

ТЕМА НОМЕРА:

ПЕРЕ ОБРАБОТКА ИНТЕРПРЕТАЦИЯ

как и для чего?



ТАКЖЕ В НОМЕРЕ:

**Завершение обзора истории виброисточников -
- от создания до наших дней**

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЙ СЕЙСМИЧЕСКИЙ ДАТЧИК

СОВЕРШАЕТ ПЕРЕВОРОТ В СТОИМОСТИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

работы ведутся
вдвое быстрее

на 50% уменьшается
количество рабочих бригад
и техники на проекте

на 50% снижена
операционная
стоимость проекта

IGU-16 / IGU-16HR



IGU-16HR 3C



IGU-BD3C-5



IAU-19



ВЫСОКОПЛОТНУЮ СЕЙСМОРАЗВЕДКУ ТЕПЕРЬ МОЖНО ДЕЛАТЬ ДЕШЕВО!

«ВКонтакте»



Первый в мире интеллектуальный
сейсмический датчик
Высокоплотная и экономичная
сейсморазведка — теперь это возможно

Email: marketing@dtcc.asia
Tel: +86-10-60844158
Website: www.smartsolo.com.ru/www.dtcc.biz

Общие глобальные поставки

300,000
каналов

ТЕМА НОМЕРА:**Переобработка и переинтерпретация: как и для чего?****СОДЕРЖАНИЕ:****Наши партнеры**

Логотипы организаций, участвующих в издании этого номера журнала 4

КОЛОНКА РЕДАКТОРА

Главный редактор журнала Слонов Д.Н. 5

ТЕМА НОМЕРА**Получение качественно нового представления о геологическом строении участка Восточной Сибири по результатам современной обработки данных**

Багрова И.А., Калинин А.Ю., Гаврилов С.С., Котова С.В. 6

Скользящее цифровое накопление при импульсном возбуждении упругих волн в движении по технологии GLIDE

Федоров А.Б., Череповский А.В. 11

Анализ поля рассеянных волн для проектирования оптимальной траектории проводки скважины и расположения портов МГРП

Баранов В.Д., Киричек А.В., Митяев Е.В., Кречетов А.В., Гапеев Д.Н. 19

Возможности, методы и примеры повышения качества переобработки морских сейсморазведочных данных, как инструменты получения новой геолого-геофизической информации

Горбачев С.В., Никульников А.Ю., Нурмухамедов Т.В. 26

Геологическая природа формирования гравитационного поля Левобережья Саратовской области

Волкова Е.Н., Артемьев А.Е., Баукова Н.Н., Санникова Е.П. 33

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ**Применения нодальных сейсморазведочных систем SmartSolo для геотермальных исследований в Бельгии**

Lei Zou 38

ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ**О развитии технических средств регистрации сейсмического сигнала и вибрационной сейсморазведки. Часть 3. Технология «Вибросейс»**

Жуков А.П., Горбунов В.С. 43

Регистрация одиночными датчиками без джиттера (размытия) данных: сравнительное исследование датчиков

Николя Тэлье, Стефан Лярош, Хань Ван, Филипп Эрман 56

ЛЮДИ, ДАТЫ, СОБЫТИЯ

Геоспейс Технолоджис Евразия – давно известное имя

Воронцов В.В., Чурмантаев Р.Ш. 72

НАШИ ПАРТНЕРЫ



ТЕХНОЛОГИИ ОБРАТНЫХ ЗАДАЧ
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО



Приборы и системы разведочной геофизики.

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

Главный редактор:

Слонов Д.Н.

Редакционная коллегия:

к.т.н. Абдулвалиев М.Т.
к.т.н. Белоусов А.В.
к.г.-м.н. Волкова Е.Н.
д.т.н. Гогоненков Г.Н.
к.т.н. Горбачев С.В.
Гурьев С.В.
к.т.н. Детков В.А.
д.т.н. Жуков А.П.
Запорожец Б.В.
д.г.-м.н. Золотая Л.А.
д.т.н. Кострыгин Ю.П.
д.г.-м.н. Михеев С.И.
к.т.н. Тарасов Н.В.
к.т.н. Циммерман В.В.
к.т.н. Череповский А.В.
д.т.н. Шехтман Г.А.
д.т.н. Шнейерсон М.А.

Руководитель проекта

Матвеев С.А.

Корректор:

Дурова И.Э.

Учредитель:

СРО МОО ЕАГО

Издатель:

ООО «ПСРГео»



Адрес издательства:

г. Саратов. Ул.Осипова, 1
Телефон +7-987-822-68-37

Обложка и оформление:

Мокроусов Д.В.

Вёрстка:

Мокроусов Д.В.

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

Подписано в печать:

25.12.2020

Дата выпуска:

05.01.2020

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, телерадио-
вещания и средств мас-
совых коммуникаций за
номером ПИ № 77-7906
от 27.04.2001 г.
ISSN: 2074-8906
Web-сайт: psrgео.ru

Дорогие коллеги!

Вот и появился четвертый за 2020 год номер нашего с вами журнала. Журнал становится заметным: все больше и больше компаний рассматривают его как реальный инструмент продвижения своего бизнеса, в нем видят источник интересной для себя информации специалисты-геофизики самых разных направлений. Это происходит, прежде всего, благодаря вам, дорогие наши читатели. Каждый, открывающий издание, скачивающий на свой компьютер очередной номер, помогает сделать журнал привлекательным рекламодателям и авторам, которым интересно донести свои идеи геофизическому сообществу посредством издания, имеющего широкую аудиторию.

И таким изданием уверенно становится журнал «Приборы и Системы разведочной геофизики».

Тема очередного номера – **«Переобработка и переинтерпретация геофизических данных с применением новых технологий»**. Представленные статьи по обозначенной теме охватывают широкое разнообразие камеральных направлений. В работе специалистов МиМГО приведены результаты переобработки и интерпретации материалов по Восточной Сибири, где в сейсмическом волновом поле впервые для региона работ выделены «цветковые» или «веерные» структуры, характерные для систем разрывных нарушений сдвигового типа. Сотрудники Саратовского Государственного Университета рассказали о результатах переинтерпретации гравиметрических данных по Саратовскому Поволжью. Хорошие работы также подготовлены специалистами компаний «Геотек Сейсморазведка» и «РН-Шельф Арктика».

Мы сознательно не ограничиваем себя и наших авторов только обозначенной темой номера. В каждом журнале любой специалист может найти для себя новую и полезную информацию.

В этом выпуске мы начинаем серию статей, посвящённых проблематике геофизического сопровождения разработки месторождений, в том числе и методами пассивной сейсморазведки. Специалисты компании «Техобраз» рассказывают о комплексном подходе, использующем данные переобработки с выделением рассеянной компоненты волно-

вого поля. Тема геофизического сопровождения разработки месторождений становится все более востребованной. Возможно, в ближайшее время этой теме будет посвящен отдельный выпуск журнала.

А пока редакционная коллегия определила тематику двух ближайших номеров на следующий год: **«Невзрывные технологии сейсморазведки»** и **«Бескабельная телеметрия»**. Предложения по дополнительной тематике журнала на 2021 год приветствуются.

Это номер предновогодний. Мы хотим пожелать коллегам успешных проектов, несмотря на сложности сегодняшнего дня. Чтобы погода радовала, чтобы нефть дорожала, чтобы шли разведка и восполнение ресурсов, появлялись новые технологии.

Читайте журнал **«Приборы и Системы разведочной геофизики»**, рекомендуем интересные публикации коллегам, участвуйте в работе сообществ журнала в социальных сетях, предлагайте новые темы и идеи для дальнейшего развития издания. Ждем ваших работ и откликов на публикации в журнале

Всех вам благ!

Спасибо вам!

И с Новым годом!



Слонов
Дмитрий
Николаевич

Получение качественно нового представления о геологическом строении участка Восточной Сибири по результатам современной переобработки данных

■ Багрова И.А., Калинин А.Ю., Гаврилов С.С., Котова С.В., ЗАО «МиМГО», г. Москва

В данной статье показана эффективность применения современных технологий обработки с использованием методического подхода интерпретационного сопровождения для существенного повышения геологической информативности сейсмических материалов прежних лет на примере одной из площадей Восточной Сибири.

По результатам обработки и последующей интерпретации в сейсмическом волновом поле выделены «цветковые» или «веерные» структуры, характерные для систем разрывных нарушений сдвигового типа. Этот тип нарушений в исследуемом районе закартирован впервые.

За последнее десятилетие возможности обработки сейсмических данных существенно расширились. Значительное увеличение мощности программного обеспечения, а также интегрированные высокопроизводительные инструменты увеличили потенциал использования больших объемов геофизических данных в условиях сжатых временных графиков реализации проектов. Однако, качество решения поставленных геологических задач по-прежнему напрямую зависит от корректности кинематической и динамической обработки.

Исследуемая площадь работ расположена в пределах восточной части Сибирской платформы. История ее изучения начинается с 50-х годов XX века, ряд вопросов геологического строения этого сложно построенного региона и прилегающих территорий исследованы недостаточно полно, а существующие мнения по ним имеют нередко дискуссионный характер. Поэтому задача региональных исследований остается актуальной. В рамках построения новой сейсмогеологической модели привлекались имеющиеся архивные сейсмические данные 2D и 3D.

По результатам сейсмических съемок прошлых лет структурно-тектоническая модель площади оставалась не вполне

ясной. На временных срезах на локальных участках выделялись отдельные разрывные нарушения, которые не прослеживались по площади и не соответствовали какой-либо модели формирования. При этом было абсолютно ясно, что разрывные нарушения играют важную роль в модели углеводородного насыщения – распределение флюидов далеко не всегда подчинялось структурному фактору при достаточно выдержанных пластах-коллекторах. Эффективный комплекс поискового и разведочного бурения требовал создания четкой, адекватной структурно-тектонической модели.

Для этих целей было принято решение о выполнении переобработки сейсмических данных на основе применения современного методического подхода, включающего детальное интерпретационное сопровождение.

Временная переобработка сейсмического материала с сохранением амплитуд выполнялась на современном методическом и технологическом уровне по оптимально разработанному графу для данных сейсмогеологических условий. Для обработки использовался программный комплекс Geovation, в котором реализованы новейшие технологии в области геофизики, затрагивающие весь

спектр обработки и построения сейсмических изображений данных.

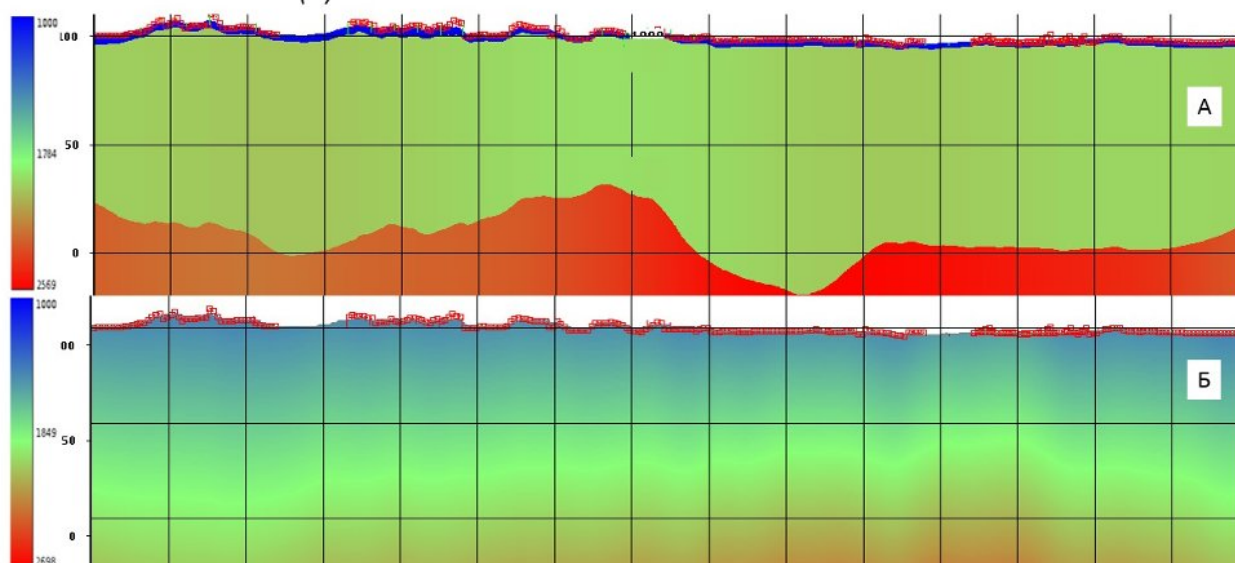
На объектах, расположенных в сложных сейсмогеологических условиях, искажение морфологии отражающих горизонтов и, как следствие, низкое качество построений структурно-тектонической модели сводят к минимуму эффективность новейших способов динамической обработки и интерпретации полученных материалов. Именно по этой причине важным этапом обработки являлся корректный учет скоростных неоднородностей верхней части разреза и решение кинематической задачи. Поверхностные сейсмогеологические условия исследуемой территории являются достаточно сложными и разнообразными: развитая речная сеть, множество озер, наличие в ВЧР угольных пластов, которые способствуют резким изменениям акустических параметров верхней части разреза и ухудшению качества полевой записи. Исходный сейсмический материал характеризуется средним качеством, что выражается главным образом в невысоком отношении сигнал/помеха (от 2 до 7 в целевом интервале), низкой преобладающей частоте (10-

15 Гц) и небольшой кратности ОСТ (56).

Проблема учета неоднородностей верхней части разреза при обработке известна и является частью общей задачи определения параметров среды по характеристикам рефрагированных волн. На территории Восточной Сибири сложность ВЧР определяется еще и высокой степенью изменчивости поверхностных слоев по латерали, связанной как с глубинными тепловыми потоками, которые приводят к тому, что подошва мерзлоты варьирует по глубине, так и с трапповыми интрузиями. [1]

Моделирование ВЧР реализовывалась двумя способами: классическая слоистая модель, где скорости и глубины слоев представляются гладкими функциями, при этом в каждом слое отсутствует вертикальный градиент скорости, и современная технология расчета сеточной модели, где область съемки по латерали и вертикали разбивается на ячейки, в каждом узле которых задается значение скорости (рисунок 1). По результатам комплексного интерпретационного анализа полученных данных наиболее точной является модель, полученная посредством томографичес-

▼ Рис. 1. Модели ВЧР в направлении одной из линий ПВ: классическая слоистая модель (А) и сеточная модель (Б).

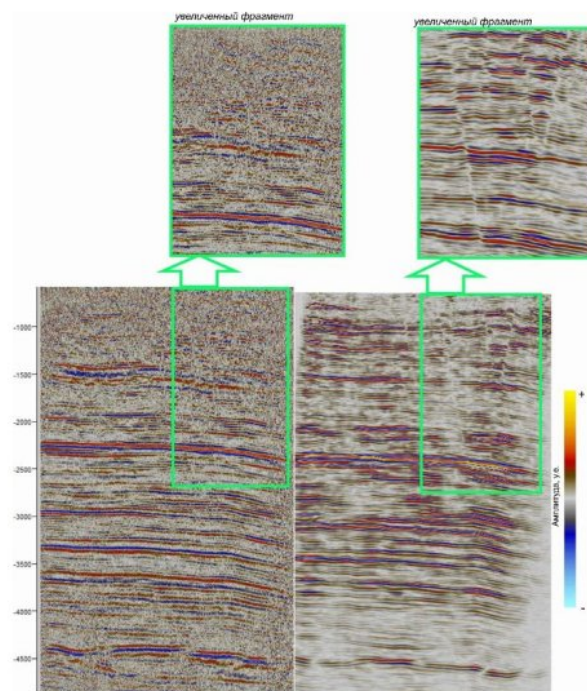


кой инверсии: карты полученных статических поправок четко отражают элементы неоднородности, на срезах кубов когерентности возрастает контрастность, анализ с привлечением скважинных данных показывает снижение дисперсии значений время-глубина для опорных горизонтов, уменьшение величин невязок в точках скважин и, соответственно, уменьшение корреляции с поверхностными условиями возбуждения сигнала.

Как известно, именно контрастность динамических параметров во многом определяет возможность однозначной корреляции в условиях развития сложных структур дизъюнктивных дислокаций.

Увеличение информативности волнового поля было достигнуто процедурами и алгоритмами, направленными на увеличение отношения сигнал/помеха несуммированных данных (редакция сейсмического материала, вертикальное восстановление амплитуд сейсмической записи, поверхностно-согласованная коррекция амплитуд, удаление волн-помех различного типа в разных сортировках, включая современные 3D процедуры, регуляризация сейсмических данных и их подготовка к миграционным преобразованиям, временная миграция до суммирования и обработка после миграции), а так же контролем со стороны интерпретационного сопровождения на всех этапах обработки посредством одномерного и двумерного моделирования по скважинам, расчетом и анализом седиментационных срезов в интервале интересов по ряду атрибутов, в том числе когерентность.

Окончательные временные разрезы демонстрируют улучшение атрибутов сейсмической записи: как структурных, характеризующих пространственную однородность волнового поля, направ-

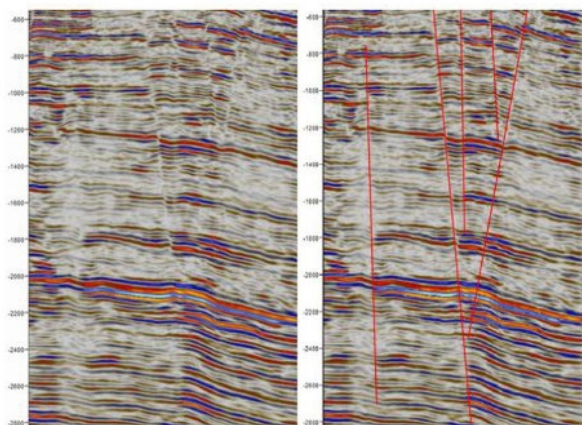


▲ Рис. 2. Сравнение обработки разных лет: слева - обработка 2014 г., справа - переобработка 2020 г.

ленных на детализацию и выделение структурных и тектонических элементов, так и динамических, косвенным образом отражающих изменение свойств изучаемой толщи (рис. 2).

По результатам переобработки 2020 г впервые на данной территории были закартированы выразительные присдвиговые «цветковые» или «веерные» структуры, характеризующиеся наличием веерообразных пучков ветвящихся разломов, имеющих основание в виде единой субвертикальной плоскости сдвига (рис. 3).

На сейсмических разрезах тектонические нарушения выделяются по вертикальному смещению осей синфазности и изменению амплитуд отраженных волн, а резкое снижение когерентности сейсмической записи в зоне дизъюнктивного нарушения является практически всегда его поисковым признаком. Сложные системы разрывных нарушений сдвигового типа на полученном сейсмическом массиве не только выделяются



▲ Рис. 3. Волновое поле сейсмического куба данных (без интерпретации нарушений и с интерпретацией).

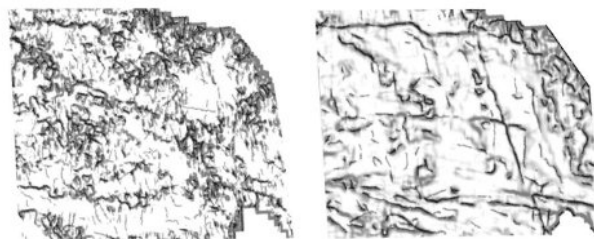
визуально, но и однозначно картируются по площади и в объеме на основе использования современных интерпретационных алгоритмов, таких как когерентность и их аналогов (рис. 4-6)

Таким образом, полученные результаты позволяют подойти к вопросу выделения перспективных объектов и размещению поискового и разведочного бурения на основе принципиально новой структурно-тектонической модели строения исследуемой территории.

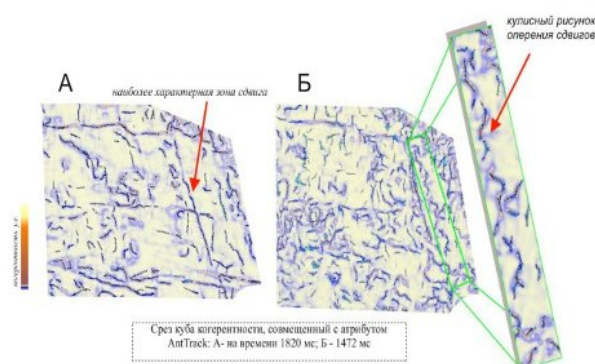
Заключение

Переобработка материалов с использованием казалось бы уже стандартных методов учета искажающего влияния верхней части разреза, с достижением необходимой и достаточной для решения геологической задачи разрешенности, динамической выразительности сейсмической записи и высокого отношения сигнал/шум, полученного путем эффективного подавления волн-помех различного рода с сохранением сигнальной составляющей, позволяет получить качественно новое представление о модели геологического строения исследуемого участка.

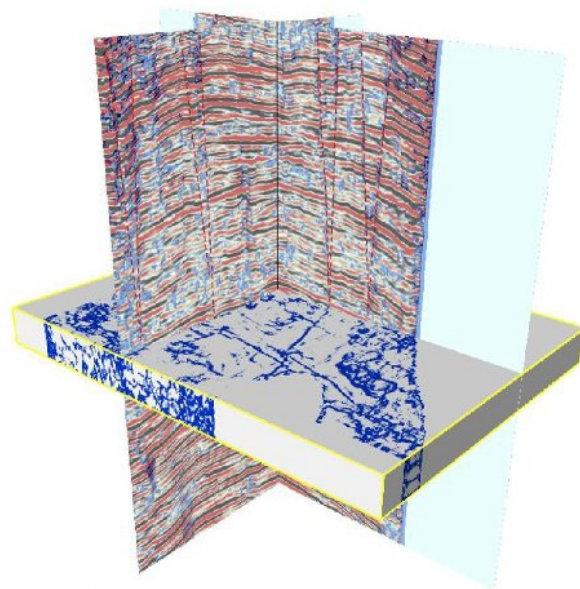
Особым, одним из главных условий достижения качественного результата



▲ Рис. 4. Срез куба когерентности, совмещенный с атрибутом AntTrack на времени 1820 мс, характеризующий систему тектонических нарушений: слева - обработка 2014 г., справа - переобработка 2020 г.



▲ Рис. 5. Срез куба когерентности, совмещенный с атрибутом AntTrack А - на времени 1820 мс, Б - на времени 1472 мс.



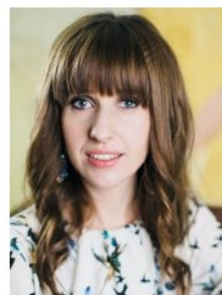
▲ Рис. 6. Совместная трехмерная визуализация и кубов амплитуд и когерентности.

является супервайзинг со стороны интерпретационного сопровождения в течение всего этапа обработки данных.

Литература:

1. В.С. Козырев, А.П. Жуков, И.П. Коротков, А.А. Жуков, М.Б. Шнеерсон. Учет неоднородностей верхней части разреза в сейсморазведке // Недра, 2003 с.10-18
2. И.И. Кубышта, В.А. Космынин, А.С. Горшенин, Д.А. Засыпкин. Оценка детальности и точности сейсмогеологической модели месторождения в зависимости от качества обработки на примере данных морской съемки МОГТ 3D // Газпромнефть НТЦ, 2017
3. С.С. Половников, В.Л. Табрин, С.В. Шабалин. Кинематическая обработка сейсморазведочных данных, полученных в сложных сейсмогеологических условиях // Научно-технический сборник ВЕСТА ГАЗОВОЙ НАУКИ, №3(35), 2018

Подробнее об авторах



Багрова
Ирина Александровна

Ведущий специалист сектора обработки сейсмических данных, руководитель группы интерпретационного сопровождения обработки ЗАО «МиМГО»



Гаврилов
Сергей Сергеевич

Директор ЗАО «МиМГО», кандидат геолого-минералогических наук



Калинин
Алексей Юрьевич

Главный геофизик, кандидат технических наук, заведующий сектором обработки сейсмических данных ЗАО «МиМГО»



Котова
Светлана Викторовна

Ведущий специалист сектора интерпретации сейсмических данных ЗАО «МиМГО»

Скользящее цифровое накопление при импульсном возбуждении упругих волн в движении по технологии GLIDE

■ Федоров А.Б., Череповский А.В., ПАО «ГЕОТЕК Сейсморазведка», г. Москва

Показаны возможности повышения качества первичных данных при импульсном возбуждении упругих волн по высокопроизводительной технологии GLIDE, когда электромагнитный источник «Енисей» работает в движении. Обработка линий возбуждения с единичными воздействиями на каждой точке, как правило, не позволяет получить исходные записи приемлемого качества. Однако имеется возможность существенного повышения отношения сигнал/шум на первичных сейсмограммах в процессе их регистрации за счет накопления записей на базе 40-50 м. При этом возможен вариант скользящего накопления с сохранением исходного мелкого шага между точками возбуждения. При изрезанном рельефе местности или неоднородной ВЧР, во избежание потери высоких частот необходимо выполнять не обычное вертикальное суммирование исходных записей, а скользящее цифровое накопление с учетом статических сдвигов, рассчитанных по ФВК накапливаемых сейсмограмм.

Актуальность возбуждения упругих волн в движении

Переход наземной сейсморазведки на новый технологический уровень, продолжающийся в России и за рубежом уже более 10 лет [5], выразился, в первую очередь, в резком увеличении плотности трасс, регистрируемых на 1 кв.км съемки 3D. Если при стандартных исследованиях 3D плотность трасс составляла 100-150 тысяч на кв.км, то в последние годы при высокоплотных производственных съемках 3D в России достигаются показатели от 1 до 5-6 млн. трасс на кв.км, а за рубежом (на открытой местности на Аравийском полуострове и в северной части Африки) – до 40-60 млн. трасс на кв.км.

Поначалу для достижения высокой плотности трасс акцент был сделан на уплотнение пунктов приема (ПП), то есть на сокращение расстояний между линиями приема и ПП. Соответственно, для этой цели применялись мега-партии с 40–50 тысячами каналов, а в отдельных случаях – до 200 тысяч каналов. Однако, очень высокая стоимость регистрирующего оборудования в таких мега-партиях и большой объем ручного труда для

установки и переноски десятков тысяч каналов многократно повысили стоимость высокоплотных съемок 3D, что препятствовало их дальнейшему распространению.

С другой стороны, плотность трасс в сейсморазведке 3D можно увеличить и за счет уплотнения пунктов возбуждения (ПВ) со стандартных 50-55 ПВ до 400-500 ПВ и более на 1 кв.км, но по экономическим причинам это возможно только в невзрывной сейсморазведке с высокопроизводительными источниками упругих волн, такими как вибрационные и импульсные. В настоящее время вибрационные источники наиболее популярны во всем мире, и при работах 3D по высокопроизводительным методикам с перекрытием свип-сигналов во времени достигаются показатели в десятки тысяч виброточек в сутки при использовании 30-32 тяжелых одиночных вибраторов в одной мега-партии [5].

Наша компания отличается от других сейсморазведочных подрядчиков тем, что уже более 20 лет мы производим и предлагаем всё более мощные импульсные источники «Енисей» с излучателями электромагнитного принципа

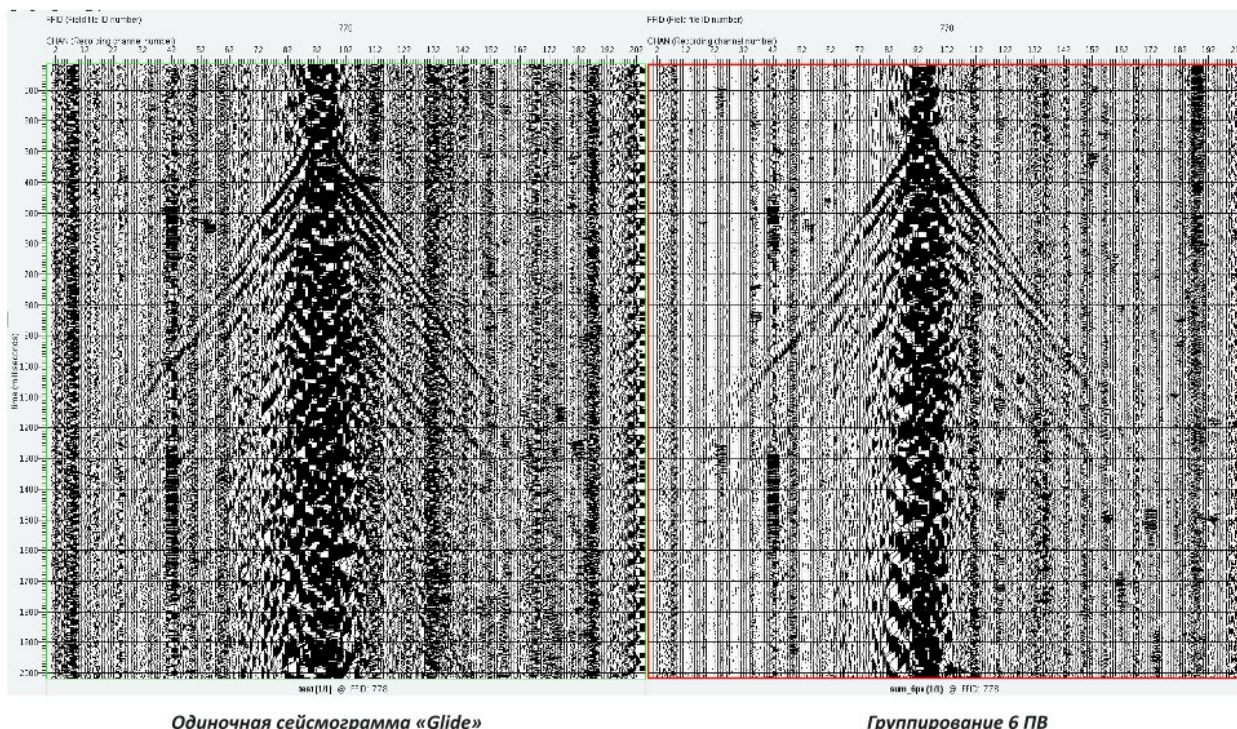
действия с обратным направлением движения инертной массы по отношению к возбуждаемой среде [3]. Для увеличения производительности работ с импульсными источниками В.А. Детковым много лет развивалась и активно пропагандировалась идея использовать источники «Енисей» в движении, со скоростью 2–3 км/час, что обеспечивает повышение производительности сейсморазведочных работ в 1,5–2 раза и позволяет превзойти показатели, достигаемые при отработке вибросейсмического профиля. Начиная с 2015 г. предприятием ООО «Эвенкиягеофизика», подразделением ПАО «ГЕОТЕК Сейсморазведка», в Восточной Сибири было проведено несколько экспериментов, целью которых было подтверждение возможности применения движущегося источника на суше – по технологии, названной GLIDE [2]. Результаты опытно-методических работ (ОМР) показали перспективность высокопроизводительной технологии GLIDE для решения поисковых и разведочных задач методами 2D и 3D.

Отметим, что при высокоплотных работах 3D со сгущенной сетью ПВ, отрабатываемых высокопроизводительными источниками, сеть ПП может быть даже разрежена для улучшения экономики полевых работ. Например, ПП могут быть установлены по равномерной сетке 100 на 100 м по обеим координатам площади работ, что дает 100 ПП на 1 кв.км. Естественно, в таком случае для регистрации данных гораздо удобнее не традиционные кабельные системы, а легкие и компактные автономные бескабельные системы. Мы полагаем, что особенно эффективно в комплексе с технологией GLIDE может применяться первая отечественная нодальная система «Открытие» [1, 4], разработанная

нашей компанией и отличающаяся от всех других бескабельных систем, имеющих на рынке, использованием широкополосных и высокочувствительных молекулярно-электронных датчиков, выпускаемых российской компанией R-sensors.

Как известно, поверхностные источники – как вибрационные, так и импульсные – слабее скважинного взрывного источника, в связи с чем при невзрывной сейсморазведке обычно применялось и применяется накапливание или «вертикальное суммирование» от 4 до 8 или даже 16 повторных воздействий на одной и той же точке. Практика высокоплотной сейсморазведки 3D показала, что результаты обработки данных, полученных по стандартной методике, преследующей цель получить высококачественные исходные записи с большим шагом наблюдений, менее информативны, детальны и достоверны, чем результаты обработки данных, полученных с мелким шагом ПВ и без накапливания. Но с точки зрения супервайзеров существует проблема приемки исходных высокоплотных данных с низким отношением сигнал/шум (С/Ш), измеряемом как отношение амплитуд записи после первых вступлений к амплитудам до них. При сильном ветре такое отношение С/Ш может снижаться до значений 1–2 при однократных воздействиях импульсными источниками «Енисей», вместо значений 10 и более при традиционном накапливании от 8 до 12 воздействий этого же источника.

Очевидным выходом из этой проблемы является группирование (вертикальное суммирование) исходных сейсмограмм на базе 25 или 50 м (рис.1). Но результаты ОМР показали, что суммирование соседних сейсмограмм, без учета



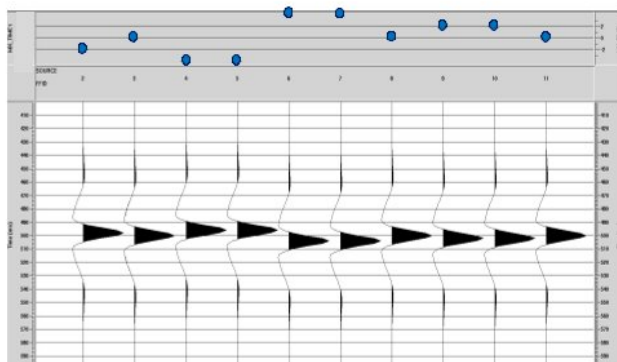
▲ Рис. 1. Сравнение одиночной сейсмограммы, полученной по технологии GLIDE, и результата группирования (суммирования) шести соседних ПВ. В отсутствие больших статических сдвигов обычное суммирование соседних сейсмограмм (непосредственно в процессе регистрации данных или на полевом ВЦ) позволяет резко снизить уровень случайных помех.

статических сдвигов между ними, хотя и повышает отношение С/Ш, особенно на низкочастотных глубоких горизонтах, одновременно ослабляет высокие частоты на более мелких целевых горизонтах и снижает разрешенность записи [2].

Здесь уместно вспомнить, что когда 15 лет назад компания Шлюмберже предложила использовать одиночные геофон-акселерометры (ГАК) с шагом 5 или 10 м вместо традиционных групп из 9–18 электродинамических сейсмоприемников с шагом ПП=50 м, исходные записи с ГАКАми были настолько зашумленными, что их не показывали Заказчику как исходный материал. Компанией Шлюмберже была разработана программа цифрового группирования соседних трасс (DGF = digital group forming) с расчетом и учетом статических сдвигов между суммируемыми трассами. Поз-

днее компания СЖЖ, также перешедшая на одиночные приемники при высокоплотных работах на Ближнем Востоке, разработала аналогичную по функциональности программу (DAF = digital array forming).

В случае технологии GLIDE естественно ожидать, что группирование (суммирование) соседних сейсмограмм – а еще лучше, их цифровое накапливание с учетом статических сдвигов – способно резко повысить отношение С/Ш на исходных данных, причем шаг ПВ по профилю необязательно увеличивать, если применять скользящее цифровое накапливание. Поскольку во время выполнения полевых работ статических поправок за ПП и ПВ еще нет, статические сдвиги между соседними сейсмограммами целесообразно рассчитывать с использованием функции взаимной корреляции (ФВК).

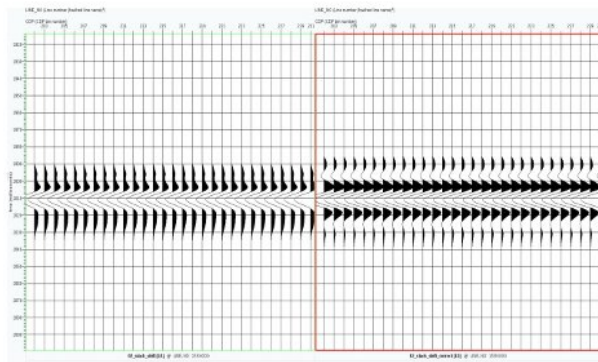


▲ Рис. 2. Функции взаимной корреляции соседних (ближайших) сейсмограмм по синтетическому профилю 2D. Наверху синими точками обозначены расчётные времена смещений максимумов ФВК, записанные в заголовки трасс.

Цифровое накопление импульсных сейсмограмм – синтетический пример

Для оценки влияния случайных временных сдвигов на эффективность группирования (суммирования) сейсмограмм и их цифрового накопления с учетом статических сдвигов мы использовали синтетические данные 2D, рассчитанные со следующими параметрами: шаг ПВ = 5 м, шаг ПП = 50 м, центральная активная расстановка из 121 канала, размер бина 25 м, и кратность суммирования 600. Синтетические сейсмограммы были получены с импульсами Рикера в частотном диапазоне от 20 до 80 Гц, частота дискретизации 2 мс.

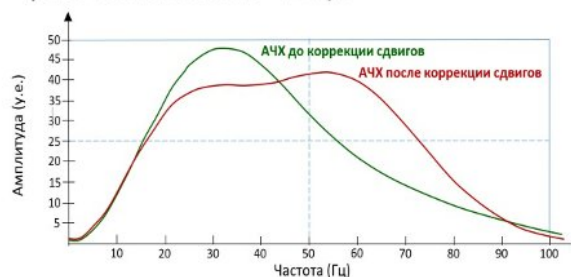
Моделирование случайных временных сдвигов для синтетических сейсмограмм было выполнено в диапазоне от -10 до +10 мс (шаг 1, 2, 5, 10 мс). Далее был выполнен расчет ФВК центральных сейсмотрасс соседних (ближайших) сейсмограмм по профилю 2D, и автоматически определены времена максимумов центра каждой ФВК. На рис.2 синими точками показаны расчетные времена смещений максимумов ФВК, занесенные в заголовки трасс. Рассчитанные нами



▲ Рис. 3. Фрагменты синтетических временных разрезов, полученных без учета (слева) и с учетом (справа) случайных сдвигов накапливаемых сейсмограмм. Интервал времен от 1920 до 2100 мс.

временные сдвиги, записанные в заголовки каждой сейсмограммы, были введены как статические поправки в синтетические данные 2D, и выполнено суммирование данных по ОГТ. В результате получены модельные временные сейсмические разрезы без учета статических сдвигов между суммируемыми сейсмограммами и с учетом этих сдвигов. На рис.3 мы видим существенные различия в форме импульса, отраженного от глубокого горизонта (на времени 2010 мс). Причиной этих различий слу-

▼ Рис. 4. Амплитудно-частотные характеристики записи на временных разрезах в интервале времен 1920-2100 мс (см. Рис.3). Зеленая кривая соответствует варианту «вертикального суммирования» (без учета статических сдвигов), а красная кривая – варианту «цифрового накопления» (с учетом статических сдвигов, рассчитанных по ФВК)..



жит потеря высоких частот при обычном суммировании соседних сейсмограмм, без учета статических сдвигов. Соответствующие АЧХ показаны на рис.4.

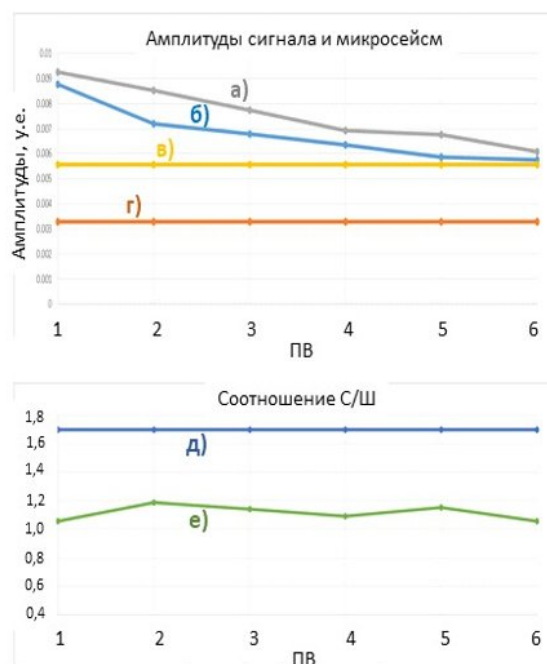
Результаты проделанного нами моделирования свидетельствуют о том, что случайные временные сдвиги между соседними сейсмограммами негативно влияют на качество временных разрезов. Опробованный нами расчет временных сдвигов с привлечением ФВК и определения времен максимумов центров ФВК на модельных данных дал положительный результат. Что касается реальных сейсмических данных, полученных с импульсными источниками «Енисей» при возбуждении упругих колебаний в движении, то необходим детальный анализ и, скорее всего, разработка дополнительных процедур для определения достоверных временных сдвигов между соседними сейсмограммами по достаточно большой группе трасс (не менее 10), чтобы осуществить успешное скользящее цифровое накопление.

- Рис. 5. Амплитуды записи после первых вступлений и до них для шести исходных суммируемых сейсмограмм и суммарной сейсмограммы (верхние графики) и отношения сигнал/шум для шести суммируемых сейсмограмм и суммарной сейсмограммы (нижние графики): а) амплитуды записи на шести исходных сейсмограммах в окне «сигнала» (после первых вступлений); б) амплитуды записи на шести исходных сейсмограммах в окне микросейсм (до первых вступлений); в) амплитуда в окне «сигнала» на суммарной сейсмограмме; г) амплитуда в окне микросейсм на суммарной сейсмограмме; д) отношение С/Ш на суммарной сейсмограмме; е) величины отношения С/Ш на шести исходных сейсмограммах.

Цифровое накопление импульсных сейсмограмм – полевые данные

Цифровое накопление было также опробовано нами на реальных полевых данных 2D, полученных по технологии GLIDE в Богучанском районе (Красноярский край) с максимальными расстояниями источник-приемник, равными 3000 м. Для исследования преимуществ цифрового накопления над обычным вертикальным суммированием сейсмограмм мы выбрали участок профиля с максимальным перепадом высот на базе 50 м, но этот перепад оказался не превышающим 3 м, и статические сдвиги шести соседних сейсмограмм оказались небольшими (среднеквадратическое значение равно 4 мс).

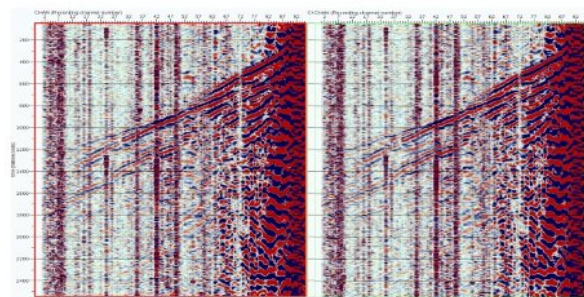
Как видно на рис.1, в условиях сильного ветра одиночные сейсмограммы, полученные по технологии GLIDE, характеризовались очень низким отношением С/Ш, и на них визуально не прослеживались полезные отраженные волны. Из-за очень высокого уровня микросейсм



амплитуды записи до и после первых вступлений на дальних трассах шести последовательных сейсмограмм (удаления 1500-3000 м) практически не отличались, и отношение С/Ш на исходных записях колебалось от 1,0 до 1,2 (рис.5). В то же время суммирование этих шести сейсмограмм (на базе 50 м) позволяет повысить отношение С/Ш до 1,7. Как мы видим на рис.1, амплитуда микросейсм закономерно снизилась при суммировании 6 ПВ, и в среднем она ниже, чем у одиночных воздействий источника «Енисей», более чем в 2 раза, что в свою очередь подтверждает правило: вертикальное суммирование давит случайный шум в $\sqrt{n}$ из количества суммируемых трасс или сейсмограмм.

Для повышения надежности расчета статических сдвигов между соседними сейсмограммами было выбрано 10 трасс в диапазоне средних удалений (1000-1600 м) и окно сигнала с наименьшими амплитудами нестационарных помех. Был выполнен расчет ФВК для 10 парных сейсмотрасс, а затем максимумы смещений ФВК были осреднены, и полученные значения занесены в заголовки трасс каждой исходной сейсмограммы. Далее полученные описанным образом статические поправки за ПВ использовались при цифровом накоплении сейсмограмм.

Из-за того, что рассчитанные по ФВК статические поправки за ПВ оказались небольшими, заметного повышения когерентности записи и улучшения прослеживания первых вступлений после цифрового накопления не было достигнуто, хотя «дребезг» первых вступлений и других регулярных волн визуально уменьшился (рис.6).



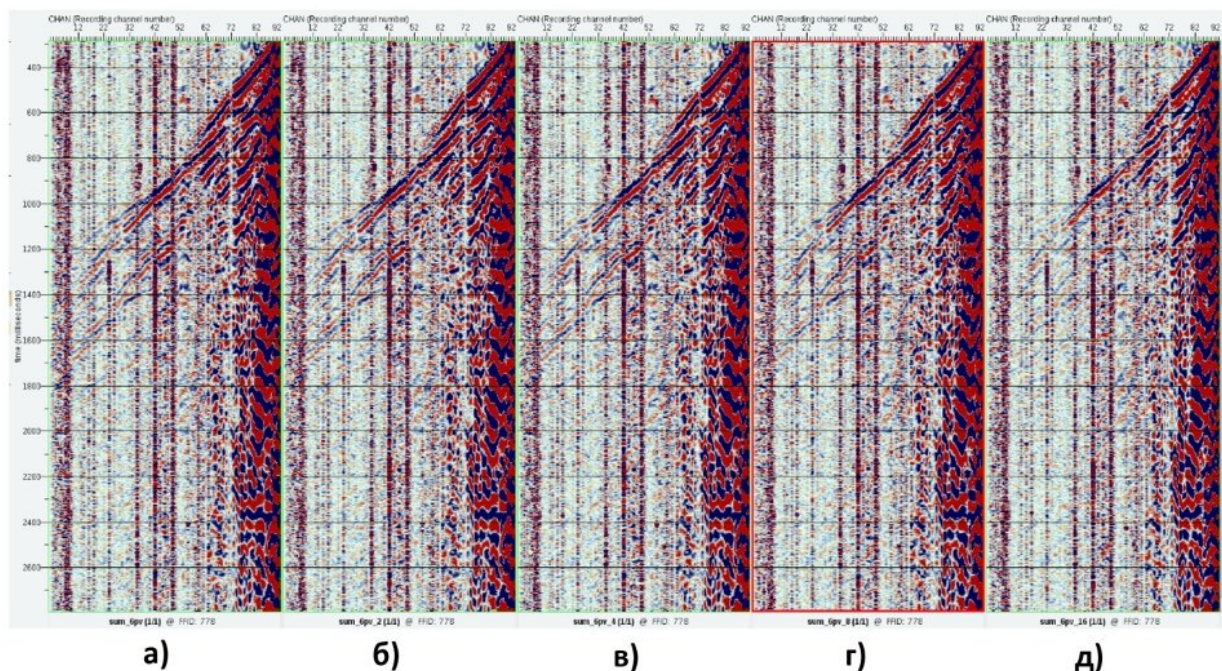
Обычное группирование 6 ПВ Цифровое накопление 6 ПВ

▲ Рис. 6. Сравнение результатов суммирования 6 последовательных ПВ: слева – обычное группирование (вертикальное суммирование), а справа – цифровое накопление с учетом статических поправок, рассчитанных по ФВК.

Чтобы проверить, при каких значениях статических поправок за ПВ регулярные волны начнут «разваливаться» – даже такие низкочастотные, как первые вступления – в те же 6 исследуемых сейсмограмм были четыре раза введены искусственные подвижки с увеличивающимися величинами (в мс):

-2	0	+2	0	-2	+2	(ср.-квадр. значение 1,63)
-4	0	+4	0	-4	+4	(ср.-квадр. значение 3,27)
-8	0	+8	0	-8	+8	(ср.-квадр. значение 6,53)
-16	0	+16	0	-16	+16	(ср.-квадр. значение 13,06)

Результаты суммирования исходных полевых сейсмограмм и четырех вариантов суммирования с разными уровнями искусственных подвижек показаны на рис.7. Первые вступления и другие низкочастотные регулярные волны начинают сильно ослабляться только при достаточно больших искусственных сдвигах со среднеквадратической величиной 13 мс. Но если бы на сейсмограммах были видны более высокочастотные отраженные волны, то нет сомнений, что они подверглись бы разрушительному влиянию несинфазного суммирования при искусственных сдвигах со среднеквадратическими величинами 4–6 мс.



▲ Рис. 7. Результаты группирования (суммирования) шести соседних сейсмограмм с различными искусственно привнесенными статическими сдвигами: а) без искусственных сдвигов; б) со сдвигами от -2 до +2 мс; в) со сдвигами от -4 до +4 мс; г) со сдвигами от -8 до +8 мс; д) со сдвигами от -16 до +16 мс.

Выводы и рекомендации

Данные, полученные с электромагнитным импульсным источником «Енисей» в движении (технология GLIDE), характеризуются низким отношением С/Ш на исходных сейсмограммах, как во всех случаях использования поверхностных сейсмических источников без накапливания. Однако, группирование (суммирование) 6-8 сейсмограмм на базе порядка 50 м может существенно снизить уровень регистрируемых микросейсм и примерно вдвое повысить отношение С/Ш. Такое суммирование не требует специального программного обеспечения и может выполняться непосредственно в процессе регистрации сейсмических данных или на полевом ВЦ в целях демонстрации потенциала технологии GLIDE. Скользящее суммирование исходных сейсмограмм позволит сохранить исходный мелкий шаг между ПВ.

Разумеется, для сохранения высоких частот на этапе обработки данных 2D и

3D, полученных по технологии GLIDE, следует выполнять не скользящее группирование (суммирование) сейсмограмм на базе 50 м, а их скользящее цифровое накапливание с учетом сдвигов, рассчитанных по ФБК выбранной группы трасс. Процедура цифрового накапливания позволит сохранить частотный состав зарегистрированных записей и получить высококачественные массивы высокоплотных данных.

Литература

1. Абдулвалиев М.Т., Тиссен А.П., Толкачев В.М., Череповский А.В., Первая отечественная нодальная бескабельная система «Открытие» с электронно-молекулярными датчиками. – «Приборы и системы разведочной геофизики», Саратов, №3(66)/2020, С.46-53.
2. Детков В.А., Баландин П.В., Копылов М.А., Технология возбуждения упругих колебаний в движении GLIDE. – «Приборы и системы разведочной геофизики», Саратов, №2(63)/2019, С.32-40.

3. Детков В.А., Бердюгин И.Н., Копылов М.А., Баландин П.В., Современные импульсные источники возбуждения сейсмических сигналов как перспектива замены вибрационных источников. – Совещание по привлечению предприятий оборонно-промышленного комплекса (ОПК) России к изготовлению геологоразведочного оборудования, АО «Южморгеология», Геленджик, 26-27 сентября 2019 года.

4. Тиссен А.П., Результаты ПАО «ГЕОТЕК Сейсморазведка» в развитии новых сейсморазведочных технологий. – Материалы геолого-геофизической конференции и выставки «Геоевразия-2020», Москва, 3–6 февраля 2020 г.

5. Череповский А.В., Наземная сейсморазведка нового технологического уровня. Издание второе, дополненное. – Москва, ЕАГЕ Геомодель, 2017, 252 с.

Подробнее об авторах



Федоров
Андрей Борисович
руководитель направления,
дирекция главного
геофизика ПАО «ГЕОТЕК
Сейсморазведка».
Окончил Тюменский
государственный нефте-
газовый университет
в 2006 г. по специаль-
ности «Геофизические
методы поисков и разведки
месторождений полезных
ископаемых».



Череповский
Анатолий Викторович
Главный специалист НТЦ,
ПАО «ГЕОТЕК
Сейсморазведка»,
канд. техн. наук.
Окончил геологический
факультет МГУ
им. Ломоносова
в 1980 г.
Автор и соавтор 38
научных публикаций
и докладов, двух
монографий по наземной
сейсморазведке
и англо-русского/
/русско-английского
словаря по прикладной
геофизике.

Анализ поля рассеянных волн для проектирования оптимальной траектории проводки скважины и расположения портов МГРП

■ Баранов В.Д., Киричек А.В., Митяев Е.В., АО «Техобраз», г. Москва
 ■ Кречетов А.В., Гапеев Д.Н., ООО «ГМК Цифра», г. Новосибирск

Введение

Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы углеводородов составляют существенную долю ресурсов нефтегазовых компаний. Месторождения с такими запасами имеют невысокую экономическую эффективность при разработке с существующим уровнем технологий, освоенности и доступности разрабатываемых территорий.

Для роста и поддержания высокого уровня добычи ТРИЗ применяются сложные дорогостоящие технологии - бурение горизонтальных и многоствольных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП). Успешность данных мероприятий напрямую зависит от подготовки дизайна и выбора месторасположения горизонтальной части ствола скважины, расположения портов МГРП. Продуктивная толща имеет сложное неоднородное строение, меняющееся как по латерали, так по вертикали. Зоны естественной трещиноватости и разуплотнения породы-коллектора, чередуются с участками с низкой проницаемостью. Прогнозировать эту изменчивость с помощью стандартных технологий сейсморазведки МОГТ или ГИС практически невозможно. МОГТ имеет ограничения метода по разрешенности, а ГИС дает характеристики лишь в пространстве рядом со скважиной.

Способность геологических слоев не только отражать волны, но и рассеивать сейсмическую энергию может дать необходимую информацию об изменчивых свойствах коллектора. Фокусировка рассеянных волн в местах их зарождения

производится специальными методами сейсмической миграции, позволяющими выявлять и картировать такие зоны разуплотнения породы.

Из полного волнового поля МОГТ вычитаются очень сильные (по сравнению с рассеянными) отраженные волны, являющиеся для данного метода волнами-помехами. Эффективным методом для исследования рассеивающих объектов является метод FractureCSP.

Метод FractureCSP позволяет получать временные кубы рассеянных волн, содержащие уникальную информацию о зонах трещиноватости (разуплотнения), которые при традиционной обработке сейсмических данных полностью теряются на фоне гораздо более интенсивных отражающих элементов. Метод CSP основывается на теории обратных и условно-корректных задач математической геофизики и суперкомпьютерных вычислениях [1]. На основе анализа разрезов и карт рассеянных волн, полученных по методу FractureCSP, выполняется прогноз зон распространения естественной трещиноватости.

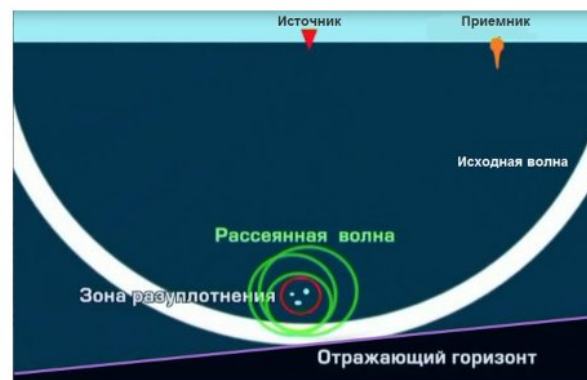
Для контроля за проведением МГРП разработана технология поверхностного микросейсмического мониторинга MicroseismicCSP, позволяющая решать традиционные задачи мониторинга ГРП, такие как локализация гипоцентров микросейсмических событий, отслеживание раскрытия и геометрических размеров трещин ГРП, включая их длину, высоту, асимметрию и азимут, а также проводить анализ интенсивности излучения микросейсмической энергии при

производстве ГРП. На основе решения обратной динамической задачи рассчитывается тензор сейсмического момента. Анализ тензора позволяет определять энергетические параметры микросейсмических событий, характеризующие процессы микросейсмической активности при производстве ГРП на каждой стадии. [4].

Одновременное применение и комплексная интерпретация результатов указанных технологий открывает новые возможности для эффективного проектирования горизонтальных участков стволов скважин и расположения портов МГРП. Ниже приведены примеры комплексной интерпретации поля рассеянных волн и данных микросейсмического мониторинга на месторождениях Западной Сибири.

Теоретические основы метода FractureCSP

Метод реализует строгое решение обратной задачи разделения полного волнового поля на отраженную и рассе-

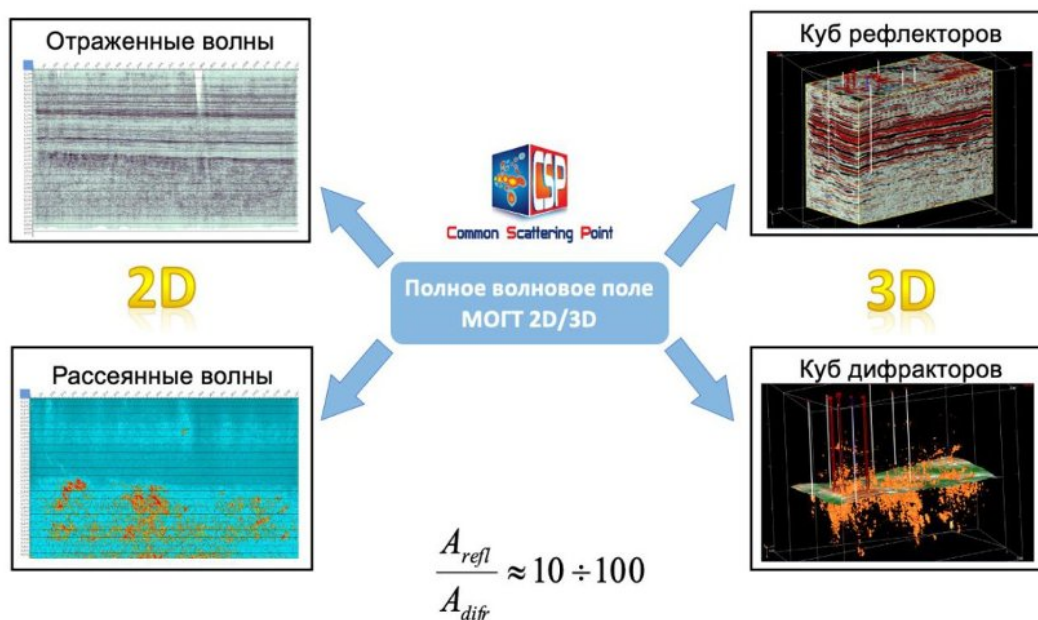


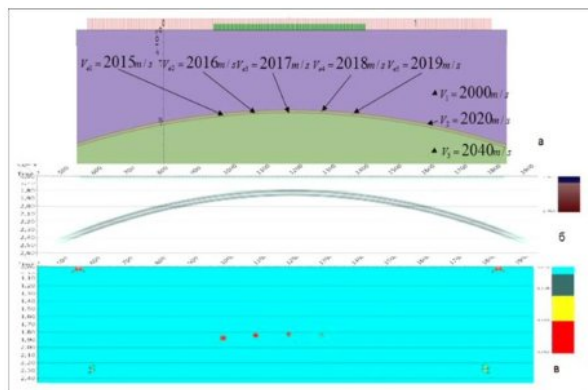
▲ Рис. 1. Визуализация образования рассеянной волны от зоны разуплотнения в трещинно-кавернозном коллекторе в сравнении с отраженной волной.

янные компоненты. Математически корректное разделение волн позволяет визуализировать невидимые при стандартной обработке сейсмических данных рассеивающие элементы (Рис. 1, 2).

Обработка стандартных сейсморазведочных данных по методу FractureCSP реализована в виде законченного графа в программном обеспечении «CSP-PSTM 2D/3D», предназначенного для работы на высокопроизводительных вычислительных кластерах. Метод CSP обладает

▼ Рис. 2. Разделение результатов обработки волнового поля на кубы рефлекторов (отраженные волны) и дифракторов (рассеянные волны).





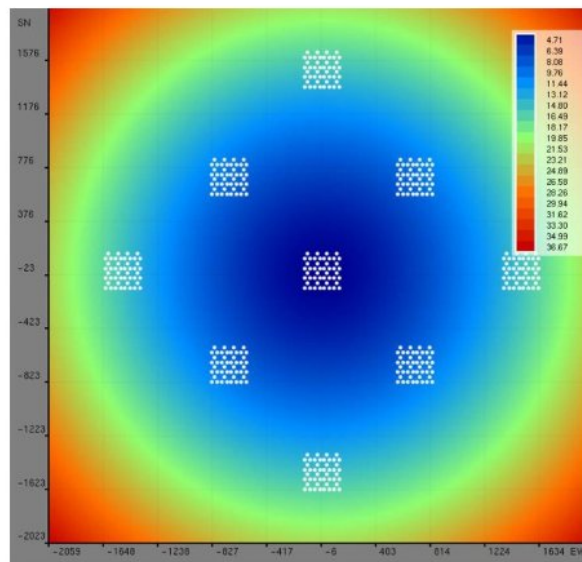
▲ Рис. 3. Разрешающая способность метода на примере антиклинальной складки.

высокой разрешающей способностью. На рисунке 3, в верхней части, изображена модель антиклинальной складки, использованной для расчета синтетических сейсмических данных. Модель состоит из трех слоев. Средний слой, толщиной 50 м, содержит круговые включения диаметром 40 м.

Численные расчеты показали, что амплитуды рассеянных на включениях волн, меньше амплитуд отраженных волн от 50 (левое включение) до 250 (правое включение) раз. На временном разрезе, полученном по стандартной технологии преломленной временной миграции (средняя часть рисунка), присутствуют только отражающие границы, а рассеивающие элементы совершенно не видны. Вместе с тем дифракторы очень хорошо видны на разрезе, полученном по методу CSP (нижняя часть рисунка).

Теоретические основы метода MicroseismicCSP

Микросейсмический мониторинг на месторождении УВС включает следующие этапы работ: проектирование, полевые работы, специализированная обработка и интерпретация результатов. На этапе проектирования необходимо иметь представление о возможностях



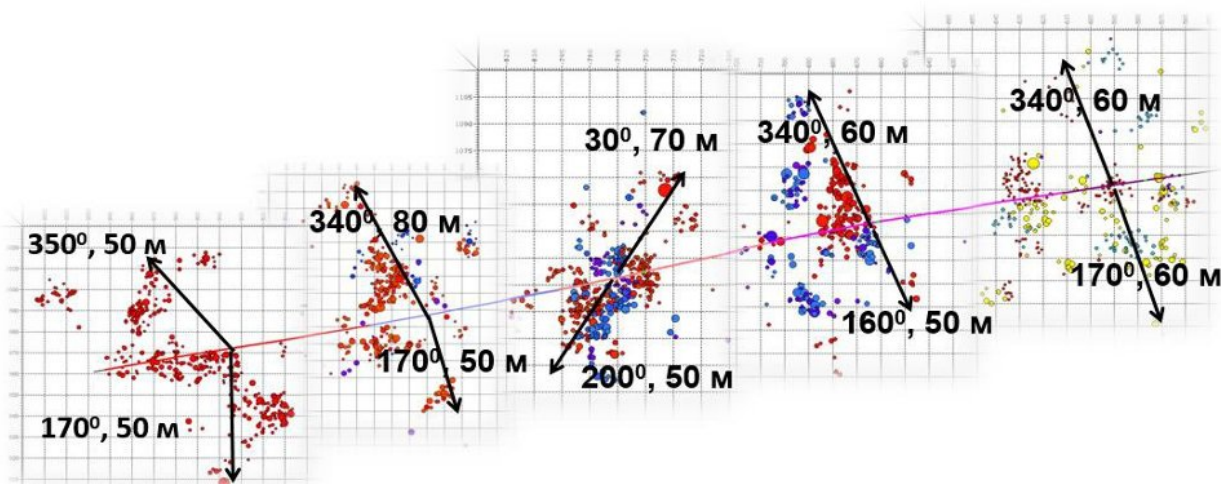
▲ Рис. 4. Результаты работы модуля проектирования полевой системы наблюдения на примере «патчевой» системы наблюдения (сеть малоапертурных групп).

метода, в частности, точности определения параметров микросейсмических событий (Рис. 4).

Задача локации микросейсмических событий в расширенном смысле включает определение координат, тензора сейсмического момента и формы импульса для каждого микросейсмического события. Метод MicroseismicCSP для решения задачи локации использует обращение годографа прямой волны и пересчет амплитуд в тензор сейсмического момента – естественным образом разделяется на обратную кинематическую и динамическую задачи [3].

Обработка данных микросейсмического мониторинга по методу MicroseismicCSP реализована в виде законченного графа в программном обеспечении «FracLoc», предназначенного для работы на высокопроизводительных вычислительных кластерах или серверах.

Проверка временных интервалов производства технологических операций многостадийного ГРП осуществляется



▲ Рис. 5. Зарегистрированные источники микросейсмической эмиссии в процессе МГРП и их геометрические параметры (проекция участка ствола скважины с портами на горизонтальную плоскость).

построением частотно-временных диаграмм процессов производства операций Замещения, Мини ГРП и основного ГРП. Определяются характерные частоты сейсмических помех, порождаемых работой технологического оборудования флота ГРП, проводится их фильтрация с применением режекторной, компенсационной, пространственной, полосовой и других типов фильтрации.

Пример совместного применения технологий на одном из месторождений Западной Сибири

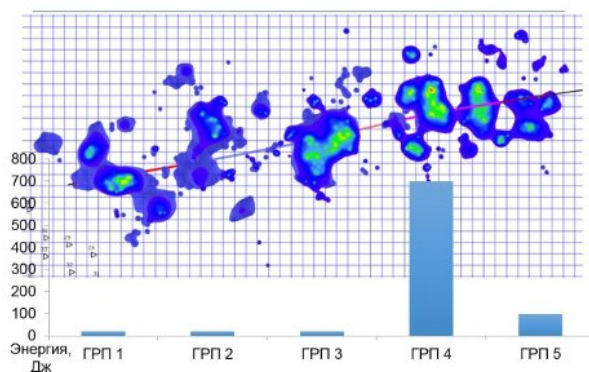
Месторождение расположено на территории ХМАО в Сургутском нефтегазоносном районе Среднеобской нефтегазоносной области.

На 1-м этапе исследований был проведен микросейсмический мониторинг процесса 5-ти стадийного МГРП в скважине с горизонтальным окончанием. Скважина пробурена в продуктивный пласт БС17 нижнемелового возраста, длина горизонтального участка ствола – 360 метров. В результате выполненных наблюдений и обработки данных установлены геометрические параметры созданных зон искусственной трещиноватости (рис. 5). Линейные размеры

области микросейсмической активности по обоим направлениям составляют порядка 50-70 метров. Линейные размеры области микросейсмической активности по глубине для пяти интервалов составляют порядка 20 метров. Установлено, что трещины разрыва развивались перпендикулярно стволу скважины, преимущественно в северо-западном и юго-восточном направлениях, симметрично для каждого интервала. Для первого и пятого интервалов наблюдаются микросейсмические события, распространяющиеся вдоль ствола скважины.

Анализ энергетических параметров микросейсмических событий, показал, что четвертая и пятая стадии МГРП (4 и 5 порт) выделяются повышенными значениями суммарной излученной сейсмической энергии (рис. 6.), максимальное число событий также зарегистрировано именно на этих стадиях.

На 2-м этапе выполнена специализированная обработка сейсмических данных 3Д в районе пробуренной скважины по технологии FractureCSP для выявления зон естественной трещиноватости. О наличие естественной трещиноватости в изучаемых отложениях неок-



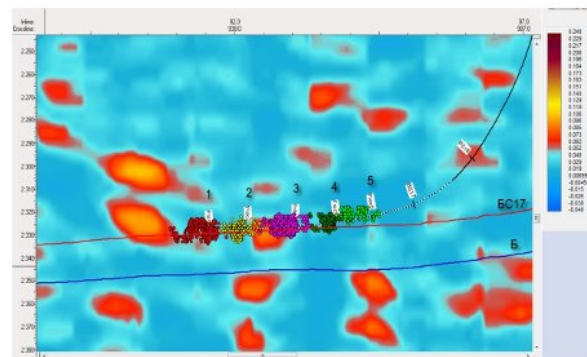
▲ Рис. 6. Горизонтальный срез изоповерхности плотности энергий и график суммарной энергии микросейсмических событий по каждому из портов.

ма (пласт БС17) свидетельствует множество факторов, приведем основные из них:

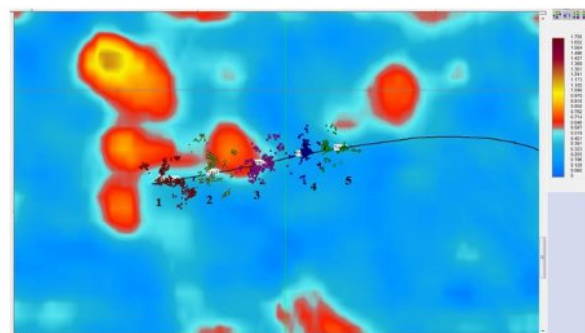
- Трещиноватость обнаружена в образцах керна и исследована в шлифах [5];
- Наличие смешанного типа коллектора установлено по типу КВД и результатам гидропрослушивания [2];
- Существенное расхождение дебитов газоконденсата, рассчитанных по проницаемости, определенной по данным интерпретации ГИС и газогидродинамических исследований [2];
- Наличие благоприятных факторов для формирования трещиноватости (тектоническая активность, АВПД, литологическая неоднородность, повышенная карбонатность).

Эти факторы позволяют интерпретировать повышенные значения амплитуд рассеянных волн в интервале залегания пласта БС17 как зоны естественной трещиноватости. На вертикальный срез куба рассеянных волн и фрагмент карты (рис. 7, 8.) точками нанесены зарегистрированные микросейсмические события (цвет соответствует стадии).

Детальное изучение рассеянных волн вблизи горизонтального участка ствола показало, что скважина вскрыла неболь-



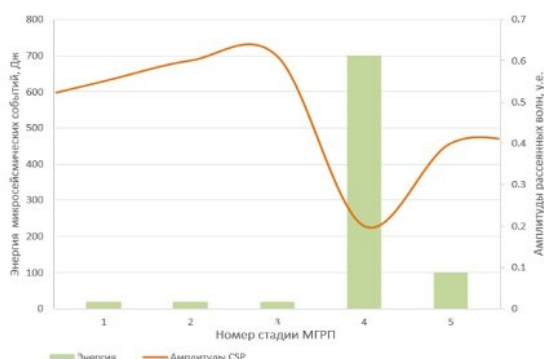
▲ Рис. 7. Вертикальный срез куба рассеянных волн вдоль горизонтального участка ствола. Цифрами указаны порты (стадии) МГРП.



▲ Рис. 8. Фрагмент карты амплитуд рассеянных волн в интервале пласта БС17 с микросейсмическими событиями. Цифрами указаны порты (стадии) МГРП.

шую зону естественной трещиноватости в районе портов 2-3. В процессе проведения 1-й стадии ГРП зафиксированы события, распространяющиеся до достаточно объемной зоны трещиноватости на севере. Предположительно, скважина после ГРП дренирует эту зону.

Порт 2 оказался рядом, а порт 3 непосредственно в зоне естественной трещиноватости, уже вскрытой (и, вероятно, дренируемой) скважиной, основное количество микросейсмических событий от этих стадий наблюдается именно в этой области. Порты 4 и 5 расположены в области с низкими амплитудами рассеянных волн, что указывает на отсутствие естественной трещиноватости; интервал представлен плотными, акустически

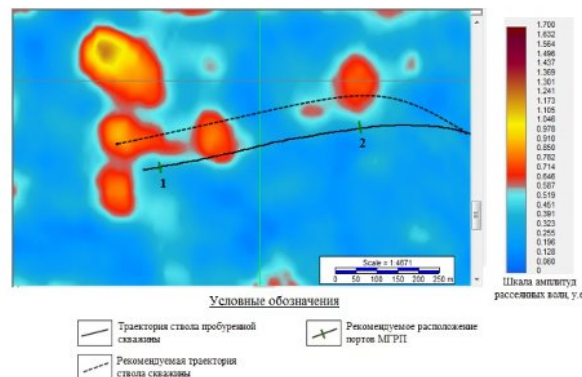


▲ Рис. 9. Сопоставление распределения энергии микросейсмических событий по портам с амплитудами рассеянных волн, зарегистрированных вдоль ствола скважины.

однородными породами, для гидроразрыва которых требуется значительная энергия. Данные наблюдения хорошо согласуются с результатами микросейсмического мониторинга: на 4 стадии ГРП зафиксирована наибольшая энергия эмиссии, количество и активность микросейсмических событий (рис. 9.).

Проведенные исследования полностью подтверждаются фактическими показателями работы скважины. После 1-й стадии ГРП дебит нефти увеличился практически в 2 раза (прирост 88%), что подтверждает предположение о включение в работу закартированной на северо-западе от забоя зоны естественной трещиноватости (рис. 4.). Незначительное (прирост менее 10%) увеличение дебита зафиксировано после ГРП на 3-й стадии; после проведения ГРП на остальных стадиях (4,5) прироста дебита не произошло. По нашему мнению, одна из главных причин неэффективности ГРП в этих портах — их некорректное расположение.

Имея перед проектированием работ информацию о фактическом распространении естественной трещиноватости в среде, можно было бы расположить порты оптимально, вблизи не вскрытых



▲ Рис. 10. Фрагмент карты амплитуд рассеянных волн с рекомендуемой траекторией ствола скважины и расположением портов МГРП.

скважиной зон трещиноватости, либо провести ствол скважины через них для максимального охвата. По результатам работ определена оптимальная схема расположения портов ГРП на горизонтальном участке пробуренного ствола скважины, а также рекомендуемая траектория горизонтального участка ствола скважины для максимального охвата зоны естественной трещиноватости (рис. 10.).

Выводы

Использование результатов комплексной интерпретации специализированной обработки материалов сейсморазведки по технологии FractureCSP и микросейсмического мониторинга по технологии MicroseismicCSP позволяет прогнозировать зоны естественной трещиноватости (разуплотнения) до бурения скважины и после него, при проведении ГРП, что может повысить эффективность поискового и эксплуатационного бурения. На основе комплекса технологий возможна оптимизация затрат при проводке ствола скважины, проектировании дизайна и расположения портов МГРП в скважинах-кандидатах.

Литература

1. Анохина Е.В., Ерохин Г.Н., Кремлев А.Н., Гапеев Д.Н., Киричек А.В. CSP - комплексный подход к задачам поиска и микросейсмического контроля разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородов // Сборник научных трудов "ВНИИНЕФТЬ" Технологии повышения эффективности разработки нефтяных месторождений. - М. - 2015. - № 152. - С. 45-65
2. Брехунцов А.М., Кучеров Г.Г., Стасюк М.Е. Типы коллекторов в отложениях ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. М. - 1998. - № 7. - С. 2-6.
3. Гапеев Д.Н., Потапов А.А. Линейная оценка погрешности локации микросейсмических событий // Геофизические технологии. – Новосибирск. – 2018. - №1. – с. 15-24.
4. Гапеев Д.Н., Калабин А.В., Киричек А.В. Опыт и перспективы практического применения микросейсмического мониторинга ГРП // Горизонтальные скважины 2017: сборник докладов 2-й Междунар. науч.–практ. конф., Казань, 2017.
5. Курчиков А.Р., Бородкин В.Н., Недосекин А.С., Смирнов О.А., Самитова В.И. Характеристика типа коллекторов пород ачимовской толщи севера Западной Сибири // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. - Тюмень. - 2015. - № 3. - С. 20-23.

Подробнее об авторах



Баранов
Валерий Дмитриевич

К.э.н., Генеральный
директор АО «Техобраз»



Киричек
Антон Владимирович

К.г.-м.н., Главный геолог
АО «Техобраз»



Митяев
Егор Владимирович

Исполнительный директор
АО «Техобраз»



Кречетов
Антон Вячеславович

Генеральный директор
ООО «ГМК Цифра»



Гапеев
Денис Николаевич

Зам. генерального
директора
ООО «ГМК Цифра»

Возможности, методы и примеры повышения качества переработки морских сейсморазведочных данных, как инструменты получения новой геолого-геофизической информации

■ Горбачев С.В., Никульников А.Ю., Нурмухамедов Т.В., ООО «РН-Шельф Арктика», г. Москва

В работе проанализированы современные тенденции обработки морских сейсморазведочных данных. Особое внимание сосредоточено на возможностях переобработки архивных результатов сейсморазведочных работ 2D и 3D с использованием актуальных методик и технологий. Показаны примеры переобработки для разных геологических условий и объяснено из-за чего получены улучшения. Освещено влияние качества данных на возможность переоценки результатов геологоразведочных работ и планирование дополнительных исследований.

Введение

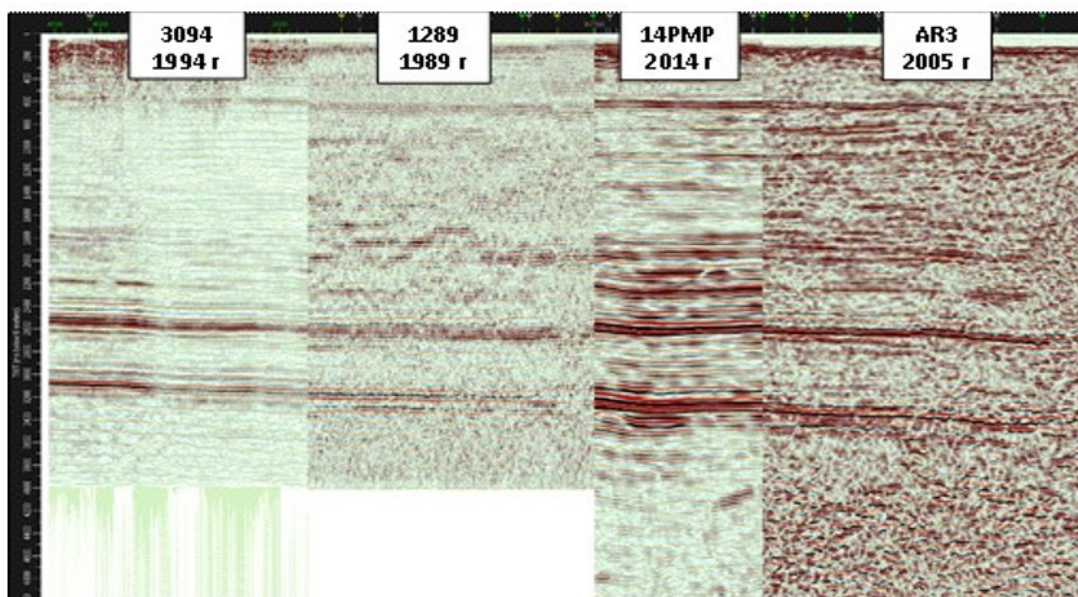
Обрабатываемые комплексы постоянно совершенствуются, многие подходы в обработке данных были предложены десятки лет назад. Сегодня, при стремительном росте вычислительных мощностей, воплощаются в жизнь и внедряются в повседневные графы обработки ресурсоемкие технологии, не имевшие возможности практической реализации ранее.

Необходимо помнить, что за периоды активного внедрения сейсморазведочных исследований, технологии и средства полевых наблюдений существенно

менялись и совершенствовались. Поэтому, одним из первостепенных вопросов, стоящих перед решением о переобработке архивных данных, является задача оценки возможности ее эффективного выполнения и получения прироста дополнительной геологической информации.

Опыт работы с морскими сейсмическими данными разных лет из разных регионов позволяет сделать некоторую классификацию сейсмических данных по степени их пригодности к обработке для решения кинематических и динамических задач. На Рис. 1 представлен комби-

▼ Рис. 1. Пример суммарного разреза по комбинированному профилю данных разных лет на шельфе Печорского моря.



нированный профиль 2D данных разных лет на одном из участков Печорского моря. Хорошо видно, что временные разрезы существенно отличаются друг от друга по качеству. Это связано как с методиками, технологиями и оборудованием, использованных при проведении полевых работ, так и с качеством выполненной обработки.

Предлагается ввести следующую классификацию в зависимости от технологий, методик, оборудования и времени выполнения полевых работ:

1. *Современные* – от начала 2000х годов до сегодняшних дней. В большинстве случаев данные приемлемого и хорошего качества, с помощью их переобработки возможно решение как кинематических, так и тонких динамических задач.

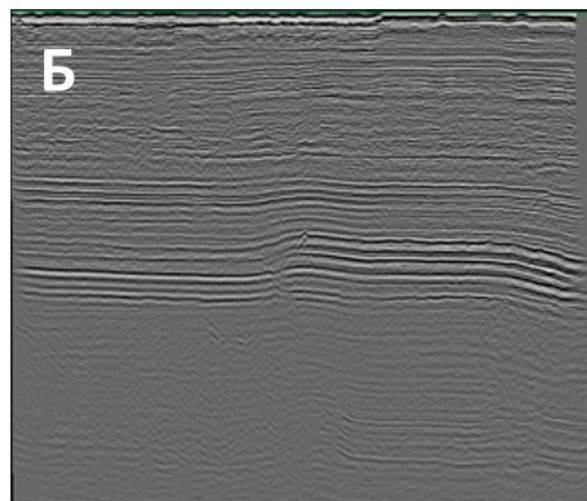
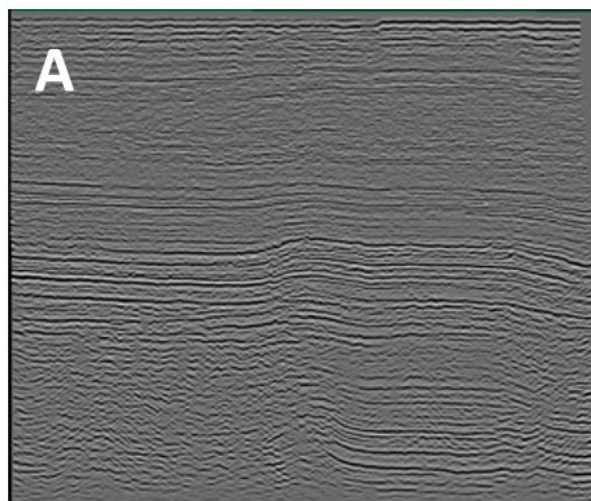
2. *Архивные* – полученные с середины 80х до начала 2000х. Это данные, полученные с разными методиками и технологиями. Среди них есть как очень хорошие, так и очень плохие, есть много удовлетворительного качества. Отметим, что переобработка большей части этих данных может помочь решить основные кинематические задачи. Что касается динамической оценки результирующих

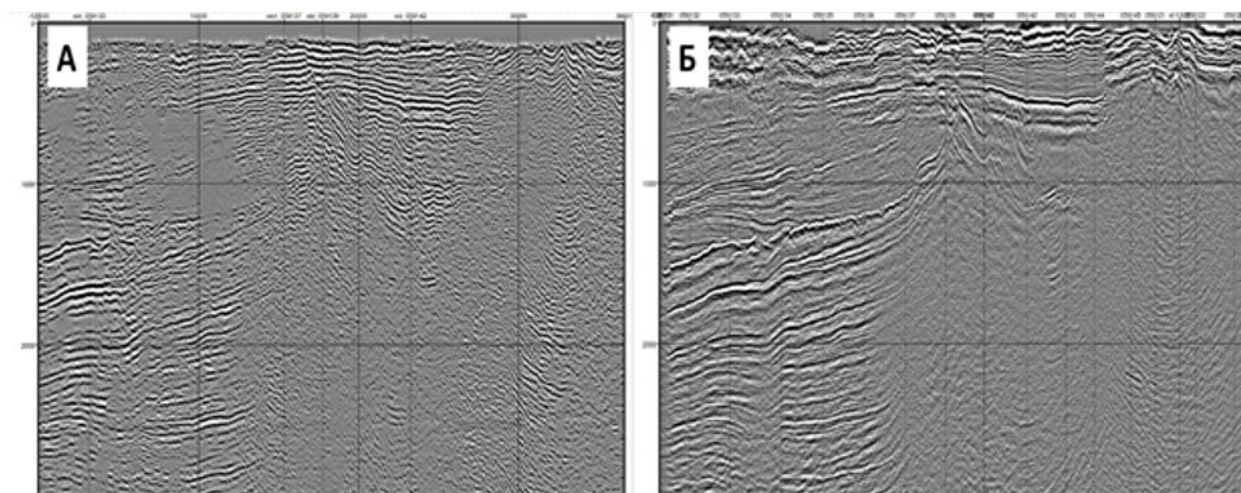
данных, то для принятия решения о переобработке требуется детальный анализ методики и качества выполнения полевых работ. Накопленный опыт показывает, что в некоторых случаях данные (в частности 1989 и 1991 гг), были пригодны для динамического анализа.

3. *Устаревшие* – данные полученные до середины 80х. Чаще всего работы выполнялись с очень редким шагом между пунктами возбуждения и приема, короткой приемной косой и нестабильными характеристиками оборудования. Во многих случаях переобработка таких данных не даст существенного прироста информации даже для структурной интерпретации, а динамический анализ выполнить будет и вовсе невозможно. Но при этом есть примеры успешной переобработки данных конца 70х, поэтому все данные необходимо детально анализировать.

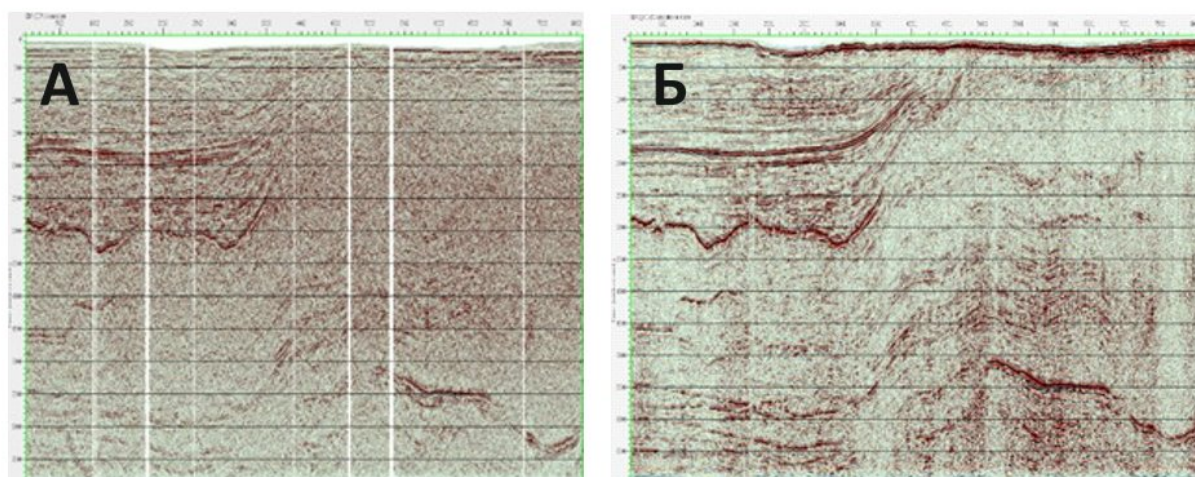
Кроме оценки качества полевых данных при принятии решения о переобработке необходимо учитывать, когда и как выполнялась их последняя обработка/переобработка. Как уже было отмечено выше, за последние 10-15 лет технологии обработки морских сейсморазведочных данных значительно шагнули впе-

▼ Рис. 2. Фрагменты временных разрезов данных 1995 года шельфа Печорского моря архивной обработки (А) и современной переобработки (Б).





▲ Рис. 3. Фрагменты временных разрезов данных 1991 года шельфа Печорского моря архивной обработки (А) и современной переобработки (Б).



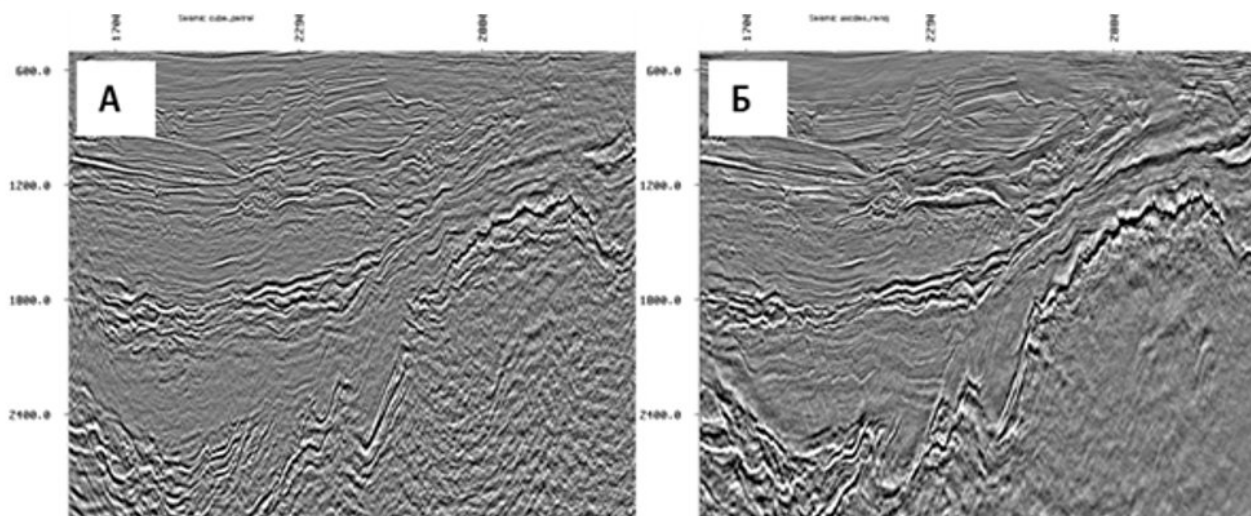
▲ Рис. 4. Фрагменты временных разрезов данных 1985 года шельфа Баренцева моря архивной обработки (А) и современной переобработки (Б).

ред. Даже последние 5 лет характеризуются внедрением в базовый граф процедур, которые позволяют более аккуратно работать с характеристиками сигнала и получать значительные преимущества как по форме сигнала, так и целиком в изображении среды (Рис. 2, 3 и 4).

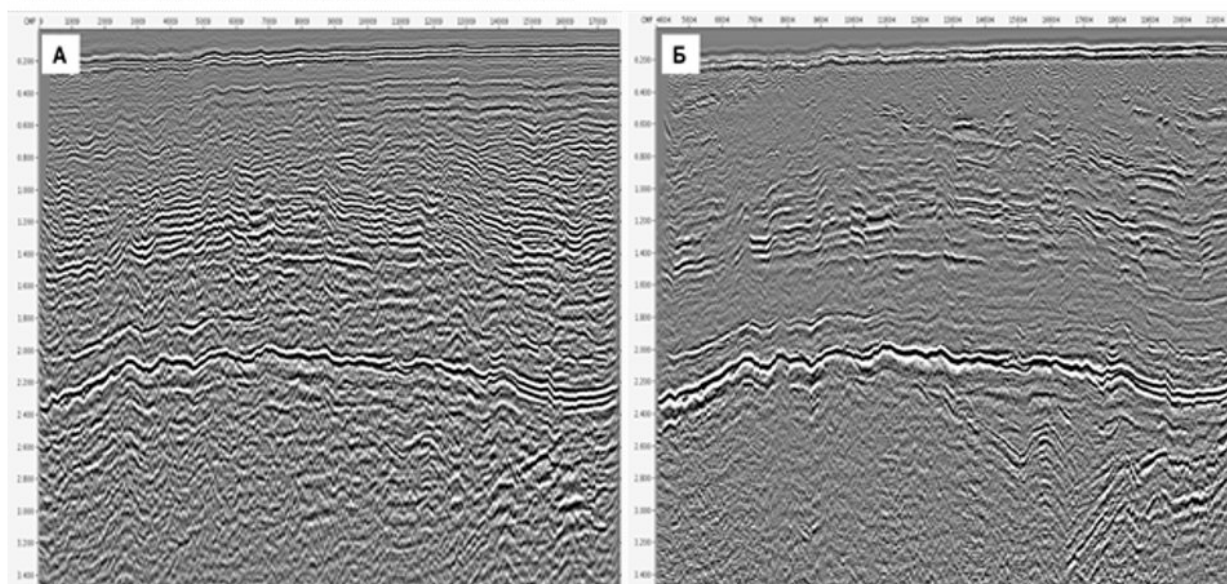
Среди всех процедур графа обработки, по нашему мнению, наибольший эффект в получении «новых» изображений по «старым» сейсмическим данным достигается за счет внедрения современных процедур сигнальной обработки, таких как: адаптивное подавление вторичной пульсации и волн-спутников [1, 7], итерационное подавление линейных и крат-

ных волн-помех [2, 3], пространственная регуляризация данных и различные технологии получения сейсмического изображения в глубинной области, включая алгоритмы подбора глубинно-скоростных моделей (ГСМ).

Важным элементом обработки и особенно переобработки является интерпретационное сопровождение работ и количественный анализ промежуточных результатов [5]. Это позволяет на всех стадиях обработки детально анализировать как качество данных, так и влияние процедур на решение поставленных кинематических и динамических задач. По результатам выполненной



▲ Рис. 5. Фрагмент временного разреза данных 2009 года шельфа о. Сахалин обработки того же года (А) и переобработки 2019 года (Б), выполненной с использованием технологии подавления волн-спутников.



▲ Рис. 6. Пример обработки данных шельфа Баренцева моря 2005 г. (А) и переобработки с использованием современных алгоритмов подавления кратных волн (Б).

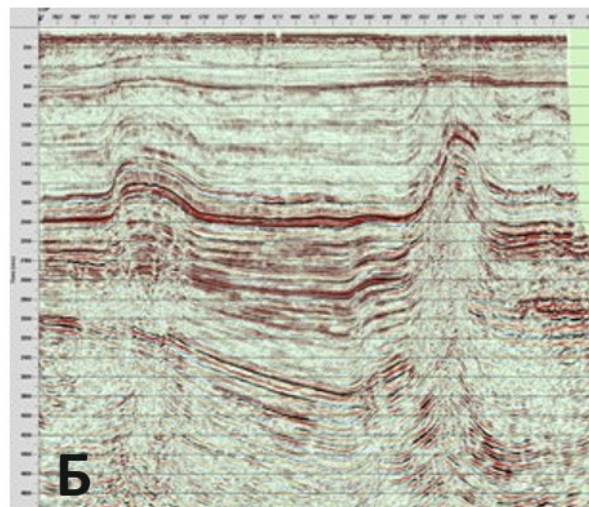
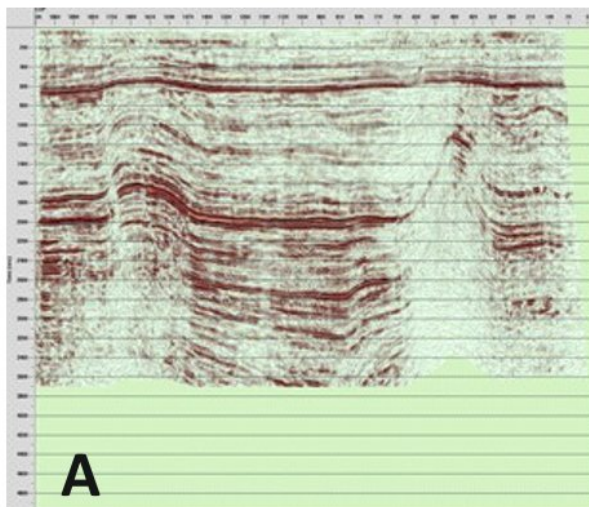
работы можно будет сделать выводы о применимости переобработки со схожими методиками и технологиями для аналогичных геолого-геофизических условий и разработать базовые графы обработки.

Рассмотрим более подробно некоторые эффекты от применения вышеописанных процедур и сравним результаты архивной и современной обработки.

Одна из основных задач обработки - это корректное выделение сейсмического сигнала от реальных геологических

объектов из общего поля волн различного типа, поэтому на всех этапах работ должен осуществляться тщательный контроль за выделением и ослаблением энергии волн-помех.

Как известно, характерной особенностью морских сейсморазведочных данных является наличие волн-спутников и вторичных пульсаций источников. На данный момент, по нашему мнению, наиболее эффективным способом их подавления является моделирование указанных помех с использованием записи гидрофонов ближней зоны и



▲ Рис. 7. Фрагменты разрезов по данным 2004 г. шельфа Печорского моря: А – результат обработки прошлых лет с использованием PSDM; Б – результат переобработки с использованием PSDM.

последующим адаптивным вычитанием [1] (Рис. 5). К сожалению, данная методика применима только к современным данным и, конечно же, только в случае наличия необходимой информации.

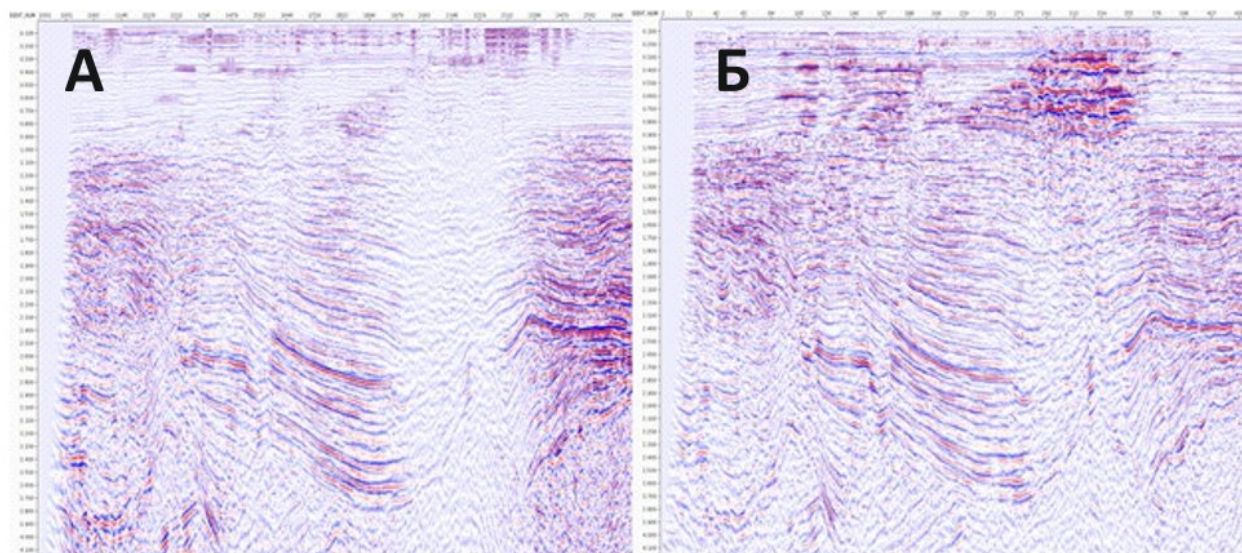
Другой существенной проблемой при морских исследованиях являются многократно отраженные волны от границ водного слоя и придонных слоев. До середины 2000-х годов данная задача в основном решалась с помощью параболического преобразования Радона и таур-деконволюции. Следующим шагом развития технологий были алгоритмы SRME и WEMA. В начале 2010-х стали появляться и внедряться методы подавления кратных волн (MWD, SWD, DWD, SPMA), ориентированные на небольшие глубины моря (до 300 м). Основным их отличием является возможность корректного моделирования кинематики и динамики кратных волн при отсутствии ближних удалений, что характерно для данных полученных с буксируемой косой и весьма критично при малых глубинах моря [2,3]. На рисунке 6 представлены результаты переобработки, где четко видна разница в степени подавления кратных волн относительно архивной обработки.

В настоящее время получила широкое применение глубинная миграция до

суммирования (PSDM), но до 2000-х она применялась редко в связи с высокими требованиями к вычислительным ресурсам. В последнее время даже наблюдается некоторая тенденция исключения временной миграции до суммирования из графа полной обработки как ненужной и менее эффективной по сравнению с глубинной [6]. Первая зачастую выполняется лишь в графе экспресс-обработки для повышения и улучшения качества экспресс-интерпретации, придя на замену миграции по суммарным данным.

Кроме самих миграционных преобразований значительные результаты достигнуты в методиках получения детальных скоростных характеристик изотропных и анизотропных сред, в том числе с учетом поглощения (Q-фактора). На рисунке 7 представлен разрез первичной обработки и новой переобработки. Видно, что кроме существенных отличий в изображении геологических объектов, в частности более низкой разрешенности, результаты предыдущей обработки были получены с необоснованными ограничениями по апертуре и глубине миграции.

Еще одной важной задачей для глубинной миграции является учет аномалий верхней части разреза, которые



▲ Рис. 8. Фрагменты разрезов по данным 2010 г. шельфа Восточно-Сибирского моря: А – результат предыдущей обработки с использованием PSTM; Б – результат переобработки с использованием PSDM.

влияют на нижележащие горизонты существенно искажая геометрию и амплитуды отражений. На рисунке 8 представлены фрагменты разрезов после первичной обработки с применением временной миграции до суммирования и после переобработки с глубиной миграцией и построением детальной глубинно-скоростной модели [4]. Наглядно видно, что учет скоростных аномалий, связанных со скоплением газа, и сам алгоритм PSDM позволяют лучше сфокусировать отражения в нижележащих интервалах, что алгоритм временной миграции не способен сделать. Поэтому выбор типа миграции (временная или глубинная) в таких условиях вполне очевиден.

На представленных примерах показано применение современных технологий временной и глубинной обработки, позволяющих получить существенно улучшенные данные для геологического анализа отдельных объектов и целых районов работ. Это позволяет выделить поисковые зоны как с простыми геологическими объектами, так и с более сложными ловушками тектонического и литологического типа. Переоценка уже существующих геологических объектов с использованием данных переобработки

позволяет по-новому взглянуть на перспективы уже давно изучаемых объектов и выбрать оптимальную стратегию изучения новых территорий.

Заключение и выводы

Мир технологий обработки постоянно меняется, что дает возможность переоценивать уже давно выполненные работы в различных регионах с целью доизучения геологического строения и выявления новых потенциальных объектов.

Как показано в работе, даже достаточно старые данные, полученные более 30 лет назад, могут быть качественно переобработаны и по ним можно получить новое представление о геологических объектах. При этом данные, обработанные 3-5 лет назад, так же эффективно могут быть переобработаны с применением современных технологий.

Мы надеемся, что методики и технологии обработки сейсморазведочных данных и далее будут активно развиваться и совершенствоваться. Это позволит с каждым годом получать все более достоверные результаты и эффективнее использовать их не только в целях разведки, но и для решения некоторых задач

разработки, в частности с помощью 4D сейсморазведки.

По нашему мнению, залогом любой успешной обработки и переобработки данных является качественное и профессиональное интерпретационное сопровождение работ, тестирование и внедрение современных алгоритмов и технологий.

Литература

1. Валькова Е.В., Корнев А.С., Нагаев Р.Р., Никульников А.Ю., Горбачев С.В., Нурмухамедов Т.В., Векшин Р.В. Технология подавления волн-спутников с использованием данных гидрофонов ближней зоны при обработке морских сейсмических данных // 22-я научно-практическая конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа «Геомодель 2020», сентябрь 2020.

2. Денисов М.С., Кобзов А.А., Музыченко Е.Л., Горбачев С.В., Никульников А.Ю., Нурмухамедов Т.В. // Разработка методики ослабления кратных волн и пример ее применения на данных, полученных в различных зонах акватории Баренцева и Карского морей // Технологии сейсморазведки, №1, 2017.

3. Корнев А.С., Савицкий Л.М., Кибальчик В.Я., Горбачев С.В., Никульников А.Ю., Нурмухамедов Т.В. Особенности обработки сейсмических данных на шельфе Баренцева моря в условиях «жесткого» дна // Геофизика, 3, 2019.

4. Литвинов С.И., Бекешко П.С., Соколов Е.А., Хабибуллин И.И., Новиков С.С., Горбачев С.В., Чибисов В.С. Применение современных технологий обработки для улучшения сейсмического изображения и получения новой геологической информации на примере сейсморазведочных данных Восточно-Сибирского моря // Научно-практическая конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа «Геомодель-2019», Геленджик, 9-13 сентября 2019.

5. Никульников А.Ю., Горбачев С.В., Мясоедов Д.Н., Нурмухамедов Т.В. Примене-

ние количественного контроля качества в процессе обработки данных сейсморазведки // Геофизика, 1, 2019.

6. Попова А.Б., Горбачев С.В., Самаркин М.А., Курин Е.А. Особенности обработки 3D данных при решении сложных задач, приуроченных к газовым аномалиям шельфа Сахалина // Нефтяное хозяйство, 4, 2019.

7. Филимонов А.В., Горбачев С.В., Ланцев В.В., Хохряков В.Н., Степанов Н.А. Особенности ослабления вторичных пульсаций источника при обработке морских сейсмических данных разных лет // Приборы и системы разведочной геофизики, Саратов, №1-2, 2018.

Благодарности

Авторы выражают большую благодарность всем коллегам из различных компаний, которые принимали активное участие во всех работах и были получены представленные результаты.

Подробнее об авторах



Горбачев
Сергей Викторович

к.т.н., начальник
Управления реализации
ГРП ООО
«РН-Шельф-Арктика».



Никульников
Алексей Юрьевич

к.т.н., старший геофизик
Управления реализации
ГРП ООО
«РН-Шельф-Арктика».



Нурмухамедов
Тимур Ваисович

начальник Отдела
геофизики Управления
реализации ГРП ООО
«РН-Шельф-Арктика».

Геологическая природа формирования гравитационного поля Левобережья Саратовской области

■ Волкова Е. Н., Артемьев А. Е., Баукова Н. Н., Санникова Е. П., геологический факультет ФГБОУ ВО «СГУ им. Н.Г. Чернышевского», г. Саратов

В статье представлен небольшой участок обширной площади Левобережья Саратовской области, в рамках которой были переобработаны и переинтерпретированы данные высокоточной гравиметрической съемки. По результатам исследований очевидно, что аномалии поля силы тяжести в редукции Буге формируются глубоко залегающими плотностными неоднородностями рифея и структурными особенностями контактов пород этого возраста.

Уточнение геологического строения территории - традиционные для геологоразведки целевые исследования, выполняемые по результатам работ с разнообразной физико-геологической основой. С этой целью на участках Саратовского Левобережья были переобработаны и переинтерпретированы данные гравиразведочных съемок. Задача такого рода потребовала разбора прежнего гравиметрического материала, его детальный анализ выявил значительные отличия уровней изолиний сопредельных съемок; большое количество забракованных точек наблюдения; некорректный учет значений плотности промежуточного слоя при вычислениях. Эти емкие недостатки были учтены при переобработке гравиметрических съемок на шести участках и тридцати отдельных профилях в рамках Степновского сложного вала (работа выполнена под руководством Щепотьева В.Н., при участии Барулина Д.А. и др.).

В итоге получена кондиционная карта аномалий поля силы тяжести в редукции Буге в едином закодированном уровне.

Дальнейшая методика обработки и интерпретации включала процедуры, связанные с анализом априорных геолого - геофизических данных с целью формирования плотностных моделей разрезов; с созданием в электронном виде банка данных гравиразведочной информации с целью вычисления трансформа-

ции; с трехмерным и двумерным моделированием с целью оценки прямых эффектов от различных геологических факторов.

Существует точка зрения, что в пределах Степновского сложного вала к началу девонского времени сохранились рифейские «останцы» высотой до 150-200 м [2,5]. Для выявления аномалеобразующих эффектов, связанных с додевонским рельефом, необходимо предварительно исключить поля, природа которых известна нам по данным сейсморазведочных работ и бурения. Эта процедура означает введение геологической редукции за влияние рельефа известных отражающих границ, мощностей и плотностных особенностей геологического разреза.

Таким образом, к задаче уточнения геологического строения участков прибавилась задача изучения природы аномалий силы тяжести для выявления основных аномалеобразующих факторов (от додевонского рельефа, от поверхности палеозоя, от локальных объектов, от разрывных нарушений).

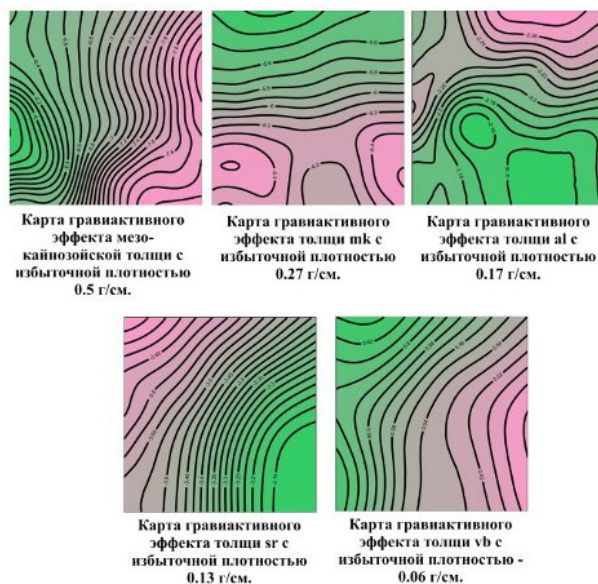
Материалами для интерпретации явились не только планы изоаномал в условном уровне, графики Δg по отдельным интерпретационным профилям и геологические разрезы, но и результаты изучения физических свойств горных пород, материалы других геофизических съемок, применявшихся в комплексе с гравиразведочными исследованиями.

На участке северной части Степновского сложного вала (Шумейская площадь), учитывая опыт предыдущих исследований [1,3,4], геолого-геофизические модели формировались из литолого-стратиграфических комплексов, охарактеризованных средневзвешенными значениями плотностей между соответствующими отражающими горизонтами: nJ -подошва юрских отложений, nC_2^{mk} -подошва мелекесских отложений, nC_1^{al} -подошва алексинских отложений, nD_3^{sr} -подошва саргаевских отложений, nD_2^{vb} -подошва воробьевских отложений.

Граница раздела терригенных отложений мезокайнозойского и карбонатного комплекса палеозойских отложений обладает хорошими отражающими свойствами и является опорным отражающим горизонтом – nJ с перепадом плотностей $+0,5 \text{ г/см}^3$. Ниже терригенных отложений залегают комплексы, плотность которых практически не меняется относительно среднего значения $2,6 \text{ г/см}^3$.

Гравиактивный эффект от мезокайнозойской толщи составил 2.6 мГал при изменении значений на всем участке от -4 мГал на севере до +2 мГал на юге. Рельеф расчетной карты Δg рисунка 1 обусловлен рельефом отражающего горизонта nJ и характеризуется субмеридиональным простиранием, в отличие от наблюдаемого поля рисунка 2.

Последовательный расчет других гравиактивных эффектов (залегающих ниже подошвы юры) с различными избыточными плотностями показывает на рисунке 1, что амплитуды теоретических аномалий равны в основном 0,1-0,6 мГал, хотя если вычисления прямых эффектов осуществлять с избыточной плотностью $\sigma = +0.27 \text{ г/см}^3$, то гравиактивный эффект от мелекесских отложений составит 1 мГал.

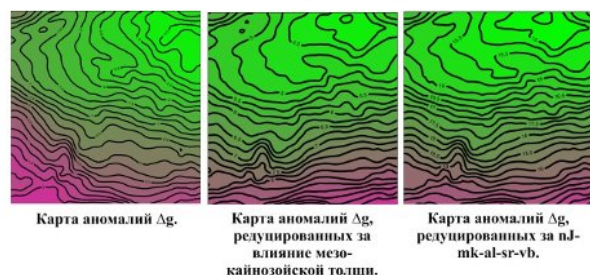


▲ Рис. 1. Теоретические гравитационные эффекты литолого-стратиграфических комплексов.

Саргаевские и воробьевские толщи аналогично палеозою имеют меридиональное простирание, т.е. структурные планы мелекесских и алексинских взаимно перпендикулярны воробьевским, саргаевским отложениям и подошве юры.

Карта аномалий Δg рисунка 2, редуцированных за влияние верхней терригенной толщи выявляет более четкую, юго-западную, аномальную зону на фоне основного влияния редукции – изменение конфигурации наблюдаемых изоаномал в широтном направлении. Последующие вычитания дифференцированных эффектов существенно не изменяют общий характер поля. Даже относительно высокоамплитудный эффект (1 мГал)

▼ Рис. 2. Результаты редукции.

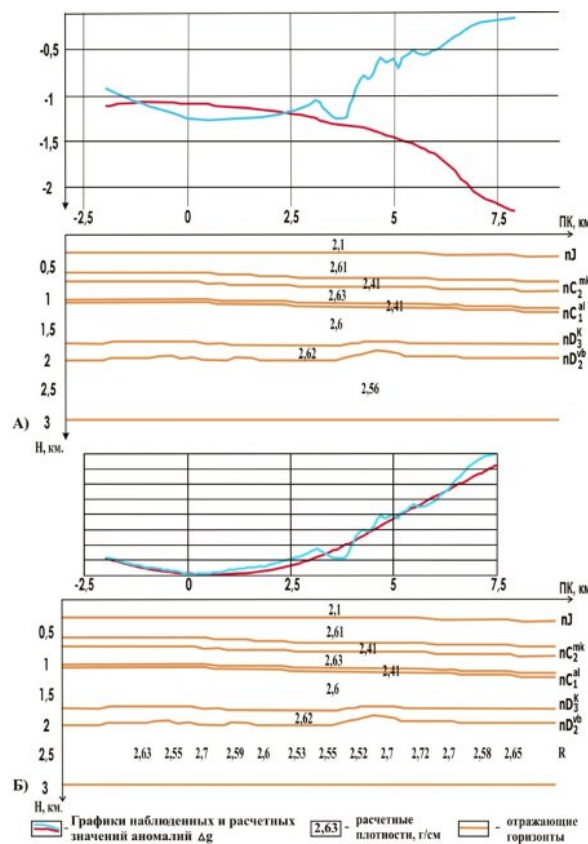


от возможного влияния мелекесской толщи с $\sigma = +0.27$ г/см³ не повлияло на геометрию изоаномал.

Сопоставляя полученные данные с априорными геолого-геофизическими материалами, очевидно, что отражающие горизонты девона практически не проявились на схеме редуцированных аномалий, представляющих собой плавную слабо дифференцированную картину изолиний.

Результаты решения прямой задачи рисунка 3 от сейсмоплотностной модели реального сейсмического профиля центральной части исследуемого участка подтверждают тезис о том, что в формировании рельефа суммарного поля даже самая гравиактивная поверхность палеозойских отложений, геометрия которой предлагается интерпретацией сейсморазведки, играет не первостепенную роль. И, даже исключая гравиметрический эффект от этой поверхности, принятая первоначальная геологическая модель гравитационному полю также не соответствует (рисунок 3а), а для получения согласованной модели в процессе интерпретации необходимо было создать гипотетическую физико-геологическую основу модели с дополнительными источниками избыточной плотности в отложениях, залегающих ниже терригенного девона, и получить эффективную согласованную модель (рисунок 3б).

Таким образом, очевидно, что природа наблюдаемого гравитационного поля не может быть объяснена выявленными гравиметрическими эффектами от отложений девонско-каменноугольного возраста. Следовательно, рассматривае-



▲ Рис. 3. Физико-геологические модели разреза по профилю.
А - результаты решения прямой задачи;
Б - согласованная плотностная модель разреза.

мое поле формируется либо структурными особенностями границ глубоко залегающих отложений додевонского возраста, либо их плотностными неоднородностями латерального простирания.

Литература:

1. Григорьев Н.С., Ряховский В.В. и др. Отчет о работах Степновской сейсморазведочной партии № 0287 – Фонды АО «СНГ», 1991.
2. Рейтухов К.С. Преобразование гравитационного поля методом осредненных градиентов // Геологи XXI века: Тезисы Всероссийской научной конференции студентов, аспирантов и молодых специалистов (Саратов, 24-26 марта 2003

г.) – Саратов: Изд-во СО ЕАГО, 2003 – 188с.

3. Ряховский В.В., Аниканов А.Ф. Отчет по договору № 195/122 – Фонды АО «СНГ», 2002.

4. Шебалдин В.П. и др. Отчет тематической партии за 1991 – 1992 гг. МП «Инфогео» – Фонды АО «СНГ», 1993.

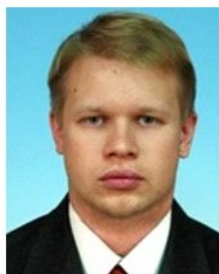
5. Шебалдин В.П. Тектоника Саратовской области, ОАО Саратовнефтегеофизика, Саратов. 2008.

Подробнее об авторах



Волкова
Елена Николаевна

кандидат геолого-минералогических наук;
Саратовский государственный университет



Артемьев
Александр Евгеньевич

кандидат геолого-минералогических наук;
Саратовский государственный университет



Баукова
Наталия Николаевна

Саратовский государственный университет



Санникова
Елена Павловна

Саратовский государственный университет

Крупнейшее событие в
геолого-геофизической
области в России

www.gece.moscow

ONLINE

GEO Eurasia 2021

ГеоЕвразия-2021
Геологоразведка
в современных реалиях:

*как мы можем помочь друг другу
пережить эти тревожные времена*

2-5 марта 2021

**+800
участников**

**+250
докладов**

**+200
компаний**

**Успейте подать доклад
до 25 января 2021**



Финансовый оператор
ООО «ГеоЕвразия»



Информационная поддержка
МГРО МОО ЕАГО

Применение нодальных сейсморазведочных систем SmartSolo для геотермальных исследований в Бельгии

■ Lei Zou, Геофизик/Специалист

Оптимизация производства, удешевление сейсморазведочных работ, исследования на урбанизированных территориях и в труднодоступных местах невозможны без использования современного автономного нодального оборудования.

Высокая технологичность, удобство в работе, надежность такого оборудования позволяют выполнять работы быстрее, качественнее, меньшими силами. Автономные ноды с одним датчиком, специально разработаны для проектов с высокой плотностью и высокой производительностью. Широкое внедрение данного оборудования сегодня меняет идеологию исследований, концепцию сбора сейсмических данных.

В начале 2020 года, в разгар тяжелой пандемии, французская компания GALLEGRO TECHNIC Geophysics (GTG) выполнила проект геотермальной съемки в Бельгии с использованием 2100 каналов SmartSolo IGU-16 (5 Гц). Проект был завершен всего за 10 дней. Имея в распоряжении и систему SN428 (Sercel), и систему RT2 (Wireless), специалисты остановили свой выбор именно на системе SmartSolo. Выбор был обусловлен

необходимостью работы в городских условиях, что затрудняло настройку кабельных линий. Что же касается сравнения с бескабельной системой RT2, то преимуществом SmartSolo стала меньшая цена оборудования, его полная автономность, возможность полностью закопать датчик в грунт.

Площадь исследований располагалась в северной части региона Тюрнхаут в Бельгии. Это район частично городской и частично сельскохозяйственный, где множество автотрасс, дорог, дорожек, лесов и речек, шума от автомобилей, сельскохозяйственной техники, лошадей, множества пешеходов и велосипедов.

Источником возбуждения были вибраторы, работавшие линейным СВИП-сигналом на открытых площадках и псевдослучайные СВИПы в районах, близких к зданиям, где PPV систематически использовался для контроля уровня вибрации там, где внутри допуск не повреждал конструкции.

Первоначально проект планировался как 2D, но из-за возможностей SmartSolo по объему памяти модуля и работоспособности батареи, было принято реше-

▼ Рис. 1. 2100 каналов SmartSolo на базе полевой партии.



► Рис. 2. Возбуждение сейсмических сигналов.



ние проводить регистрацию на все приемные линии профилей. В результате появилось много дополнительной информации, в том числе и дальние удаления. Фактически была отработана площадь по системе нерегулярной 3D. Глубина исследований достигала 5 километров.

Виброисточники вели возбуждение с 08:00 до 17:00 часов. Оборудование также делало пассивную запись. Все линии были проложены до начала возбуждения и собраны только после последнего ПВ. SmartSolo IGU-16 был запрограммирован на 24 часа записи с 10 минутами в спящем режиме, чтобы иметь возможность записывать ежедневный тест прибора.

Поскольку полевые операции SmartSolo очень просты и оборудование должно было оставаться на профилях в течение всей записи, сейсмическая бригада состояла всего из 13 человек. Включая группу геодезистов, оснащенных оборудованием РТК.

- 1 Руководитель Партии
- 1 специалист HSE
- 1 техник вибратора + 2 водителя вибратора.
- 1 наблюдатель

- 1 геофизик + 3 полевых техника-геофизика

- 1 оператор SmartSolo
- 2 человека для управления дорожным движением.

Полевые бригады состояли из:

- 1 РТК-геодезист;
- 2 рабочих для установки (закапывания) оборудования, развертывания и включения;
- 1 техник для включения оборудования и контроля его работоспособности;
- 1 транспортное средство для перевозки оборудования и персонала.

Раскладывание каналов было завершено за 3 дня, а сбор оборудования - за 2 дня, 3 дня записи, 1 день сбора и обработки данных и 1 день упаковки. Итого, всего 10 дней. Регистрация велась двумя виброисточниками.

По завершении проекта GTG предоставила не только данные об активных геотермальных источниках, но и дополнительные данные о фоновом шуме в ночное время суток в этом районе. Эти данные могут быть использованы для определения скорости поверхностных волн в этом районе. Это превзошло все ожидания благодаря возможностям узловых устройств по непрерывному сбору и хранению данных, а также воз-



Определение положения Установка оборудования

Включение

Закапывание блока

▲ Рис. 3. Организация полевых работ.

возможностям обработки данных в программном обеспечении нодальной системы сейсморазведки SmartSolo.

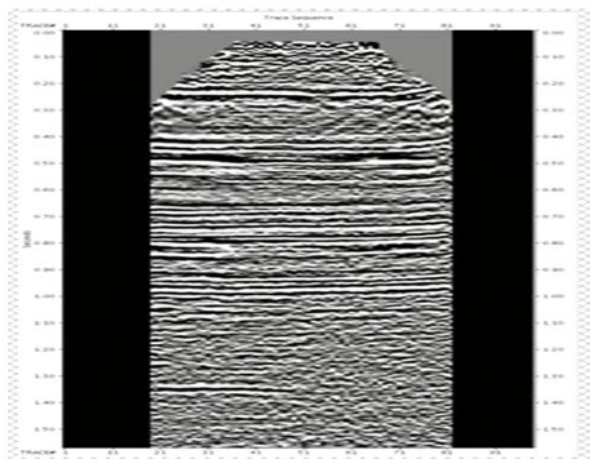
Качество полученных данных было высоко оценено подрядчиком, процессинговым центром и заказчиком. Эффективность работы значительно превзошла ожидания.

Ни один SmartSolo IGU-16 не вышел из строя, что свидетельствует о его высокой надежности. Удобство в работе и оперативность скачивания материала позволяли ежедневно проводить контроль качества полученной в течение рабочего дня информации.

На рисунке 4 показан предварительный разрез, выполненный по 30 пикетам по данным суточной регистрации, с автоматической коррекцией статики и кинематики.

После окончательной обработки компания Real Time Seismic, осуществляв-

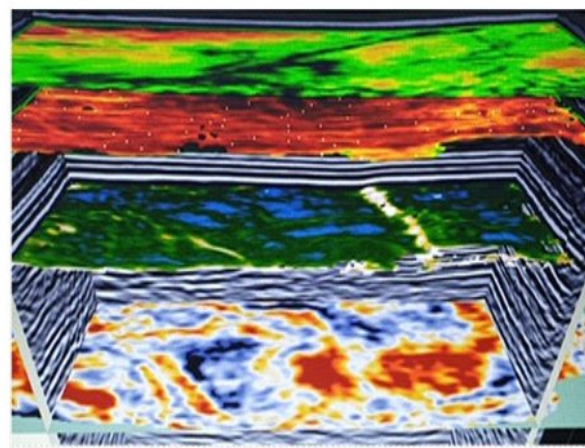
▼ Рис. 4. Предварительный разрез.

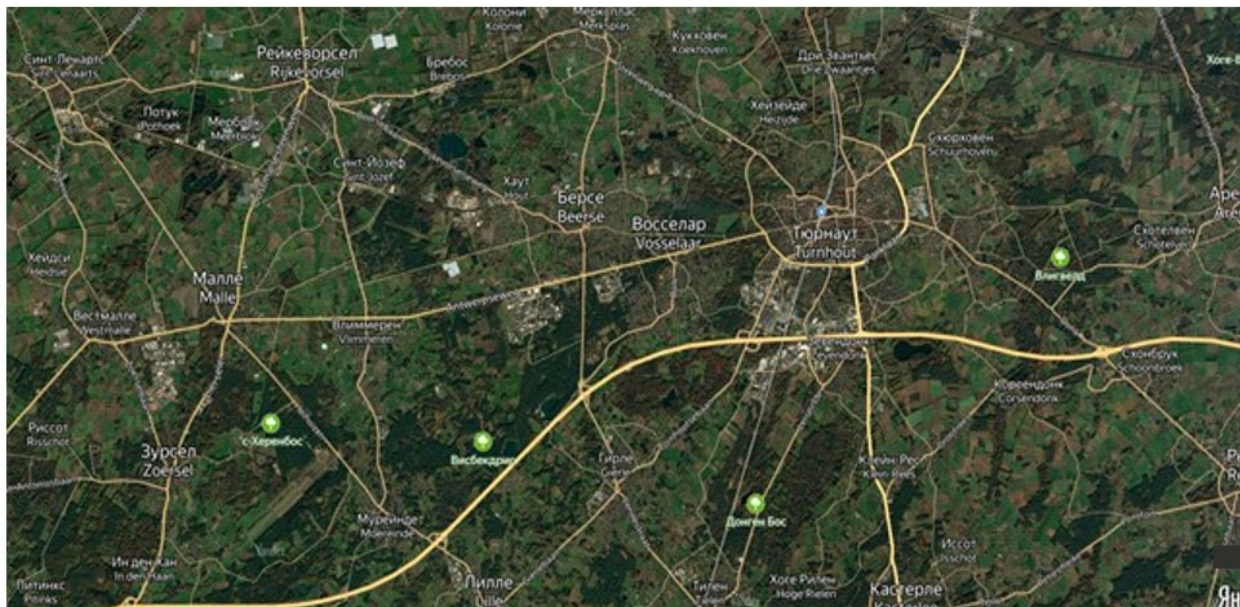


шая обработку и интерпретацию материалов объявила об очень высоком качестве данных. Учитывая то, что работы были выполнены фактически в режиме нерегулярной съемки 3D, итоговые результаты существенно превзошли ожидания заказчика.

Это первый проект, который GTG сделала в Европе с использованием SmartSolo. И это важный рубеж, подтверждающий, что SmartSolo – является надежным и работоспособным оборудованием эпохи «зеленой сейсморазведки», позволяет минимизировать состав сейсморазведочной партии и по технике и по персоналу. Система записи автономна, не требует вмешательства человека, воздействие на окружающую среду минимально. Может с успехом использоваться в населенных пунктах, не мешая размеренной жизни людей.

▼ Рис. 5. Геотермальное поле, полученное по результатам исследований GTG.





▲ Округ Турнхаут, Бельгия.

O SmartSolo IGU-16

Сейсмический датчик DTCC SmartSolo предназначен для современных нужд сейсмической отрасли, которая ищет экономически эффективное решение дешевой съемки в больших масштабах и с высокой плотностью. Основанная на высокочувствительном сейсмическом геофоне DT-SOLO, технология SmartSolo посвящена поиску сути сейсморазведки - 3W (Wave, When, Where), т.е. высокоточных сейсмических волновых сигналов, точных данных о времени и местоположении.

Этот сейсмический датчик предоставляет высококачественные сейсмические данные. Он прост и компактен. В модуле SmartSolo используется надежная и экономичная электроника, программное обеспечение использующее технологии мобильного интернета. В результате получился интеллектуальный, удобный в использовании экономичный геофон, который можно применять в любых условиях.

К преимуществам данного оборудования относятся:

- Низкая стоимость одного канала.
- Легкий вес 1,1 кг, малый размер 95 мм*103 мм.
- Съемная интегрированная конструкция.
- Высокочувствительный детектор на основе DT-SOLO, (5 Гц или 10 Гц).
- Уникальная конструкция светодля QC.



СПЕЦИАЛЬНОЕ КОНСТРУКТОРСКОЕ БЮРО
СЕЙСМИЧЕСКОГО ПРИБОРОСТРОЕНИЯ
SKBSP.RU

РОССИЙСКОЕ
ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ
ОБОРУДОВАНИЕ



SCOUT-L

*Надежный комплекс для
изучения ВЧР методами МПВ и ОГТ*

- | | |
|---|---|
| От 6 до 96 каналов сбора данных | Управление комплексом через wi-fi с планшета |
| Работа без системы синхронизации | Минимальный интервал квантования 0,03125 мс |
| Сейсмическая коса со стандартными отводами
РКВ-21 или РКП-2М | Работа в любых условиях от -40 до +70 |
| 3 года безусловной гарантии | Встроенный GPS/GLONASS приемник, Wi-Fi,
Li-Pol аккумуляторы, генератор тестовых сигналов |

sales@skbsp.ru | +7 (8452) 570-500

О развитии технических средств регистрации сейсмического сигнала и вибрационной сейсморазведки.

Часть 3. Технология «Вибросейс»

■ Жуков А.П., Горбунов В.С., ООО «НПП «Спецгеофизика», г. Уфа.

Настоящая статья является третьей частью обзора развития технических средств регистрации сейсмического сигнала и вибрационной сейсморазведки.

Разработка вибрационных технологий в СССР.

Первые идеи создания вибрационных источников возбуждения для исследования земной толщи появились у отечественных инженеров после публикаций сотрудников «Сопосо» (Кроуфорда, Дотти, Ли) о возможности использования частотных разверток в сейсмической разведке. В начале 60-х годов для многих (не только для советских ученых) оставалась загадкой методика получения импульсных (как при использовании взрывчатого вещества) сейсмограмм. То есть корреляция происходила в «черном ящике», и никто, кроме разработчиков «Сопосо», не мог понять, каким образом происходит свертка. Поэтому отечественные инженеры разрабатывали собственные методы получения импульсных сейсмограмм при использовании вибрационных источников. В 60-е годы в СССР над созданием вибрационных источников независимо друг от друга работали три научные группы: ВИРГ (г. Ленинград, Ю.П. Лукашин), Краснодарский филиал Всесоюзного научно-исследовательского института геофизических методов разведки (А.М. Седин, Г.И. Молоканов, Д.Ф. Линчевский) и Институт автоматики и электрометрии СО АН (г. Новосибирск, И.С. Чичинин, В.И. Юшин, Г.П. Евчатов). В основном все работы проводились без поддержки профильных министерств, на «голом» энтузиазме руководителей исследовательских групп и при поддержке известных академиков.

Новосибирские разработки строились вокруг частотного метода И.С. Чичинина. Еще до того, как американские ученые опубликовали методику корреляции сейсмической записи и вибрационного сигнала, И.С. Чичинин придумал альтернативный (частотный) метод, где накопление энергии отраженного сигнала происходило не во временной области, а в частотной. Соответственно, производилась обработка и преобразование частотного спектра получаемого отклика среды. Недостаток финансирования, отсутствие элементной базы для создания виброплатформы и системы регистрации затрудняли процесс создания работоспособного комплекса. В 1968 году прошли первые испытания вибратора и были получены первые частотные сейсмограммы. В итоге было создано несколько комплексов эксцентриковых вибраторов под названием «Вибролокатор» (Рис. 40), ЦВ-30, ЦВ-40, ЦВ-100 (общая масса 30, 40 и 100 тонн соответственно), использовавшихся для глубинных сейсмических зондирований. Узкая специализация предопределила судьбу разработок новосибирского коллектива – с коллапсом экономики СССР и постсоветской России окончательно прекратилось финансирование проекта, а описанные вибрационные комплексы не нашли своего применения в нефтегазовой промышленности. Более подробно о проекте И.С. Чичинина и его коллектива рекомендуем прочитать статью В.И. Юшина «Как военмеховец оказался геофизиком» [41].

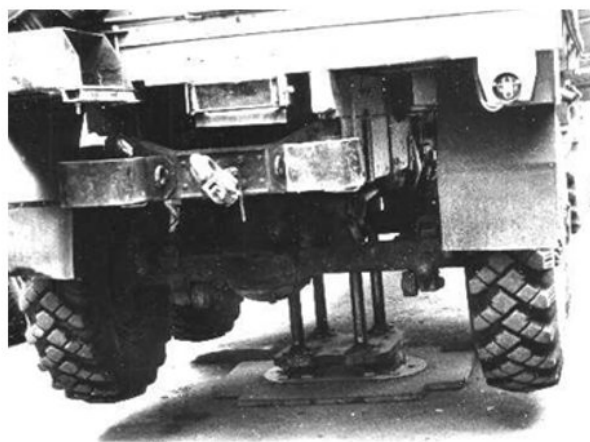
Ленинградская исследовательская группа под руководством Ю.П. Лукашина в середине 60-х в ВИРГе разработала



▲ Рис. 40. «Вибролокатор» - комплекс аппаратуры и оборудования для вибрационной сейсморазведки нефтяных и газовых месторождений [42].

модель эксцентрикового вибрационного источника. Данная разработка использовалась в основном для поиска и разведки рудных ископаемых. В 70-е годы модель вибратора выпускалась на заводе «Казгеофизприбор» под обозначением ВСК-1 [43]. ВСК-1 состоял из станции возбуждения ССВ-ВСК-1, регистрирующей станции записи ССЗ-ВСК-1 и обрабатывающего устройства ССО-ВСК-1. ВСК-1 был способен генерировать частоты в диапазоне 20–80 Гц с длительностью 15, 30, 60 и 120 с, максимальное усилие на частоте 50 Гц – 3 тонны. Пропускная способность ССЗ-ВСК-1 составляла 12 каналов с аналоговой записью на магнитной ленте. ССО-ВСК-1 имело коррелятор. Таким образом,

▼ Рис. 41. Эксцентриковый вибратор СВ-ВСК-2 в рабочем положении [44].



ВСК-1 – это не только вибратор, а целый комплекс возбуждения и регистрации вибрационного сигнала, впрочем, как и «Вибролокатор». В комплексах ВСК-2 (Рис. 41) выпускавшихся с 1982 года уже имелся АЦП, 24 канала записи, а максимальное усилие вибратора составляло до 5 тонн.

Также стоит упомянуть и разработку 70-80-х годов Тольяттинского политехнического института и СКТБПЭ (г. Харьков) – кодо-импульсного (дискретного действия) сейсмического источника ИКИ-10/40, хорошо зарекомендовавшего себя при проведении полевых испытаний и производственных проектов. К сожалению, перспективная разработка была заброшена из-за недостатка финансирования и разрыва экономических связей при распаде Советского Союза [45].

Вышеперечисленными коллективами отечественных ученых были проложены альтернативные пути развития вибрационной сейсморазведки, показавшие впечатляющие результаты. Однако, несмотря на все достижения, советским инженерам не удалось создать свой вибратор или вибрационный комплекс, способный удовлетворить потребности отрасли при разведке месторождений нефти и газа.

В начале 70-х годов Министерство нефтяной промышленности СССР купило у компании «Mertz» электрогидравлический вибрационный источник Model 8, который послужил основой для собственных разработок на специально организованном предприятии «СКТБ сейсмической техники» (г. Гомель). Почти одновременно с гомельским предприятием разработка и выпуск вибраторов были налажены на заводе «СКБМ» («Точмашприбор», г. Армавир). Так началась эпоха вибрационной нефтегазовой сейсморазведки в СССР.

В становлении вибрационного метода в нашей стране участвовало множество замечательных ученых, среди которых особое место занимает доктор технических наук М.Б. Шнеерсон, сыгравший значительную роль в развитии теории и практики вибрационной сейсморазведки.

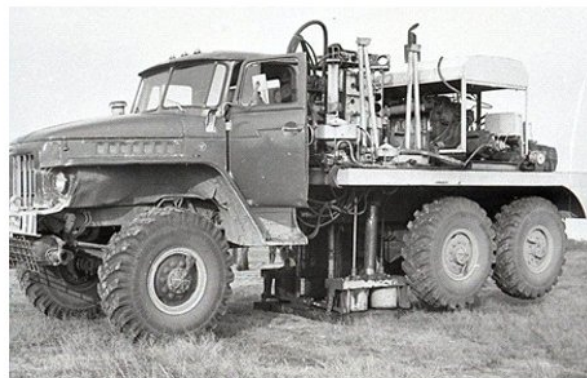
СКБИМ («Точмашприбор»). В 1971 году Министерство геологии СССР заключило с Министерством приборостроения договор о создании сейсмических автономных источников разной мощности и с возможностью возбуждения разных типов сигналов. Технические требования были выработаны специалистами ВНИИ Геофизика – М.Б. Шнеерсоном, И.А. Гродзенским, И.С. Львом, А.П. Жуковым. Разработку, изготовление опытных образцов, проведение испытаний, внедрение образцов в производство было налажено в г. Армавир в Специальном конструкторском бюро испытательных машин (СКБИМ) на базе завода испытательных машин (ЗИМ) ПО «Точмашприбор» во многом благодаря тому, что на заводе изготавливалось гидравлическое оборудование, пригодное для использования в вибрационной технике. Все работы велись в отделе разработки вибрационных и динамических испытательных систем под руководством начальника отдела и главного специалиста по созданию сейсмического виброисточника А.С. Кастанова. Также в коллектив входили ведущие специалисты – Г.Н. Лантухов, Ю.И. Мордасов, Г.М. Гершевич, С.Г. Боцман, В.М. Шевкунов, В.И. Булеков.

Первые опытные образцы сейсмических вибраторов СВ-5-150 (Рис. 42) были изготовлены в 1977 году на базе автомобиля «Урал», имели массу около 16 тонн и развивали усилие не более 4 тонн. После проведенной модернизации опытного образца общий вес уменьшился до 15 тонн, а усилие воздействия было увеличено до 5 тонн. В 1979 году новый

образец получил название СВ-5-150М1. Работа по совершенствованию сейсмических вибраторов велась постоянно и уже в 1982 году вышла новая модель СВ-5-150М2 с усилием 10 тонн (Рис. 43), которая с наилучшей стороны зарекомендовала себя при проведении полевых работ с точки зрения мобильности и качества возбуждаемого сигнала. В последующие годы были произведены следующие модели вибраторов: СВ-20-150С (1991 год, усилие 20 тонн на базе гусеничного вездехода «Foremost») и последующие модификации типа СВ-5-150М2А (10 тонн), СВ-15-180 (15 тонн), СВ-20-200 (20 тонн). Частотный диапазон у разных моделей составлял от 5 до 150-200 Гц. В Армавире с 1977 по 1993 год было выпущено около 1700 единиц виброисточников, в основном на базе автомобиля «Урал» 6х6. В настоящее время производство отсутствует, осуществляется лишь модернизация оборудования.

«СКТБ СТ» («Сейсмотехника»). В 1973 году по решению Министерства нефтя-

▼ Рис. 42. Сейсмический вибратор СВ-5-150 (Армавир) [46].



▼ Рис. 43. Сейсмический вибратор СВ-5-150М2 (Армавир, 1990) [47].



ной промышленности СССР в Гомеле была организовано предприятие по разработке невзрывных источников сейсмических колебаний, в 1974 году преобразованная в «СКТБ сейсмической техники» (СКТБ СТ), позже – НПО «Сейсмотехника» под руководством А.С. Шагиняна. Кстати, самого Шагиняна перевели из армавирского завода «ЗИМ» «Точмашприбор», где он занимал должность заведующего конструкторским отделом, работающим, в том числе над гидравлическими системами. С этого времени в Гомеле замечательным коллективом инженеров (А.Г. Асан-Джалалов, А.А. Певнев, А.П. Андросенко, В.Г. Позняков, П.П. Манойленко и др.) велась разработка и выпуск гидравлических сейсмических вибрационных источников и другого электрического оборудования. На гомельском заводе с 1980 года начался серийный выпуск гидравлических вибрационных источников СВ-10/100 (Рис. 44). За семь лет в сейсмические партии было поставлено более 100 единиц СВ-10/100. В последующие годы выпускались сейсмические вибраторы: СВ-10/150, СВ-10/180 (1987), СВ-16/150, СВ-10/180 МП, СВ-12/150 (1991); СВ-20/150, СВ-20/80 (1992); СВ-20/120, СВ-16/120 (1994), СВ-27/150 (1995), СВ-30/120 ТСВ, СВ-30/120 (Рис. 45), СВ-20/150 [48]. Первая цифра в названии обозначает максимальное толкающее усилие. Диапазоны частот варьировались от 5 до 200 Гц. Актуальными передовыми моделями на данный момент являются: СВ-30/120М, СВ-30/120Н, СВ-30/150 (совместная разработка «Сейсмотехники» и «Башнефтегеофизики»).

«ГЕОСВИП». С распадом СССР часть коллектива «Сейсмотехники» во главе с А.Г. Асан-Джалаловым переехала в г. Кимры, где было образовано предприятие «Геосвип» (ГЕОфизические Системы Вибрационного Поиска) и налажено



▲ Рис. 44. Сейсмический вибратор СВ-10/100 (Гомель) [49].



▲ Рис. 45. Сейсмический вибратор СВ-30/120 (Гомель) [50].

производство сейсмических вибрационных источников. В 1990-е и 2000-е годы выпускались следующие модели на различных транспортных базах с частотным диапазоном 5–250 Гц (первые цифры в названии модели обозначают максимальное усилие воздействия): СВ-18/120 (до 1998 г.), СВ-14/150 – один из самых популярных отечественных вибраторов 2000-х годов, СВ 27/150, СВ 27/150К, СВ-24/РС27 (Рис. 46), СВ-20/150МТК. В качестве транспортной базы для виброисточников используются колесные шасси «КАМАЗ», «УРАЛ», «МАЗ», на гусеничном ходу и специализированные шасси собственной разработки. В производстве используются комплектующие не только отечественных, но и зарубежных производителей, что позволяет выпускать продукцию самого высокого качества и повысить эксплуатационные характеристики. Самая последняя актуальная разработка, не уступающая западным образцам, –



▲ Рис. 46. Сейсмический вибратор СВС24/РС27 («Геосвип») [51].



▲ Рис. 47. Сейсмический вибратор СВ-30/150Б «Русич» («Геосвип») [52].

СВ-30/150Б «Русич» (Рис. 47). В настоящее время ЗАО «Геосвип» входит в холдинг АО «Росгеология».

Помимо основных отечественных производителей существуют сервисные организации, которые осуществляют сборку вибрационных источников для оснащения своих производственных партий. Виброузлы и другие комплектующие чаще всего поставляют другие компании, как отечественные, так и зарубежные. В качестве примера можно выделить ОАО «Татнефтегеофизика» и ОАО «Башнефтегеофизика».

«Татнефтегеофизика». В период с 1996 по 2000 годы в рамках сотрудничества между ОАО «Татнефтегеофизика» и компанией «IVI» были созданы вибрационные источники на базе шасси КАМАЗ-63500 с виброузлом НЕМ150 (Рис. 48). Сборка осуществлялась на мощностях ОАО «Татнефтегеофизика». Было выпущено более 14 экземпляров, которые успешно отработали более 12 лет.



▲ Рис. 48. Вибрационный узел НЕМ150 («IVI») на шасси КАМАЗа («Татнефтегеофизика») [53].

«Башнефтегеофизика». У «Башнефтегеофизики» имеется довольно большой опыт по сборке вибрационных источников и сотрудничеству со многими поставщиками комплектующих. Так, в 90-е годы специалисты компании осуществляли сборку вибраторов с виброузлом Mertz модели M27/623B на базе шасси КАМАЗ-63501 (Рис. 49). Еще одним интересным экземпляром являлся вибратор СВГ-27/ДТ на базе снего-болотохода «Витязь», производства ишимбайского завода. В данной модели использовался виброузел PSL-362 фирмы «Input/Output, Inc».

В настоящее время «Башнефтегеофизика» совместно с «Сейсмотехникой» осуществляет сборку и внедрение в производство перспективного сейсмического вибратора «Батыр» (Рис. 50 и Рис. 51).

▼ Рис. 49. Виброузел Mertz M27/623B на базе шасси КАМАЗа («Башнефтегеофизика») [54].





▲ Рис. 50. Сейсмический вибратор СГМ6 «Батыр» на шасси «багги» [55].



▲ Рис. 51. Сейсмический вибратор СГМ6 «Батыр» на шасси снего-болотохода [56].

«Зеленая» сейсморазведка. Для уменьшения воздействия на окружающую среду многие производители вибрационных источников предлагают своим клиентам небольшие вибраторы с достаточно малым усилием воздействия для возможности работы в населенных пунктах, в местах со сложной экологической обстановкой и высокими требованиями по выбросам CO₂ к двигателям установок. На сегодняшний день самыми известными моделями являются: UV2 («Inova»), EnviroVibe 2 производства «IVI» (Рис. 52), Nomad 15 («Sercel»). На предприятии «Геосвип» также была выпущена партия высокочастотных вибраторов с частотным диапазоном 5-300 Гц.

Системы управления. С появлением технологии «Вибросейс» возникла необходимость в управлении и контроле параметров вибросейсмического сигнала. Неотъемлемой частью вибрационной технологии стали системы синхрониза-



▲ Рис. 52. Вибрационный источник малой мощности EnviroVibe 2 («IVI») [57].

ции или блоки управления сейсмическими вибраторами (БУСВ). Образно говоря, вибровозбудитель с сопутствующими системами – это сердце и тело виброисточника, а БУСВ – головной мозг.

«Pelton» («I/O», «Inova»), «Seismic Source». Чарльз Пелтон, сотрудник компании «Сопосо», во время разработки метода «Вибросейс» активно участвовал в проектировании, производстве и полевых испытаниях вибрационного оборудования. А в 1969 году основал компанию «Pelton», которая вскоре стала основным поставщиком электронных компонентов для «Вибросейса». Компания «Pelton» заняла лидирующую позицию и оставалась флагманом производства систем управления и другой сейсмической электроники на протяжении не одного десятилетия. В начале 70-х годов компания «Pelton» выпускает первый универсальный синхронизатор сейсмического источника. В те же годы «Pelton» представляет Pelco Advance I. В 80-е выпускает Advance II & Vibra Chek. В 80-е выпускает Advance II & Vibra Chek. В середине 90-х – Advance III Vib Pro с возможностью снятия характеристик с плиты и массы. Для этой и последующих модификаций БУСВ характерно, что они были выполнены по универсальной схеме, то есть один и тот же блок мог работать в двух режимах – шифратор и дешифратор. Такая схема удобна в плане взаимозаменяемости блоков при воз-

никновении внештатных ситуаций. С другой стороны функционал блока избыточен для сейсмостанции, поэтому многие производители делают отдельный небольшой шифратор, что ощутимо дешевле. Собственно универсальные БУСВы на данный момент выпускает только «Inova» серии Vib Pro и ООО «НПП «Спецгеофизика» серии GDS. В 2000-х годах «Pelton» представляет Vib Pro HD, а в 2010-х «Inova» совместно с «Seismic Source Co.» разрабатывают Vib Pro HD (Force 3). Сравнение внешнего вида двух устройств показано на Рис. 53.

В начале 2000-х годов выходцами из «Pelton» была основана компания той же производственной направленности – «Seismic Source». Благодаря опыту, полученному в «Pelton», специалистами были разработана система Force 2, шифраторы серии Universal Encoder (Рис. 54).

«Litton», «I/O». Как уже было сказано выше, для обеспечения собственных потребностей в оборудовании сервисной компании «Western Geophysical» в струк-

туре «Litton» было создано подразделение по производству широкого спектра геофизического оборудования – «Litton Resources Systems». Все без исключения оборудование производилось под аббревиатурой «LRS» с очень оригинальной нумерацией классов оборудования, например, LRS-309 – вибраторы, LRS-9 – система регистрации, LRS-3200 – система обработки сейсмических данных, LRS-2524 – сейсмоприёмники, LRS-100 – система синхронизации. Системами синхронизации LRS были оснащены только вибрационные партии «Western Geophysical», за пределы компании поставки оборудования не осуществлялись. В середине 90-х годов, после преобразований в структуре собственников и управления «Western Atlas», производство БУСВ было продолжено компанией «I/O». В 2001 году «I/O» купила компанию «Pelton», и производство БУСВ LRS было прекращено.

«Geosource». Структура компании «Geosource» была очень похожа на структуру «Litton». Подразделение «Mandrel Industries» занималось разработкой широкой номенклатуры оборудования (сейсмоприёмники, сейсмостанции, БУСВ и т.д.) для «Petty-Ray», сервисного подразделения «Geosource». Вибрационные источники для «Geosource» изготавливались компанией «Failing». В 80-е годы «Mandrel» выпускала качественные системы синхронизации SHV/RCV различных модификаций с автоматическим контролем усилия воздействия (Рис. 55). К сожалению, в середине 90-х годов производство оборудования было прекращено.

«Sercel». С 80-х годов прошлого века компания «Sercel» также производила весьма надежные БУСВ: VE416 (1988), VE432 (1997), VE464 (Рис. 56) 2007 года

▼ Рис. 53. БУСВ Vib Pro HD («Inova») и Force 3 («Seismic Source») [58,59].



▼ Рис. 54. Дешифратор Force 2 и шифратор «Universal Encoder» («Seismic Source») [60].





▲ Рис. 55. Система синхронизации SHV 310 («Geosource», 80-е годы) [24].

выпуска. Системы синхронизации производства «Sercel» не универсальны: шифратор не может выполнять функции дешифратора и наоборот.



▲ Рис. 56. БУСВ VE464. Шифратор (слева) и дешифратор (справа) [61].

«СКТБ СТ» («Сейсмотехника»), «Геос-вип». В начале 70-х годов, одновременно с началом производства в СССР сейсмических вибраторов, возникла необходимость разработки собственной системы управления. В 80-е годы «Сейсмотехника» производила системы управления БУСВ/ГС, а в начале 90-х компания выпустила БУСВ МП/ГС с возможностью построения сложных сигналов. В настоящее время «Сейсмотехника» выпускает БУСВ Т /ГС Т, представленный на Рис. 57. ГСТ устанавливается на сейсмостанции, Т – на вибраторе.

После того, как в середине 90-х часть коллектива отделилась от «Сейсмотехники», и было организовано производство отечественных сейсмических вибраторов в г. Кимры, компания «Геосвип» разработала собственную систему управления виброисточниками VICONT-002



▲ Рис. 57. Система управления вибрационными источниками БУСВ Т/ГС Т [62].

(Рис. 58) с отдельным шифратором и дешифратором.



▲ Рис. 58. БУСВ VICONT-002.

«Геофизические Системы Данных» («НПП «Спецгеофизика»). В начале 2000-х годов компания «ГСД» начала разработку системы управления виброисточниками. Она задумывалась не только как система управления с набором стандартных функций, но и как средство для реализации теоретически обоснованных нелинейных сигналов особого вида, позволяющих компенсировать частотно-зависимое затухание (технология АВИСейс*, * – собственные разработки «ГСД»). Для простоты производства и использования БУСВ выполнен в универсальном виде (шифратор и дешифратор в одном устройстве), что полностью себя оправдало, поскольку в процессе разработки новых сигналов и вибрационных технологий за 10 лет специалистами компании было выпол-

нено более сотни опытно-методических работ. Разработчикам удалось сократить количество элементов системы управления по сравнению с основными конкурентами («Inova», «Sercel»), что повысило надежность блока и уменьшило его стоимость. Фактически многие элементы системы были заменены «математикой», для чего в блоках предусмотрен мощный высокопроизводительный процессор. За 20 лет было выпущено три версии системы управления: GDS-I*, GDS-I Plus*, GDS-II* (Geophysical Digital System). На сегодняшний день GDS-II* (Рис. 59) — это многофункциональные геофизические цифровые системы управления, совместимые с любыми видами систем регистрации (включая бескабельные) и любыми вибрационными источниками, оснащенные всеми современными средствами коммуникации, включая встроенные GPS/GLONASS приёмники. Без преувеличения можно сказать, что на данный момент система GDS-II* не имеет аналогов по производительности, математическому обеспечению и функционалу. В блоке управления реализованы все возможные методики повышения производительности полевых сейсморазведочных работ (Flip flop, Slip sweep, Distance separated методы (DSSS), Dithered shooting, Shuffle*, HFVS, ISS), методики повышения качества и информативности сейсмических данных (АВИСейс*, BroadSweep*, Shuffle*, Low-Dwell, Q-sweep*). Кроме того в блоке управления реализована возможность задания оператором управляющего сигнала любой формы и запись сигналов вибратора на USB flash для специальной обработки и контроля качества. Так же БУСВ способен работать по технологии



▲ Рис. 59. БУСВ GDS-II («НПП «Спецгеофизика») [63].

«комби-свип», которая применялась еще в СССР для повышения разрешающей способности сейсмических данных. Данную технологию активно развивал в Советском Союзе и современной России доктор технических наук Ю.П. Кострыгин.

Заключение

В начале своего развития метод «Вибросейс» существовал как дополнение к основным средствам возбуждения в сейсморазведке. Усовершенствование вибрационных источников – увеличение усилий (массы) и расширение частотного диапазона – позволило методу «Вибросейс» стать уникальным и универсальным инструментом в руках геофизиков. Дальнейший путь развития вибрационных технологий видится в переходе на сверхмногоканальные апертуры 3D съемок, в уменьшении шага между приемниками, в «зеленой» сейсмике. Всё это в будущем позволит широко использовать бескабельную регистрацию. В технологическом аспекте это означает применение высокопроизводительных технологий (DSS, ISS, Shuffle* и т.д.) и возбуждение вибросигналов одиночными вибраторами по заранее

запланированным маршрутам. При этом система управления виброисточником (кроме выполнения стандартных функций возбуждения) превращается в систему управления и организации работ. С точки зрения экологических требований, особо перспективной представляется разработка малогабаритных источников, позволяющих как минимум уменьшить ширину прорубаемых просек. И конечно, необходимо наращивать интеллект систем управления. В этом смысле технология АВИСейс – только первая попытка в данном направлении. Оптимизация и автоматизация выбора управляемых сигналов применительно к поставленной задаче и площади работ, усовершенствование систем связи и коммуникации между участниками полевой съемки – вот те задачи, которые стоят перед разработчиками вибрационных технологий. Мы находимся только в начале пути использования потенциальных возможностей технологии «Вибросейс». Это замечательное и увлекательное дело для большого круга специалистов, позволяющее с помощью новейших достижений науки и техники поднять на новый уровень сейсморазведочные исследования.

Литература:

1. US2688124A патент США;
2. William Doty https://wiki.seg.org/wiki/William_Doty (дата обращения 28.07.2020);
3. Bay A. James, Stokoe H. Kenneth. Development of a rolling dynamic deflectometer for continuous deflection testing of pavements. Austin: The University of Texas at Austin, 1998. 238 p.;
4. Шнеерсон М.Б., Потапов О.А., Гродзенский В.А. Вибрационная сейсморазведка. М.: Недра, 1990. 239 с.;
5. «Seismic Source Co»
[https://www.facebook.com/Seismic-](https://www.facebook.com/Seismic-Source-Co-123259181088093/)
[Source-Co-123259181088093/](https://www.facebook.com/Seismic-Source-Co-123259181088093/) (дата обращения 27.07.2020);
6. Tribute Archive
<https://www.tributearchive.com/obituaries/1711059/Don-Allen-Mertz> (дата обращения 19.07.2020);
7. Robert E. Sheriff. History of geophysical technology through advertisements in Geophysics // Geophysics, 1985. Vol. 50, №12. P.2299–2408;
8. Davis C. Geoffrey, Ballinger Steve. Application of Seismic Vibration Concepts for Rapid Mine Clearance and Detection / Proceedings of the Technology and the Mine Problem Symposium. Second in the Series of Sesquiannual Symposia..., 18-21 November 1996. Naval Postgraduate School, Monterey, California, 1996. P. 65–67;
9. Johnson F. James. Surface Sources of Seismic Energy Surface Sources of Seismic Energy / 7th World Petroleum Congress, 2–9 April, Mexico City, Mexico, 1967.
10. Gaiser James. 3C Seismic and VSP: Converted waves and vector wavefield applications. Distinguished Instructor Short Course. Distinguished Instructor Series, №19, 2016;
11. John Crawford
https://wiki.seg.org/wiki/John_Crawford (дата обращения 20.07.2020);
12. Geophysik im Deutschen Erdölmuseum Wietze, März 2009;
13. Gouda Geo-Equipment B.V.
[https://www.gouda-geo.com/products/10/no-cat/203,Mertz_M10-601_Vibrator_\(2_nr.\)](https://www.gouda-geo.com/products/10/no-cat/203,Mertz_M10-601_Vibrator_(2_nr.)) (дата обращения 25.07.2020);
14. By Lutz Bruno – Own work, CC BY 3.0, <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=13130626>
15. Излучение и прием вибросейсмических сигналов. Вып. 1. Исследование Земли вибрационными источниками / Сбор. науч. трудов под ред. И.С. Чичина. Новосибирск: ИГиГ, 1990. 180 с.;
16. Unusual off-road locomotion <https://www.unusuallocomotion.com/album/4x4-wheeled-articulated-vehicles-heavy/mertz-seismic-vehicle-m18-612.html> (дата обращения 17.07.2020);

17. QUARTERY PROGRESS REPORT «Modeling CO2 Sequestration in Saline Aquifer and Depleted Oil Reservoir to Evaluate Regional CO2 Sequestration Potential of Ozark Plateau Aquifer System, SouthCentral Kansas». Recipient: University of Kansas Center for Research & Kansas Geological Survey. Project Director/Principal Investigator: W. Lynn Watney, Principal Investigator: Jason Rush, 2011;
18. Техническая спецификация модели MERTZM25/606;
19. Liat R. Shindler (Zion geophysicist) in front of 30 ton Mertz Vibroseis Vehicle <https://www.zionoil.com/updates/zion-late-summer-update/> (дата обращения 18.07.2020);
20. Martin Dianne. Grapevine // RECORDER. Official publication of the Canadian Society of Exploration Geophysicist. Feb. 1997, Vol. 22, №02
<https://csegrecorder.com/columns/view/grapevine-199702> (дата обращения 10.07.2020);
21. Foremost
<http://www.foremost.ca/foremost-mobile-equipment/tracked-vehicles/nodwell-320/> (дата обращения 20.07.2020);
22. <https://twitter.com/bibken/status/1133405157323001857> (дата обращения 20.07.2020);
23. Richard Davis Photography
<http://www.richarddavisphotography.com/tag/birdwagen-mark-iii/> (дата обращения 14.07.2020);
24. GSH Geoscience Center (Geoscience Center & Museum), 1790 W Sam Houston Pkwy N., Houston, TX 77043.
http://geocenter.gshtx.net/pdf/GSH-Inventory_10-30-19.pdf (дата обращения 17.05.2020);
25. GG 4540 April 29, 2008, Reflection Field Methods
<https://slideplayer.com/slide/5083315/> (дата обращения 13.07.2020);
26. Industrial Vehicles International (IVI)
<http://indvehicles.com/index.html> (дата обращения 10.05.2020);
27. Monster Truck Will Shake New Zealand for Safer Buildings
<https://www.livescience.com/26685-shaker-truck-new-zealand-trip.html> (дата обращения 13.07.2020);
28. Charles C. Bates, Thomas F. Gaskell, Robert B. Rice. Geophysics in the Affairs of Man: A Personalized History of Exploration Geophysics and Its Allied Sciences of Seismology and Oceanography. Elsevier, 2016. 512 p.;
29. Корпоративный журнал «WesternProfile». Вып. Fall, 1975 г.
<https://media.seg.org/documents/WesternProfile/1975FallWesternProfile.pdf> (дата обращения 24.07.2020);
30. Jacques G. Jenny. High Resolution Seismic Reflection: Practical basis. Geo2X Sarl GEOPHYSICS & GEOLOGY, 2013. 99 p.
31. Geophysical vibrator vehicle, 1982 LITTON RESOURCES SYSTEM
<https://www.1ststrike.com/auction/560/item/geophysical-vibrator-vehicle-1982-litton-resources-system-model-trt-311-detroit-diesel-motor-hydraulic-winch-sn4902-hrs3774-23556/> (дата обращения 16.07.2020);
32. «Western Geophysical SG»
https://www.facebook.com/pg/westerngeo/photos/?ref=page_internal (дата обращения 19.07.2020);
33. Корпоративный журнал «WesternProfile». Вып. Spring, 1987 г.
<https://media.seg.org/documents/WesternProfile/1987SpringWesternProfile.pdf> (дата обращения 24.07.2020);
34. Корпоративный журнал «WesternProfile». Вып. Winter, 1989 г.
<https://media.seg.org/documents/WesternProfile/1989WinterWesternProfile.pdf> (дата обращения 24.07.2020);
35. <http://i202.photobucket.com/albums/aa135/Surfbugger/TCH-427.jpg> (дата обращения 22.07.2020);
36. INOVA
<https://www.inovageo.com/products/ahv-v-titan> (дата обращения 10.07.2020);

37. Dr. Erlinghagen. «VIBROSEIS». PRAKLA-SEISMOS DIGEST, volume2, Data Acquisition and Field Techniques, Extracts from PRAKLA-SEISMOS Reports 1971–1977.

38. http://www.wdiehl.de/PS/Download/Sonderdruck/OCR/Sonderdruck_Digest_Volume_2_Data_Acquisition_and_Field_Techniques.pdf#pagemode=thumbs (дата обращения 15.07.2020);

39. Ruijie Zhang1. Applications of Broadband Land Seismology Search and Discovery Article. AAPG Middle East Geosciences Technology Workshop, 2017 <https://manualzz.com/doc/27865848/applications-of-broadband-land-seismology> (дата обращения 20.07.2020);

40. НЕФТЕГАЗПРОГРЕСС. Станция вибро-сейсмической разведки серии KZ http://www.neftegazprogress.ru/China/S/Station_KZ.html (дата обращения 14.07.2020);

41. Юшин В. Как военмеховец оказался геофизиком

<http://www.voenmeh.com/memo2.php?part=1> (дата обращения 11.07.2020);

42. Федеральное государственное бюджетное учреждение культуры «Государственный музей политической истории России». Инвентарный №: Ф.III-38728. <https://goskatalog.ru/portal/#/collections?id=4980226> (дата обращения 19.07.2020);

43. Караев Н.А. Становление и пути развития сейсморазведки нетрадиционных моделей верхней части коры и возможности современных сейсмоакустических технологий в руднопоисковых провинциях // Технологии сейсморазведки, № 4, 2017, с. 5–36;

44. ТОО «Элгео»

<http://www.elgeo.kz/vibroiseis.shtml> (дата обращения 26.07.2020);

45. Евразийский союз ученых. Кодо-импульсный сейсмоисточник с повышенной частотой возбуждения сейсмических волн <https://euroasia-science.ru/tehnicheskienauki/kodo-impul'snyj-sejismoistocnik-s-pov/> (дата обращения 15.07.2020);

46. Негатив. «Сейсмический метод поисков нефтяного месторождения. Техника, производящая взрыв в приповерхнос-

тной зоне». Местонахождение – Государственное бюджетное учреждение культуры «Калининградский областной историко-художественный музей»;

47. Все об испытательных машинах <http://www.testmachines.ru/evolution/vibration-exciter.html> (дата обращения 05.07.2020);

48. ОАО «Сейсмотехника». История <https://seismo.by/ru/history> (дата обращения 30.06.2020);

49. Assessment of Seismic Hazard of a Territory (by V.B. Zaalishvili)

https://www.researchgate.net/publication/300630963_Assessment_of_Seismic_Hazard_of_a_Territory (дата обращения 05.07.2020);

50. ОАО «Сейсмотехника». Вибрационный источник сейсмических сигналов СВ-30/150М <https://seismo.by/ru/vibratsionnyie-istochniki-seysmicheskikh-signalov> (дата обращения 30.06.2020);

51. Источник сейсмических сигналов CBC24/PC27

https://www.vezetvsem.ru/prochie_gruzy/gyda_norilsk_gruzoperevozki_svs24rs27_chastniki_1091707 (дата обращения 19.07.2020);

52. РОСГЕОЛОГИЯ. Сейсмические методы полевых работ

https://www.rosgeo.com/content/seismic_heskie-metody-polevyh-rabot (дата обращения 13.07.2020);

53. Завод «СПЕЦМАШ». Проектирование, Производство, Поставка

https://autospecmash.ru/catalog/spetstekhnika-kamaz/neftegazodobyvayushchaya-tehnika/seismorazvedochnaya_vibratsionnaya_ustanovka/ (дата обращения 20.07.2020);

54. Русская сила. Современное оружие <http://русская-сила.рф/> (дата обращения 27.07.2020);

55. АО «Башнефтегеофизика»

https://www.bngf.ru/press-center/news/5962/?sphrase_id=23018 (дата обращения 19.07.2020);

56. «Батыр» пришел на помощь. Оборудование для сейсморазведки, производимое в Уфе, заменило импортные аналоги [54](https://rg.ru/2019/02/19/reg-</p>
</div>
<div data-bbox=)

pfo/bashneftegeofizika-razrabotala-unikalnoe-oborudovanie.html (дата обращения 17.07.2020);

57. «Industrial Vehicles International»
<http://www.indvehicles.com/EnviroVibe2.html>
 (дата обращения 02.07.2020);

58. INOVA
<http://www.inovageo.com/products/category/source-products/controllers> (дата обращения 27.06.2020);

59. «Seismic Source»
<http://seismicsource.com/html/products/sourcecontrol/force3> (дата обращения 30.06.2020);

60. «Seismic Source»
<http://seismicsource.com/html/old-products/force2> (дата обращения 30.06.2020);

61. «Sercel»
<http://www.sercel.com/products/Pages/vibrators-electronics.aspx> (дата обращения 30.06.2020);

62. ОАО «Сейсмотехника»
<https://seismo.by/ru/sistemyi-upravleniya>
 (дата обращения 30.06.2020);

63. ООО «НПП «Спецгеофизика»
http://nppspeggeo.ru/ru/products/gds_vcs/
 (дата обращения 30.06.2020).

Подробнее об авторах



Жуков А.П.

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



Горбунов В.С.

Заместитель генерального
 директора
 ООО «НПП
 «Спецгеофизика»

Регистрация одиночными датчиками без джиттера (размытия) данных: сравнительное исследование датчиков

■ Николая Тэлье, Стефан Лярош, Хань Ван, Филипп Эрман, Sercel

Введение

В начале 2000-х годов приемники МЭМС (микроэлектромеханические системы) стали заменять последний аналоговый компонент в цепочке сбора данных. При этом системы регистрации совершили этот технологический скачок в 80-х годах XX века. Преимущества плотного сбора данных с использованием одиночных датчиков сегодня общепризнаны крупнейшими компаниями в отрасли. И уже не вызывает сомнений то, что высокая плотность трасс привносит значительный вклад в обработку, позволяя получать более четкие изображения и более подробные характеристики коллектора. Слабый сигнал, свойственный съемкам с одиночными источниками и одиночными приемниками, определяет входные данные для обработки. Недостатки геофонов сглаживаются при использовании в больших группах, но эти же недостатки становятся артефактом входных данных для обработки, когда геофоны используются как отдельные приемники. Третье (нынешнее) поколение датчиков МЭМС, помимо всех других улучшений, преодолело ограничение на низких частотах, присущее предыдущим поколениям.

По мере дальнейших исследований характеристик датчиков стало возможным выявить некоторые недостатки, присущие геофонам, и их влияние на зарегистрированные данные, которые демонстрируют явное размытие получаемых изображений (вызванное погрешностями измерения фаз и амплитуд), однозначно связанное с датчиком.

После краткого обзора сенсорных технологий в этой статье будут представ-

лены сравнения двух типов датчиков на основе зарегистрированных данных, будет оценено их влияние на итоговое отображение среды. Эти выводы достаточно впечатляющие, чтобы убедить ведущего производителя сейсмического оборудования перейти на МЭМС во всех своих новых продуктах.

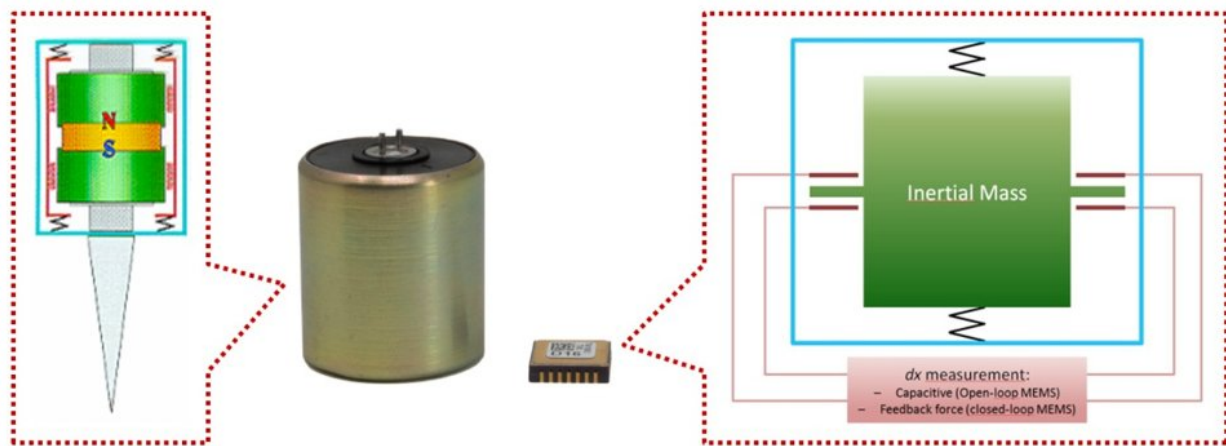
Основные принципы работы геофонов и МЭМС

Обзор технологий

Геофоны и датчики МЭМС работают так, как они и были задуманы, то есть измеряют движение частиц грунта, используя один и тот же принцип: колебательная система масса-пружина. И тот, и другой датчик должны быть смонтированы внутри корпуса, но на этом сходства и заканчиваются!

Стоит отметить несколько чисто аппаратных отличий:

- МЭМС - цифровые датчики. Геофоны - исключительно аналоговые.
- Их различие в размерах следует почти той же логике, что и разница между аудиолентой и компакт-диском: от 8 до 20 г для массы геофона по сравнению с... всего 50 мг для массы датчика МЭМС!
- Для геофонов соотношение {жесткость пружины / вес массы} является низким. Для датчиков МЭМС все наоборот.
- В результате геофоны имеют низкую резонансную частоту (обычно от 5 до 10 Гц и даже значительно ниже для некоторых длиннопериодных датчиков, используемых в академических целях). Датчики МЭМС имеют гораздо более высокую резонансную частоту (> 800 Гц) или даже



▲ Рис. 1. Сравнение геофонных и МЭМС-технологий.

вовсе не имеют резонансной частоты при работе в замкнутом контуре обратной связи.

Первый пункт сопоставления может потребовать некоторого пояснения (рис. 1). Несмотря на значительные различия в весе, размере, принципе измерения и представлении данных, оба датчика фактически основаны на одном и том же принципе детекции сигнала: колебательная система масса-пружина.

Геофоны являются исключительно аналоговыми устройствами, поскольку их принцип измерения основан на индуцированном напряжении, генерируемом катушкой (прикрепленной к корпусу с помощью пружины и, таким образом, действующей как масса), движущейся относительно магнита (прикрепленного к штырю датчика).

Датчики МЭМС работают по тому же принципу масса-пружина, но способ восприятия ими сигнала совершенно иной. В случае датчиков МЭМС с замкнутой обратной связью мы не хотим, чтобы (легкая) масса двигалась. Вместо этого, чтобы противодействовать силе инерции, действующей на массу из-за ускорения грунта, к массе прикладывается сила электростатической обратной связи посредством электроники ASIC (специализированной интегральной схемы),

переключающей сигнал напряжения на своих электродах, чтобы удерживать массу неподвижной. В результате точное измерение ускорения грунта обеспечивается за счет точного мониторинга этого напряжения благодаря высокоэффективной работе электроники ASIC. Измерение ускорения становится цифровым.

Другие аспекты рассмотрения технологии МЭМС и ее сравнение с геофонами, были сделаны, в частности, в работах Лэнэ (Lainé, 2014) и Тэлье (Tellier, 2017).

Выходной сигнал датчика и его обработка

Выходной сигнал геофона — это напряжение, вызванное смещением магнита внутри катушки. Это напряжение пропорционально скорости частиц грунта выше собственной частоты геофона: преобразование в м/сек потребует применения параметра чувствительности геофона, который предоставляется производителями геофонов с допусками. Около и ниже собственной частоты отклик геофона больше не является линейным: помимо чувствительности, необходимо учитывать затухание и собственную частоту (также с допусками), чтобы разработать оператор второго порядка, который может быть применен для удаления сигнатуры датчика.

У цифрового датчика МЭМС выход представляет собой 24-битный цифровой сигнал (сигнал, закодированный 23-мя разрядами, плюс один разряд для знака), который отражает силу, приложенную к массе, чтобы она оставалась неподвижной. Эта сила, а значит и выходной сигнал датчика, пропорциональны ускорению грунта. Конструкция датчика обеспечивает плоскую форму его отклика на всей интересующей нас сейсмической полосе частот, начиная с постоянного тока (0 Гц). Для преобразования цифрового выхода МЭМС в ускорение необходимо применить уникальный скаляр (постоянный коэффициент) независимо от задействованных частот.

Получение скорости грунта или смещения грунта (которое все чаще рассматривается для полноволновой инверсии) потребует применения одиночного или двойного интегрирования. Этот простой процесс поддерживается большинством пакетов программ обработки. Поскольку этот процесс не зависит от оборудования (плоский отклик и незначительные допуски на усиление МЭМС), он оказывается намного более достоверным, чем процедура приведения формы импульса геофона, и позволяет осуществить безупречное преобразование в нужные физические единицы.

Неопределенности при преобразовании выходных данных датчиков в интересующие нас физические единицы, рассматриваются ниже в разделе “Джиттер (размытие) данных, (вызванный погрешностями измерения фаз и амплитуд)”.

Третье поколение датчиков МЭМС

Литература изобилует примерами успешного применения датчиков МЭМС для горнодобывающих отраслей (например, Meisheng et al., 2008), применения 3С наблюдений (например, Stotter, 2011),

идентификации тонкослоистых залежей газа по сохраненным амплитудам на больших удалениях для AVO (например, Shi et al., 2008 и 2009), или для разведки трудноизвлекаемых запасов нефти (Xuming et al., 2014). Датчики МЭМС также широко использовались для поиска углеводородов в таких регионах, как Китай или Северная и Южная Америка.

Однако первые два поколения датчиков МЭМС столкнулись с трудностями в обеспечении ожиданий отрасли в отношении регистрации низкочастотных сигналов, которые появились около десяти лет назад. Их минимальный уровень шума увеличивается в сторону низких частот ($\sim 120 \text{ нг} / \sqrt{\text{Гц}}$ в полосе [1-10 Гц] при спецификации МЭМС в 40-45 нг/ $\sqrt{\text{Гц}}$ в полосе [10-200 Гц]), и может не позволить осуществить запись слабых сигналов в диапазоне ниже нескольких герц. Эта проблема была решена с помощью МЭМС 3-го поколения (15 нг / $\sqrt{\text{Гц}}$ при [10-200 Гц] и 30 нг / $\sqrt{\text{Гц}}$ при [1-10 Гц]), где также были продемонстрированы превосходные низкочастотные характеристики датчика (Fougerat 2018, Tellier 2020).

В дополнение низкочастотному ограничению, датчики МЭМС сравнивались с группами геофонов. Решения с одиночными датчиками МЭМС выглядели более дорогостоящими, так как требовали большего количества каналов. Однако это не тот случай, когда одиночные каналы МЭМС сравниваются с одиночными геофонами, подключенными к оцифровывающим устройствам (АЦП). Более того, усилия отрасли позволили снизить стоимость технологии МЭМС, что сделало одноканальное решение на основе МЭМС немного дешевле в сравнении с геофоном. Энергопотребление 3-го поколения также было уменьшено в два

раза по сравнению с предыдущим поколением. А это означает меньшее количество полевых блоков для цифровых каналов, чем для аналоговых каналов, следовательно, меньше батарей и проще логистика.

Чтобы дополнительно проиллюстрировать геофизические различия между датчиками МЭМС и геофонами, необходимо рассмотреть артефакты, которые представляют собой искажения, вносимые в записанный сигнал самими датчиками. В этой связи выделяются два артефакта, связанные с датчиком, которые рассматриваются в следующих аспектах: шум, вызванный записью сигнала, и джиттер (размытие) данных, вызванный погрешностями измерения фаз и амплитуд.

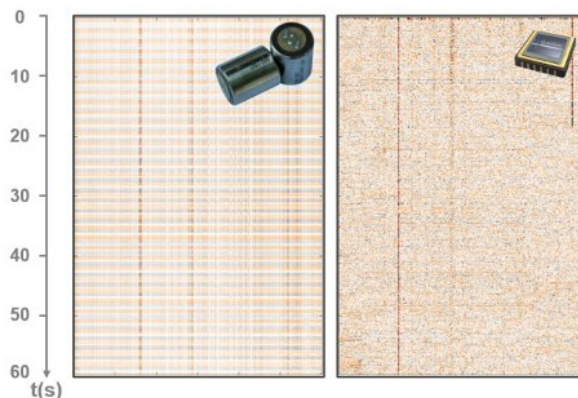
Шум, вызванный записью сигнала

Определение

Шум, вызванный записью сигнала, - это шум, вызываемый собственно регистрацией сейсмического сигнала. Этот шум не влияет на сейсмический сигнал: это дополнительный шум, непосредственно связанный с восприятием сигнала датчиком. Помимо нелинейного искажения датчика, которое для геофонов значительно больше (-62 дБ), чем для датчиков МЭМС (-90 дБ), уже были идентифицированы два типа шума, вызванного записью сигнала.

Электромагнитное загрязнение

Принцип работы геофона основан на устройстве типа катушка-магнит, что делает датчик особенно чувствительным к электромагнитному шуму окружающей среды. Хотя источники электромагнитного шума многочисленны, особенно в городских районах, основной вклад вносят линии электропередач. В настоящее время на большинстве съемок



▲ Рис. 2. 60-секундная пассивная запись, полученная геофоном 10 Гц (слева) и датчиком МЭМС (справа).

сигнал 50/60 Гц и связанные с ним гармоники создают индуцированное напряжение на чувствительном элементе геофона катушка-магнит. Этот шум становится еще сильнее при использовании несбалансированной группы геофонов. В отличие от геофонов, записи МЭМС по своей природе свободны от этого загрязнения, поскольку их работа не основана на устройстве катушка-магнит.

Это явление хорошо известно геофизикам, и примеров тому множество. На Рисунке 2 представлены результаты недавнего мониторинга железнодорожного полотна с применением пассивной сейсмики. В этом примере две линии были развернуты вдоль железнодорожного пути в окрестностях Парижа, с геофонами 10 Гц и датчиками МЭМС, расположенными совместно в каждой точке приема. Как и ожидалось, железнодорожная линия электропередачи 25000 В не повлияла на запись МЭМС, в то время как электромагнитное загрязнение преобладало на геофонной линии приема. Электромагнитное загрязнение преобладает на записи геофона, но отсутствует на записи МЭМС.

Паразитная частота

Так называемая «паразитная частота» относится к резонансу сенсорной систе-

мы, перпендикулярному ее нормальной (вертикальной) рабочей оси, и представляет собой комбинацию нескольких режимов движения (Maxwell 1997). Поэтому ее можно также назвать «радиальной собственной частотой». Любое движение земли в поперечной или угловой проекции может вызвать резонанс геофона: самый низкий из этих резонансных режимов вызывает так называемую паразитную частоту, которая определяет ограничение верхней частоты датчика.

Для дальнейшего исследования проблемы паразитной частоты важно помнить, что измерение геофона основано на индуцированном напряжении, создаваемом смещением массы (т. е. катушки геофона) относительно магнита. Для точного измерения сейсмического сигнала осевая жесткость пружины должна быть низкой, чтобы обеспечить как длинный ход (благоприятный для чувствительности), так и низкую собственную частоту (что напрямую связано с соотношением {жесткость пружины / масса}). Однако радиальная жесткость пружины должна быть максимальной по трем причинам: 1) чтобы гарантировать подавление паразитных, невертикальных сигналов (таких как поверхностные и обменные волны); 2) для исключения паразитных режимов работы (таких как резонансные), которые могут вызывать смещения вдоль чувствительной оси; и 3) для обеспечения нечувствительности к наклону (чтобы избежать трения катушки о корпус). Несмотря на усилия производителей по обеспечению низкой осевой жесткости и высокой радиальной жесткости, номинальные паразитные частоты остаются «низкими» и ограничивают полезную полосу пропускания геофона. Типичные значения для паразитных частот колеблются от

120-150 Гц для геофонов 5 Гц и от ~ 250 Гц для геофонов 10 Гц, с более выраженным эффектом, когда геофон наклонен (качество сцепления с грунтом не влияет на явление паразитной частоты несмотря на распространенное заблуждение).

Поскольку измерение МЭМС основано на сверхмалых изменениях емкости (через электроды), вызванных микроскопическими перемещениями массы, датчики МЭМС могут быть спроектированы с соотношением {жесткость пружины / масса}, которое намного выше, чем у геофонов, что означает, что можно спроектировать колебательную систему с гораздо более высокой поперечной жесткостью. Поэтому паразитные частоты значительно превышают полезную сейсмическую полосу пропускания частот.

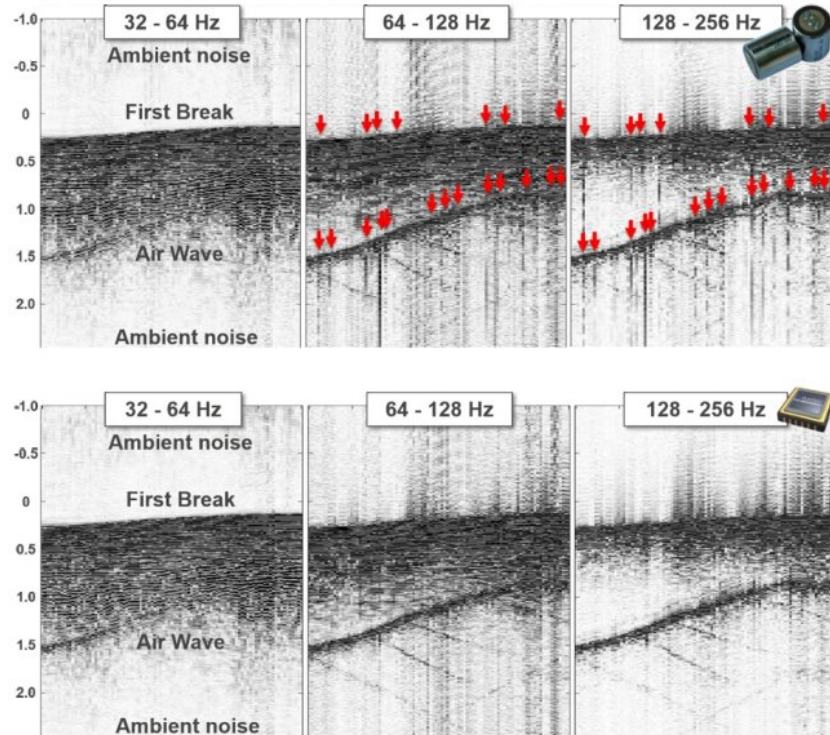
На практике попадание в паразитную частоту приводит к нарушениям в передаточной функции геофона (неожиданный фазовый сдвиг и сильное изменение чувствительности), что проявляется в сейсмических данных в виде сильного звенящего шума, проходящего через запись. На рис. 3 проиллюстрирована концепция паразитных частот. На этих двух 100-канальных секциях данных сгруппированных по общему пункту возбуждения (ОПВ) самые высокие октавы засорены паразитными частотами на многочисленных каналах геофонов (красные стрелки). Записи МЭМС в то же время остаются без артефактов.

Джиттер (размытие) данных, (вызванное погрешностями измерения фаз и амплитуд)

Определение:

Выходным сигналом датчика является результат свертки отклика датчика с приходящим сигналом колебания грунта.

► Рис. 3. Влияние паразитной частоты на полевые данные: геофоны 5 Гц (вверху) и датчики QuietSeis МЭМС (внизу). Геофон, используемый для испытания, имеет частоту паразитных искажений > 120 Гц.



Джиттер данных, индуцированный датчиком, представляет собой амплитудное и фазовое возмущение, вызванное исключительно вариациями отклика датчика, от одного датчика к другому.

Теоретически джиттер (размытие) данных можно исправить с помощью выполнения точной деконволюции отклика датчика. Однако это требует хорошего знания параметров, определяющих отклик датчика. На самом деле это невозможно для таких датчиков, как геофоны, поскольку их параметры (даже если это совершенно новые геофоны) отличаются от номинальных значений по каталогу (дисперсия индивидуальных параметров геофона из-за производственных допусков) и будут продолжать меняться на протяжении всего проекта сбора данных (из-за старения и перепадов температур).

Для геофона

Геофон - это электромагнитная система масса-пружина с откликом прибора, определяемым тремя параметрами:

- чувствительность геофона S_g (v/ms^{-1}) α ;
- собственная частота F_c (Гц);
- коэффициент затухания λ .

В частотной области, f (Гц), собственный выход геофона $G(f)$ связан со скоростью $v(f)$ частиц грунта как:

$$G(f) = S_g \cdot LC(f; f_c, \lambda) \cdot v(f) \quad (1a)$$

Где f (Гц) скорость частиц грунта $v(f)$
а $LC(f; f_c, \lambda)$ фильтр низких частот с минимальной фазой, определенный в соответствии с:

$$LC(f; f_c, \lambda) = -f^2 / (-f^2 + 2j\lambda f f_c + f_c^2) \quad (1b)$$

Параметры геофона (S_g, f_c, λ) определяются каталожными значениями (S_g^c, f_c^c, λ^c) с достоверностью в процентах ($\pm \Delta S_g^c, \pm \Delta f_c^c, \pm \Delta \lambda^c$). Эти отклонения связаны с:

- Производственными допусками (зависящими от особенностей производства, от наклона и от чувствительности);
- Колебаниями температур (магнитные материалы теряют магнетизм при нагревании, но восстанавливают магнетизм при охлаждении, при условии, что

максимальная температура ниже их температуры Кюри);

- Старение (магниты теряют свои свойства, изменяется жесткость пружины, влияние неправильного хранения, ударов и т. д.).

Точное знание параметров геофона (S_g, f_c, λ) требуется для получения данных о движении грунта $v(f)$ по собственному выходному сигналу геофона $G(f)$. На практике такая деконволюция выполняется с использованием значений из каталога (S_g^c, f_c^c, λ^c) без учета их фактического значения:

$$v_g(f) = (1/S_g^c \cdot LC(f; f_c^c, \lambda^c)) \cdot G(f) \quad (1c)$$

Таким образом, мы имеем приближительную оценку скорости частиц грунта $v_g(f)$:

$$v_g(f) = (S_g \cdot LC(f; f_c, \lambda) / S_g^c \cdot LC(f; f_c^c, \lambda^c)) \cdot v(f) \quad (1d)$$

Вариации отклика геофона от датчика к датчику вызываются не только разнородностями партий геофонов, доступных для данного проекта, но также и разнородностями совершенно новых датчиков, и могут изменяться в зависимости от температуры в ходе сбора сейсмических данных. Многочисленные причины отклонений в отклике датчика затрудняют восстановление истинного движения грунта, измеренного датчиком геофона.

Для МЭМС

Датчики МЭМС — это высокоточные микроэлектронные системы на основе кремния с инструментальным откликом прибора, определяемым частотно-независимым скаляром S_m . В частотной области, $f(\text{Гц})$, собственный выходной сигнал МЭМС $M(f)$ связан с ускорением частиц грунта $a(f)$ (т.е. производная по времени от скорости частиц грунта $j2\pi f \cdot v(f)$) как:

$$M(f) = S_m \cdot a(f) \quad (2a)$$

Производственный процесс для

технологии МЭМС отличается высокой точностью с чрезвычайно низкими допусками, порядка 0,25% для S_m , что примерно в десять-тридцать раз меньше допусков геофонов. Кремний - высокостабильный материал, который делает отклик МЭМС нечувствительным к колебаниям температуры. Более того, МЭМС является лишь дополнительным компонентом на электронной плате датчика, и поэтому по старению эквивалентен последней. Кроме того, для МЭМС с обратной связью (которая предотвращает устойчивое смещение массы) наклон датчика не влияет на S_m .

Как следствие вышеупомянутых характеристик, МЭМС - это широкополосные датчики, которые регистрируют все частоты на одном уровне, масштабируемые только частотно-независимым откликом датчика S_m . Чрезвычайно низкий допуск на S_m обеспечивает точное преобразование истинной фазы и почти истинной амплитуды собственных изменений МЭМС в ускорение частиц грунта:

$$a(f) = S_m^{-1} \cdot M(f) \quad (2b)$$

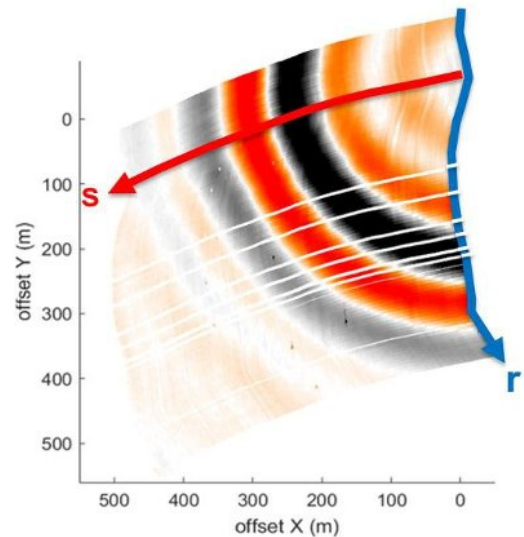
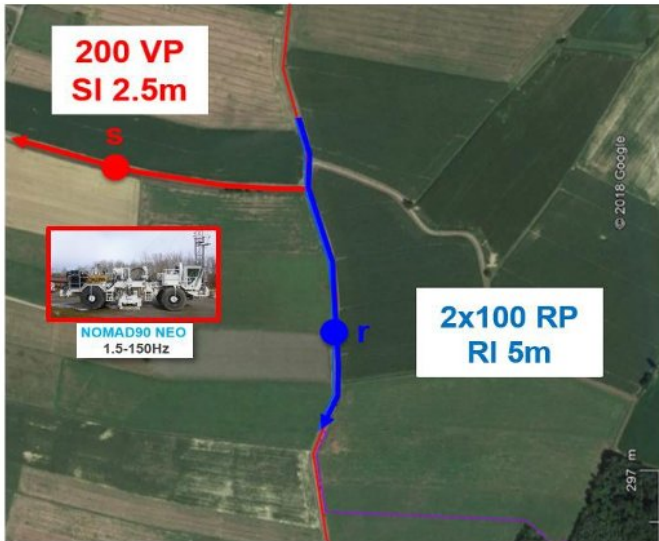
Которая в дальнейшем может быть преобразована в скорость частиц грунта с помощью интегрирования:

$$v(f) = (j2\pi f)^{-1} \cdot a(f) = (j2\pi f)^{-1} \cdot S_m^{-1} \cdot M(f) \quad (2c)$$

Подводя итог, можно сказать, что датчики МЭМС не вызывают размытия (джиттер) данных, в отличие от геофонов.

Полевой тест

Чтобы проиллюстрировать, оценить и сравнить уровень размытия данных, связанных с датчиками, для различных сенсорных технологий, мы разработали специальное полевое испытание, предусматривающее регистрацию данных датчиков МЭМС и высокочувствительных геофонов 5 Гц сторонних производите-



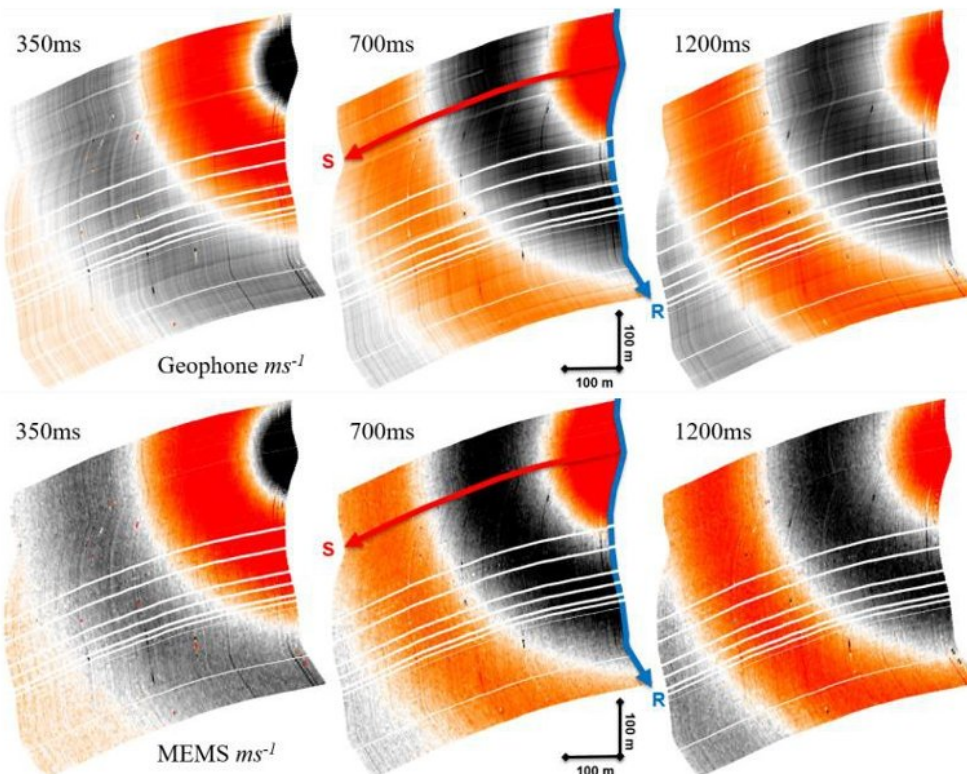
▲ Рис. 4. Конфигурация полевого теста для сбора части данных с крестообразной расстановкой с квазиперпендикулярными линиями источника и приемника.

лей (не Sercel), установленных на общих пикетах приема. (рис. 4).

Вдоль линии возбуждения было отстреляно 200 ПВ на расстоянии 2,5 м друг от друга одним вибратором Nomad 90 Neo с широкополосным свипом 1,5–150 Гц. Вдоль линии приема было 100 ПП, расположенных на расстоянии 5 м друг от друга, которые включали совместно установленные датчики

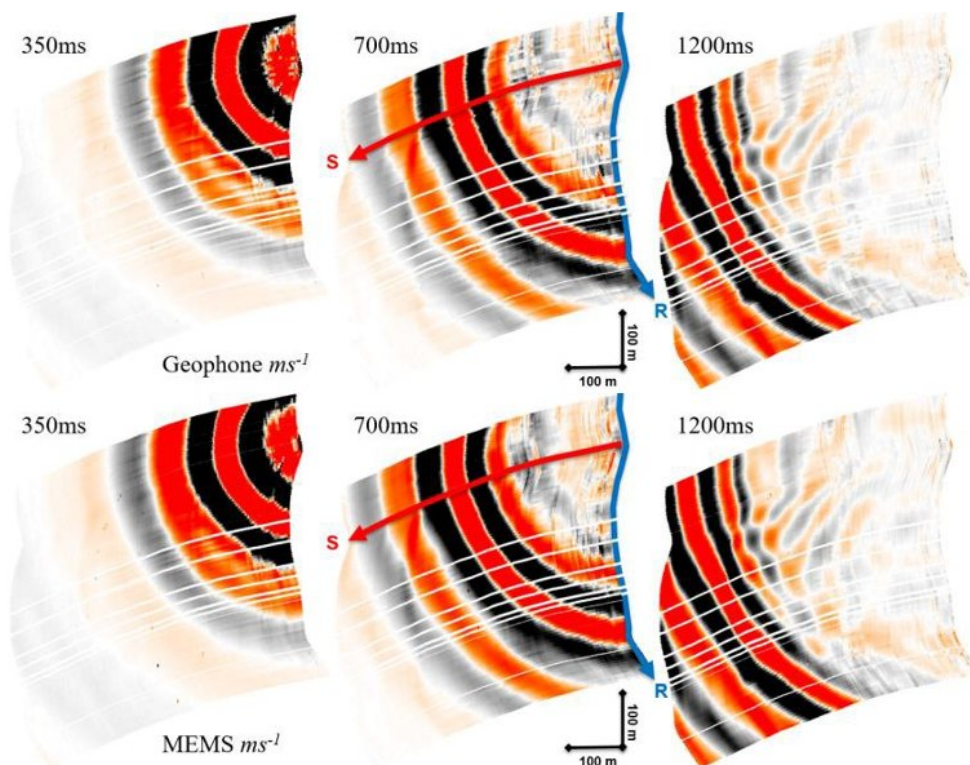
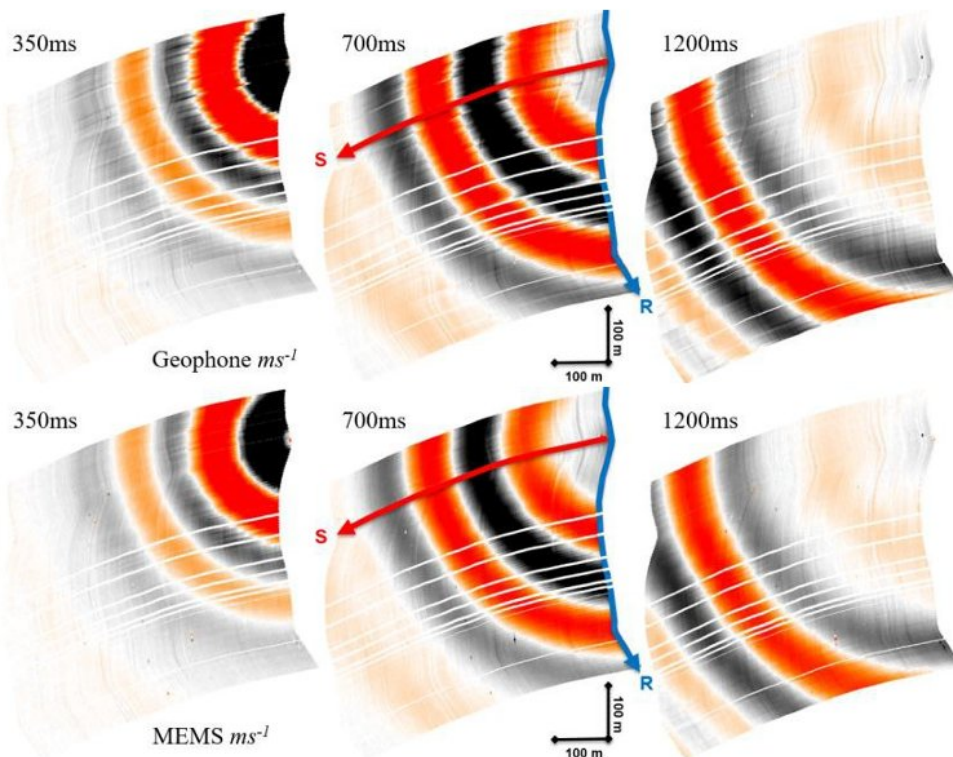
МЭМС (WiNG DFU) и геофоны сторонних производителей (не Sercel) с частотой 5 Гц (система 508XT). Отображения временных срезов расстановки отсортированных по удалениям (offset_X, offset_Y) демонстрируют круговые фронты сейсмических волн.

Этот тест позволяет измерить воздействие на сейсмоданные технологических допусков, заложенных в датчик на



◀ Рис. 5а. Геофон и МЭМС - сравнение после коррекции отклика датчика, октава [1-2Гц].

► Рис. 5б.
Геофон и МЭМС -
сравнение после
коррекции
отклика
датчика,
октава [2-4Гц].



◄ Рис. 5с.
Геофон и МЭМС -
сравнение после
коррекции отклика
датчика,
октава [4-8Гц]

этапе производства. Однако в силу того, что замер производился в течение короткого отрезка времени, этот тест не позволяет оценить влияние на данные ни изменений температуры, ни фактора старения самого датчика.

Данные крестообразной расстановки отсортированы по кросс-лайн и ин-лайн удалениям. Распространяющиеся сейсмические волновые фронты в таком пакете данных имеют дуговую форму. Изменчивость источника будет прояв-

ляться на удалениях перпендикулярных линии возбуждения, а джиттер (размытие) данных, связанный с работой датчика - перпендикулярно линии приемников. Чтобы обеспечить сопоставимое сравнение записей геофона и МЭМС, данные с обоих сенсоров были скорректированы на отклик датчика, как показано в уравнениях (1с) и (2с), для сравнения в домене скорости грунта $v(ms^{-1})$. На рисунке 5 приведено сравнение трех временных срезов в 350 мс, 700 мс и 1200 мс для трех октав. На каждом срезе мы видим семь белых линий, перпендикулярных к линии приема. Они соответствуют пропущенным в расстановке пикетам с датчиками.

Временные срезы геофона выявляют октавно-зависимое размытие данных, с вариациями по фазе и амплитуде колебаний между датчиками. В то же время временные срезы МЭМС не демонстрируют подобного связанного с датчиком размытия данных. На них можно обнаружить только незначительную вариацию у источника. При более внимательном рассмотрении также обнаруживается значительный сдвиг по фазе и разница в амплитуде между данными геофонов и датчиков МЭМС.

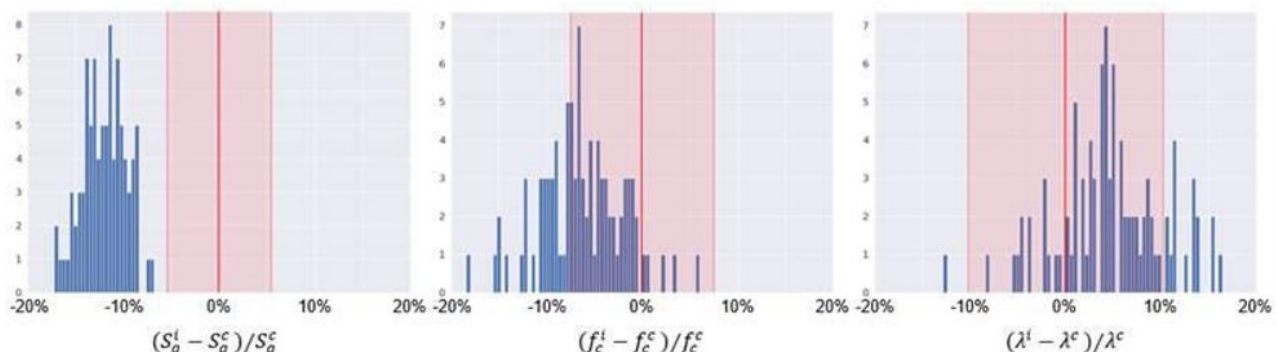
Благодаря однородности сейсмического сигнала, записанного с датчиков МЭМС, мы использовали данные МЭМС в качестве опорных для инверсии пара-

метров геофона $(S_g^i(r), f_c^i(r), \lambda^i(r))_{r=1, \dots, 100}$, которые минимизируют целевую функцию:

$$\min_{(S_g^i, f_c^i, \lambda^i)} \sum_f \sum_s \|w(f) \cdot \left(\frac{S_{g,LC}(f; f_c, \lambda)}{S_{m,(j2\pi f)}} - \frac{G(f, s; r)}{M(f, s; r)} \right) \| \quad (3)$$

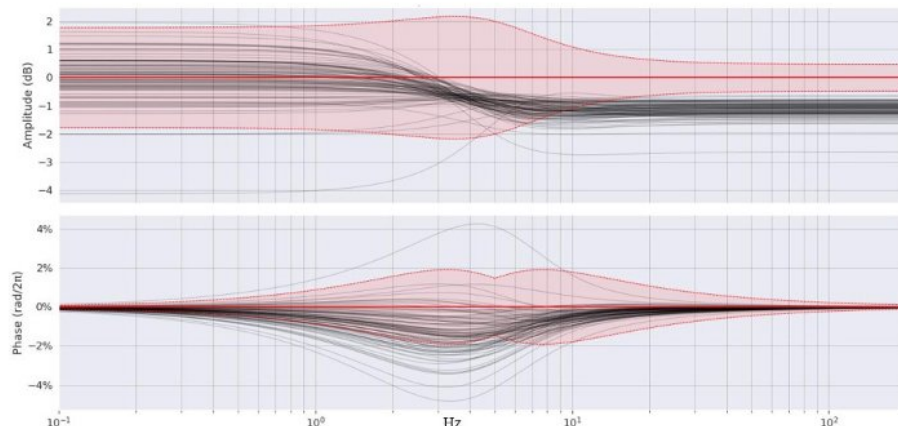
во всем диапазоне частот f и источников s , пригодных для объяснения частотно-зависимых изменений амплитуды и разности фаз между данными геофона и МЭМС, где $w(f) \sim 1/f$ выступает как частотно-зависимое средство ранжирования. Это было сделано независимо для каждого из 100 5-герцовых геофонов.

Гистограмма для 100 инвертированных параметров сейсмоприемников $(S_g^i(r), f_c^i(r), \lambda^i(r))_{r=1, \dots, 100}$, (рис. 6) наглядно демонстрирует системное смещение распределений, не центрированное на каталожных значениях $(S_g^c, f_c^c, \lambda^c)$ (сплошная вертикальная красная линия) и значения вне допуска $(\pm \Delta S_g^c, \pm \Delta f_c^c, \pm \Delta \lambda^c)$ (пунктирная вертикальная красная линия). Исходя из опыта авторов (в прошлом – руководителей сейсмопартий и ответственных за контроль качества данных), можем утверждать, что дешевые геофоны могут не соответствовать заявленным допускам (а это приведёт к ещё более значительному размытию данных). 5-герцовые геофоны, использовавшиеся для этого теста, широко используются, и оцениваются как геофоны среднего уровня качества.



▲ Рис. 6. Гистограмма отклонений 100 инвертированных параметров геофона с замкнутой цепью $(S_g^i, f_c^i, \lambda^i)$ от значения по каталогу $(S_g^c, f_c^c, \lambda^c)$, выраженное в процентах.

► Рис. 7. Амплитудные и фазовые погрешности геофонов.



Для каждого из 100 установленных геофонов может быть отображено соотношение амплитуд (дБ), а также фазовая ошибка ($\text{rad} / 2\pi$) между инвертированными и каталожными параметрами геофонов, в зависимости от частоты (Рис. 7). Сплошными горизонтальными красными линиями даны геофоны с инвертированными параметрами, соответствующими каталожным параметрам (без ошибок). Пунктирные красные кривые представляют максимальные отклонения в пределах каталожных допусков ($\pm \Delta S_g^c, \pm \Delta f_c^c, \pm \Delta \lambda^c$).

Каталожные номинальные погрешности (сплошная красная = нет погрешностей) и погрешности, вычисленные по каталогу максимальных погрешностей с использованием заданных допусков (пунктирная красная линия) в сравнении с инвертированными погрешностями (черные линии), полученным из полевых измерений по формуле:

$$S_g^i.LC(f; f_c^i, \lambda^i) / S_g^c.LC(f; f_c^c, \lambda^c).$$

Это соответствует соотношению амплитудных и фазовых погрешностей между скоростью грунта, исчисленной по данным геофона с использованием каталожных значений, и истинным значением скорости грунта.

Эти кривые иллюстрируют следующее поведение размытия данных геофона:

- Частотно-зависимое, с отклонения-

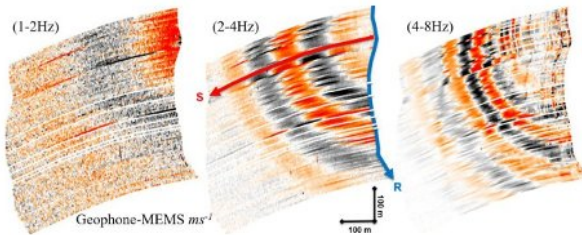
ми в районе излома собственной частоты геофона f_c

- Амплитудные и фазовые искажения:
 - асимптотически постоянны при $f/f_c \ll 1$ и при $f/f_c \gg 1$;
 - находятся за пределами заявленных характеристик датчика;
 - тенденциозное, не случайное распределение вблизи 0 дБ или 0 %.

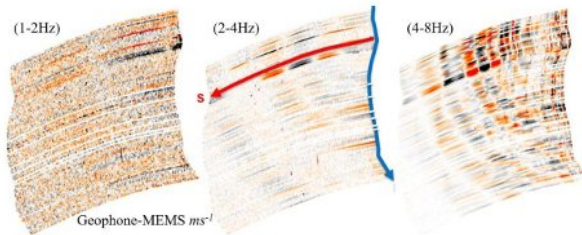
Чтобы проверить возможность коррективировки размытия данных с помощью инвертированных параметров, сравним различия во временных срезах при использовании каталожных значений (S_g^c, f_c^c, λ^c) (рис. 8a) и инвертированных значений (S_g^i, f_c^i, λ^i) (рис. 8b). В результате мы можем наблюдать значительное уменьшение разницы во временных срезах между геофоном и МЭМС во всех трех показанных октавах.

Используя данные МЭМС в качестве опорных, мы установили, что трехчленная инверсия для фактических параметров геофонов значительно уменьшает разницу между данными геофона и датчика МЭМС. Это подтверждает, что наблюдаемые различия в основном связаны с отклонением параметров геофонов от номинальных каталожных значений (S_g^i, f_c^i, λ^i).

Авторы намерены в дальнейшем провести тесты и исследования с тем, чтобы проиллюстрировать влияние температуры и фактора старения на



▲ Рис. 8а. Различия временных срезов (700 мс) геофонов и датчиков МЭМС при использовании каталожных параметров (S_g^c, f_c^c, λ^c) для корректировки отклика геофона.



▲ Рис. 8б. Различия временных срезов (700 мс) геофонов и датчиков МЭМС при использовании инвертированных параметров (S_g^i, f_c^i, λ^i) для корректировки отклика геофона.

размытие данных для обоих датчиков, хотя предварительный анализ и показывает их меньшее влияние в сравнении с влиянием производственных допусков. Однако такое размытие будет накапливаться, объединяясь с тем, которое обусловлено производственными допусками, что создаст еще более значительные неопределенности.

Размытие данных, вызванное свойствами датчика - новая концепция, которая до сегодняшнего дня не получила должного освещения. И вот шесть причин, объясняющих, почему именно:

- Использование групп геофонов усредняет показания конкретного геофона;
- Регистрируемые отклонения параметров сигнала от датчика к датчику традиционно объяснялись качеством сцепления с грунтом и изменчивостью свойств грунта в пределах проекта;
- Низкочастотные источники раскрыва-

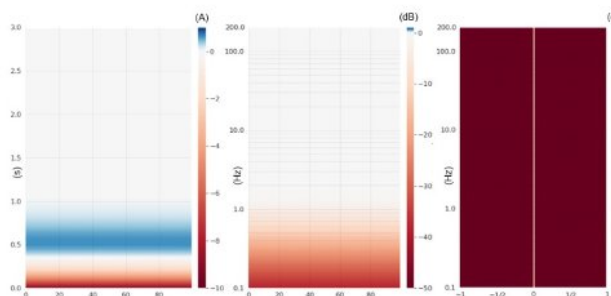
ют низкочастотные характеристики геофона;

- Дизайн съемки с точной пространственной дискретизацией облегчает обнаружение феномена размытия данных;
- Отсутствие эталонных датчиков на коммерческих съемках;
- Размытие данных, наблюдаемое в отношении геофонов, порождается не только геофонами, но и всей цепочкой сбора данных до «общей точки» с цифровыми каналами (включая, например, кабель, соединяющий геофон с АЦП).

Влияние эффекта размытия на сейсмические изображения

Геофоны вызывают эффект размытия данных, который напрямую связан с погрешностями в параметрах геофона (S, f_c, λ). Это приводит к возникновению частотно-зависимых амплитудных и фазовых искажений в записанном сигнале. Для коррекции этих искажений требуется знать фактический отклик геофона в процессе сбора данных, чтобы разработать специальный оператор для каждого канала, для приведения записи к истинному значению. Это едва ли осуществимо на практике, даже если дополнительные ресурсы выделяются в ходе полевых работ и на этапе обработки. В дополнение к этому, при разработке оператора приведения итоговой записи необходимо учитывать температурные изменения, особенно для данных, полученных в проектах со значительным разбросом температур, в частности, в Арктике или в условиях жарких пустынь.

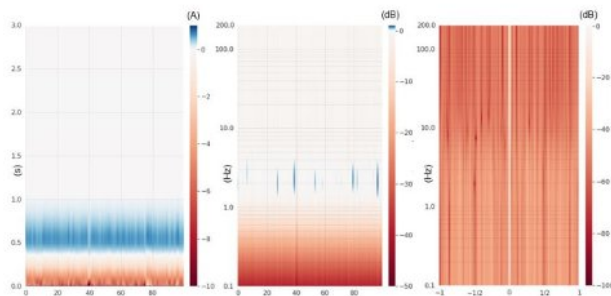
Размытие данных, связанное с датчиком, оказывает пагубное влияние на сохранение сигнала, начиная с самых ранних этапов обработки, когда фильтры скорости применяются для удаления



▲ Рис. 9а. Отклик 100 датчиков МЭМС (в м/с), с поправкой на отклик датчика (уравнение 2с) к синтетической горизонтальной плоской волне: временной отклик (слева), частотный отклик (в середине), и (справа) временная частотная характеристика (в логарифмической шкале) в зависимости от волнового числа (нормализованного по Найквисту).

поверхностных волн, т.е. еще до того, как могут быть получены какие-либо поверхностно-согласованные поправки. На рис. 9а представлены временные (слева) и частотные (в середине) отклики 100 последовательных датчиков МЭМС к синтетической горизонтальной плоской волне с минимальной фазой и плоским амплитудным спектром выше 1 Гц. На рис. 9а (справа) представлен его спектр $(\log(f), k)$, где вся энергия сконцентрирована вокруг $k=0$, как следствие латеральной инвариантности как плоской волны, так и отклика МЭМС. Эта спектральная фокусировка обеспечивает отличное сохранение сигнала отражения после фильтрации по скорости. С геофонами ситуация совершенно иная (рис. 9b): вариации характеристик датчиков приводят к разбросу сигнала в спектрах $(\log(f), K)$, и, как следствие, искажению сигнала после применения скоростного фильтра, особенно на низких частотах. Этот разброс сигнала в спектрах $(\log(f), K)$ также делает менее эффективным удаление поверхностных волн, проникающих в конус сигнала.

Возможно, кто-то усомнится в приме-



▲ Рис. 9b. Отклик 100 геофонов (в м/с) с поправкой на отклик датчика (уравнение 1d) к синтетической горизонтальной плоской волне: временной отклик (слева), частотный отклик (в середине), и (справа) временная частотная характеристика (в логарифмической шкале) в зависимости от волнового числа (нормализованного по Найквисту).

ности поверхностно-согласованных поправок для коррекции размытия данных, обусловленного свойствами датчика. Вот необходимые условия для их успешного применения:

- Соотношение сигнал/шум достаточно высокое для правильной оценки фазы.
- Отсутствие многоканального подавления шума между геофонами для получения индивидуальных параметров геофонов.
- Введение дополнительной трехчленной параметрической формы $(S_g^c, f_c^c, \lambda^c)$ (уравнение 1d) для оператора приемника. Это позволяет работать с длинными операторами без перенастройки инверсии.
- Отсутствие замещения амплитуд спектра на низких частотах на основе каталожных значений для операторов геофонов-приемников.

Соблюсти все четыре перечисленные условия затруднительно: недостаточная поверхностно-согласованная коррекция будет иметь следствием наличие систематических погрешностей в измерениях геофонами, которые будут сохраняться

при накапливании независимо от плотности трасс. В отличие от геофонов, МЭМС-датчики обладают тем преимуществом, что не требуют компенсации размытия данных датчика.

Выводы

В отношении приемников, тенденция сейсморазведочной отрасли развивается в направлении нодальных систем с одиночными широкополосными датчиками для регистрации сигнала. И хотя по мере применения одиночных датчиков плотность трасс в проектах продолжает расти, мы наблюдаем в лучшем случае неизменное, а зачастую и меньшее количество датчиков, по сравнению с предыдущими съемками.

Индивидуальный отклик каждого датчика становится столь же важным, как и знание точных свойств сигнала источника, с тем основным различием, что параметры сигнала источника записываются непрерывно, в отличие от отклика датчиков.

Для точного преобразования зарегистрированных данных в параметры движения частиц грунта в широком диапазоне частот необходимо работать с датчиками, имеющими точный, заранее известный и инвариантный отклик. Как показывают полевые тесты, это справедливо для датчиков МЭМС, но не для геофонов (даже совершенно новых). Эта концепция размытия данных до сих пор не была идентифицирована по нескольким причинам (использование групп, которые смешивают индивидуальные характеристики датчиков, вариации сигнала от датчика к датчику, ошибочно приписываемые сцеплению и различным свойствам местности, отсутствие эталонных датчиков на коммерческих съемках и конкретных экспериментов,

предназначенных для освещения этого явления, и т. д.).

Учитывая точно известный и неизменный отклик датчиков МЭМС, они, следовательно, являются предпочтительным датчиком для извлечения всей полноты преимуществ от внедрения всех сейсмических инноваций. Благодаря точности и стабильности датчиков МЭМС возможно избежать эффекта размытия в зарегистрированных данных, что дает лучшую сохранность сигнала и удаление шума. Применительно к требованиям FWI датчики МЭМС обладают неотъемлемой способностью записывать высокоточный низкочастотный сигнал, а третье поколение МЭМС также преодолело ограничение низкочастотного минимального уровня шума предыдущих поколений: таким образом, современные датчики МЭМС позволяют точно измерять широкополосные колебания грунта в любых единицах.

В Sercel убеждены в преимуществах МЭМС-технологии для всех вариантов применения в сейсморазведке, от наземных и морских донных проектов до структурного мониторинга зданий и сооружений, и рассматривают его как ультрасовременный сейсмический датчик, наилучшим образом способный дать беспрецедентные выгоды сейсмической отрасли.

Литература:

Fougerat, A., Guérineau, L. and Tellier, N. [2018]. High-quality signal recording down to 0.001 Hz with standard MEMS accelerometers. 88th SEG annual meeting, расширенная аннотация. DOI: <https://doi.org/10.1190/segam2018-2995544.1>

Maxwell P. and Faber, K. [1997] Geophone Spurious Frequency - What Is It and How Does It Affect Seismic Data Quality. EAGE 59th

Conference & Exhibition, расширенная аннотация. DOI: https://doi.org/10.3997/2214-4609-pdb.131.GEN1997_P046

Lainé, J. and Mougenot, D. [2014] A high-sensitivity MEMS-based accelerometer. The Leading Edge, Vol 33 Issue 11, стр. 1210–1308. DOI: <https://doi.org/10.1190/tle33111234.1>

Shi S., Du Y., Yao Z., Wang D., Zhang M., Cheng S., Gan L., Gao L., Li M. and Qin Z. [2008] Digital point receiver seismic acquisition and pre-stack reservoir characterization at Sulige gas field, China. 70th EAGE Conference & Exhibition, расширенная аннотация. DOI: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.20147566>

Shi S., Du Y., Zhang M., Cheng S., Gan L., Gao L., Yao Z. and Li M. [2009] Seismic acquisition with digital point receiver and prestack reservoir characterization at China's Sulige gas field. The Leading Edge, 28/3, стр. 324-331. DOI: <https://doi.org/10.1190/1.3104079>

Stotter C. and Angerer E. [2011] Evaluation of 3C microelectromechanical system data on a 2D line: Direct comparison with conventional vertical-component geophone arrays and PS-wave analysis. Geophysics 76/3, B79-B87. DOI: <https://doi.org/10.1190/1.3561769>

Tellier N., and Lainé, J. [2017]. Understanding MEMS-based digital seismic sensors: First Break, Vol 35, No.1, стр. 93-100. DOI: <https://doi.org/10.3997/1365-2397.35.1.87386>

Tellier, N., Laroche, S., and Herrmann, Ph. [2020]. Native true amplitude and phase broadband sensing now available with the latest MEMS sensors. 90th SEG annual meeting, расширенная аннотация. DOI: <https://doi.org/10.1190/segam2020-3423114.1>

Xuming B., Shenglui Y., Zedan W., Jingguo C., Xiaodong W., Qing H. [2014] Digital geophones and exploration of tight oil. 84th annual meeting, SEG, расширенная аннотация. DOI: <https://doi.org/10.1190/segam2014-0406.1>

Подробнее об авторах



Николя
Тэлье

Sercel



Стефан
Лярош

Sercel



Хань
Ван

Sercel



Филипп
Эрман

Sercel



GS-ONE LF

Высокочувствительный низкочастотный
геофон Российского производства



* Единственный и неповторимый

Выпускается с собственной
частотой **4.5 и 5 Гц**
в вертикальном
и горизонтальном
исполнении.
Чувствительность
89,4 В/м/сек

ONE & ONLY ▶

Geospace Technologies Eurasia
Российская Федерация,
450001, Башкортостан, г. Уфа,
ул. Кировоградская, 36.
т.: (347) 282 39 73

Геоспейс Технолоджис Евразия – давно известное имя

■ Воронцов В. В., Чурмантаев Р. Ш., Геоспейс Технолоджис Евразия, г. Уфа

25 декабря отмечает тридцатилетний юбилей российский производитель геофизического оборудования – ООО «Геоспейс Технолоджис Евразия» из Уфы. Постоянным читателям журнала это предприятие хорошо известно, хотя непосредственно на страницах последний раз имя «Геоспейс» упоминалось несколько лет назад.

Мы хотим рассказать, что нового произошло на предприятии за эти годы, тем более, что юбилей – отличный повод для этого.

Российский производитель геофонов

С момент своего основания, главной продукцией предприятия были знаменитые геофоны GS-20DX, которых на сегодня произведено более 5 миллионов. Несмотря на почтенный возраст, этот геофон до сих пор остается наиболее востребованным на рынке, именно эта модель указывается в технических заданиях на сейсморазведку в тендерах, которые проводят недропользователи. Чаще всего, тендерная документация содержит формулировку «GS-20DX или эквивалент».

Модель неоднократно копировалась, сейчас на рынке присутствует более десятка ее клонов (большая часть из которых так или иначе содержит в наименовании фирменные «20DX»). Но настоящий, оригинальный GS-20DX производится сейчас только в Уфе. Сегодня все права на производство этой модели переданы из США в Уфу, и легендарный GS-20DX является полностью российским продуктом. Это подтверждено как меморандумом разработчика геофона – корпорации Geospace Technologies Inc, так и сертификатом, подтверждающим

российское происхождение, выданным официальным сертифицирующим органом России. Этот факт очень ценят заказчики, так как в рамках политики импортозамещения, проводимой Российской Федерацией в последние годы, все чаще использование российского оборудования становится фактором, определяющим победу в тендерах.

Производство низкочастотных приборов

Несмотря на феноменальную популярность геофонов GS-20DX, наука не стоит на месте. Рынок сейсморазведки предъявляет все большие требования к качеству материала. С другой стороны, снижение цен на нефть подталкивает нефтесервисные компании к сокращению затрат на проведение работ. Группы на основе GS-20DX достаточно громоздкие, тяжелые. Они требуют большого количества транспорта для перевозки и значительных усилий при расстановке в поле.

Именно для решения этих задач были созданы геофоны семейства GS-ONE. Этот высокочувствительный геофон по характеристикам способен заменить от 3 до 6 приборов GS-20DX. В начале 2010-х мы уже писали о модели с собственной частотой 10 Гц. Сейчас же, помимо нее, на предприятии освоено производство 5 и 4.5 герцовых геофонов GS-ONE LF. Их чувствительность еще выше, они, как правило, используются как одиночные или в составе трехкомпонентных датчиков.

Эти геофоны также были разработаны и запатентованы в США, а сейчас их производство полностью передано в Россию со всем комплектом разреше-



Трехкомпонентный датчик (3 геофона GS-ONE LF в корпусе типа "Арктический гвоздь»

тельной документации. Российская сертификация также пройдена.

Полная локализация производства наиболее востребованных на рынке геофонов – предмет особой гордости сотрудников предприятия.

Сегодня на предприятии создан фонд оборудования для проведения тестовых работ на базе заказчиков. По запросу заказчика, ему передается согласованное количество групп или одиночных геофонов GS-ONE LF для полевых испытаний. Для того чтобы он мог сам убедиться в качестве материала, которые они дают, попробовать работу с низкочастотными приборами, оценить их преимущества.

Ремонт и восстановление геофизического оборудования

Еще одним направлением деятельности, которое было освоено в последние годы и которое является очень нужным и важным для заказчиков, стал ремонт геофизического оборудования, в особенности групп геофонов. Разумеется, запросы на ремонт бывали и раньше, но в условиях кризиса и ограниченности бюджетов именно в последние 4-5 лет



Группы геофонов GS-20DX

ремонт стали массовыми. Небольшой пример: в конце прошлого года в Уфе был произведен полный ремонт 300 групп из 12 геофонов GS-20DX каждая, выпущенных на рубеже 2010-х годов.

Группы были разобраны, все геофоны прошли полный цикл тестирования на автоматической тестирующей станции и проверены на герметичность. Более 90% геофонов оказались годными! Вот он, показатель качества продукции. Геофон оказался столь надежным, что пережил несколько лет эксплуатации в жестких условиях в сейсмопартиях. В негодность пришли корпуса, кабель, разъемы, а сами приборы остались полностью работоспособны. Группы были собраны заново (причем несколько изменилась их конфигурация в соответствии с изменившимися требованиями заказчика – был сделан центральный отвод, вместо бокового). Для заказчика стоимость отремонтированной группы составила около четверти стоимости новой.

Аренда оборудования

Еще одним сервисом, который предприятие предлагает своим заказчикам, является аренда геофизического оборудования. В более «тучные» времена на



Линейка геофонов, производимых на предприятии

рынке эта услуга была не столь актуальной, но в последние несколько лет количество запросов на аренду групп значительно возросло. У предприятия есть мобильный запас высокочувствительных геофонов GS-ONE и сейсмостанция производства Geospace Technologies на 300 каналов, которые доступны для аренды.

30 лет успеха!

Предприятие с уверенностью смотрит в будущее. Помимо перечисленного выше, идет освоение новых моделей геофонов, производится плановая замена парка оборудования на станки с более высокой производительностью, пополняется складской запас наиболее востребованной продукции. В большинстве случаев, заказ на 1-2 тысячи групп или одиночных низкочастотных геофонов может быть выполнен не более, чем за месяц. Предприятие развивается и намерено существенно увеличить свое присутствие на рынке отечественного геофизического оборудования.

Подробнее об авторах



Воронцов
Владимир Викторович

Геоспейс
Технолоджис
Евразия



Чурмантаев
Ринат Шамилевич

Геоспейс
Технолоджис
Евразия



Your Gateway to Business in Eurasia

Стратегический и управленческий консалтинг на нефтесервисном рынке Ближнего Востока

Анализ состояния рынка и перспективных направлений в регионе под интересы клиентов;

Разработка стратегии входа на рынок;

Поиск и подбор решений по расширению и оптимизации бизнеса в странах Ближнего Востока;

Развитие Вашего бизнеса «под ключ».

Партнерство

Представление интересов клиента в странах региона;

Поиск местных партнёров и заказчиков, организация переговоров;

Привлечение инвестиций под перспективные проекты.

Поставки оборудования и разработка технологических решений

Аренда и продажа нового и бывшего в употреблении оборудования и комплектующих для геологоразведки на море и на суше;

Подготовка проектных решений под запрос.

Россия, г. Москва:

+7 (985) 222 48 44

Россия, г. Уфа:

+7 (347) 246 90 74

ОАЭ, г. Дубай,

+971(56) 170 2553

info@eurasia-oil-services.com



www.eurasia-oil-services.com

Сейсморазведка своих не сдает.

Разве что в аренду.



Аренда сейсморазведочного оборудования

SERCEL 428/508 – регистрирующая система для работ на суше и в транзитных зонах

Aram Aries II – телеметрический комплекс

RT 2 System – гибридная система регистрации с беспроводной передачей данных в режиме реального времени

ГЕОТОН – семейство невзрывных импульсных сейсмоисточников

SLIM WAVE – внутрискважинная телеметрия в реальном времени, для ВСП, межскважинных и микро-сейсмических работ.

G-SOURCE / BOLT – пневматический сейсмоисточник

Судно шутер «Скат»
для сейсморазведки в транзитных зонах

Катамараны проекта «Гео»
для проведения геофизических и инженерно- геологических работ

Тел/факс: +7 (495) 694-1940 – круглосуточно
E/mail: info@geoton.ru www.geoseisholding.ru



ХОЛДИНГ ГЕОСЕЙС