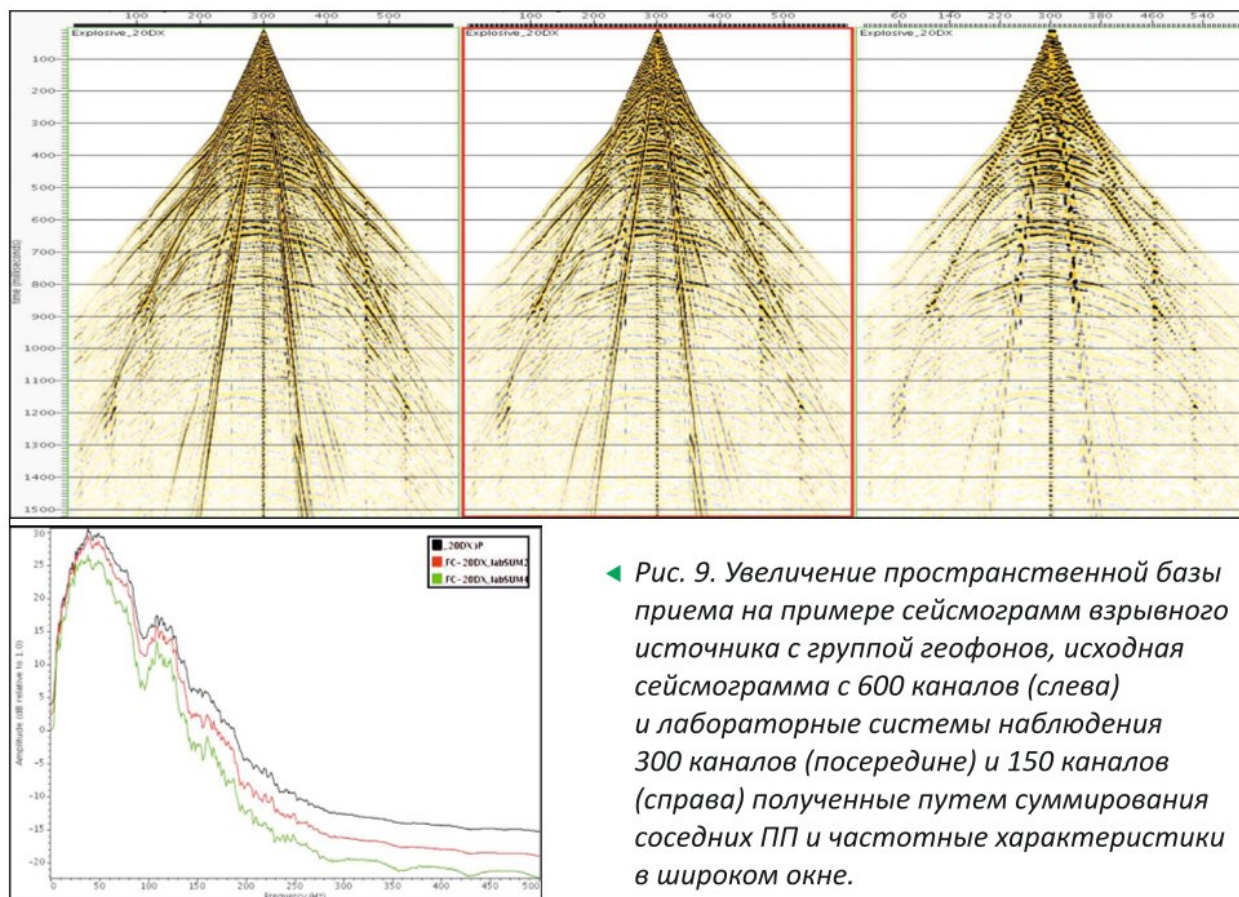
Рис. 8. Фрагмент временного разреза для взрывного источника полученный с полной кратностью 150 при шаге ПВ=25 м, ПП=12.5 м, ОСТ=6.25 м и амплитудно-частотные характеристики в широком окне.

Численно оценить динамические параметры можно по сопоставлению графиков соотношения «сигнал/шум» временных разрезов. Наиболее высокие значения оценок соответствуют исходному разрезу с полной кратностью (рис. 7). Все остальные графики показывают ухудшение прослеживаемости ОГ временных разрезов при любом прореживании системы наблюдения, даже с восстановлением кратности ОГТ путем увеличения пространственного размера бина. Как видно на графиках, левая часть профиля имеет более низкое качество суммирования, что обусловлено наличием аномалии ВЧР на стоянках ПВ 1151-1167. Визуальное сопоставление суммарных разрезов с различными по кратности системами наблюдения полностью согласуется с численными оценками (рис. 7). Все представленные разрезы получены без использования

«жестких» процедур подавления помех. Если совокупно учитывать преобладающую эффективность работы процедур расчета и коррекции статики, шумоподавления, то следует ожидать еще меньшую информативность данных, полученных с разряженными системами наблюдения. Детальные различия можно оценить по фрагментам временных разрезов различных регистрирующих комплексов (рис. 8).

Анализ увеличения пространственной базы приема лабораторным суммированием.

Одним из путей создания и анализа лабораторных систем наблюдения является попарное суммирование соседних каналов сейсмограммы ОПВ. Таким образом, двукратно увеличивается пространственная база приема, аналогично линейному группированию сей-



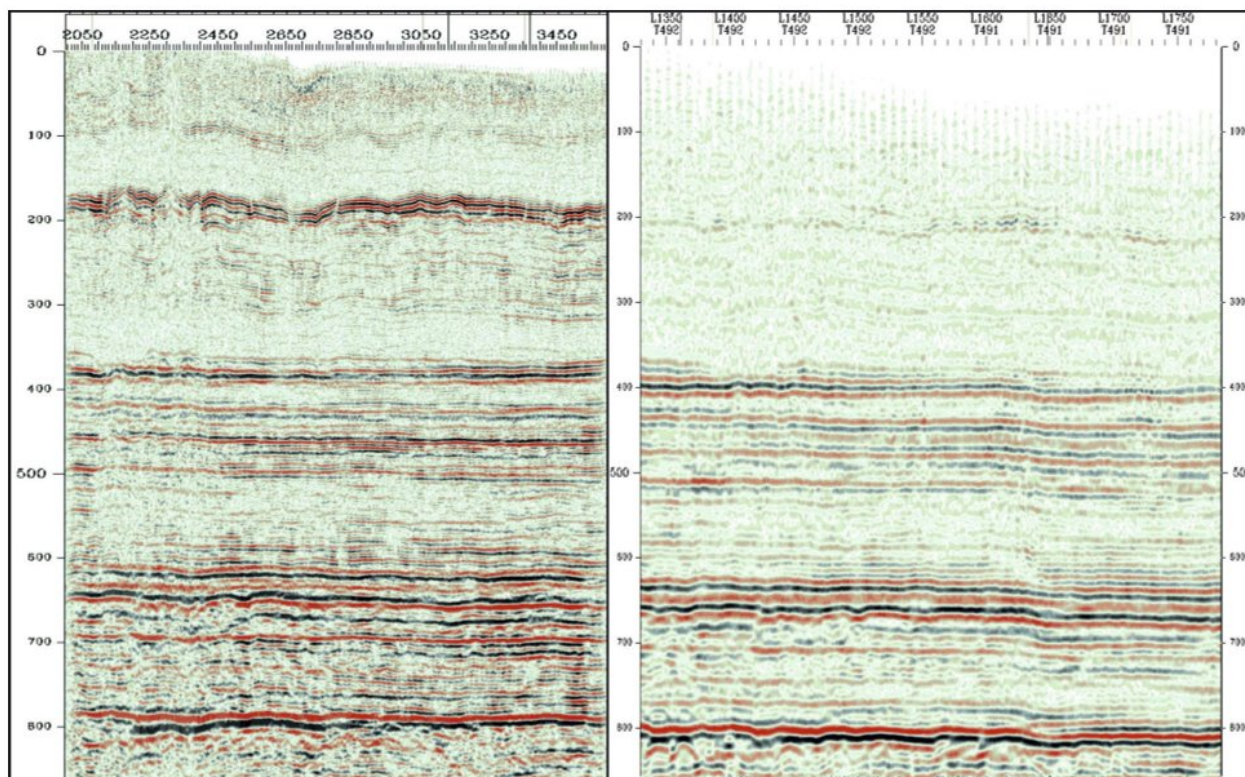
◀ Рис. 9. Увеличение пространственной базы приема на примере сейсмограмм взрывного источника с группой геофонов, исходная сейсмограмма с 600 каналов (слева) и лабораторные системы наблюдения 300 каналов (посередине) и 150 каналов (справа) полученные путем суммирования соседних ПП и частотные характеристики в широком окне.

смприемников. При лабораторном суммировании все зарегистрированные каналы вносят свой вклад в визуальную оценку сейсмограммы. Наиболее значимый эффект при увеличении пространственной базы приема должен выражаться в ослаблении высоких частот в спектре, особенно для сейсмограмм, полученных с одиночным сейсμοприемником. Однако при подсуммировании двух соседних ПП частотный спектр сравниваемых сейсмограмм не имеет существенных отличий для каждого регистрирующего комплекса. Сопоставление сейсмических материалов других регистрирующих комплексов позволяет выявить незначительные различия в частотном составе исходных сейсмограмм и с подсуммированием соседних ПП (увеличение базы приема до 12,5м). Дальнейшее увеличение простран-

ной базы приема до 38 м приводит к заметным изменениям частотного состава спектра и не желательно (рис. 9).

Сопоставление данных ОПР 2D и МОГТ-3D.

Возможность сопоставления динамических характеристик временных разрезов данных ОПР МОГТ-2D с кросслайном съемки МОГТ-3D существенно ограничена. Помимо изменения системы наблюдения, с переходом к более густому шагу ПВ/ПП наблюдаются и другие факторы, влияющие на оцениваемые атрибуты. Так, например, кратность суммирования МОГТ имеет большую значимость при оценке соотношения «сигнал/шум» по временным разрезам и, в свою очередь, она определяется пространственными размерами бина ОСТ. Для данных 3D шаг ПП и ПВ составлял 50м, а кратность 169. Сопоставление результативных сейсмог-



▲ Рис. 10. Сопоставление временных разрезов 2Д и 3Д по линии опытно-производственных работ. Результаты 3Д получены на этапе кинематической обработки.

рамм 2D с вибрационными и взрывным источниками показывают достаточную мощность вибрационных источников для полноценной регистрации сигнала на удалении до 3 км. Все результаты 2D ожидаемо демонстрируют лучшую детальность верхних горизонтов и более широкий спектр частот благодаря большей плотности наблюдения. Благодаря пространственным наблюдениям результаты МОГТ-3D показывают лучшее соотношение «сигнал/шум» и прослеживаемость отражений в целевой части разреза (рис. 10). Разрешенность данных 3D может достигнуть и даже превзойти ОПР 2D при сопоставимой пространственной дискретизации.

В результате анализа данных ОПР 2D можно сделать выводы, применимые для изучаемых сейсмогеологических условий:

- После совокупного анализа данных можно расположить эффективность

методик в порядке убывания: взрывная технология с трехкомпонентным одиночным приемником DSU-3/«UniQ»; вибрационная технология с высокочастотным свипом и одиночным приемником; взрывная технология с группированием геофонов;

- Одиночные приемники более чувствительны к фону микросейсм и имеют немного меньшее соотношение «сигнал/шум» по сравнению с группой геофонов.

Для достижения приемлемого уровня соотношения «сигнал/шум» возможно использование различных приемов: увеличение энергии возбуждения (масса заряда по результатам опытных работ, количества источников, количества накоплений), использование специальных методических приемов по оптимальному суммированию одиночных воздействий, увеличению кратности ОСТ за счет уплотнения шага ПВ/ПП;

- Увеличение энергии сигнала позволяет повысить точность прослеживания преломленных волн в первых вступлениях, необходимых для построения модели ВЧР на территории Восточной Сибири. К сожалению, корреляционные шумы виброграмм не способствуют повышению точности прослеживания первых вступлений. Взрывной источник имеет все преимущества перед вибротехнологией;

- В благоприятных сейсмогеологических условиях с плотными системами наблюдения не рекомендуется чрезмерно ограничивать нижнюю и верхнюю частоту свип-сигнала. Точечные датчики обеспечивают регистрацию широкого спектра частот;

- Волновое поле сейсмограмм, полученных с поверхностными невзрывными источниками, менее подвержено динамическим искажениям в зонах неоднородного строения ВЧР (ЗМС). Оно более стабильно по всем оцениваемым характеристикам;

- При проведении сейсморазведочных работ МОГТ 3D рекомендуется переход на более плотные системы наблюдения, в первую очередь за счет уменьшения шага ПП.

Литература

Руководство - Методические рекомендации к технической инструкции по наземной сейсморазведке при проведении работ на нефть и газ, Министерство природных ресурсов России, Москва – 2002, 338

Плешкевич А.Л. Актуальные вопросы группирования источников и приемников при наземных 3D-сейсмических наблюдениях. Геофизика №4 2007 стр.93-102

Притчетт У. Получение надежных данных сейсморазведки М.: Мир, 1999. 448 с.

Череповский А. В. Наземная сейсморазведка нового технологического уровня, ООО «ЕАГЕ Геомодель», Москва 2016

Шнеерсон М.Б., Потапов О.А., В.А. Гродзенский и др, Вибрационная сейсморазведка, Недра, М. 1990

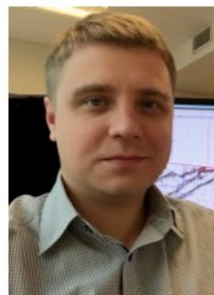
Уайт Дж.Э. Возбуждение и распространение сейсмических волн, М: Недра, 1986 г. 261 с.

Подробнее об авторах



Твердохлебов
Данила Николаевич

к.т.н., Руководитель группы
геофизических работ
ООО «РН-Эксплорейшн»



Гайдук
Андрей Викторович

Главный геолог
проекта
ООО «РН-Эксплорейшн»



Иванов
Григорий Валерьевич

Заместитель директора
департамента геофизики
ООО «РН-Красноярск-
НИПИнефть»



Филичев
Александр Викторович

Начальник отдела
сейсмических
исследований ПАО
«Верхнеконскнефтегаз»

Технология зонального и локального прогноза нефтегазоносности платформенных структур в Рязано-Саратовском прогибе

■ Воробьева Е.В., Воробьев В.Я., АО «НВНИИГГ», г. Саратов

Аннотация: В современных условиях для поисковых работ на углеводородное сырье характерно усложнение условий поисков. Известно, что количественные методы оценки нефтегазоносности не всегда дают хорошие результаты. При этом прогноз продуктивности отложений необходим еще до бурения глубоких скважин. Статистический метод в практике геологических исследований давно используется в задачах прогнозирования. В статье описаны модели прогнозирования нефтегазоносности и, как результат, приведены зоны концентрации остаточных запасов УВ для отложений Рязано-Саратовского прогиба по различным возрастам. При этом создаются предпосылки для оптимизации геологоразведочных работ путем направленного выбора по вводу в бурение первоочередных объектов.

Волго-Уральская нефтегазоносная провинция – один из старейших нефтедобывающих регионов, обеспечивавший в настоящее время около четверти нефтедобычи России. Для современного периода характерна относительная стабилизация уровней добычи нефти и газа в провинции и появление тенденции ее незначительного роста. Вместе с тем, для поисковых работ на углеводородное сырье характерно усложнение условий поисков. Для увеличения ресурсной базы УВ в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, открытия новых месторождений необходимо вовлечение в освоение малоизученных и вследствие этого недостоверно оцененных территорий.

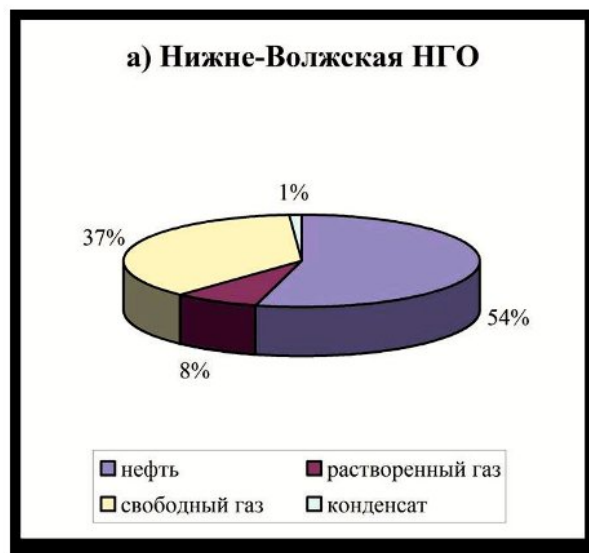
Рассматривая пути совершенствования методологических основ прогноза нефтегазоносности, многие исследователи отмечают полуколичественный характер существующих методических приемов прогноза нефтегазоносности, так как во многом является условным выбор ряда коэффициентов в методе аналогий и объемно-генетическом методе прогноза. Статистический подход к прогнозированию позволяет существенно снизить зависимость конечных результатов от экспертных оценок, путем введения в

модель четко определяемых показателей, оценки информативности признаков и их комплексов. При таком подходе всегда удастся оценить величину ошибки, с которой прогнозируются показатели нефтегазоносности конкретных областей. В работе описаны модели прогнозирования нефтегазоносности и, как результат, приведены зоны концентрации остаточных запасов УВ для отложений Рязано-Саратовского прогиба по различным возрастам.

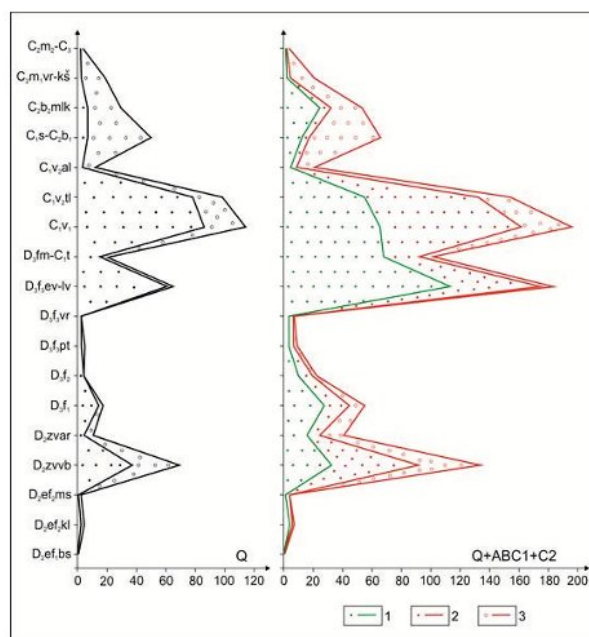
Несмотря на высокую изученность нефтегазоносной провинции в целом, некоторые ее части (например, территория Рязано-Саратовского прогиба) остаются недостаточно разведанными вследствие сложности строения и ряда других причин. В системе нефтегазогеологического районирования в пределах Рязано-Саратовского прогиба традиционно выделяется Нижне-Волжская нефтегазоносная область.

На территории НВ НГО учтено более 200 месторождений (в том числе 90 нефтяных, 30 газовых). Качественная структура начальных извлекаемых запасов Q (накопленная добыча) $+A+B+C_1$ Нижне-Волжской НГО, а также распределение извлекаемых запасов и добычи по

отдельным стратиграфическим комплексам показаны на рисунках 1, 2. Исходя из распределения запасов по различным стратиграфическим комплексам, можно четко выделить 2 основные группы отложений в разрезе. Была создана база данных по 200 месторождениям, включающая информацию по количеству залежей УВ, добычу и запасы различных



▲ Рис. 1. Качественная структура начальных извлекаемых запасов Нижне-Волжской НГО.



▲ Рис. 2. Распределение извлекаемых запасов и добычи по отдельным стратиграфическим комплексам.

категорий, геометрические параметры ловушек, эффективную мощность, суммарную долю коллекторов и т.д.

Технологическая схема обработки и интерпретации данных включает следующие этапы:

1. Сбор фактического материала по нефтяным и газовым месторождениям, оформление его в общую матрицу по заранее выбранному закону описания фактографической информации.

2. Анализ связи косвенных показателей с величиной запасов, включающий корреляционный анализ, выделение независимых комплексов признаков, выделение информативных показателей, сведение зависимых показателей к одному комплексному показателю.

3. Построение моделей прогнозирования на основе применения регрессионного анализа и метода последовательных приближений.

4. Построение целевой функции прогноза, выбор ограничений и прогнозирование продуктивности локальных структур путем оптимизации целевой функции при определенных граничных условиях изменчивости косвенных показателей прогнозирования. [Воробьев, 1991]

Основным результатом построения таких моделей является получение целевых функций прогнозирования продуктивности геологических объектов, а поиск перспективных на нефть и газ объектов сводится к решению оптимизационной задачи теории поиска. Таким образом, технологическая схема прогнозирования продуктивности локальных объектов отражает процесс закономерного перерастания информативности комплекса показателей нефтегазоносности, используемых на различных стадиях геологоразведочных работ, в систему показателей продуктивности

тически рассчитанные запасы УВ по моделям прогнозирования больше фактически наблюдаемых на месторождениях. Именно в этих зонах открытие новых месторождений наиболее вероятно.

Результаты выполненных работ и анализ текущего состояния сырьевой базы УВ нераспределенного фонда недр Рязано-Саратовского прогиба показывает, что наиболее перспективными территориями для поиска нефти и газа являются Карамышская приподнятая зона, Каменско-Ровенская моноклиналь и Аткарско-Баландинская зоны в Саратовской области и Арчедино-Дорожкинская депрессия и Предбортная моноклиналь в Волгоградской области. В пределах этих территорий вероятны перспективные объекты для постановки поисковых работ. Кроме того, несомненный интерес представляет район Терсинской террасы, Ивановского прогиба и зоны их сочленения с Воронежской антеклизой.

Перечисленные направления охватывают довольно обширную территорию, объединяющую тектонические элементы сложной инверсионной природы. Выполненная работа свидетельствует о значительном резерве этих территорий, в том числе по «терригенному» девону. Койвенский, бийский, клинцовский и мосоловский продуктивные горизонты остаются малоизученными и перспективными объектами для прироста запасов УВ как при поиске новых месторождений, так и при доразведке старых. Рекомендация на проведение целенаправленных геолого-геофизических работ в этой зоне обусловлена низкой эффективностью ГРП в Рязано-Саратовском прогибе в целом и особенно при работе с нижними структурными этажами в инверсионных тектонических зонах, несмотря на высокую оценку их перспективности.

В задаче прогнозирования нефтегазоносности локальных структур наибольший интерес представляет возможность предсказания их продуктивности до бурения глубоких скважин. Поэтому оценка информативности показателей, получаемых на ранних стадиях геологоразведочных работ, приобретает первостепенное значение. При этом необходимо оценить информативность показателей, характеризующих хотя бы косвенно естественные процессы генерации, миграции, аккумуляции и эволюции, рассматривая их по возможности совместно.

Для оценки информативности различных показателей, получаемых на различных стадиях геологоразведочных работ, использовалась база данных по 200 месторождениям нефти и газа Рязано-Саратовского прогиба как в целом для всего месторождения, так и для отдельных стратиграфических комплексов.

Чтобы оценить информативность тех или иных признаков относительно величины запасов углеводородов, необходимо освободиться от влияния основных факторов. Анализ данных по месторождениям и пустым структурам Рязано-Саратовского прогиба показал [1], что наблюдаемое распределение запасов в структурных ловушках на 60% объясняется распределением их объемов и суммарной долей коллекторов в разрезе.

Для расчета уравнений, связывающих запасы углеводородов на месторождениях с изменением геометрических характеристик ловушек и коллекторов, использовались такие параметры как площадь структуры, ее объем, суммарная доля коллекторов в разрезе, эффективная мощность. Из различных типов уравнений, от линейных до логарифмических [1], использовались наилучшие по критерию Фишера.

Рассматривались следующие семь типов уравнений:

- 1 $y = \beta_0 + \beta_1 Z_1 + \dots + \beta_k Z_k + \varepsilon$
- 2 $y = \beta_0 + \beta_1 Z_1 + \dots + \beta_k Z_k + \beta_{11} Z_1^2 + \dots + \beta_{kk} Z_k^2$
- 3 $y = \beta_0 + \beta_1 (1/Z_1) + \dots + \beta_k (1/Z_k)$
- 4 $y = \beta_0 + \beta_1 (\lg Z_1) + \dots + \beta_k (\lg Z_k)$
- 5 $1/y = \beta_0 + \beta_1 Z_1 + \dots + \beta_k Z_k$
- 6 $\lg y = \ln \alpha + \beta_1 \ln Z_1 + \dots + \beta_k (\ln Z_k)$
- 7 $\lg y = \beta_0 + \beta_1 Z_1 + \dots + \beta_k Z_k$

Отбор соответствующих переменных $Z_1, \dots, Z_k$ для включения в регрессионную модель проводится с помощью шагового метода по алгоритму, описанному в работе [2].

Во всех случаях лучшими нелинейными моделями являются модели второго типа. Из 42 моделей прогнозирования только 2 наилучшие модели являются моделями 4-ого типа, т.е. логарифмическими. Это модели для прогнозирования запасов газа в отложениях каменноугольных и девонского возраста. При переводе запасов углеводородов в логарифмический масштаб наилучшими моделями прогнозирования являются только модели 4-ого типа.

Сопоставление величин ресурсов углеводородов, рассчитанным объемным методом и полученных по уравнениям, показывает, что в области изменения прогнозных ресурсов до 5-7 млн. тонн условного топлива фактически не наблюдается расхождение между указанными вариантами подсчетов. В области ресурсов более 10 млн. тонн условного топлива достаточно четко прослеживается превышение величин ресурсов, рассчитанных объемным методом, над полученными по уравнениям.

Для определения информативности показателей необходимо убрать влияние основных (универсальных) факторов,

контролирующих распределение запасов УВ в ловушках. Анализ материалов по месторождениям НВ НГО показал, что около 60% распределения запасов контролируется геометрическими параметрами ловушки и суммарной долей коллекторов в разрезе.

Для локального прогнозирования нефтегазоносности ловушек использовался набор косвенных признаков, включенных в таблицу 1. Использовались 7 типов различных уравнений - от линейных до логарифмических. Рассчитаны 6 моделей, включающие параметры, отмеченные + в таблице. Для прогнозирования нефтегазоносности использовались модели с максимальным значением критерия Фишера и минимальной ошибкой прогнозирования. В таблице 1 приведены показатели, участвующие в моделях для оценки информативности различных параметров, а на графиках приведена часть моделей прогнозирования запасов и количества залежей УВ по месторождениям Рязано-Саратовского прогиба, которые сопоставлены с оценками запасов, полученных традиционным объемным методом.

Предложенная методика оценки информативности косвенных показателей продуктивности локальных структур, основанная на использовании остатков, полученных как разность запасов, наблюдаемых на месторождениях и теоретически рассчитанных по моделям, включающим универсальные факторы прогнозирования, позволила оценить информативность морфологических параметров платформенных структур, их возраст, неотектоническую активность и других показателей тектогенеза и литогенеза, получаемых на ранних стадиях поисково-разведочных работ, относительно количества залежей углеводородов и их запасов.

№ п/п	Показатели		Модели					
			1	2	3	4	5	6
1	Отложения каменноугольного возраста	Объем структуры	+		+			
2		Суммарная доля коллекторов	+		+	+		
3		Глубина залегания кровли			+			
4		Содержание Сорг в глинах		+	+	+		
5		Содержание Сорг в карбонатах		+	+	+		
6		Коэффициент битуминозности		+	+	+		
7	Отложения девонского возраста	Объем структуры					+	+
8		Суммарная доля коллекторов					+	+
9		Глубина залегания кровли						+
10		Содержание Сорг в глинах						+
11		Содержание Сорг в карбонатах						+
12		Коэффициент битуминозности						+
13	Расстояние до регионального разлома				+	+		+
14	Расстояние до борта Прикаспийской впадины				+	+		+
15	Региональная составляющая неотектонических движений				+	+		+
16	Локальная составляющая неотектонических движений				+	+		+

▲ Табл. 1. Показатели, участвующие в моделях прогнозирования запасов углеводородов и общего количества залежей по месторождениям Рязано-Саратовского прогиба.

Таким образом, полученные модели прогнозирования могут быть использованы при зональном и локальном прогнозе нефтегазоносности, а также для направленного выбора по вводу в бурение первоочередных объектов, создавая возможность более рационального планирования геологоразведочных работ.

Литература:

1. Воробьев В.Я. Информативность методов прогнозирования платформенных структур. Ленинград, «Недра», 1991 г, 272 с.
2. Дрейпер Н., Смит Г. Прикладной регрессионный анализ. Москва, «Статистика», 1973, 392 с.

Подробнее об авторах



Воробьев
Виктор Яковлевич

докт. геол.-мин. наук,
профессор,
Генеральный
директор
АО "НВНИИГ"



Воробьева
Екатерина Викторовна

канд. геол.-мин. наук,
зав. лабораторией
геохимии нефти
и гидрогеологии
АО "НВНИИГ"

**Список статей, опубликованных в журнале
«Приборы и системы разведочной геофизики» в 2015 г.**

Артемьев А.Е., Заложных М.А. **К вопросу о выборе способа компенсации влияния верхней части разреза на волновое поле** // Приборы и системы разведочной геофизики. - 2015. - №3(53). - С.15-20

Архипов А.А. **Кажущаяся или фиктивная нелинейность. Практика применения при широкополосном воздействии на среду** // Приборы и системы разведочной геофизики. - 2015. - №1(51). - С.57-63

Берешполец А.И., Гавшин А.Н., Рюмин В.А., Середенко О.А., Чомахидзе З.Г. **Сейсморазведочные работы МОГТ 2D в транзитной зоне с использованием бескабельной сейсморегистрирующей системы «SCOUT»** // Приборы и системы разведочной геофизики. 2015. - №1(51). - С. 50-57

Большат В.М. **О качестве супервайзерского сопровождения в сейсморазведочных работах** // Приборы и системы разведочной геофизики. - 2015. - №1(51). - С. 79-91

Бучарский Б.В., Бондаренко Д.Н., Горячев В.В., Ларин С.В. (ООО «Ингеоком»). **Опытное опробование блоков сбора данных бескабельной телеметрической сейсморегистрирующей системы «SCOUT» в электроразведке ЗС-ЗИ** // Приборы и системы разведочной геофизики. - 2015. - №4(54). - С.74-76

Волкова Е.Н., Рыскин М.И., Шигаев В.Ю. **Технология прогноза ресурсной привлекательности по комплексу несейсмических методов** // Приборы и системы разведочной геофизики. - 2015. - №2(52). - С.8-12

Горбачёв С.В., Титов А.Б. **Комплексный подход при разработке оптимальных технических условий выполнения 3D сейсморазведочных работ в мелководной части шельфа Печорского моря** // Приборы и системы разведочной геофизики. - 2015. - №1(51). - С. 32-42

Громыко В.М., Смолянченко О.В., Панько Ю.Г. («РУП «ПО «Белоруснефть»), Юров А.А., Лопухов Г.П. (Холдинг «ГЕОСЕЙС»). **Опыт применения невзрывных импульсных источников «ГЕОТОН-15» в сейсмогеологических условиях припятского прогиба** // Приборы и системы разведочной геофизики. - 2015. - №4(54). - С. 27-30

Громыко В.М., Чечёткина Е.А., Смяян О.И., БелНИПинефть, РУП «ПО «Белоруснефть». **Комплексная интерпретация данных наземной сейсмической съёмки 3D и ВСП на примере Южно-Осташковичского месторождения нефти** // Приборы и системы разведочной геофизики. - 2015. - №4(54). - С. 70-73

Гуленко В.И., Рудаков А.В. **Влияние нестабильности параметров возбуждения на акустические характеристики пневматических групповых источников для морской сейсморазведки** // Приборы и системы разведочной геофизики. - 2015. - №1(51). - С. 15-24

Гурьев С.В., Лопухов Г.П., Юров А.А. **Опыт проведения сейсморазведочных работ в районах, прилегающих к шельфу, в транзитных зонах «море-суша» с сейсмоисточниками «Геотон»** // Приборы и системы разведочной геофизики. - 2015. - №1(51). - С. 42-45

Гурьев С.В., Пацев В.П., Юров А.А. **Методики выполнения сейсморазведочных работ в зонах с экологическими ограничениями** // Приборы и системы разведочной геофизики. - 2015. - №4(54). - С. 19-26

Гурьев С.В., Турлов П.А. **У геофизического семинара «ГЕОФЕСТ» хорошее будущее** // Приборы и системы разведочной геофизики. - 2015. - №4(54). - С. 8-10

Детков В.А., Копылов М.А., Баландин П.В. **Система адаптивного управления импульсными источниками «Енисей»** // Приборы и системы разведочной геофизики. - 2015. - №2(52). - С. 42-47

Ефимов Владимир Иванович, ОАО «Самаранефтегеофизика». **Опыт применения уплотнённой системы наблюдения совместно с технологией слип-свип** // Приборы и системы разведочной геофизики. - 2015. - №4(54). - С. 54-59

Жемчугова В.А., Жуков А.П. **Некоторые методические аспекты комплексной интерпретации сейсмических и скважинных данных** // Приборы и системы разведочной геофизики. - 2015. - №3(53). - С. 45-54

Запорожец Б.В., Крутов А.Л., Леонтьев И.В. **Технологии сейсморазведочных работ в зонах мелководья с оборудованием Xzone** // Приборы и системы разведочной геофизики. - 2015. - №1(51). - С. 63-68

Захаров Н.В. **Лучше сеймики 3D — только сеймика 3D/3C, хорошо спланированная** // Приборы и системы разведочной геофизики. - 2015. - №3(53). - С. 20-29

Захаров Н.В., Шумский Б.В. **От хорошего — к лучшему, или нет предела совершенству** // Приборы и системы разведочной геофизики. - 2015. - №1(51). - С. 45-50

Кострыгин Ю.П. **Перспективные направления дальнейшего развития ЗАО «ГЕОСВИП»** // Приборы и системы разведочной геофизики. - 2015. - №3(53). - С. 78-86

Карпухин И.В., начальник сейсмопартии ОАО «КГФ». **Опыт выполнения сейсморазведочных работ ОАО «Калининградгеофизика» в густонаселённых районах с развитой сельскохозяйственной деятельностью с применением бескабельного регистрирующего оборудования и одиночных геофонов** // Приборы и системы разведочной геофизики. - 2015. - №4(54). - С. 47-53

Кириллов С.А., Лаврик А.С., Самойлов А.В. **Обнаружение зон трещиноватости пород в отложениях баженовской свиты по данным сейсморазведки 3D** // Приборы и системы разведочной геофизики. - 2015. - №3(53). - С. 40-45

Кругляков Е.А. **Электроразведочный комплекс AGE-xxl – 10 лет внедрения и развития** // Приборы и системы разведочной геофизики. - 2015. - №2(52). - С. 12-19

Кузнецов В.И., Долгих Ю.Н., Санин С.С., Мазниченко М.В., Грамматчиков С.Н., Смирнов В.А. **Методические результаты применения UNIQ - технологии МОВ-ОГТ 3D на севере Западной Сибири** // Приборы и системы разведочной геофизики. - 2015. - №4(54). - С. 41-46

Куликов А.В., Нииктенко А.Н., Мешковский И.К., Плотников М.Ю. **Донная сейсмическая станция на основе волоконно-оптического геофона** // Приборы и системы разведочной геофизики. - 2015. - №2(52). - С. 56-66

Куприянов Иван Станиславович(ОАО «Якутскгеофизика»), Шишигин Фёдр А. **Опыт совместной отработки площади различными типами источников в условиях Восточной Сибири** // Приборы и системы разведочной геофизики. - 2015. - №4(54). - С. 31-35

Лаптев В.В. **Российский рынок геофизического сервиса-2014** // Приборы и системы разведочной геофизики. - 2015. - №2(52). - С. 72-77

Мамяшев В.Г. **Геолог и геология XXI века** // Приборы и системы разведочной геофизики. - 2015. - №2(52). - С. 88-95

Марченков А.Ю., Мишин А.В., Семейкин Н.П., Трушков В.Н. **Велосиметр СПВ-ЗК с улучшенными характеристиками** // Приборы и системы разведочной геофизики. - 2015. - №2(52). - С. 66-72

Михеев С.И., Селезнёв В.А. **Применение малоглубинной электроразведки для определения статистических поправок** // Приборы и системы разведочной геофизики. - 2015. - №2(52). - С. 30-42

Мордашов Н.В., Ефимов В.И. **Оптимизация полевого контроля качества** // Приборы и системы разведочной геофизики. - 2015. - №3(53). - С. 29-34

Романов В.В. **Адаптивное суммирование при накоплении сейсмограмм** // Приборы и системы разведочной геофизики. - 2015. - №4(54). - С. 60-63

Рослов Ю.В., Половков В.В., Воронов М.А. **Проблемы импортозамещения при выполнении сейсморазведочных работ в транзитных зонах и на мелководье российского шельфа** // Приборы и системы разведочной геофизики. - 2015. - №1(51). - С. 24-31

Руннова А.Е., Храмов А.Е., Павлов А.Н. **Адаптивная фильтрация данных наземной сейсмической разведки методами нелинейной физики (вейвлетное преобразование, метод экспертных мод)** // Приборы и системы разведочной геофизики. - 2015. - №3(53). - С. 8-15

Савицкий А.В. **Шельф-большие перспективы. Большие проблемы** // Приборы и системы разведочной геофизики. - 2015. - №1(51). - С. 8-14

Сафаров Ю.Н. **Опыт применения импульсных источников «ЕНИСЕЙ» и «ГЕОТОН» при сейсморазведочных работах на лицензионных участках ОАО «НГК «Славнефть».** - 2015. - №4(54). - С. 36-40

Селезнёв В.А., Михеев С.И., Экомасов С.П., Паоло Барбиери. **Сравнительные полевые испытания импульсного гидропневматического источника сейсмически волн ГПИ-2** // Приборы и системы разведочной геофизики. - 2015. - №2(52). - С. 47-56

Тулупов А.В., Кяспер В.Э., Лисицын Е.Д., Петров А.А., Лобковских Л.И., Рогинский К.А. **Перспективы морской электроразведки при поисках углеводородов** // Приборы и системы разведочной геофизики. - 2015. - №2(52). - С. 19-30

Турлов П.А. **Всё у нас впереди!** // Приборы и системы разведочной геофизики. - 2015. - №2(52). - С. 7-8

Турлов П.А. **Старые песни о главном** // Приборы и системы разведочной геофизики. - 2015. - №3(53). - С. 7-8

Уолкер Крис и Хэйз Дэвид, FairfieldNodal, FairfieldNodal. **Использование донных автономных модулей (нодов) в геологоразведке** // Приборы и системы разведочной геофизики. - 2015. - №4(54). - С. 77-82

Череповский А.В. **Теорема отчётов — камень преткновения между наукой и практикой?** // Приборы и системы разведочной геофизики. - 2015. - №1(51). - С. 91-95

Шайдуров Г.Я., Детков В.А., Копылов М.А., Шайдуров Р.Г. **Импульсно-фазовый метод обработки сейсмических сигналов. Часть I. Постановка задачи** // Приборы и системы разведочной геофизики. - 2015. - №1(51). - С. 68-73

Шайдуров Г.Я., Детков В.А., Копылов М.А., Шайдуров Р.Г. **Импульсно-фазовый метод обработки сейсмических сигналов. Часть II. Оценки разрешающей способности по дальности различных методов фазовых измерений** // Приборы и системы разведочной геофизики. - 2015. - №3(53). - С. 72-78

Шехтман Г.А. **Методика проведения работ в скважинной сейсморазведке** // Приборы и системы разведочной геофизики. - 2015. - №3(53). - С. 59-72

Шехтман Г.А., ООО «Геофизические системы данных» **Кратные волны в методе вертикального сейсмического профилирования: проклятие или подспорье?** // Приборы и системы разведочной геофизики. - 2015. - №4(54). - С. 64-69

Шнеерсон М.Б. **Вопросы обработки сейсмических данных на ежегодной конференции геофизиков-разведчиков в Денвере, октябрь 2014 г.** // Приборы и системы разведочной геофизики. - 2015. - №3(53). - С. 34-40

Шнеерсон М.Б., проф. МГРИ и РГГУ нефти и газа, Жуков А. П., проф. МГУ. **Современное состояние вибрационной сейсморазведки. Обзор методик** // Приборы и системы разведочной геофизики. - 2015. - №4(54). - С. 11-18

Экомасов С.П., Федотов С.А. **Импульсный гидропневматический источник сейсмических волн** // Приборы и системы разведочной геофизики. - 2015. - №1(51). - С. 73-79

Ячменёва Л.В. **Особенности выявления нефтегазоносных объектов в сейсмогеологических условиях юга Непско-Ботубинской антеклизы** // Приборы и системы разведочной геофизики. - 2015. - №3(53). - С. 54-59

The background image shows a field with tall grass and a small pond. A large orange seismic station is on the left, and a blue sensor is on the right, connected by a cable. The scene is lit with a warm, golden light.

SCOUT

Бескабельная сейсмосистема

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

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

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

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



**СПЕЦИАЛЬНОЕ КОНСТРУКТОРСКОЕ БЮРО
СЕЙСМИЧЕСКОГО ПРИБОРОСТРОЕНИЯ**
SKBSPRU

РОССИЙСКОЕ
ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ
ОБОРУДОВАНИЕ

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

sales@skbsp.ru | www.skbsp.ru

Жизнь связала с сейсморазведкой?



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



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