



«ГАЛЬПЕРИНСКИЕ ЧТЕНИЯ-2007»

VII Ежегодная Международная Конференция и
Выставка

«ВСП и трехмерные системы наблюдений
в сейсморазведке»

GALPERIN READINGS-2007

VII Annual International Conference and Exhibition
VSP and 3D Acquisition Systems in Seismic
Exploration

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

ABSTRACTS

Спонсоры / Sponsors:

Schlumberger

EAGE-PACE

ПЕТРОАЛЬЯНС
Сервисная Компания

Москва, ОАО «ЦГЭ»
28 - 31 октября 2007

www.cge@ru

www.geovers.ru

vsp@cge.ru

Настоящий сборник содержит расширенные рефераты докладов, обсужденных на 7-ой ежегодной Международной конференции по проблеме – «ВСП и трехмерные системы наблюдений в сейсморазведке» - «Гальперинские чтения 2007»

Конференция проходила 28-31 октября 2007 года в Москве.

Организовали и провели конференцию ОАО «ЦГЭ» и ООО «Геоверс» при информационной поддержке ЕАГО и спонсорском содействии «ПетроАльянс Сервис Компании Лимитед», Шлюмберже Рисеч энд Девелопмент», г.Москва и ЕАГО-РАСЕ.

Более 35 научных, производственных геофизических и нефтедобывающих компаний России, стран СНГ, Польши, Китая и некоторых российско-европейских и российско-американских компаний, аккредитованных в России, от лица 81 авторов представили около 40 докладов, сообщений и презентаций.

Основное содержание докладов было направлено на демонстрацию теоретико-экспериментальных и полученных за последний год практических результатов, работ по проблеме конференции.

Материалы конференции по тематике докладов размещены в 4х разделах сборника. Между тем, значительное число докладов по своему более широкому содержанию могут быть отнесены не только к одному разделу.

В первый раздел включено 12 докладов, в которых рассматриваются вопросы развития программно-методических разработок и теоретических исследований в методе ВСП, связанных с комплексированием 2D, 3D-сейсморазведки, моделированием волновых полей, динамических оценок и т.п.

В разделе 2 «Обработка и интерпретация данных ВСП» (12 докладов), наряду с демонстрацией полученных результатов, в большинстве докладов приводятся описания новых методических и технологических ноу-хау, позволивших усовершенствовать технологии обработки и интерпретации данных ВСП для различных геологических условий изучаемой среды.

Раздел 3 содержит 6 докладов, которые освещают результаты применения новых технологий, систем регистрации и обработки наземно-скважинных наблюдений, в том числе для изучения модели месторождений на этапах их разработки и эксплуатации.

В разделе 4 приведены результаты внедрения усовершенствованных аппаратурных разработок в методе ВСП.

Материалы конференции представляют интерес для геологов и геофизиков нефтяных и геофизических компаний использующих метод ВСП не только в производственном аспекте, но и для развития теоретических исследований технологических возможностей метода ВСП при решении геологических задач на поздних стадиях жизни месторождений.

Мануков В.С.
Оргкомитет

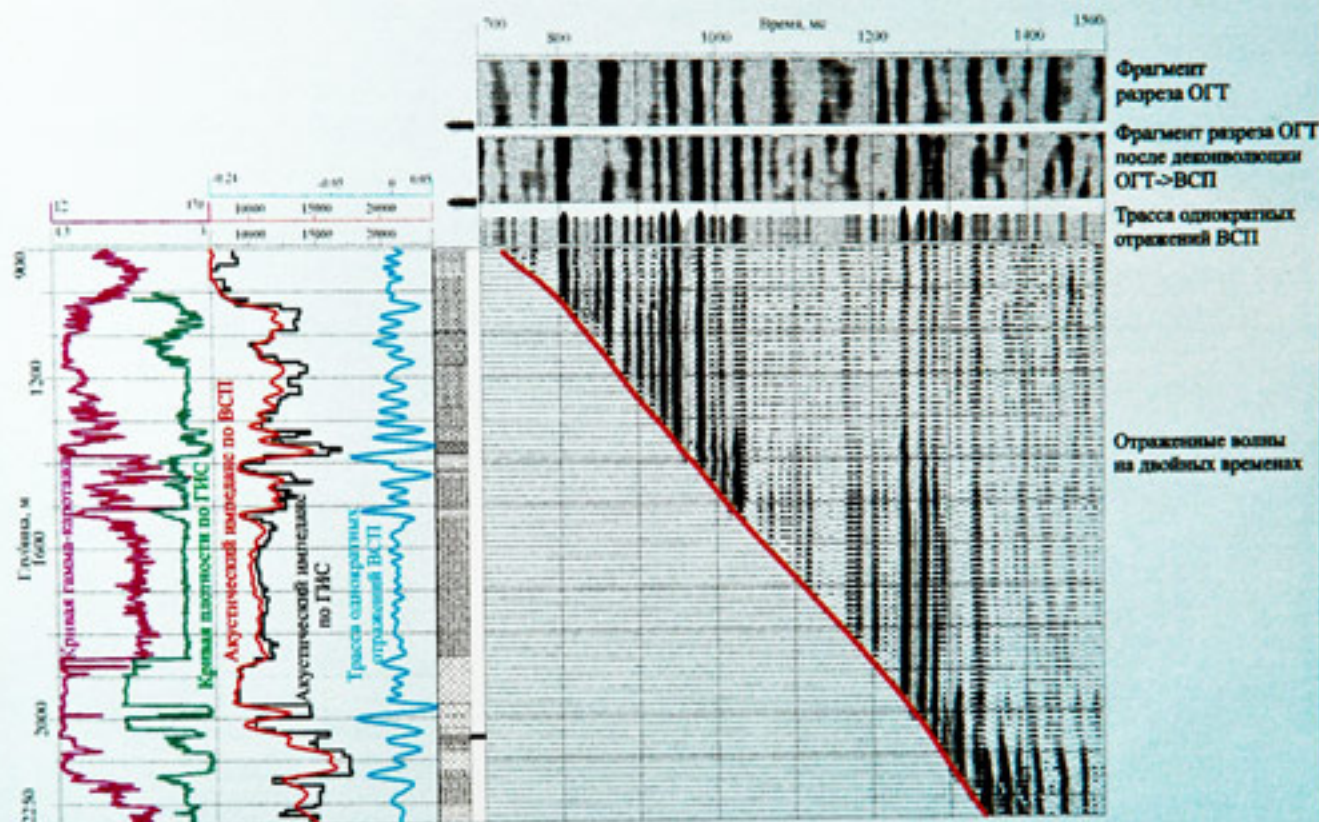
Составление и редактирование сборника докладов
выполнили Мануков В.С., Шехтман Г.А.,
компьютерную верстку – Крупченкова Л.П.



ООО "ГЕОВЕРС"

"На целый миг быстрее всех"

**Аккумулирует 40-летний опыт
развития технологий ВСП в России и за рубежом**



-Осуществляет:

поставки программного обеспечения по обработке и интерпретации данных ВСП совместно с данными ГИС и ОГТ, 2D+ВСП, 3D+ВСП, МОГ, 3D ВСП для операционных систем Windows, Linux, Solaris с обучением и сопровождением.

-Оказывает:

услуги по проведению полевых работ ВСП, 2D+ВСП, 3D+ВСП, МОГ, 3D ВСП, обработке и интерпретации получаемых данных

Россия, 123298, Москва,
ул. Народного Ополчения,
дом 38, корп.3

Тел./факс: (499)192- 8135
E-mail: vsp@cge.ru
<http://www.geovers.ru>

Содержание

<i>Раздел 1. Новые программно-методические разработки</i> <i>New Software Developments</i>	Стр.
<i>А.А.Табakov, К.В.Баранов.</i> О преимуществах и недостатках наземных и скважинных сейсмических наблюдений на примере обработки данных 3D ВСП и 3D+ВСП.	
<i>A.A.Tabakov, K.V.Baranov.</i> Advantages and Disadvantages of Surface and Downhole Seismic Illustrated by Processing Results of 3D VSP and 3D+VSP..	8
<i>В.Н.Ференци, А.А.Табakov, Л.В.Севастьянов, Е.А.Фурсова, В.Л.Елисеев.</i> Автоматическая селекция волн при модель-базированной обработке данных ВСП.	
<i>V.N.Ferentsi, A.A.Tabakov, L.V.Sevastyanov, E.A.Fursova, V.L.Eliseev.</i> Automatic Wave Selection in Model Based VSP Data Processing.....	12
<i>А.А.Мерецкий, В.А.Поздняков, А.А.Тузовский, В.В.Шиликов.</i> Глубинная миграция на основе интегральных операторов продолжения.	
<i>A.A.Merecky, V.A.Pozdniakov, A.A.Tuzovsky, V.V.Shilikov.</i> Depth Migration Based on Integral Operators of Continuation.....	17
<i>Л.В.Севастьянов, А.А.Табakov, А.В.Баев, К.В.Баранов.</i> Частное решение обратной динамической задачи сейсмологии восстановления среды по комбинации волн разных типов.	
<i>L.V.Sevastyanov, A.A.Tabakov, A.V.Baev, K.V.Baranov.</i> Particular Inverse Dynamic Problem Solution of Reflectivity Restoration Using Combination of Different Wave Types.....	22
<i>А.В.Деров, Г.А.Максимов.</i> Возбуждение гидроволн в скважине, пересекаемой трещиной конечного размера, под действием внешней сейсмической волны	
<i>A.V.Derov, G.A.Maximov.</i> Tube Waves Excitation in a Well, Intersected by Finite Size Fracture, Under Action of External Seismic Field	27
<i>Д.Г.Туйков, А.А.Табakov, А.В.Баев.</i> Оптимизация задания источника при конечно-разностном моделировании с переменным шагом.	
<i>D.G.Touikov, A.A.Tabakov, A.V.Baev.</i> Optimization of Source Definition for Finite-Difference Modeling with Irregular Grid.....	32
<i>Ю.А.Степченко, А.В.Решетников, И.А.Гирман.</i> Оценка параметров скоростной модели среды по данным МОГ и 3D ВСП.	
<i>Y.A.Stepchenkov, A.V.Reshetnikov, I.A.Girman.</i> Velocity Model Parameters Estimation Using Multiple Waves from Several VSP Sources.....	37
<i>А.А.Мухин, А.В.Решетников, И.А.Гирман.</i> Моделирование поля прямых и однократно отраженных продольных и поперечных волн в трехмерных непараллельно-слоистых средах.	

A.A.Mukhin, A.V.Reshetnikov, I.A.Girman. Technology of Direct and Single-Reflected Elastic Waves Field Calculation for 3D Non-Parallel Layered Models.....	40
А.Д.Чигрин, Е.А.Виноградов. Простой способ разделения волнового поля ВСП по двум трассам.	
A.D.Chigrin, E.A.Vinogradov. Simple Way of Separation of a VSP Wave Field on Two Traces.....	42
Д.А.Неклюдов, М.И.Протасов, В.А.Чеверда. О построении сейсмических изображений по данным ВСП с использованием гауссовых пучков.	
D.A.Neklydov, M.I.Protasov, V.A.Tcheverda. Seismic Imaging of VSP Data Based on Gaussian Beams	47
И.Ю.Сильвестров. Анализ сингулярного разложения линейризованного оператора динамической теории упругости для задачи прогнозирования строения среды ниже забоя скважины по данным НВСП.	
I.Silvestrov. Singular Value Decomposition Analysis of Linearized Operator of Dynamic Elasticity for Look-Ahead Prediction Using OVSP Data.....	50
В.Н.Разнатов. Фазо-Векторный анализ сейсмических волн.	
V.N.Raznatov. Phase-Vector Analysis of Seismic Waves	54

Раздел 2. Обработка и интерпретация данных ВСП
VSP Processing and Interpretation Techniques

В.А.Редекон, Н.В.Бондарева, В.В.Помазанов. Использование усеченных рядов Фурье для обработки вертикального годографа и погрешности привязки сейсмических отражений к стратиграфическим границам	
V.Redekop, N.Bondareva, V.Pomazanov. Application of Truncated Fourier Transformation for First Arrivals Processing and Tie Mismatch Correction.....	58
В.А.Редекон, Н.В.Бондарева З.С.Воцалевский, М.Г.Героев, А.В.Ломов. Практическое применение нелинейного преобразования сейсмических записей для повышения разрешенности глубинных и временных разрезов НВСП.	
V.Redekop, N.Bondareva. Z.S.Vocalevsky, M.G.Geroev, A.V.Lomov. Application of Non-Linear Transformation of Seismic Records to Increase Resolution of VSP Depth and Time Migrated Sections.....	65
Д.Неклюдов, И.Бородин. Миграция данных НВСП для построения глубинных изображений с неизвестной верхней частью разреза в районах со сложным геологическим строением	
Dmitry Neklyudov, Igor Borodin. Modified Reverse-Time Migration Applied to Imaging of Offset VSP Data With Unknown Overburden in Complex Areas	67
Ван Юйчао. Метод обработки данных 3D ВСП.	
Wang Yuchao. The method of 3D VSP data processing	71

А.А.Мартюшев, О.Ф.Тишенская, А.Я.Абубакиров, Н.Г.Исаков, В.И.Соколов. Особенности волновых полей ВСП и обзор скоростных характеристик для разреза Восточной Сибири (Р. Саха).	
<i>A.A.Martiushev, O.F.Tishenskaya, A.Y.Abubakirov, N.G.Isakov, V.I.Sokolov.</i> Specificities About VSP Wavefields and Overview of Velocity Characteristics on the East Siberian Section (Republic Sakha).....	72
Г.В.Голикова, М.В.Чижова. О возможности использования спектральной характеристики поля, формируемого в месторождении, для выделения и прослеживания коллекторов.	
<i>G.V.Golikova, M.V.Chizhova.</i> About Possibility Using of Spectral Characteristics Of seismic Field Formed in Hydrocarbon Accumulation to Detect and Continue Reservoir	75
Р.Бартонь, Г.Енджеевска, К.Жуковска. Применение ВСП с целью повышения разрешенности данных сейсмонаблюдений на поверхности. Пример исследований в районах польского Прикарпатья	
<i>Robert Barton, Halina Jedrzejowska, Krystyna Zukowska.</i> Application of Vertical Seismic Profiling for Improvement of Seismic Surface Data Resolution. Case study from Karpathian Foreland in Poland	78
М.В.Чертенков, А.Н.Касимов, В.В.Ким, А.В.Покуль, Т.Н.Купцова. Выявление зон трещиноватости в карбонатных отложениях баяндынской структуры на основе комплексного анализа данных ВСП и FMI.	
<i>M.V.Chertenkov, A.N.Kasimov, V.V.Kim, A.V.Pokul, T.N.Kuptsova.</i> Fractures Zones Determination for Carbonate Rocks on Bayandyskaya Field by Using FMI and VSP Data.....	85
Р.Я.Адиев, Т.Н.Шарова, Г.Г.Газизова, И.М.Пацков. Опыт применения скважинной сейсморазведки в условиях Оренбуржья	
<i>R.Ya.Adiev, T.N.Sharova, G.G.Gazizova, I.M.Pazkov.</i> The Experience of Well Seismic Application in Conditions of Orenburg Region.....	88
М.В.Чертенков, А.Н.Касимов, А.Е.Соболев. Изучение зависимости скорости упругих волн от температуры в горных породах с битуминозной нефтью.	
<i>M.V.Chertenkov, A.N.Kasimov, A.E.Sobolev.</i> Investigation of Dependency of Elastic Wave Rate on Temperature of Rocks With Bitumen Oil.....	91
А.Н.Касимов, М.Лобусев, В.Ф.Чкуасели, В.А.Редекон, В.В.Помазанов. Оценка точности структурных построений по данным НВСП на основе полного моделирования и сеточной миграции.	
<i>A.N.Kasimov, V.Redekop, M.Lobusev, V.F.Chkuaseli, V.Pomazanov.</i> Accuracy Estimation of Structural Imaging in Accordance With Offset VSP Based on Full Waveform Modelinga Grid Migration.....	95

Г.А.Шехтман, А.В.Череповский. Проявление погребенного рифа в волновом поле и на разрезах ВСП (по данным моделирования)	
G.A.Shekhtman, A.V.Cherepovskiy. Manifestation of Buried Reef on the Wavefield and on VSP Sections (from Modeling Data).....	9

Раздел 3. Практические результаты проведения совместных наземно-скважинных наблюдений
Case Histories of Integrated VSP and Seismic Surveys

Ю.А.Наумова, Н.В.Труфанова, И.В.Гинзбург, В.А.Заравняев. Оптимизация глубинно-скоростной модели и повышение точности миграционных преобразований на основе данных ВСП и ГИС.	
Y.A.Naumova, N.V.Trufanova, I.V.Ginsburg, V.A.Zaravnyaev Velocity-Depth Model Optimization and Enhancement of Migration Accuracy With the Aid of VSP and Wel Logging Data.....	10
Ю.В.Чудинов, Н.А.Богомолова, Е.В.Разепина, Л.Н.Коровко. Использование скважинных систем наблюдения для наземной сейсморазведки.	
Y.V.Chudinov, N.A.Bogomolova, Y.V.Razepina, L.N.Korovko. Utilization of Downhole Acquisition Systems in Surface Seismic Exploration.....	10
А.А.Тихонов, Е.И.Петров, Н.В.Стариков. Опыт решения задач разработки месторождений на основе данных разведочного ВСП.	
A.A.Tikhonov, E.I.Petrov, N.V.Starikov. Examples of Use of Exploration VSP Data for Reservoir Description.....	10
Ю.В.Чудинов, Н.М.Кузнецова, Н.А.Богомолова, И.А.Тимошенко. Применение ПМ НВСП на этапе эксплуатации месторождений	
Y.V.Chudinova, N.M.Kuznetsova, N.A.Bogomolova, I.A. Timoshenko Utilization of Zero-Offset VSP During Field Production Phase.....	11
А.Н.Касимов, И.А.Селезнев, С.А.Касимов, В.А.Редекор. Векторное представление волновых полей (ВСП, НВСП), как эффективное направление детальной обработки и интерпретации данных.	
A.N.Kasimov, I.A.Seleznev, S.A.Kasimov, V.A.Redekor. Vector Representation of Wavefields (VSP, Offset VSP) as an Efficient Direction of Detailed Processing and Interpretation of Data.....	11
В.Ф.Пахомов, А.А.Сергеев, Ф.Х.Салихова, Е.Г.Каждан. Об актуальности и перспективности ВСП - сопровождения в комплексе ГРП на реальных примерах доизучения нефтяных месторождений в республике Башкортостан.	
V.F.Pakhomov, A.A.Sergeev, F.H.Salikhova, E.G.Kazhdan. About Actuality and Perspective of VSP-Support in Complex Exploration Works on the Real Examples of Oilfield Study in Bashkortostan Republic	12

Раздел 4. Оборудование и технологии получения данных
Acquisition Technologies and Devices

<i>В.А.Багмут, А.В.Багмут, В.А.Рюмин.</i> О чувствительности, динамическом диапазоне и глубине применения сейсмической скважинной аппаратуры ПМ ВСП <i>V.A.Bagmut, A.V.Bagmut, V.A.Ryumin.</i> About Sensitive, Dynamic Range and Depth of Use of Seismic Equipment for Wells (PM VSP).....	124
<i>Е.А.Виноградов, В.Ф.Воробьев.</i> Приборное окончание модуля скважинного зонда ВСП <i>E.A.Vinogradov, V.F.Vorobiev.</i> The Instrument Termination of the VSP Logging Instrument Module.....	131
<i>А.М.Гарифуллин.</i> Оперативный контроль качества данных ВСП <i>A.M.Garifullin.</i> On-Line Quality Control of VSP Data	134
<i>В.И.Булаев, А.А.Сергеев.</i> Опыт применения импульсных электромагнитных источников возбуждения сейсмических колебаний «ЕНИСЕЙ КЭМ-4» для работ ВСП-НВСП. <i>V.I.Bulayev, A.A.Sergeev.</i> The Experience of Application of Impulsive Electromagnetic Seismic Excitation Source “YENISEI KEM-4” for VSP-OVSP.....	138
Авторский указатель	141
Перечень организаций- участников, докладчиков и содокладчиков.....	142



ПЕТРО Альянс
Сервисис Компани Лимитед

Разведка и разработка месторождений

Современные технологии

в интегрированном пакете

- Сейсморазведка на суше, в переходных зонах и на море
- Глубокопроникающая перфорация
- Комплексная обработка и интерпретация геолого-геофизической информации
- Испытания скважин
- Геологическое и гидродинамическое моделирование, подсчет запасов
- Капитальный ремонт скважин, включая резку вторых стволов
- Мониторинг разведки и разработки месторождений
- Гидроразрыв пласта
- Каротаж и анализ геолого-промысловых данных на всех стадиях бурения и эксплуатации скважин
- Цементирование
- Ремонтно-изоляционные работы
- Сопровождение бурения, включая геолого-технологический контроль
- Информационные технологии

ПЕТРО Альянс

Сервисис Компани Лимитед

123298 Россия, Москва
ул. Народного Ополчения, 40/3
тел.: 7-495-797-93-93
факс: 7-499-192-80-56
e-mail: pas@petroal.ru
www.petroal.ru

Two Westlake Park,
580 Westlake Park Blvd, Suite 700
Houston, Texas 77079, USA
Tel.: 1 281 368 8400
Fax.: 1 281 368 8411
e-mail: pas@pasusa.com

**О ПРЕИМУЩЕСТВАХ И НЕДОСТАТКАХ НАЗЕМНЫХ И
СКВАЖИННЫХ СЕЙСМИЧЕСКИХ НАБЛЮДЕНИЙ НА ПРИМЕРЕ
ОБРАБОТКИ ДАННЫХ 3D ВСП И 3D+ВСП**

А.А.Табачков*, К.В.Баранов**

* ОАО «ЦГЭ», Москва, **ООО «ГЕОВЕРС», Москва

**ADVANTAGES AND DISADVANTAGES OF SURFACE AND
DOWNHOLE SEISMIC ILLUSTRATED BY PROCESSING RESULTS
OF 3D VSP AND 3D+VSP**

A.A.Tabakov*, K.V.Baranov**

* CGE, Moscow, ** GEOVERS Ltd., Moscow

Аннотация

Сопоставительный анализ результативности сейсморазведки на поверхности (СП) и в скважинах (ВСП) показывает, что каждое из применений обладает собственными достоинствами и недостатками.

Сейсморазведка на поверхности принципиально не имеет возможности надежно определять истинные скорости и истинную форму сигнала. Это приводит к многочисленным ограничениям по разрешенности и по возможностям учета и использования обменных волн. Практически современная СП вышла на предел своих возможностей.

Вертикальное сейсмическое профилирование дает возможность оценки истинных скоростей и истинной формы сигнала, но с удалением от скважины быстро теряет эффективность при изучении околоскважинного пространства, что демонстрируется на примере обработки данных МОГ в сопоставлении с результатами сейсморазведки на поверхности.

На примере обработки данных 3D+ВСП показана возможность использования формы сигнала и скоростной модели из ВСП для повышения эффективности СП.

Abstract

Comparative analysis of Surface Seismic (SS) and VSP shows that each application has its own advantages and disadvantages.

Surface Seismic never provides true velocity model and true signature. This is the reason for low resolution and inefficient processing of converted PS waves. In fact modern SS is on the limit of efficiency being still inadequate in many applications.

VSP provide true velocities and true signature but quickly loses its efficiency in the vicinity of well. This is shown as comparison between Walkaway and CDP section.

Example of 3D-VSP processing results shown that in this combined application signature and velocity model from VSP may be used to improve efficiency of Surface Seismic.

1. Сопоставление результатов обработки данных МОГ и ОГТ

На рисунке 1А показан фрагмент профиля ОГТ, проходящего через скважину, в которой проведены также работы по методике МОГ. Наблюдения МОГ выполнялись в интервале глубин 880-1700 метров с шагом 20 метров между точками приема. Источники колебаний (виброрейс 8-100 Гц) располагались с шагом 50 метров, максимальное удаление составляло 300 метров от скважины. Фрагмент изображения среды по данным МОГ приведен на рисунке 1Б. На рисунке 2А и 2Б приведены амплитудные спектры изображений ОГТ и МОГ (соответственно). Ширина спектра ОГТ составляет 12-40 Гц, а МОГ – 12-80 Гц. Результаты МОГ имеют разрешенность существенно выше, чем ОГТ, позволяя выявить детали строения околоскважинного пространства, в том числе речное русло.

Однако качество результатов МОГ существенно падает с удалением от скважины. Причиной такого ухудшения является несимметричность системы наблюдения МОГ, когда точки изучаемой границы освещаются под различными углами в зависимости от их удаления от скважины. Кроме того, с увеличением удаления источника усложняется волновая картина, появляются интенсивные головные и кратные волны, а с увеличением расстояния изучаемой точки от скважины снижается эффективность деконволюции из-за погрешностей в определении формы падающего сигнала.

2. Использование скоростной модели и формы сигнала из ВСП для повышения эффективности обработки данных 3D на поверхности

Недостатками наземной сейсморазведки является невозможность точно определить истинную скоростную модель среды и незнание формы падающего сигнала [3]. Первое может приводить к ошибкам в структурных построениях, второе – к невозможности существенного расширения спектра записи. Особенно актуально решение этих задач в районах со сложным строением верхней части разреза.

При использовании одновременных наблюдений на поверхности и в скважине [1, 5, 6] появляется возможность регистрировать падающую волну, несущую информацию об импульсе возбуждения и скоростных неоднородностях среды.

Все преимущества совмещенных наблюдений удастся реализовать, осуществив наблюдения на значительной апертуре, что возможно только при использовании многоточечного зонда (десятки уровней). При меньшем

количестве точек наблюдения возможно решение тех же задач, но при некоторых ограничениях наложенных на исследуемую среду.

Так, при трех точках регистрации, расположенных на забое скважины, удалось решить задачу оценки скоростных аномалий верхней части разреза и выполнить коррекцию различий формы импульса в записях наземной сейсморазведки, связанных с неоднородностями в ВЧР [2, 4]. Сопоставление результатов наземной сейсморазведки 3D и совмещенных наземно-скважинных наблюдений приведено на рисунке 3. Слева – предварительный разрез, построенный по данным наземной сейсморазведки, справа – после коррекции формы импульса и с использованием статических поправок, компенсирующих неоднородности в верхней части разреза. Преимуществом использования совмещенных наблюдений на этом объекте стало уточнение структурного плана и повышение разрешенности записи.

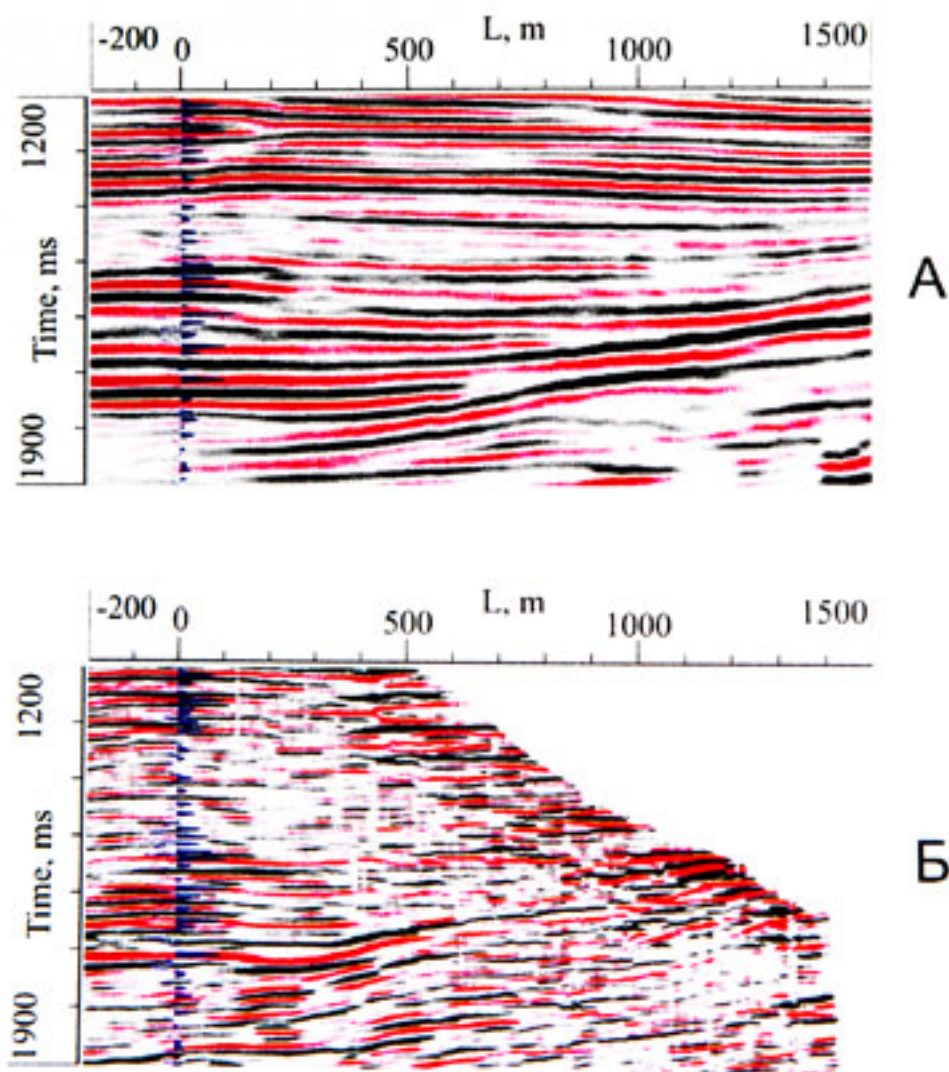


Рис. 1 Сопоставление результатов наземной сейсморазведки (А) и МОГ(Б)

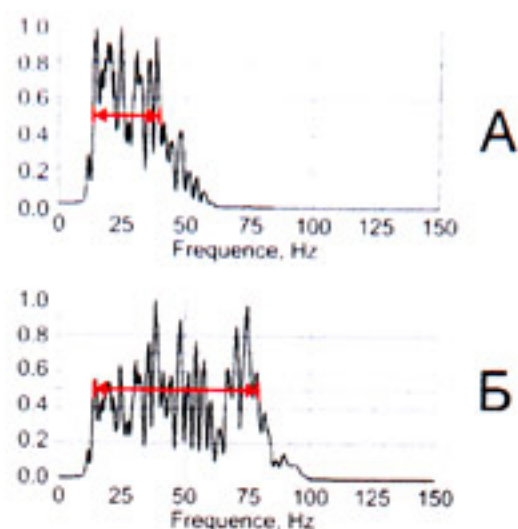


Рис.2 Амплитудные спектры изображений ОГТ (А) и МОГ (Б)

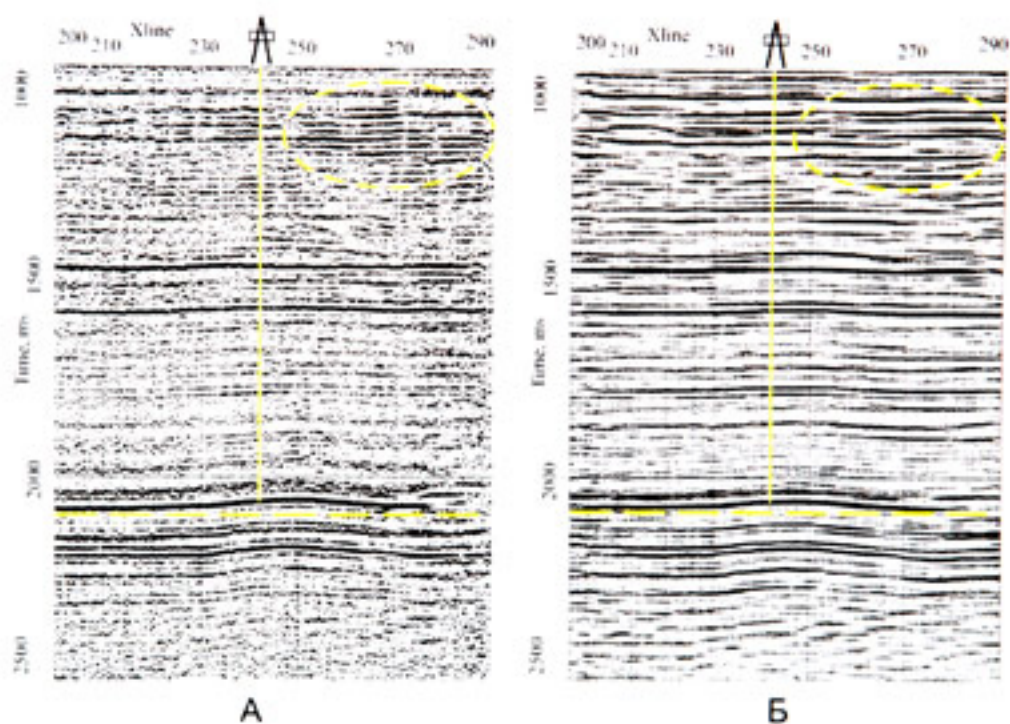


Рис. 3 Сопоставление результатов наземной сейсморазведки 3D(А) и 3D+BCP(Б)

Список литературы

1. А.А. Табаков, В.С. Бикеев, К.В. Баранов, И.В. Яковлев, А.Ю. Барков, 2001, Методика совмещенных наземно-скважинных наблюдений «Локальный проект 3D+BCP» для детального изучения околоскважинного пространства: сборник тезисов докладов научно-практической конференции «Состояние и перспективы развития метода BCP», Москва, С. 32-34.

2. К.В.Баранов, В.С.Биксев, Н.В.Стариков, А.А.Табаков, 2004, Результаты применения методик «3D+ВСП локальный проект» и «2D+ВСП локальный проект» в условиях Западной Сибири: Технологии сейсморазведки, 1, С. 19-22.

3. А.А. Табаков. Трехмерные системы наблюдений и модель-базирующая обработка в сейсморазведке – ответ на вызовы нефтяной промышленности XXI века. Тезисы докладов научно-практической конференции «Гальперинские чтения – 2005», С. 8-12, 2005

4. A. Tabakov. 3D Acquisition Geometries as the Way to Overcome Drawback of Conventional Seismic Technologies. Transactions of International Borehole Geophysical Symposium, P. 1-4, Kunming, China, 2006

5. Alexander A. Tabakov & Konstantin V. Baranov. Integrated land seismic and VSP survey geometries offer improved imaging solution. First Break journal, vol. 25, P. 97-101, 2007

6. А.А.Табаков. Трехмерные системы наблюдений – новый этап в развитии нефтегазовой геофизики. Журнал «Геофизика», № 4, С. 153-156, 2007

АВТОМАТИЧЕСКАЯ СЕЛЕКЦИЯ ВОЛН ПРИ МОДЕЛЬ- БАЗИРОВАННОЙ ОБРАБОТКЕ ДАННЫХ ВСП

В.Н.Ференци*, А.А.Табаков**, Л.В.Севастьянов*,
Е.А.Фурсова**, В.Л.Елисеев**

* ООО «ГЕОВЕРС», Москва, ** ОАО «ЦГЭ», Москва

AUTOMATIC WAVE SELECTION IN MODEL BASED VSP DATA PROCESSING

V.N.Ferentsi*, A.A.Tabakov**, L.V.Sevastyanov*,
E.A.Fursova**, V.L.Eliseev**

* *GEOVERS Ltd., Moscow*, ** *CGE JSC, Moscow*

Аннотация

Представляется метод автоматической модель-базирующей селекции волновых полей из данных ВСП и 2D/3D ВСП. Селекция основных типов волн из исходного волнового поля является одной из ключевых и трудоемких процедур при обработке данных ВСП. Применение программы автоматической селекции позволяет существенно ускорить процесс обработки и повысить ее эффективность. Приводятся примеры применения автоматической селекции к модельным и реальным данным ВСП и 2D/3D ВСП.

Abstract

The technique of automatic model based wavefields selection from VSP and 2D/3D VSP data is represented. Selection of basic types of waves from initial wavefield is one of the key and time consuming procedures in VSP data processing. Application of automatic selection program allows to accelerate data

processing essentially and to increase its efficiency. Examples of automatic selection application for model and real VSP and 2D/3D VSP data are given.

В настоящее время, когда задачи скважинной сейсморазведки становятся все более сложными и тонкими, а объемы данных резко возрастают в связи с все большим распространением наблюдений 2D и 3D ВСП [1], становится насущной потребность использования при обработке автоматизированных процедур с элементами искусственного интеллекта.

Одной из самых трудоемких и, в то же время, ключевых процедур обработки является селекция наблюденного трехкомпонентного волнового поля ВСП по основным типам волн. Трудоемкость селекции обусловлена тем, что для ее реализации применяется цепочка достаточно сложных процедур. Сама же селекция выполняется итеративно. Для данных 2D/3D ВСП такая селекция выполняется для каждой сейсмограммы ОПВ. Количество ПВ же может варьировать от сотен до десятков тысяч.

Практически невозможно обрабатывать в реальном времени такие объемы данных, не располагая процедурами их автоматизированной обработки в обрабатываемом пакете.

В основу технологии автоматической селекции волновых полей положены принципы модель-базированности алгоритма и аддитивности выделяемых волн и остатков [2]. Под модель-базированностью понимается, что оценка кинематических параметров и поляризации выделяемых типов волн производится по модели среды, адекватной обрабатываемому волновому полю. Принцип аддитивности означает, что на любом этапе селекции сумма волновых полей выделенных волн и поля остатков должна быть равна исходному волновому полю.

Освещаемая в докладе и реализованная в настоящее время технология селекции волнового поля ВСП базируется на 1D скоростной модели параллельно-слоистой анизотропной среды. В этой модели слои могут иметь наклон, общий для всех слоев модели. Отметим основные моменты данной технологии.

Волновое поле ВСП представляется как сумма основных типов волн DP, DPDS, DPUP, DPUS, DPUPDP, DS, DPUPDS, DSUS, DSUP и остатков. Здесь DP - прямая P волна, DPDS - падающая обменная PS волна, DPUP - отраженная монотипная PP волна, DPUS - отраженная обменная PS волна, DPUPDP - кратная падающая P волна, отраженная от дневной поверхности, DS - прямая S волна, DPUPDS - падающая обменная S волна, образованная в результате отражения от дневной поверхности PP волна, DSUS - отраженная монотипная SS волна, DSUP - отраженная обменная SP волна. Состав и порядок следования волн в процессе селекции может быть задан. Список типов волн может быть расширен при возникновении потребности в этом.

Селекция может выполняться для однокомпонентных и трехкомпонентных сейсмических данных, причем для данных ЗС предусмотрена как покомпонентная их обработка, так и их селекция после преобразования трех компонент входных данных в одну следящую компоненту для каждого выделяемого типа волны. Преобразование в следящую компоненту основывается на оценках поляризации по заданной модели среды для каждого типа волны.

Алгоритм селекции основан на последовательном выполнении следующих процедур:

- выведение на вертикаль трасс каждого заданного типа волн, которое выполняется либо покомпонентно, либо с преобразованием в следящую компоненту, если задан соответствующий режим,
- предварительное выделение волны скоростным фильтром в FK-области,
- окончательное выделение волны по алгоритму ПОЛИКОР[3] в скользящей по глубине базе трасс,
- возврат трасс данной волны на исходные времена (с преобразованием из следящей трассы в ЗС трассы, если используется соответствующий режим),
- вычитание выделенной волны из исходного поля или поля остатков, образованного после вычитания волны предыдущего типа.

Жесткость селекции определяется параметрами весовой характеристики FK-фильтра и размером скользящей базы, применяемой в алгоритме ПОЛИКОР.

Для корректного вычитания выделяемых волн в областях их интерференции с регулярными волнами применяется сглаживание амплитуд выделяемых волн в алгоритме ПОЛИКОР.

С целью увеличения оценки сигнал/помеха для слабовыраженных волн процесс выделения волн может быть выполнен итеративно. В этом случае после выделения всех заданных типов волн и формирования поля остатков после их вычитания, каждая из выделенных волн последовательно добавляется к полученному полю остатков, затем выделяется по описанному выше алгоритму и снова вычитается.

Для того чтобы в процессе итераций можно было изменить параметры селекции волн, как правило, ослабить ее жесткость для того, чтобы учесть нюансы геометрии отражающей границы, предусмотрен режим продолжения итераций селекции.

Критерием окончания процесса селекции волн из волнового поля, а также оценкой качества селекции является отсутствие в поле остатков регулярных волн того же типа, что и выделяемые волны.

Для 2D/3D ВСП последовательно обрабатываются данные каждого ПВ. Для таких данных технология автоматической селекции может быть легко распараллелена по сейсмограммам ОПВ.

В перспективе данная технология может базироваться на 2D/3D моделях, если не возникнет проблем с вычислительными мощностями.

На рис. 1 и рис. 2 приведены результаты применения автоматической селекции к модельным данным ВСП и фрагменту реальных данных Walkaway соответственно. Показаны волновые поля основных выделенных волн и поля остатков после селекции.

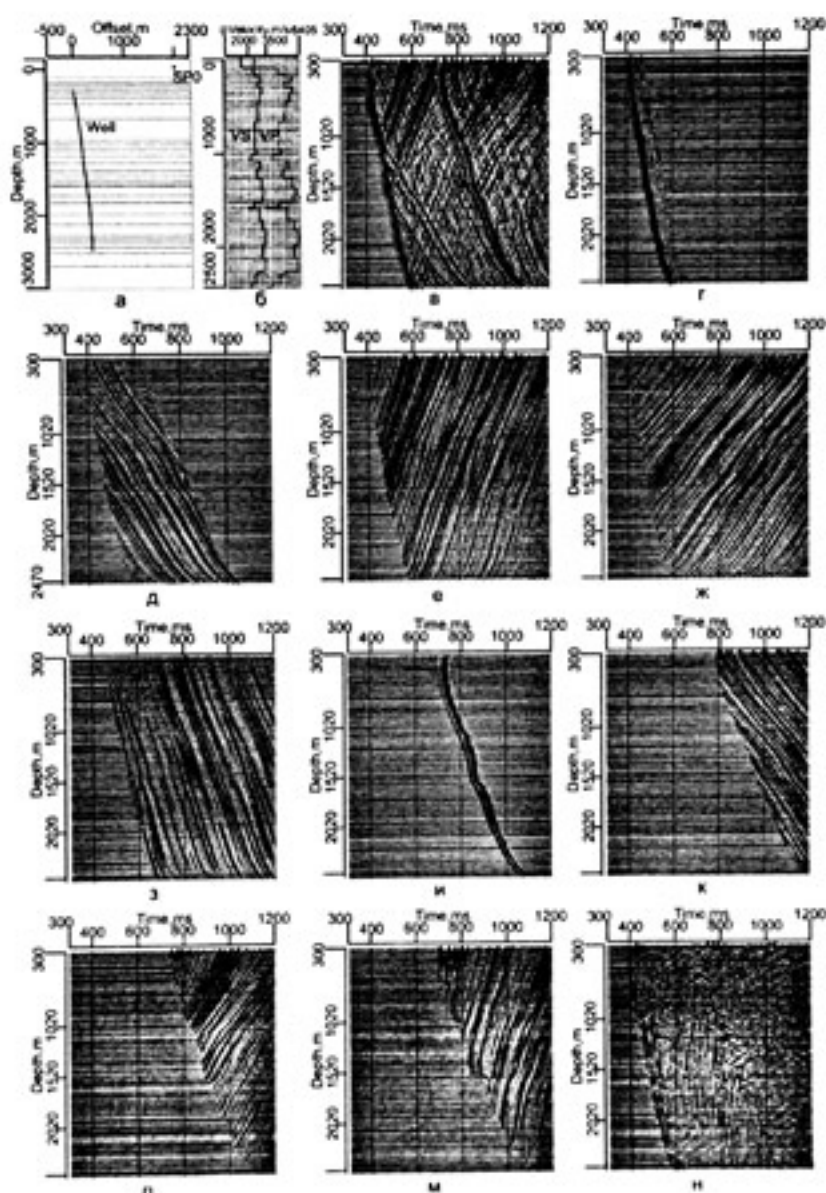


Рис.1. Результаты автоматической селекции смоделированных данных ВСП (Поволжье): а) система наблюдений, б) скоростная модель Р и S волн, в) исходное волновое поле, г)-м) волновые поля прямой (DP), обменной падающей (DPDS), отраженной моносипной продольной (DPUP), отраженной

обменной поперечной (DPUS), кратной продольной падающей (DPUPDP), поперечной (DS), кратной поперечной падающей (DPUPDS), отраженной монотипной продольной (DSUS), отраженной обменной продольной (DSUP) волн соответственно, н) волновое поле остатков после селекции.

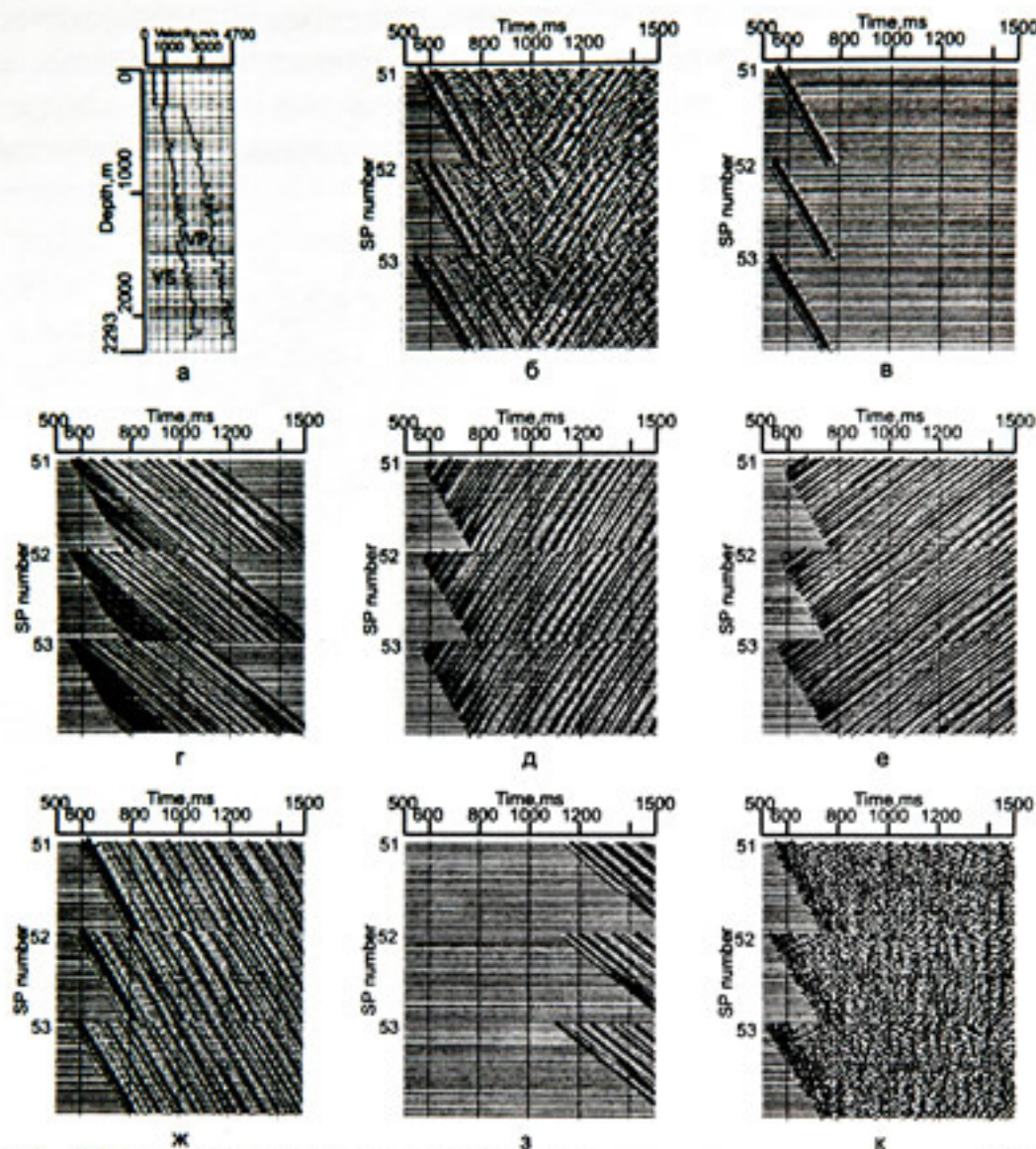


Рис.2. Результаты автоматической селекции реальных данных Walkaway (Китай): а) скоростная модель P и S волн, б) исходное волновое поле, в-з) волновые поля прямой (DP), обменной падающей (DPDS), отраженной монотипной продольной (DPUP), отраженной обменной поперечной (DPUS), кратной продольной падающей (DPUPDP), кратной поперечной падающей (DPUPDS) волн соответственно, к) волновое поле остатков после селекции

Список литературы

1. А.А.Табakov. Трехмерные системы наблюдений и модель-базирующая обработка в сейсморазведке – ответ на вызовы нефтяной промышленности XXI века. Материалы научно-практической конференции «BCП и трехмерные системы наблюдений в сейсморазведке», Москва, 2005, с. 8-12

2. А.А.Табачков, О.А.Мальцева, Е.А.Фурсова, Д.С.Чулкин, В.Н.Ференци. Принципы и результаты анализа векторных волновых полей. Материалы научно-практической конференции «ВСП и трехмерные системы наблюдений в сейсморазведке», Москва, 2005, с. 79-84

3. А.В.Копчиков, В.Н.Ференци, А.А.Табачков, А.В.Решетников. Выделение регулярных волн на фоне интенсивных помех методом «ПОЛИКОР». Материалы научно-практической конференции «ВСП и трехмерные системы наблюдений в сейсморазведке», Москва, 2004, с. 70-73

ГЛУБИННАЯ МИГРАЦИЯ НА ОСНОВЕ ИНТЕГРАЛЬНЫХ ОПЕРАТОРОВ ПРОДОЛЖЕНИЯ

А.А.Мерецкий, В.А.Поздняков, А.А.Тузовский, В.В.Шиликов
ЗАО «Красноярскгеофизика»

DEPTH MIGRATION BASED ON INTEGRAL OPERATORS OF CONTINUATION

A.A.Merecky, V.A.Pozdniakov, A.A.Tuzovsky, V.V.Shilikov
Krasnoyarskgeophysica close corporation

Аннотация

В данной работе предлагается комплексный подход к построению глубинных разрезов на основе продолжения волновых полей, зарегистрированных на дневной поверхности. Продолжение поля осуществляется при помощи интегрального оператора, впервые предложенного С.В.Гольдиным. В продолженном таким образом поле выполняются законы геометрической сейсмологии, т.е., следуя введенному Гольдиным формализму, подобные интегральные операторы являются кинематически эквивалентными. Кроме того, за счет выбора ядра оператора продолжения амплитуды на фронтах волн, в продолженном таким образом поле, изменяются в соответствии с нулевым приближением лучевого метода, что позволяет их использовать для оценки динамических свойств среды. Алгоритм продолжения волновых полей можно использовать для построения мигрированных разрезов, а также для определения скоростных свойств среды по методу фокусировки.

Abstract

The work offers integrated approach in depth section mapping based on continuation of wavefields recorded on land surface. Field is continued by integral operator, first proposed by Goldin. Geometric seismology laws are applied in the continued field. Besides, depending upon kernel of continuation operator, amplitudes of wave fronts change according to null approximation of ray-tracing method. Thus, the obtained continuation can be used for estimate of dynamic medium properties. Algorithm of wavefield continuation can be

applied both for migrated sections imaging, and for measurement of medium velocity using focusing technique. Velocity analysis algorithm and depth migration results were studied on the example of one seismic profile.

Описание алгоритмов. На примере одного профиля рассмотрим граф обработки сейсмических данных на основе операции продолжения волновых полей [1]. Цель обработки – выявление зон возможного газонасыщения, критерием которого может служить аномалия в поле интервальных скоростей, вызывающая увеличение мощности слоя между вмещающими горизонтами на временном разрезе, при постоянной мощности на глубинном.

Для достижения цели поставим задачи:

1. На основе сейсмических данных провести скоростной анализ.
2. Получить глубинный мигрированный разрез.

Первоначальной задачей при построении глубинных разрезов, в том числе и мигрированных, всегда ставится скоростной анализ. От тщательности вычисления скоростной модели среды напрямую зависит конечный результат – динамика и положение отражающих горизонтов на глубинном разрезе. Оценку кинематических параметров сейсмических волн предлагается проводить по методу фокусировки [2-3]. Суть алгоритма состоит в следующем: для каждой трассы с соответствующим номером ОГТ строится продолженное поле в однородную среду с постоянной скоростью. Продолжение поля осуществляется, используя интегральный оператор:

$$w(M_0, t) = \int_{(i, j, r)} \{KF[U_0(I, P, t + \bar{\tau}(I, M_0) + \bar{\tau}(M_0, P))]\} dx_i, dx_r, \quad (1)$$

где $\bar{\tau}(I, M_0)$ – эйконал волны в продолженном поле, возбужденной источником, расположенным в точке I ; $\bar{\tau}(M_0, P)$ – эйконал волны в продолженном поле, возбужденной в точке M_0 ; I, P – точки источников и приемников соответственно, непрерывно расположенные вдоль поверхности наблюдения; K – ядро оператора продолжения; F – оператор дифференцирования, действующий по времени t ; x_i, x_r – координаты источников и приемников соответственно, U_0 – вертикальная компонента вектора смещения продольной волны, регистрируемой в точках приема P . При этом продолженное поле в каждой точке среды M_0 рассматривается в момент времени $t=0$, а эйконы волн в продолженном поле определяются исходя из пространственного положения точки продолжения M_0 и скорости продолжения.

По продолженным полям, полученным в заданных точках ОГТ с различными значениями скорости, строятся скоростные спектры в координатах Глубина–Время (рис. 1). Корреляция их максимумов определяет эффективные скорости миграции (рис. 2-А).

Используя оператор продолжения (1) и полученные эффективные скорости, осуществляем процедуру глубинной миграции по исходным данным. Результат этой процедуры – положение эффективных границ в продолженном поле, которые определяют слои в среде продолжения.

Следующий шаг графа – это получение интервальных скоростей по значениям эффективных скоростей и положению эффективных границ. Алгоритм решения этой задачи разработан на основе асимптотического анализа оператора (1). В результате получаем разрез интервальных скоростей (рис. 2-В).

Далее, используя найденные интервальные скорости, можем получить средние скорости распространения продольных волн и осуществить следующий шаг нашего графа – на основе интегрального оператора продолжения провести глубинную миграцию (рис. 3).

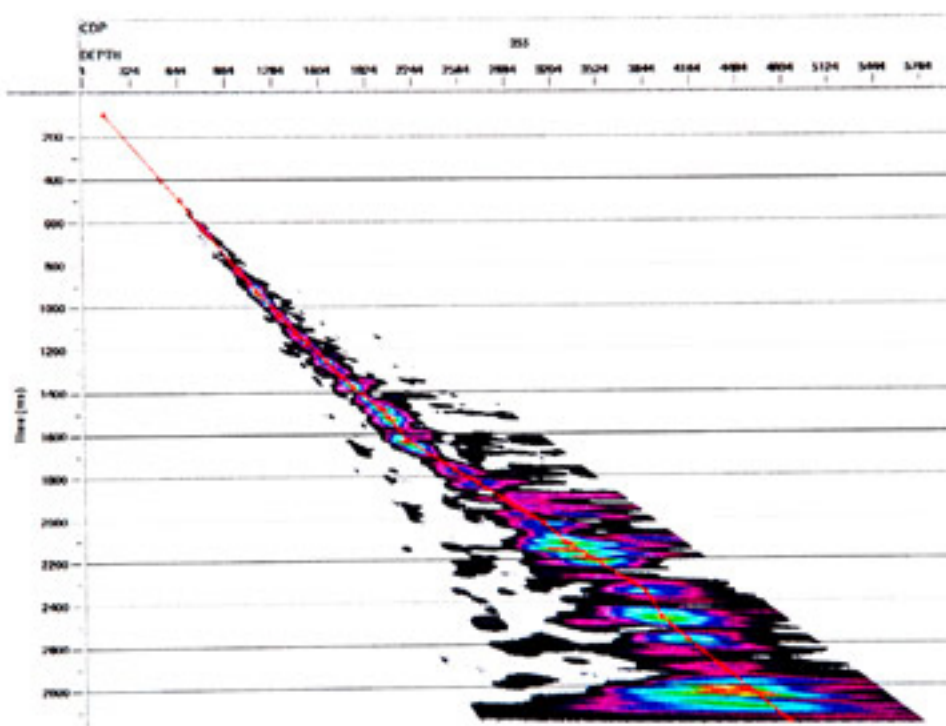
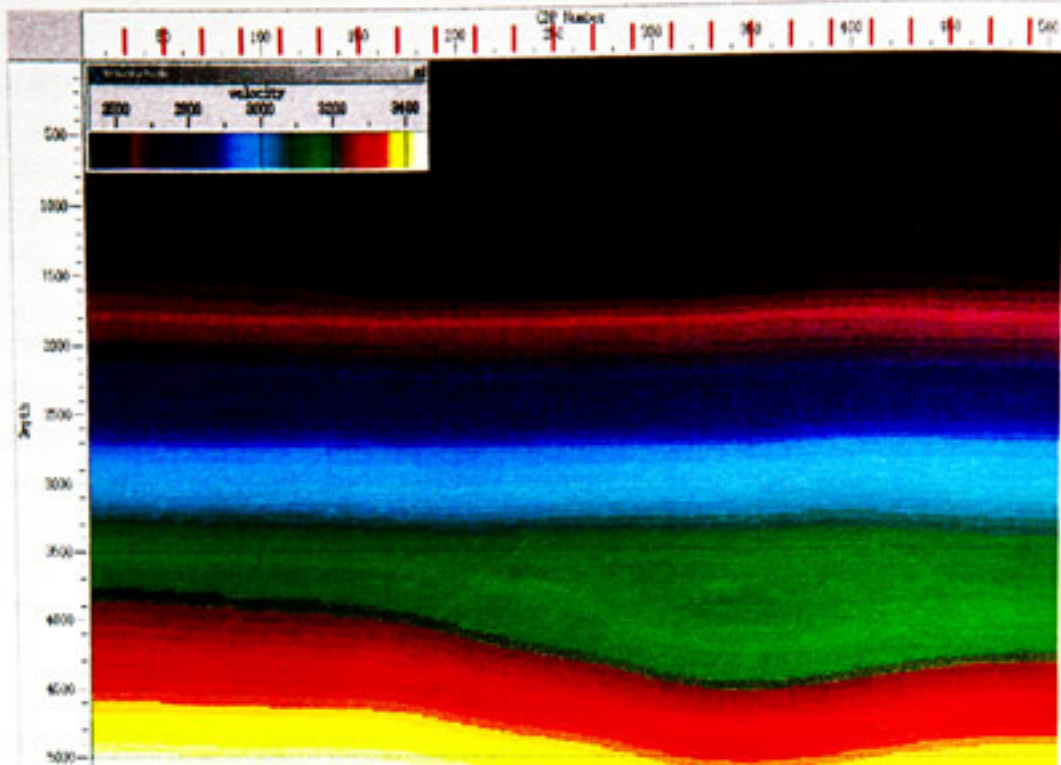
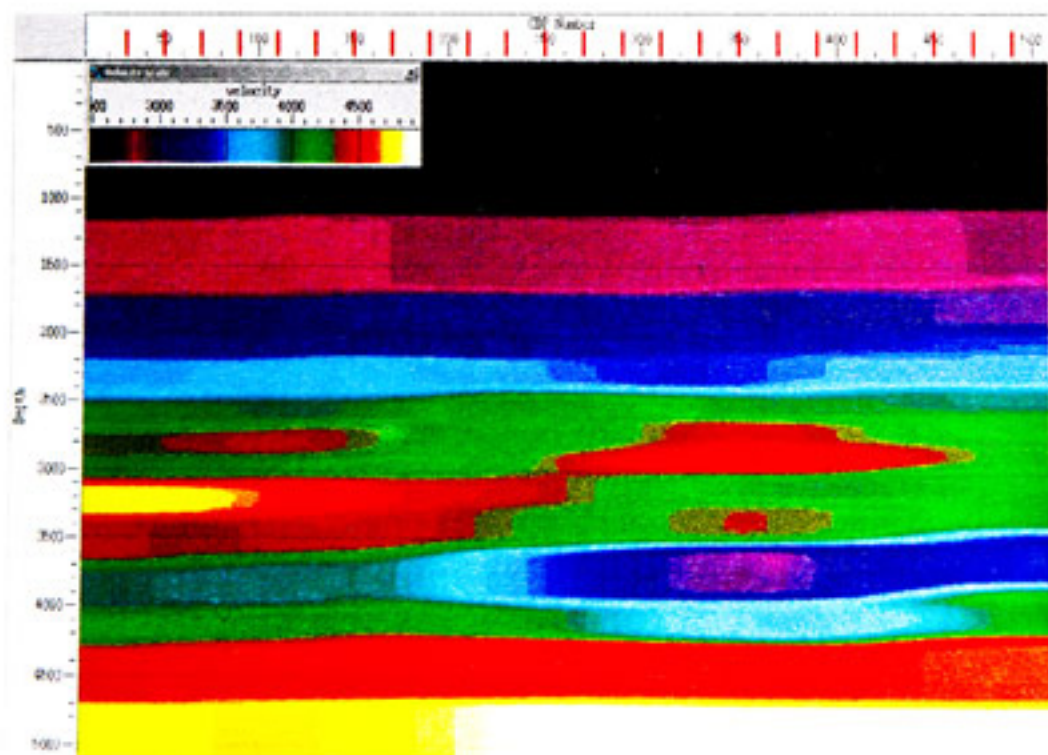


Рис. 1 – Пример скоростного спектра. Сплошная линия - корреляция максимумов.



A)

Рис. 2. А)-Эффективные скорости продолжения, полученные по скоростным спектрам



B)

Рис. 2. B)- Интервальные скорости, рассчитанные из эффективных скоростей продолжения

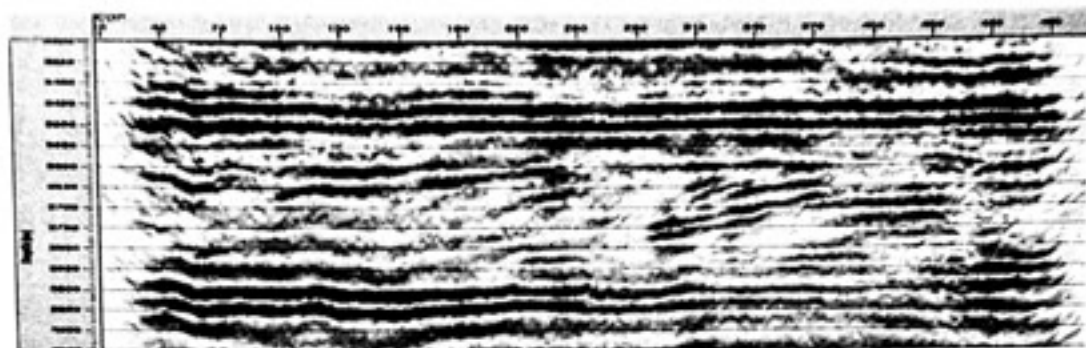


Рис. 3 – Палеорекострукция глубинного разреза в интересующем интервале.

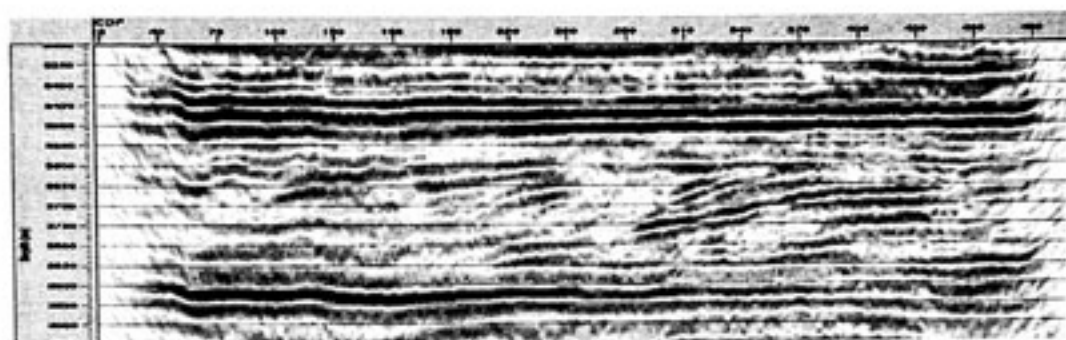


Рис. 4 – Палеорекострукция глубинной миграции Кирхгофа.

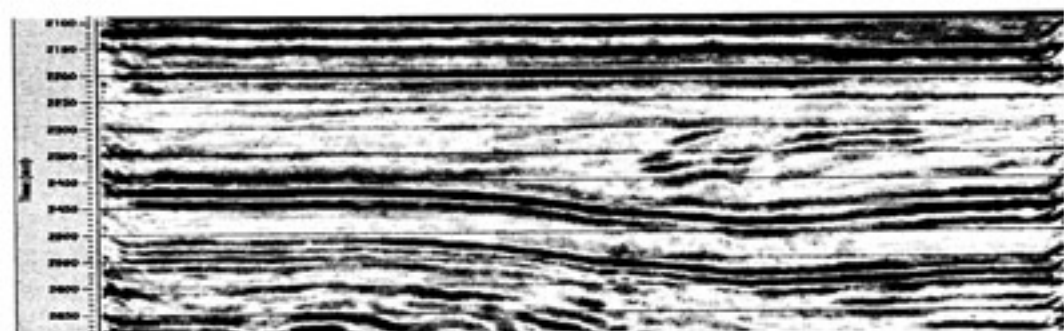


Рис. 5 – Палеорекострукция временного разреза.

Заключение. Вычисленные интервальные скорости позволяют определить скоростную аномалию на глубине 3500-4000 метров в районе 350 точки ОГТ, которая может свидетельствовать о возможном газонасыщении вмещающих пород (рис. 2-В)). На мигрированном глубинном разрезе видно, что вмещающие горизонты остаются согласными (рис. 3-4), в отличие от того, что можно видеть на временном разрезе (рис.5). Это говорит о том, что увеличение мощности между вмещающими горизонтами на временном разрезе связано только со скоростной аномалией и не связано со структурным фактором. Представленные алгоритмы скоростного анализа и построения глубинных изображений среды на основе интегральных продолжений, реализованные

в системе ProMAX могут быть эффективно использованы для обработки сейсмических данных.

Список литературы

1. С.В.Гольдин, Интегральные продолжения волновых полей / С.В. Гольдин // Геология и геофизика. – 1985. – № 4.
2. Гольдин, С.В. Оценка кинематических параметров сейсмических волн по методу фокусировки / С.В. Гольдин // Геология и геофизика. – 1982. – № 4.
3. Тузовский, А.А Численное решение обратной задачи продолжения сейсмического поля / А.А. Тузовский, А.А. Мерецкий, В.М. Киселев // Вестник Красноярского государственного университета (физико- математические науки). - 2005. - № 7.

ЧАСТНОЕ РЕШЕНИЕ ОБРАТНОЙ ДИНАМИЧЕСКОЙ ЗАДАЧИ СЕЙСМИКИ ВОССТАНОВЛЕНИЯ СРЕДЫ ПО КОМБИНАЦИИ ВОЛН РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ

Л.В.Севастьянов***, А.А.Табаков*, А.В.Баев**, К.В.Баранов*

* ОАО «ЦГЭ», г. Москва, ** МГУ, г. Москва,

*** ООО «ГЕОВЕРС», г. Москва

PARTICULAR INVERSE DYNAMIC PROBLEM SOLUTION OF REFLECTIVITY RESTORATION USING COMBINATION OF DIFFERENT TYPE WAVES

L.V.Sevastyanov***, A.A.Tabakov*, A.V.Baev**, K.V.Baranov*

* CGE, Moscow, ** Moscow State University, *** Geovers, Ltd., Moscow

Аннотация

Предлагается метод восстановления отражательных характеристик среды по данным ВСП – трассам однократных отражений PP- и PS-волн из нескольких пунктов взрыва. Методика продемонстрирована на модельных данных.

Abstract

Method of reflectivity restoration is presented using VSP-data processing of PP- and PS-waves from several shot points. The efficiency of this method illustrated on synthetic data.

В стандартной методике обработки данных ВСП из ближних пунктов взрывов (ПВ) основным результатом обработки является трасса однократных отражений (ТОО), полученная коридорным суммированием волновых полей отраженных продольных волн. Эти трассы характеризуют акустический импеданс околоскважинной формации. Разрешенность и достоверность ТОО зависит от отношения сигнал/шум исходных материалов.

В то же время геологическим заданием на работы обычно предусматривается изучение околоскважинного пространства по волновым полям с удаленных пунктов возбуждения. Эти волновые поля содержат информацию о распределении акустического импеданса ближайшей окрестности скважины и могут быть использованы для повышения качества трасс однократных отражений. Очевидно, что ТОО дальних ПВ могут быть получены по методике, аналогичной той, что используется для ближнего ПВ.

Для повышения отношения сигнал/шум предлагается использовать комбинацию ТОО с весами. Веса рассчитываются по взаимнокорреляционным функциям (ВКФ) между каждой из пар трасс. Накапливать ТОО с ближних и удаленных ПВ напрямую невозможно, поскольку коэффициенты отражения зависят от угла падения исходной волны. В рассматриваемой методике предлагается скорректировать трассы однократных отражений Р-волн до ТОО при нормальном падении волны на границы раздела сред для каждого ПВ. После такой корректировки ТОО с ближних и удаленных ПВ можно накапливать.

Методика основана на законе сохранения потока энергии, который позволяет восстановить коэффициент отражения при нормальном падении. Этот закон для случая нормального падения на границу раздела двух однородных сред дается равенством (1) и падения под углом – равенством (2). Поскольку поток энергии падающей волны E_{DP} для этих двух частных случаев один и тот же, равенства (1) и (2) можно связать через (3), откуда получается значение E_{UP0} (4). Рассмотрим рис. 1, на котором построена зависимость от угла падения на границу суммы трех последних слагаемых равенства (4) для различных параметров сред. Замечено, что суммарный поток энергий прошедших (преломленных) волн приблизительно равен потоку энергии прошедшей (преломленной) продольной волны в случае нормального падения на границу (5) для углов падения меньше критических в значимом диапазоне изменения параметров сред (рис. 1).

$$E_{DP0} = E_{UP0} + E_{DPP0} \quad (1)$$

$$E_{DP} = E_{UP} + E_{US} + E_{DPP} + E_{DPS} \quad (2)$$

$$E_{DP0} = E_{DP} \quad (3)$$

$$E_{UP0} = E_{UP} + E_{US} + E_{DPP} + E_{DPS} - E_{DPP0} \quad (4)$$

$$E_{DPP0} \approx E_{DPP} + E_{DPS} \quad (5)$$

где E_{DP} – поток энергии падающей волны,
 E_{DPP} – поток энергии падающей продольной преломленной волны,
 E_{DPS} – поток энергии падающей обменной волны,

E_{UP} – поток энергии отраженной продольной волны,
 E_{US} – поток энергии отраженной обменной волны,
 $E_{\rightarrow 0}$ – поток энергии соответствующей волны при нормальном падении на границу.

Из равенств (4) и (5) следует, что сумма потока энергий отраженных волн (продольных и поперечных) приблизительно равна потоку энергии отраженной продольной волны при нормальном падении (6).

$$E_{UPP0} \approx E_{UPP} + E_{UPS}, \alpha_{\text{пад}} < \alpha_{\text{крит}}, \quad (6)$$

где $\alpha_{\text{пад}}$ – угол падения продольной волны на границу, $\alpha_{\text{крит}}$ – критический угол. На рис. 1 показано, что сумма потока энергий отраженных волн слабо зависит от угла падения до критических значений.

Для случая распространения и преломления продольной волны в изотропных однородных средах приближенное равенство (6) можно записать через амплитуды рассеянных волн и скоростные параметры с учетом изменения сечения лучевых трубок при преломлении на границе:

$$A_{UP0}^2 = A_{UP}^2 + \frac{v_{S1} \cos(\alpha_{US})}{v_{P1} \cos(\alpha_{UP})} A_{US}^2, \quad (7)$$

где α_{UP} – угол отражения продольной волны,
 α_{US} – угол отражения обменной волны,
 v_{S1} – скорость распространения обменных волн в верхнем полупространстве,
 v_{P1} – скорость распространения продольных волн в верхнем полупространстве,
 A – амплитуда вектора смещения соответствующей волны.

Для вычисления коэффициента отражения при нормальном падении на основе равенства (7) необходимо априорное значение v_{S1}/v_{P1} (можно положить равным 0,6) и углы рассеивания отраженных волн (α_{UP} , α_{US}). Эти углы можно рассчитать по трехкомпонентным трассам рассеянных волн одновременно с углами наклона и азимутами границ раздела сред.

Реальные данные имеют ограниченный спектр и шумы, которые не позволяют определить значения углов рассеивания в каждой точке по глубине, поэтому по исходным трассам рассчитывается усредненная трасса по методу главных компонент. Значениями этой трассы являются собственные вектора автокорреляционной матрицы, построенной по интервалу исходной трехкомпонентной трассы. Интервал выбирается равным длине волны (в масштабе глубин). При этом каждой точке

соответствует вес (собственное значение), по которому можно исключить недостаточно точные значения. Углы рассеивания нужно рассчитывать по усредненной трехкомпонентной трассе. Углы наклона границ и азимуты можно получать с нескольких ПВ, повышая таким образом точность.

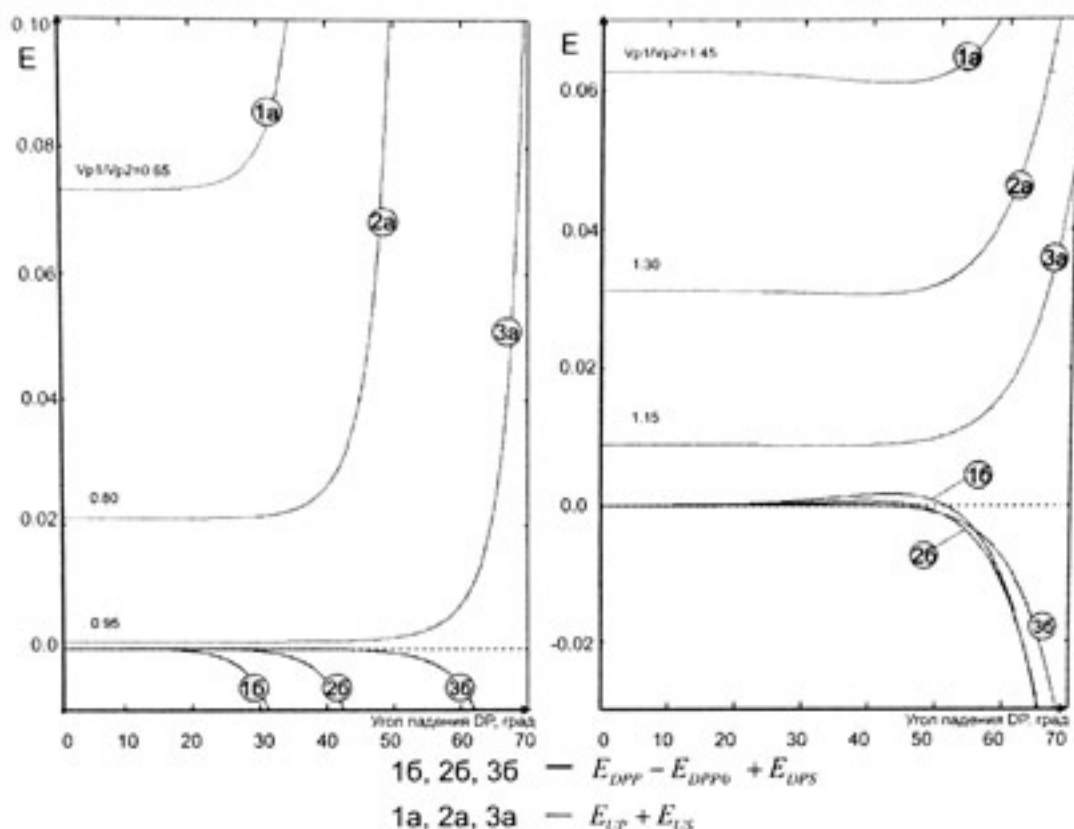


Рис.1 Линии 1б, 2б, 3б - разница энергий прошедших волн и прошедшей волны при нормальном падении, линии 1а, 2а, 3а - суммарная энергия отраженных волн при различных соотношениях скоростей сред – V_{p1}/V_{p2} , где V_{p1} – скорость распространения продольной волны в верхнем полупространстве, V_{p2} – в нижнем.

Таким образом, методика восстановления характеристик среды по рассеянным волнам выглядит следующим образом:

- получение трасс однократных отражений продольных и обменных волн по всем ПВ в масштабе глубин,
- получение трассы собственных векторов (усредненной трассы) на базе длины волн,
- оценка углов рассеивания и векторов нормали границ раздела сред по нескольким ПВ,
- комбинация трасс однократных отражений продольных и обменных волн индивидуально для каждого ПВ – коррекция коэффициентов отражения за угол падения,

- расчет ВКФ между скорректированными трассами однократных отражений,
- весовое суммирование трасс однократных отражений всех ПВ.

Для демонстрации методики получена эталонная трасса однократных отражений путем свертки идеальной импульсной сейсмограммы с заданным сигналом по модели среды. Модель среды включает в себя наклоны границ.

Применение данной методики к синтетическим трассам однократных отражений рассеянных волн восстанавливает коэффициент отражения продольной волны при нормальном падении (рис. 3). Значение на этом рисунке восстановлено с $-0,0886$ до $-0,0911$, точное значение $-0,0909$. Восстановление, в данном случае, составляет 91%. Так же восстановлена геометрия границ модели. На рис. 2(А) – Z-компонента исходной ТОО и Z-компонента сглаженной ТОО, на рис. 2(Б) – рассчитанные углы и азимуты наклона границ.

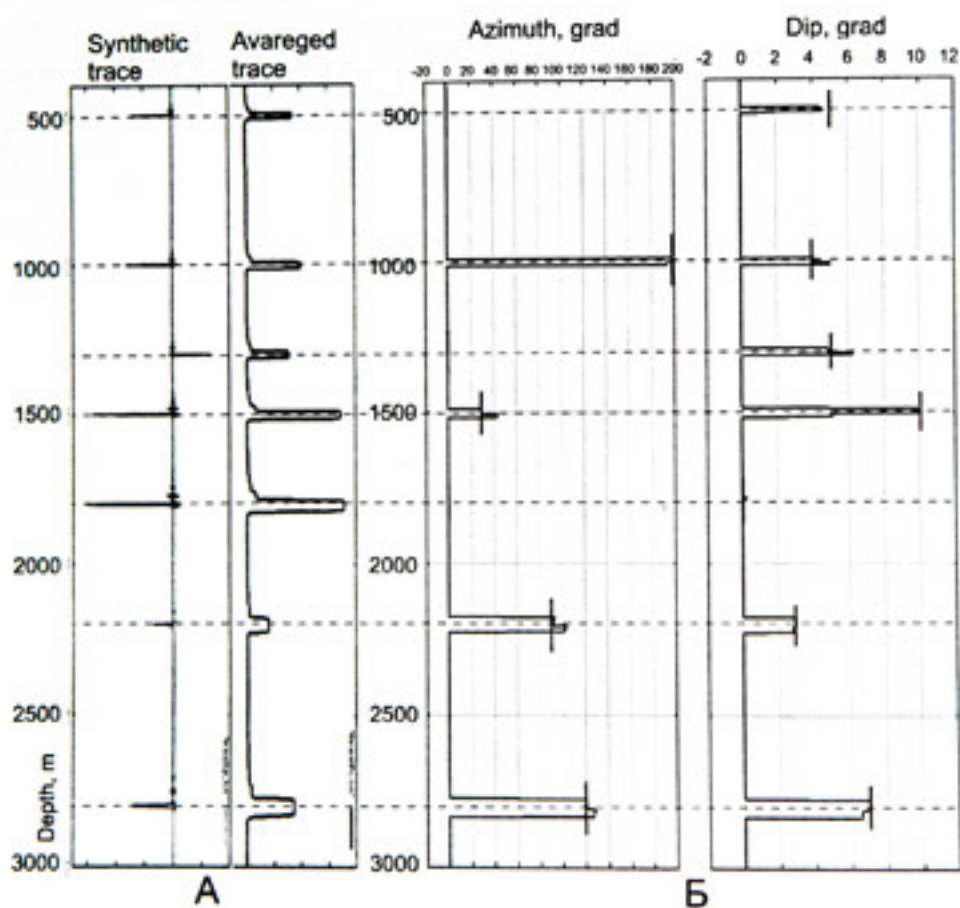


Рис.2. А – ТОО (Z-компонента) и собственные вектора ТОО (Z-компонента) на базе длины волны, Б – рассчитанные углы и азимуты границ.

Пунктиром изображены глубины границ на скважине.

Вертикальные отсечки на графиках азимутов и углов - истинные значения углов и азимутов.

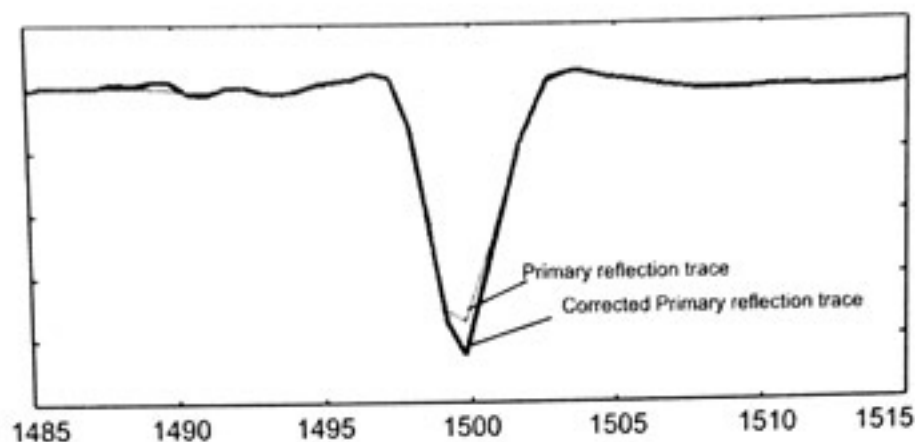


Рис.3. ТОО и скорректированная ТОО в окрестностях границы раздела сред.

ВОЗБУЖДЕНИЕ ГИДРОВОЛН В СКВАЖИНЕ, ПЕРЕСЕКАЕМОЙ ТРЕЩИНОЙ КОНЕЧНОГО РАЗМЕРА, ПОД ДЕЙСТВИЕМ ВНЕШНЕЙ СЕЙСМИЧЕСКОЙ ВОЛНЫ

А.В.Деров, Г.А.Максимов
МИФИ, г. Москва

TUBE WAVES EXCITATION IN A WELL, INTERSECTED BY FINITE SIZE FRACTURE, UNDER ACTION OF EXTERNAL SEISMIC WAVE

A.V.Derov, G.A.Maximov
MEPhI, Mosco

Аннотация

В работе рассмотрена задача о возбуждении трубных волн (гидроволн) в скважине, которая пересекается тонкой флюидо-заполненной трещиной конечного размера, под действием внешней сейсмической волны в упругой среде. Данная ситуация возникает в практике ВСП при наличии трещины гидроразрыва пересекающей ствол скважины. В длинноволновом приближении по раскрытию берегов трещины выведено неоднородное интегро-дифференциальное уравнение для поля давления во флюиде трещины. На основе численных расчетов показано, что под действием внешнего сейсмического поля края трещины возбуждают сильно диспергирующую моду, которая генерирует дополнительные гидроволны в скважине. Их регистрация может быть использована для определения линейных размеров трещины гидроразрыва.

Abstract

The problem on tube waves excitation in a well, intersected by thin fluid-filled fracture under action of external seismic wave is considered in the report.

This situation arises in VSP practice at hydro-fracturing. Based on averaging procedure the non-uniform pseudo-differential wave equation for slow eigen mode in fluid-filled fracture is derived in space-time representation for the long wave approximation by fracture opening. Numerical calculations show that high dispersive slow eigen mode is excited by fracture edges. This mode generates additional tube waves in a well. Registration of these tube waves can be used for fracture size characterization.

Введение. Гидроволны (трубные волны), генерируемые и распространяющиеся в скважинах содержат важную информацию о свойствах окружающей среды и, в частности, о зонах трещиноватости и трещинах, пересекающих скважину. Знание геометрии трещины и ее линейных размеров является критически важным фактором при гидроразрыве пласта. Существует возможность оценить протяженность горизонтальных или наклонных трещин путем использования трубных волн, возбужденных в скважине под действием внешнего сейсмического поля. Если трещина, пересекающая скважину, имеет линейные размеры большие или сравнимые с длиной волны внешней сейсмической волны, то волновое поле во флюиде трещины может быть возбуждено не только в точке пересечения скважины и трещины, но и краями трещины. Эта возможность не рассматривалась в предыдущих исследованиях. Из-за гидравлической связи между трещиной и скважиной оба эффекта генерируют соответствующие трубные волны в скважине. Если эти трубные волны могут быть зарегистрированы в скважине, то линейные размеры трещины могут быть оценены по временной задержке между этими трубными волнами. Ключевым вопросом в таком подходе является возможность зарегистрировать трубные волны, возникшие от собственной моды, распространяющейся вдоль трещины от ее концов, где она генерируется внешней сейсмической волной.

Таким образом, существует задача о возбуждении внешним сейсмическим полем волн давления в скважине, пересекающей флюидо-заполненную трещину конечного размера. Геометрия задачи показана на рис.1.

Метод решения. Малость раскрытия трещины 2δ и радиуса скважины R по сравнению с длиной сейсмической волны позволяют нам написать усредненные по сечению акустические уравнения для динамических величин в скважинном и трещинном флюидах. Этот подход для вывода волнового уравнения в скважине был успешно применен в [1].

С использованием процедуры усреднения, развитой в работах [1,2], можно вывести следующее уравнение для давления в трещине,

усредненного по его раскрытию $P(x, y, t) = \frac{1}{2\delta} \int_{-\delta}^{\delta} P(x, y, z, t) dz :$

$$\frac{1}{c_f^2} \frac{\partial^2 P}{\partial t^2} - \Delta_{\perp} P = -\rho_f \frac{\partial^2}{\partial t^2} \left(\frac{u_z(z=\delta) - u_z(z=-\delta)}{2\delta} \right) \quad (1)$$

где ρ_f и c_f - плотность флюида и скорость звука в нем, и $u_z(z = \pm\delta)$ - вертикальная компонента смещения флюида в окрестности берегов трещины под действием внешнего сейсмического поля и давления флюида $P(x, y, t)$.

Раскрытие трещины может быть найдено как решение динамической задачи об отражении сейсмической волны от границы между упругим и жидким полупространствами с заданным давлением $P(x, y, t)$, приложенным к границе. В терминах преобразований Фурье по пространственным и временным переменным оно может быть в спектральной области записано как:

$$\frac{u_z(+\delta) - u_z(-\delta)}{2\delta} = \frac{v_l(\omega/c_s)^2}{D(k, \omega)} \frac{P + \sigma_{zz}^{\Sigma}}{\delta \rho_s c_s^2} \quad (2)$$

где ρ_s - плотность упругой среды, и c_l , c_s - скорости продольных и поперечных волн. Знаменатель в (2) соответствует дисперсионной функции Рэлея.

$$D(k, \omega) = 4k^2 v_l v_s - (k^2 + v_s^2)^2$$

Соответственно $P(k_x, k_y, \omega)$ - Фурье преобразование поля давления во флюиде и $\sigma_{zz}^{\Sigma}(k_x, k_y, \omega)$ - полное нормальное напряжение, приложенное к обоим берегам трещины.

Применяя преобразования Фурье к уравнению (1) и подставляя соотношение (2), получим уравнение, которое в длинноволновом приближении описывает поле давления $P(k_x, k_y, \omega)$ в тонком слое жидкости между двумя упругими полупространствами под действием внешнего поля напряжений: Это уравнение в пространственно-временном представлении является псевдо-дифференциальным волновым уравнением и может быть записано как:

$$\frac{1}{c_f^2} \frac{\partial^2 P}{\partial t^2} - \Delta_{\perp} P + H[P - \sigma_{zz}^{\Sigma}] = 0, \quad (3)$$

где для одномерной задачи, показанной на рис.1 (трещина ограничена только в одном направлении), оператор $H[P]$, имеет следующее представление:

$$H[P] = \frac{\Delta}{c_f^2} \frac{\partial^2}{\partial t^2} \left(c_f \int_0^t d\tau \int_{-L}^L \frac{dx'}{\pi\delta} P(x', t) \frac{\theta(c_f \tau - |x - x'|)}{\sqrt{(c_f \tau)^2 - (x - x')^2}} \right)$$

Аналогичный результат с несколько другим ядром может быть получен и для общего случая двумерной трещины с произвольной формой периметра.

Выведенное пространственно-временное представление для медленной собственной моды во флюидо-заполненной трещине является аналогом волнового уравнения для трубной волны в скважине [1]. Таким образом, для описания волнового поля в системе скважина-трещина под действием внешней сейсмической волны имеется два волновых уравнения: 1) для трубной волны и 2) для медленной моды в трещине (3). Для постановки задачи нужно еще сформулировать граничные условия в точке пересечения скважины и трещины и на концах трещины. Первое условие соответствует равенству давлений и массовых потоков в точке пересечения. Чтобы сформулировать граничное условие на краях трещины, учитывая эффект сжатия, мы можем использовать тот же подход, что и в работе [3]

$$\frac{\partial P}{\partial x} = \frac{1}{6} \frac{\rho_f L_{tip}}{\rho_0 c_s^2} \frac{\partial^2}{\partial t^2} (P + \sigma_{zz}^{\Sigma}), \quad x = \pm L, \quad (4)$$

где: L_{tip} - эффективная длина концов трещины.

Численные результаты. В качестве примера мы рассмотрим возбуждение волнового поля в системе скважина, которая пересекает одномерную трещину, как показано на рис.1. Внешнее сейсмическое поле рассматривается как плоская волна $\sigma_{zz}^{\Sigma}(x,t) = f(t - x/c_v)$, где $c_v = c_l / \cos\theta$ - видимая скорость распространения сейсмической волны вдоль скважины ($\theta = \pi/3$). Параметры флюида соответствуют воде $\rho_f = 1 \text{ g/cm}^3$, $c_f = 1.5 \text{ km/s}$ и параметры упругой среды следующие $\rho_s = 2 \text{ g/cm}^3$, $c_l = 4.5 \text{ km/s}$, $c_s = 2.5 \text{ km/s}$, выбранные линейные размеры трещины имеют типичные значения: $L = 50 \text{ m}$, $\delta = 0.01 \text{ m}$, $L_{tip} = 5 \text{ m}$.

На рис.2 представлено волновое поле трубных волн в скважине. Рис.2а соответствует случаю бесконечной трещины. Можно видеть, что поле давлений в скважине содержит достаточно богатую информацию о падающей и отраженных и прошедших через трещину объемных волнах, как и о интенсивных трубных волнах, сгенерированных в точке пересечения скважины и трещины. С использованием обработки по методике ВСП это позволяет извлечь информацию об ориентации трещины и совместно с амплитудным анализом трубных волн - о раскрытии трещины. На рис.2б представлено отличие от предыдущего рисунка из-за дополнительного вклада, связанного исключительно с генерацией медленной собственной моды на краях трещины. Опять амплитуды трубных волн, связанных с краями трещины, составляют несколько процентов от основных вкладов и, следовательно, этот эффект

может быть зарегистрирован. Это открывает легкий путь для независимой оценки размеров трещины на основе внутрискважинных акустических измерений.

Работа выполнена при финансовой поддержке фонда CRDF грант RUG2-1669-ST-06.

Список литературы

1. Ionov A.M., Maximov G.A. Propagation of tube waves generated by an external source in layered permeable rocks. // Geophys. J. Int. 1996, V.124, N 3, p.888-906.

2. Деров А.В., Максимов Г.А. Трещина гидроразрыва в поле внешней сейсмической волны. // Сб. трудов. XVI Сессия РАО. Т.1 с.324-327. Москва, ГЕОС, 2005г.

3. Деров А.В., Максимов Г.А. Определение ориентации трещины в окрестности скважины методом вертикального сейсмоакустического профилирования. // Акуст. журн. 2002, Т.48, №3, с.331-339.

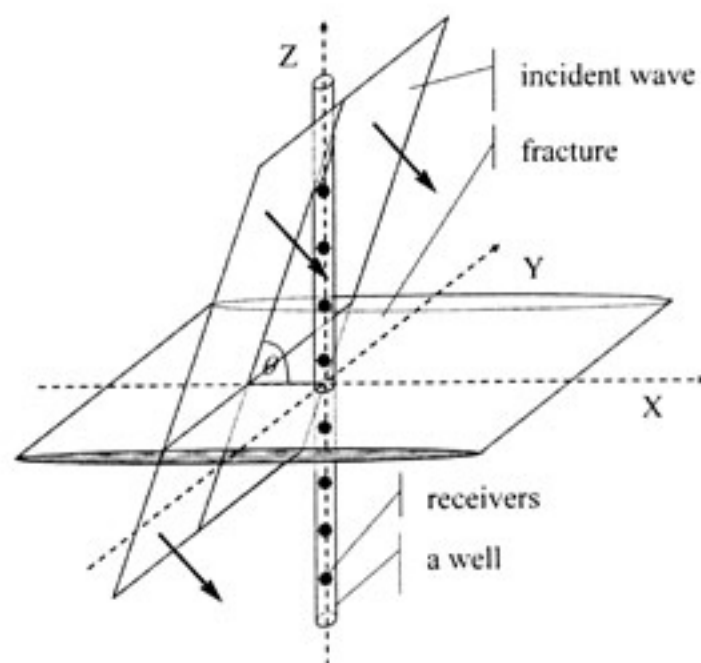


Рис.1 Геометрия задачи

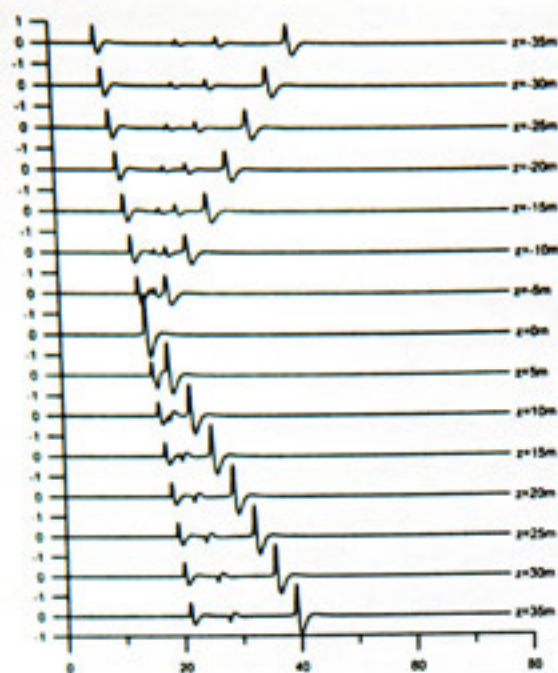


Рис.2а. Сейсмограммы давления вдоль скважины, пересекающей бесконечную трещину

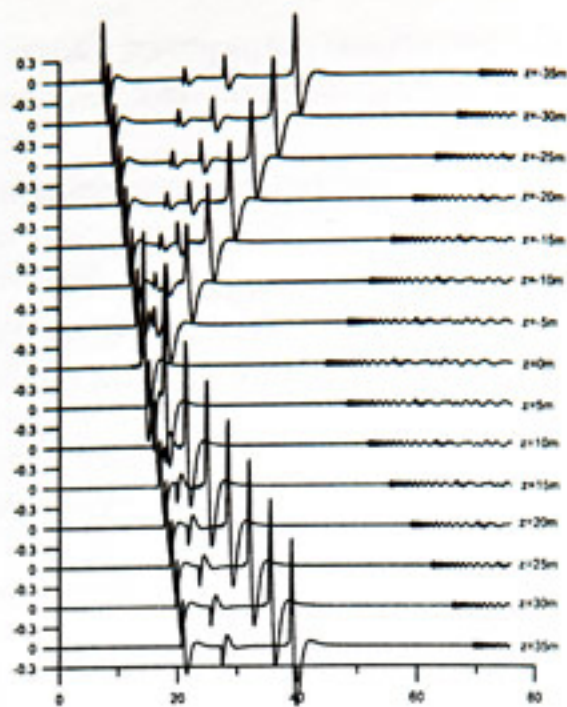


Рис.2б. Сейсмограммы давления вдоль скважины, пересекающей трещину конечного размера.

ОПТИМИЗАЦИЯ ЗАДАНИЯ ИСТОЧНИКА ПРИ КОНЕЧНО-РАЗНОСТНОМ МОДЕЛИРОВАНИИ С ПЕРЕМЕННЫМ ШАГОМ

Д.Г.Туйков*, А.А.Табаков**, А.В.Баев***

* ООО «ГЕОВЕРС», Москва, ** ОАО «ЦГЭ», Москва, *** МГУ, г. Москва

OPTIMIZATION OF SOURCE DEFINITION FOR FINITE-DIFFERENCE MODELING WITH IRREGULAR GRID

D.G.Touikov*, A.A.Tabakov**, A.V.Baev***

* GEOVERS Ltd., Moscow, ** CGE JSC, Moscow, *** Moscow State University

Аннотация

Рассматривается проблема задания начальных условий при конечно-разностном моделировании волновых полей. При этом одной из задач является выбор приближения начального возмущения, физически адекватного и достаточно точного для того, чтобы дальнейший расчет не содержал значительных ошибок из погрешности начальных условий. Предложены способы снижения начальной погрешности и их анализ с точки зрения точности расчетов и вычислительных затрат.

Abstract

This paper deals with the problem of initial conditions presetting for finite-difference wavefield modeling. Besides, one of the goals is choosing such initial estimate that is physically sufficient and quite accurate for further calculation without considerable errors relating to initial condition errors. The way for decreasing of initial errors and analysis of such methods from the point of view of calculation accuracy and computing resources are proposed.

Введение

Одним из способов решения прямой задачи сейсморазведки является применение конечно-разностного моделирования для решения системы дифференциальных уравнений упругих колебаний.

При этом возникает необходимость задания начальных условий для получения единственного решения дифференциального уравнения, удовлетворяющего требуемым условиям, таким как положение источника, тип импульса и его частота.

При моделировании волновых полей естественным способом является задание начальных условий на сфере (окружности) в силу свойств фундаментального решения системы уравнений Ламэ. В работе использован лучевой метод задания начальных условий.

Использование лучевого метода в данном случае оправдано лишь при условии, что начальное возмущение целиком содержится в пределах однородного слоя. В противном случае было бы необходимо вести расчет как волны, преодолевшей однородный слой и попавшей в соседний, так и волны, отразившейся от границы раздела сред, что значительно усложняет решаемую задачу. При таких ограничениях существует ряд трудностей при задании начальных условий. Наиболее важным является вопрос о сведении к минимуму эффекта ступенчатости фронта волны, вызванного расчетом на сетке, имеющей определенные размеры ячеек.

Для решения этой проблемы предложено два пути.

Иллюстрации начального возмущения (импульс Риккера с частотой 40 Гц), полученного лучевым методом на окружности радиусом 100 м и волнового поля на расстоянии 300 м от источника, представлено на рис. 1, 2.

1. Использование регулярной сетки

1.1 Увеличение первоначального радиуса

Данный способ устранения искажений при задании начальных условий является наиболее простым и очевидным. Увеличив радиус первоначального возмущения при сохранении необходимого шага сетки, удастся добиться более точного представления фронта волны на сетке, причем с ростом радиуса эффект ступенчатости начального фронта будет все менее и менее заметен.

Тем не менее, данный способ является весьма ограниченным из-за конечных размеров пластов, что делает невозможным большое увеличение радиуса первоначального возмущения.

1.2 Уменьшение шага сетки

Другой альтернативой для улучшения качества первоначального возмущения и, как следствие, дальнейшей волновой картины в целом является уменьшение шага сетки, позволяющее сделать начальное возмущение на сетке более точным. К тому же в ходе дальнейшего расчета данные накапливают меньшие ошибки, благодаря меньшему шагу сетки.

Данный способ решает еще одну проблему, которая заключается в возможности выхода за пределы однородного слоя с ростом радиуса сферы, так как в данном случае нет необходимости его расширения (корректировка идет путем уменьшения размеров ячеек сетки).

Однако данный способ влечет за собой значительное увеличение времени расчета волнового поля вследствие увеличения числа узлов сетки.

2. Использование нерегулярной сетки

Модификацией предыдущего способа является использование нерегулярной сетки с областью сгущения в пределах первоначального возмущения, что позволяет избежать недостатков, свойственных предыдущим способам – достигается улучшение задания начального возмущения, нет роста размеров сферы и, как следствие, возможности выхода за пределы однородного пласта, не происходит значительного увеличения размерности сетки, влекущего рост времени расчета.

Методика сопоставления

Сравнение предложенных способов снижения начальной погрешности проводится путем анализа волновых полей с точки зрения коэффициента корреляции между ними. Расчет проводился в однородной среде размером 1600 на 3200 м со скоростью продольной волны 2000 м/с. Шаг конечно-разностной схемы во временной области – 0,1 мс. В качестве основы для сравнения выбрано волновое поле, рассчитанное на сетке с размерами ячейки 2 на 2 м, радиус первоначального возмущения – 100 м. Тем самым достигается высокая точность задания как начального импульса, благодаря большому радиусу зоны первоначального возмущения и сравнительно малому шагу по пространству, так и дальнейшего расчета.

Сравнение проводится с четырьмя волновыми полями. Причем первое волновое поле рассчитано с наиболее грубым заданием первоначального импульса. Это достигнуто использованием комбинации как большого шага сетки по пространству – 4 на 4 м, так и достаточно маленьким радиусом задания первоначального возмущения – 50 м. Остальные три модельных

поля используют выше предложенные пути достижения большей точности задания первоначального источника.

Характеристики модельных полей для сравнения:

1. Регулярная сетка 4 на 4 метра, радиус первоначального возмущения 50 м.
2. Регулярная сетка 4 на 4 метра, радиус первоначального возмущения 100 м.
3. Регулярная сетка 2 на 2 метра, радиус первоначального возмущения 50 м.
4. Нерегулярная сетка с областью сгущения, перекрывающей первоначальное возмущение на 50 м в каждом направлении с размером 2 на 2 метра, остальная область рассчитывается на сетке с шагом 4 на 4 м, радиус первоначального возмущения 50 м.

Результаты экспериментов приведены в таблице 1.

№	Коэффициент корреляции (300 м от источника)	Время расчета первых 5000 мс (мин: сек)
1	0,9104	127: 16
2	0,9417	126: 01
3	0,9966	756: 06
4	0,9848	268: 33

Табл. 1. Сравнительный анализ методов повышения точности задания начального возмущения.

Анализ результатов

Проводя анализ данных табл. 1 видно, что наиболее действенным (с точки зрения точности задания начального импульса) является использование мелкого шага сетки по пространству, при этом радиус начального возмущения можно уменьшить вплоть до минимально возможного, чтобы целиком уместить в себе первоначальный импульс. Но при использовании данного способа резко возрастает время расчета волнового поля в целом. Так, при падении точности задания начального возмущения менее одного процента по сравнению с модельным полем, время расчета составило более двенадцати часов. Метод увеличения первоначального радиуса оказывается вполне адекватным с точки зрения расчетного времени, которое сократилось почти в шесть раз при падении точности чуть более пяти процентов, но несет в себе ограничение, связанное с невозможностью большого увеличения радиуса задания импульса. В это же время использование нерегулярной сетки оказывается вполне оправданным как с точки зрения точности задания первоначального импульса (потери в точности волнового поля составили

чуть более одного процента), так и с точки зрения расчетного времени волнового поля в целом, которое меньше времени модельного поля почти в три раза. При неоптимальном выборе как размера ячейки сетки, так и радиуса задания импульса, как и ожидалось, были получены наиболее неточные результаты. Так, падение точности составило почти девять процентов при сокращении расчетного времени в шесть раз.

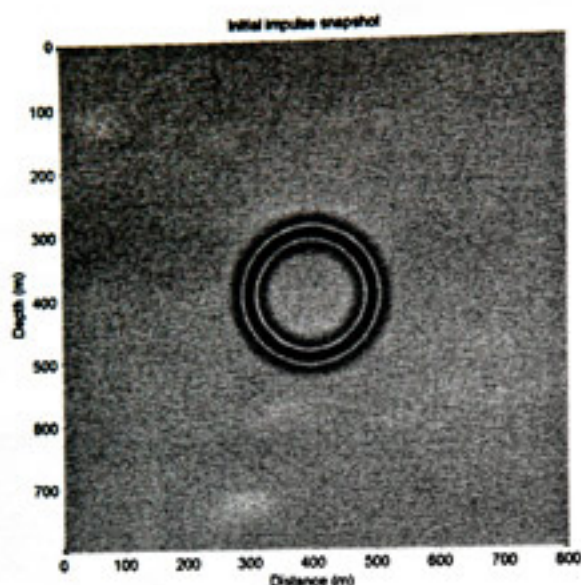


Рис.1. Начальное возмущение, сгенерированное лучевым методом в однородном пласте со скоростью Р-волны 2000 м/с. Используется импульс Риккера с частотой 40 Гц. Радиус задания импульса – 100 м.

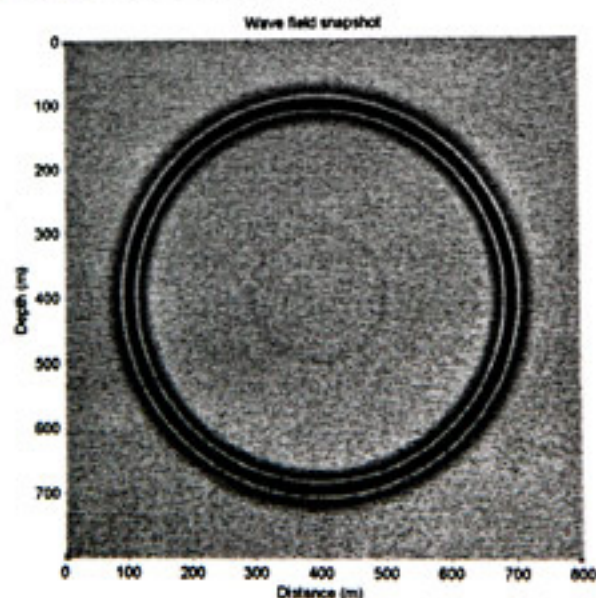


Рис.2. Снимок волнового поля на расстоянии 300 м от источника, рассчитанного в однородной области методом конечных разностей с пространственными шагами 2 м и шагом во временной области 0,1 мс.

Выводы

1. Сокращение радиуса сферы (окружности), на которой задается возмущение в методе конечных разностей, приводит к появлению «паразитных» эффектов, связанных с неточной дискретизацией сферы (окружности) при большом шаге сетки.
2. Сокращение шага сетки во всей области ведет к значительному уменьшению «паразитных» эффектов дискретизации сферы, но ведет к существенному увеличению расчетного времени.
3. Сетка со сгущением в области начального возмущения позволяет резко сократить «паразитные» эффекты при существенно меньшем увеличении затрат времени.

Список литературы

1. Ivo Oprsal and Jiri Zahradnik, Elastic finite-difference method for irregular grids: Geophysics, vol. 64, p. 240-250.

ОЦЕНКА ПАРАМЕТРОВ СКОРОСТНОЙ МОДЕЛИ СРЕДЫ ПО ДАНЫМ МОГ И 3D ВСП

Ю.А.Степченко, А.В.Решетников, И.А.Гирман
ООО «ГЕОВЕРС», Москва

VELOCITY MODEL PARAMETERS ESTIMATION FROM WALKAWAY AND 3D VSP DATA

U.A.Stepchenkov, A.V.Reshetnikov, I.A.Girman
GEOVERS Ltd., Moscow

Аннотация

В работе представлен метод нахождения параметров двумерной слоистой модели среды с гладкими отражающими границами. Подбор параметров осуществляется при помощи оптимизационной инверсии годографов прямых, отраженных и обменных волн, возбуждаемых многими источниками при наблюдениях 3D ВСП. Модельные годографы вычисляются с использованием лучевого приближения.

Abstract

The method of complex velocity model parameters estimation using travel times from many sources is represented. The velocity model is constructed with smooth curvilinear reflective boundaries. Parameters approximation is guided with optimizing inversion of hodographs of direct, reflected and converted waves from different 3D VSP sources. Model hodographs are calculated with the using of ray method.

В настоящее время в мировой сейсморазведке широко применяются наблюдения МОГ (Walkaway) и 3D ВСП, что обусловлено необходимостью исследования земной толщи на больших удалениях от скважины, а также сложностью геологических условий верхней части разреза [1]. Ограниченность апертуры метода ВСП не позволяет адекватно восстанавливать параметры среды вдали от скважины. Как правило, нахождение кинематических характеристик начинается с построения реалистичного начального приближения скоростной модели среды. Затем следует итеративный процесс оптимизационной инверсии годографов, заключающийся в нахождении таких параметров скоростной модели среды, которые обеспечивают наилучшее совпадение модельных и наблюдаемых времен прихода волн от источников к приемникам. В случае однородно-слоистой модели среды с гладкими отражающими границами в представлении кубических сплайнов такая задача успешно решается в системе наблюдения с одним источником на поверхности и набором приемников, расположенных на скважине [2]. Также подобная задача решалась в случае двух источников ВСП, расположенных на поверхности, и показала хорошие результаты [3]. Однако при дальнейшем увеличении числа источников сильно возрастает объем требуемых вычислений.

В данной работе представлен метод решения обратной кинематической задачи в системе наблюдения 3D ВСП, состоящей из глубокой скважины и ряда источников сейсмических волн, расположенных на поверхности. Увеличение числа источников позволяет значительно улучшить достоверность искомым параметров, а также восстанавливать кинематические характеристики скоростной модели на больших удалениях от скважины. Проблема вычислительной сложности, возрастающей с ростом количества источников, решена при помощи использования параллельных вычислений. В качестве исходных данных обратной задачи берется разбивка пластов на скважине, а также годографы всех прямых, отраженных и обменных волн от каждого источника. Отражающие границы строятся в виде кубических сплайнов со сглаживанием.

Решение поставленной задачи разбивается на три основных этапа. На первом этапе строится начальное приближение скоростной модели среды с плоскопараллельными границами и постоянными скоростями продольных волн в каждом слое. Для начального приближения используются годографы прямых волн от каждого источника. На следующем этапе скоростная модель подбирается в представлении полиномиальной геометрии отражающих границ. Полиномы берутся невысокой степени, меньше четвертой. И на заключительном этапе геометрия отражающих границ в модели преобразуется из представления полиномов в кубические сплайны, после чего происходит постепенное добавление узловых точек и подбор их оптимального положения для каждой границы. Положение

узловых точек ограничено требованием сохранения гладкости границ, что обусловлено применимостью лучевого метода. Подбор параметров модели осуществляется при помощи минимизации многомерных функционалов невязок модельных и наблюдаемых годографов разных типов воли для каждого источника [2]. Для получения модельных годографов используется алгоритм слежения лучей в градиентных средах [4]. Минимизация функционалов невязок проводится с использованием алгоритма прямого поиска Хука-Дживса [5], модифицированного на случай двухсторонних ограничений. Этот алгоритм не требует гладкости, а также хорошо приспособлен к ситуациям овражного поведения исследуемой функции. Преимуществом такого подхода является независимость расчета невязок, соответствующих каждому источнику, что позволяет эффективно решать данную задачу с применением параллельных вычислений.

Список литературы

1. Табаков А.А., Баранов К.В., Рыковская Н.В., Копчиков А.В. Методика и некоторые результаты обработки данных МОГ и 3D ВСП. Технологии сейсморазведки 2/2006.
2. Степченков Ю.А., Табаков А.А., Решетников А.В., Рыковская Н.В., Баранов К.В., Оценка модели среды по полному векторному полю ВСП. Технологии сейсморазведки 2/2006.
3. Степченков Ю.А., Решетников А.В., Табаков А.А., Колосов А.С. Построение скоростной модели среды по кратным волнам от нескольких источников ВСП: Тезисы научно-практической конференции "Гальперинские чтения-2006"
4. Решетников А.В., Мухин А.А., Табаков А.А., Елисеев В.Л. Технология и результаты применения динамической декомпозиции и реконструкции (ДДР) на модельных данных. Технологии сейсморазведки 2/2006.
5. Гергель В.П., Гришагин В.А., Городецкий С.Ю. Современные методы принятия оптимальных решений. Нижний Новгород. 2001.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПОЛЯ ПРЯМЫХ И ОДНОКРАТНО ОТРАЖЕННЫХ ПРОДОЛЬНЫХ И ПОПЕРЕЧНЫХ ВОЛН В ТРЕХМЕРНЫХ НЕПАРАЛЛЕЛЬНО-СЛОИСТЫХ СРЕДАХ

А.А.Мухин, А.В.Решетников, И.А.Гирман
ООО «ГЕОВЕРС», Москва

TECHNOLOGY OF DIRECT AND SINGLE-REFLECTED ELASTIC WAVES FIELD CALCULATION FOR 3D NON-PARALLEL LAYERED MODELS

A.A.Mukhin, A.V.Reshetnikov, I.A.Girman
GEOVERS Ltd., Moscow

Аннотация

В настоящей работе описывается технология моделирования волновых полей для трехмерных непараллельно-слоистых сред, основанная на применении лучевого метода. Основная идея состоит в том, что в процессе расчетов одновременно не прослеживается траектория луча от источника к приемнику. Вместо этого проводится расчет траекторий лучей до каждой границы от источника и от приемника по отдельности. При этом формируются два так называемых поверхностных источника (функции направления входа луча, заданные на сетке по всей поверхности границы), которые сравниваются на предмет выявления точек событий (отражения/преломления – в зависимости от типа рассчитываемой волны). Информация в этих точках используется для формирования волнового поля.

Abstract

This work describes technology of elastic waves field computation for 3D non-parallel layered models. The technology is based on ray-method application. The idea is to separate calculations of the ray trajectories from source and receiver to the bound, instead of monitoring ray-trajectory directly from source to receiver. For each pair of source-receiver, at each border, we calculate surface sources (grid-defined functions of ray-in angle) and compare them to define the incident (reflection or refraction) points. This information allows to select and trace the rays, coming to the receiver with defined accuracy, and therefore to form the wave field.

При обработке и анализе сейсмических данных все чаще встречаются ситуации, когда одномерных и (или) двумерных моделей геологической среды становится недостаточно для ее корректного описания и исследования. Использование же трехмерных моделей сопровождается известными сложностями. Если для ряда параллельно слоистых моделей задача расчета волнового поля может быть решена в явном виде, то при дальнейшем усложнении как геометрии слоев, так и распределения

скоростей в геологических телах, аналитический способ решения становится слишком громоздким, а иногда и вовсе невозможным. В связи с этим встает вопрос об эффективной методике решения прямых задач для моделей такого типа. В данной работе представлена технология расчета волновых полей с использованием лучевого метода.

Слежение траектории лучей напрямую от источника к приемнику (или иными словами “пристрел”) в трехмерных моделях – нетривиальная задача. Особенно если скоростная модель содержит непараллельные слои, и нас интересуют не только прямые, но и отраженные волны. Поэтому предложенный метод основывается на разделении лучевых траекторий на две части: от источника до границы и от приемника до границы, которые формируются отдельно. На практике это сводится к следующему. Каждая граница скоростной модели покрывается прямоугольной сеткой. Эта сетка обстреливается из источника, причем каждая ячейка сетки хранит в себе время и углы прихода луча - формируется так называемый “поверхностный источник”. Для каждой границы рассчитывается набор таких поверхностных источников, соответствующих всем пунктам взрыва (далее ПВ) и всем пунктам приема (далее ПП).

Затем поверхностные источники (каждой границы) от всех ПП и ПВ попарно сравниваются на предмет выполнения условия отражения/преломления (в зависимости от типа рассчитываемой волны). Ячейки сетки, в которых выполнилось событие (рис. 1), формируют массив структур, каждая из которых соответствует лучу, заведомо попадающему из данного ПВ в данный ПП с заданной точностью. Стоит отметить, что в случае криволинейной границы таких ячеек может быть несколько, что означает наличие в данном теле множественных лучевых путей. Объединив ячейки событий для всех границ и всех пар ПВ-ПП и проследив такие лучи, можно получить информацию о траекториях, полном времени хода, а также рассчитать коэффициенты отражения/преломления, геометрическое расхождение и сформировать волновое поле.

Среди преимуществ данного метода необходимо прежде всего отметить относительную гибкость алгоритмов. Во-первых, при необходимости они позволяют получать поля только определенных типов волн, если другие не представляют интереса. Во-вторых, такая схема позволяет разбивать задачу на логически завершенные и независимые этапы, что делает ее адаптируемой для параллельных вычислений и экономной по времени и ресурсам. В-третьих, метод обобщается на случай моделей с более сложной топологией и распределением скоростей. При наличии сервиса для описания сложно построенных моделей и слежения лучей в них, сама технология построения поверхностных источников и результирующего поля не требует сильного усложнения.

Список литературы

1. А. С. Алексеев, Б. Я. Гельчинский. О лучевом методе вычисления полей волн в случае неоднородных сред с криволинейными границами раздела. //Вопросы динамической теории распространения волн. Сборник III. – Л., 1959г., стр. 11-107.

2. Н. Н. Матвеева, Л. Н. Антонова. Метод и программа расчета кинематики и динамики объемных волн в трехмерных неоднородно блоковых средах. //Программы для интерпретации сейсмических наблюдений. 2. - Л., 1977г., стр. 173-211.

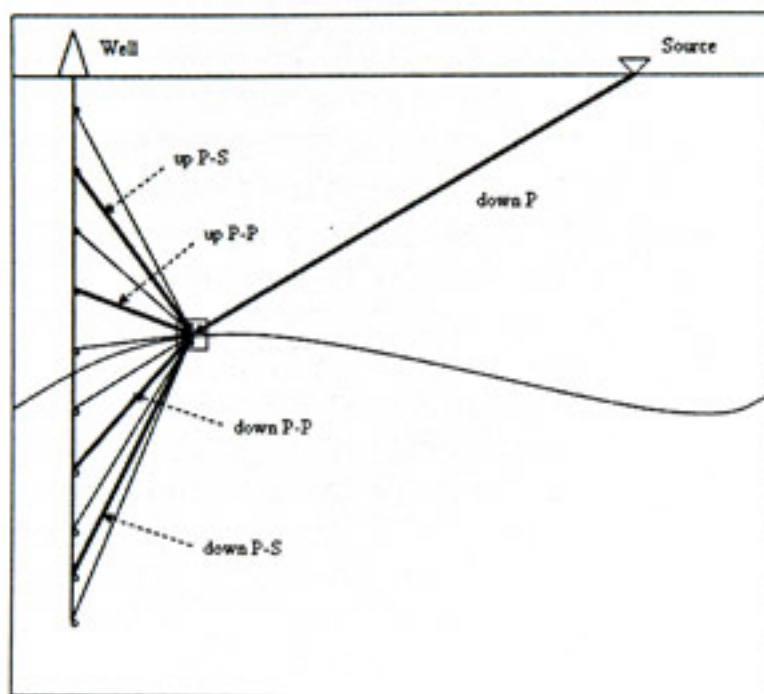


Рис.1. Элемент результата сравнения поверхностных источников – ячейка сетки, в которой выполнилось событие (отражение/преломление) для ряда приемников

ПРОСТОЙ СПОСОБ РАЗДЕЛЕНИЯ ВОЛНОВОГО ПОЛЯ ВСП ПО ДВУМ ТРАССАМ

А.Д.Чигрин, Е.А.Виноградов

ООО «НИИморгеофизика-Интерсервис» г. Мурманск

SIMPLE WAY OF SEPARATION OF A VSP WAVE FIELD ON TWO TRACES

A.D.Chigrin, E.A.Vinogradov

LLC "NIImorgeofizika-Interservis", Murmansk

Аннотация

Предлагается простой и экономичный способ селекции волнового поля по направлению распространения по двум соседним сеймотрассам.

Abstract

The simple and economic way of wave field selection in a direction of wave propagation on two adjacent seismic traces is offered.

Использующиеся при обработке данных ВСП способы разделения волнового поля на падающие и восходящие волны довольно ресурсоемки и не свободны каждый от своих специфических недостатков. Поэтому поиск более простых и эффективных алгоритмов продолжался довольно долго. Одним из примеров заявленных реализаций способов разделения падающих и восходящих волн по двум трассам описывается в патенте США 4794573 1988г. Трассы представляются как сумма двух неизвестных функций, соответствующих падающей и восходящей волне, и имеющих противоположный сдвиг по времени. Затухание игнорируется. Формально уравнения выглядят следующим образом:

$$S_0 = U(t) + D(t) \quad (1)$$

$$S_1 = U(t-\tau) + D(t+\tau) \quad (2)$$

$$S_2 = U(t+\tau) + D(t-\tau) \quad (3)$$

Где $U(t)$ и $D(t)$ – поле восходящих (U_p) и падающих (D_{down}) волн на среднем уровне (посередине между точками приема). S_1 и S_2 трассы на двух соседних уровнях, τ – половина времени пробега волны между приемниками.

Раскладывая S_1 и S_2 в ряд Тейлора и ограничиваясь первыми членами авторы получают:

$$S_1 = U - \tau U' + D + \tau D' \quad (4)$$

$$S_2 = U + \tau U' + D - \tau D' \quad (5)$$

Полусумма и разность этих функций дают интересный результат:

$$S = (S_1 + S_2)/2 = U + D \quad (6)$$

$$S_2 - S_1 = 2\tau(U' - D') \quad (7)$$

Интегрируя (7) получают

$$I = \int (S_2 - S_1) = 2\tau(U - D) \quad (8)$$

Далее, комбинируя S и I , находят две трассы U и D – падающей и восходящей волны, соответствующие среднему между приемниками уровню. Недостатком данного способа авторы патента считают то, что из двух трасс получается одна, и, следовательно, один из уровней профиля теряется. Однако обращает на себя внимание невысокое качество выделения искомой составляющей (недостаточное подавление мешающей компоненты, низкий уровень селекции), хорошо заметное даже на синтетических трассах, представленных на иллюстрациях.

Причина этого недостатка связана, видимо, с тем, что отбрасывание членов ряда начиная со второго в представлении (4,5) правомерно только при $\tau \ll T/4$ (четверти периода). Авторы патента признают, что метод

имеет существенное ограничение: время пробега волны между датчиками τ должно быть меньше $\frac{1}{4}$ периода сигнала.

Однако их соотношение, характерное для реальной сейсмоки, этому условию как правило не удовлетворяет, что вносит систематическую ошибку в представление. При интегрировании эта систематическая ошибка имеет свойство накапливаться, существенно искажая результат.

В ПО комплекса ЦСК-18 используется похожий, но более простой и эффективный способ. Рассматриваются только две трассы.

$$S_1 = U(t) + D(t) \quad (9)$$

$$S_2 = U(t-\tau) + D(t+\tau) \quad (10)$$

Если сдвинуть S_2 в одну сторону на τ (прибавить τ к аргументу), получим

$$S_2 = U(t) + D(t+2\tau)$$

Вычитая S_1 из S_2 получаем $D(t+2\tau) - D(t)$. При небольших значениях τ $(D(t+2\tau) - D(t))/2\tau$ близко к дифференциалу функции $D(t)$ в точке $t+\tau$.

Сдвигая S_2 в другую сторону на τ (вычесть τ из аргумента), получим

$$S_2 = U(t-2\tau) + D(t)$$

Вычитая S_2 из S_1 получаем $U(t) - U(t-2\tau)$. При небольших значениях τ $(U(t) - U(t-2\tau))/2\tau$ близко к дифференциалу функции $U(t)$ в точке $t-\tau$.

В результате мы нашли производные обеих функций, суммой которых являются исходные трассы. В отличие от изложенного в патенте способа мы получаем трассы, представляющие собой решения для поля падающих и восходящих волн в обеих точках нахождения приемников, а не средней между ними точки. Это значит, что мы не теряем ни одной точки из профиля: на выходе столько же трасс, сколько на входе. Разумеется, эти решения для верхней и нижней точки не являются независимыми, а представляют собой одну и ту же трассу, сдвинутую на τ . При такой постановке задачи иного решения быть не может.

Существенным преимуществом предложенного метода по сравнению с прототипом является отсутствие операции интегрирования до вычитания или сложения трасс, что снижает влияние систематической ошибки. В результате уровень селекции алгоритма на синтетических профилях значительно выше: подавление составляет более 99 процентов.

Еще одно преимущество данной разновидности селекции поля по направлению – возможность получать каждую трассу разделенного поля, по двум парам исходных трасс: с соседней верхней и с соседней нижней точки по отношению к данной точке. В этом случае все результирующие трассы кроме первой и последней, могут быть получены как среднее трасс, вычисленных по разным парам. Т.е. каждая выходная трасса, кроме первой

и последней, получается уже не по двум, а по трем исходным трассам. На реальном материале это дает более устойчивый результат.

Разработана и успешно используется программа, реализующая данный алгоритм. Время обработки профиля из 350-400 трасс составляло 2-3 минуты еще на процессоре I486. Она входит в пакет оперативной обработки данных ВСП, используемый в полевой партии компании НИИМоргеофизика-Сервис для оценки материала и получения предварительных результатов в процессе и непосредственно после проведения работ. Он достаточно прост в использовании и не требователен к ресурсам. Его более 10 лет применяют операторы в полевых условиях. Пакет периодически модернизируется и поставляется в комплекте с цифровым скважинным комплексом «ЦСК-18», разрабатываемым и производимым компанией НИИМоргеофизика-Сервис.

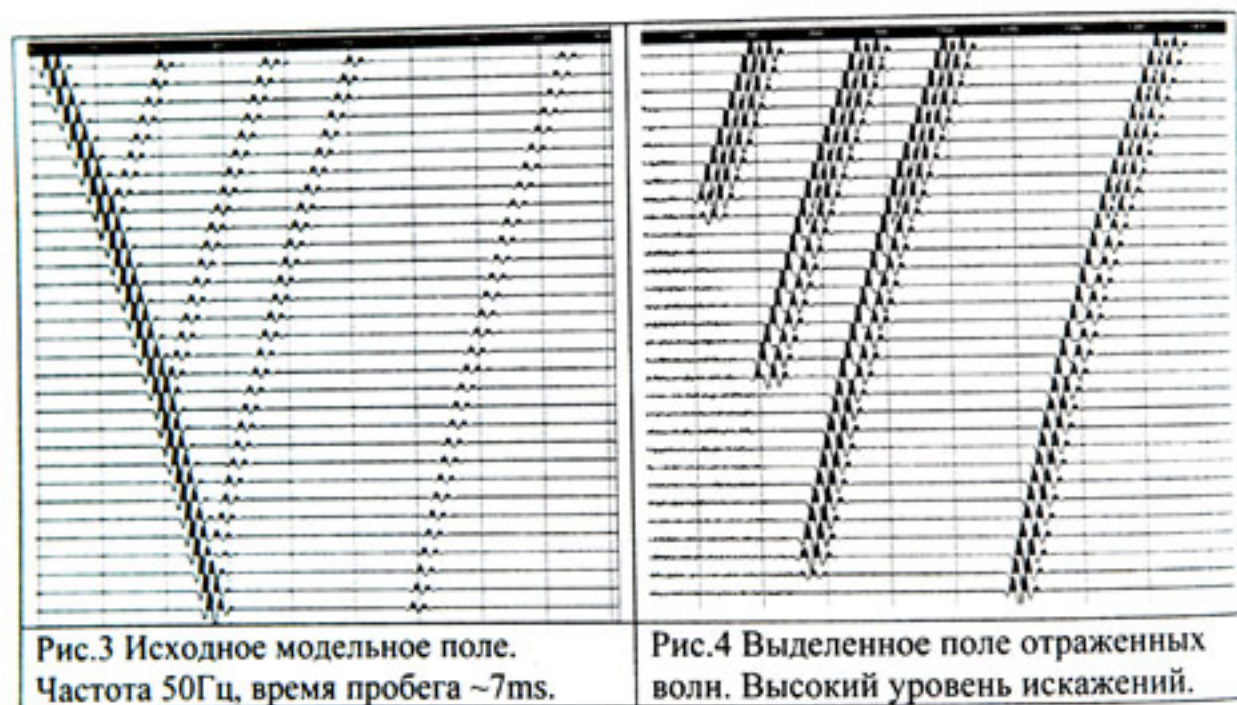
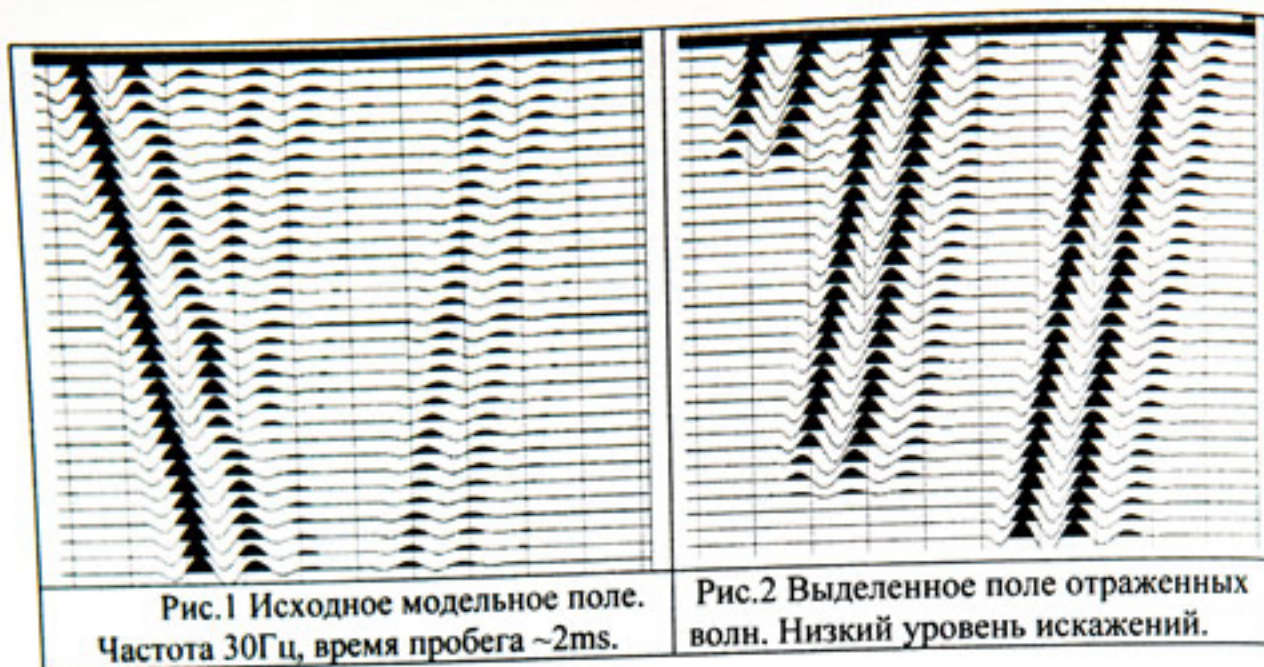
Предложенный способ налагает на соотношение τ и периода сигнала те же ограничения, что и первый: $\tau \ll T/4$. Чем меньше время пробега и чем ниже частота, тем более точно вычисленные значения соответствуют производной искомым функций. Для реальных, разумеется, в ВСП значений. Все нижеследующие примеры изображают результаты работы программы селекции поля по направлению.

В силу ограничений точности ее нет смысла применять для высококачественной камеральной обработки данных ВСП. Однако в пакетах оперативной обработки она вполне может использоваться с целью оценки качества материала, предварительной оценки глубины и контрастности (коэффициента отражения) отражающих границ. В графе обработки данная программа должна предшествовать деконволюции, так как последняя сокращает видимый период полезного сигнала, что негативно отражается на передаче формы выделяемого сигнала.

Эта зависимость хорошо просматривается на примерах разделения модельного поля.

На Рис.4 хорошо видно как форма выделенной волны меняется от слоя к слою, в зависимости от скорости распространения волны в среде. На реальном материале, где присутствует большое количество волн разной природы, скорости и спектрального состава, также могут быть сложности. Однако авторы прототипа вообще не упоминают о результатах обработки их способом реального материала.

На Рис 5 приведен пример части профиля после выделения отраженных волн с помощью программы разделения поля по трем трассам. Материал получен цифровой скважинной аппаратурой «ЦСК-18» на скважине в Западной Сибири.



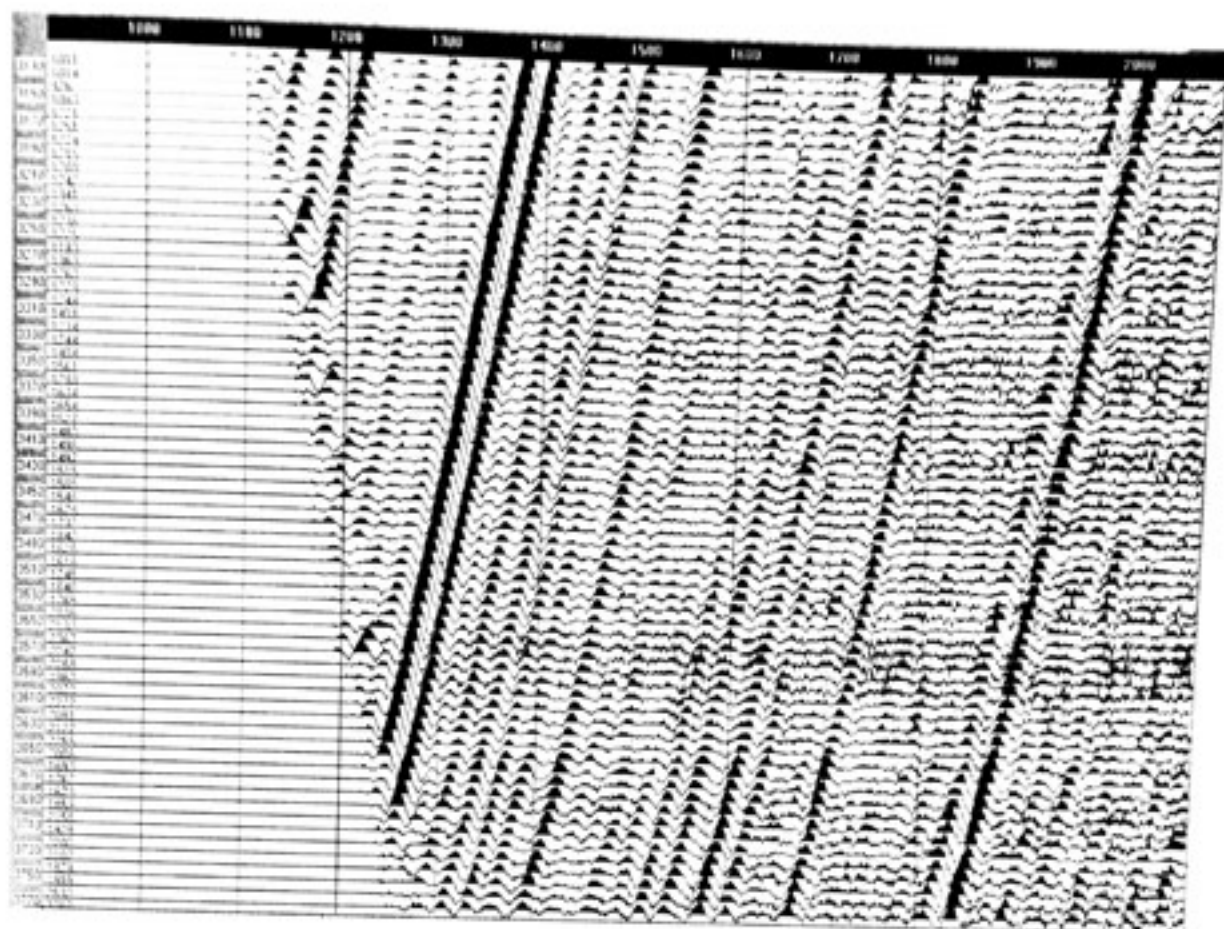


Рис.5 Фрагмент поля отраженных волн, полученный в результате обработки на скважине. В левой колонке – глубины. Материал не редактирован.

О ПОСТРОЕНИИ СЕЙСМИЧЕСКИХ ИЗОБРАЖЕНИЙ ПО ДАННЫМ ВСП С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГАУССОВЫХ ПУЧКОВ

Д.А.Неклюдов, М.И.Протасов, В.А.Чеверда
ИНГГ СО РАН, г. Новосибирск

SEISMIC IMAGING OF VSP DATA BASED ON GAUSSIAN BEAMS

D.A.Neklydov, M.I.Protasov, V.A.Tcheverda
IPGG, Novosibirsk, Russia

Аннотация

В данной работе представлено два алгоритма построения сейсмических изображений по данным ВСП, которые используют гауссовы пучки. Один из алгоритмов направлен на выявление расположения структурных нарушений (разломы и др.). В этом случае используются данные ВСП со многими выносными источниками. Эти данные суммируются со специальным образом выбираемыми весами, суть которых – гауссовы пучки. Другой алгоритм направлен на построение

структуры околоскважинного пространства без учета верхней части строения среды. Гауссовы пучки здесь используются для того, чтобы избежать артефактов миграции.

Abstract

In the paper is presented two seismic imaging approaches of VSP data which use Gaussian beams. Aim of the first algorithm is recovering of structural disruptions (faults etc.). In this case walk-away VSP data are used. These data are summed with specific weights that are Gaussian beams. The goal of the other procedure is recovering of the near borehole structure without any information about overburden. Here Gaussian beams are used in order to avoid migration artifacts.

Введение. Один из представляемых ниже алгоритмов является модификацией процедуры, предложенной в работе [3] для поверхностных систем наблюдения. Данный подход основан на использовании процедуры взвешенного «суммирования», в которой в качестве весовой используется не функция Грина, а произведение пары специальным образом построенных Гауссовых пучков, что позволяет работать в произвольном поле лучей, и даёт возможность строить так называемые «селективные» изображения, которые содержат информацию об объектах, определённым образом ориентированных в пространстве. Второй алгоритм – это реализация модифицированной миграции, предложенной в работе [1], с использованием гауссовых пучков. Д.А.Неклюдов и др. предложили в алгоритме миграции в обратном времени падающее поле рассчитывать не от источника (стандартная процедура), а продолжать в обратном времени прямую волну, регистрируемую в скважине. Тем самым в этом алгоритме не нужно знать верхнюю часть среды. Однако в этом случае возникают артефакты миграции, так называемые «улыбки», связанные с ограниченностью апертуры системы наблюдения. Мы предлагаем вместо конечно-разностного моделирования расчет волновых полей производить с помощью Гауссовых пучков [2]. Ведь появление «улыбок» связано с продолжением волновых полей по характеристикам, которых в реальном волновом поле нет. Поэтому естественно «отрезать» эти характеристики, что можно эффективно реализовать с помощью Гауссовых пучков.

Процедуры построения изображений. Первая процедура, как уже было отмечено выше, работает с данными ВСП со многими выносными источниками: $\varphi(z_r, x_s, \omega)$ (1). Итоговая формула асимптотического обращения этих данных, т.е. формула для «функции изображения» в текущей точке выглядит следующим образом:

$$\Phi^\beta(\bar{x}) = \int_{\alpha} \int_{\omega} \int_{z_r} \int_{x_s} \tau_s^{g\beta}(x_s; \bar{x}; \alpha, \beta; \omega) \cdot \tau_r^{g\beta}(z_r; \bar{x}; \alpha, \beta; \omega) \cdot \varphi(z_r, x_s, \omega) dx_s dz_r d\alpha d\omega. \quad (2)$$

Здесь $r_{\alpha, \beta}^{\phi}(x, z; \bar{x}; \alpha, \beta; \omega)$ - это нормальные производные (к линии источников (приемников)) от гауссовых пучков: те, специальным образом выбираемые веса, о которых мы говорили выше. Для каждой точки изображения \bar{x} , а также для каждого угла наклона α и угла раствора β эти веса получают свои. Для того, чтобы их получить нужно протрассировать гауссовы пучки из точки изображения до линии наблюдения.

Второй алгоритм работает с разделёнными волновыми полями одного пункта возбуждения: падающим (восходящим) волновым полем $u^{down(up)}(x^r; t)$ (3). Итоговая формула этой процедуры или условие визуализации записывается в следующем виде:

$$I(\bar{x}) = \sum_{i=1}^{n_r} \sum_{j=1}^{n_r} \int G_i(\bar{x}; \omega) \cdot \overline{G_j(\bar{x}; \omega)} \cdot f^{down}(x_i^r; \omega) \overline{f^{up}(x_j^r; \omega)} d\omega \quad (4)$$

Здесь $f^{down(up)}(x_i^r; \omega)$ - это функции, полученные в результате применения преобразования Фурье по времени к функциям $u^{down(up)}(x^r; T-t)$. А функции $G_i(\bar{x}; \omega)$ - это функции Грина, которые вычисляются с помощью разложения по Гауссовым пучкам.

Численные эксперименты. Эффективность, достоинства и недостатки описанного выше метода, работающего со многими выносными источниками, продемонстрированы на примере синтетической модели SIGSBEE2A. Эффективность работы второго алгоритма продемонстрирована на примере слоистой среды и слоисто-наклонной среды. Полученные численные результаты демонстрируют: в первом случае замечательное свойство алгоритма - способность давать селективные изображения, а во втором случае - возможность процедуры подавлять артефакты миграции.

Заключение. В заключение хочется обратить особое внимание на чрезвычайно важное свойство одного из изложенных алгоритмов, позволяющее получать селективные изображения, содержащие только лишь заданным образом ориентированные отражающие элементы. На этой основе может быть получена информация о распределении в среде неоднородностей субсейсмического масштаба. А также следует отметить, что Гауссовы пучки, как в первом, так и во втором случае дают возможность избавляться от артефактов миграции, связанных с ограниченностью апертуры системы наблюдения.

Благодарности. Данная работа была выполнена совместно с Schlumberger Moscow Research, а также при частичной поддержке РФФИ проекты № 07-

Список литературы

1. D. Neklyudov, I. Borodin, Modified Reverse-Time Migration Applied to Offset VSP Data Acquired in Area with Complex Geological Conditions.// EAGE 69th Conference & Exhibition, 2007, P048.
2. M.M.Popov, 2002. Ray theory and Gaussian beam for geophysicists. EDUFBA, SALVADOR-BAHIA.
3. Протасов М.И., Чеверда В.А. Построение сейсмических изображений в истинных амплитудах.// Доклады Российской Академии Наук, 2006, т.407(4), с. 441-446.

**АНАЛИЗ СИНГУЛЯРНОГО РАЗЛОЖЕНИЯ
ЛИНЕАРИЗОВАННОГО ОПЕРАТОРА ДИНАМИЧЕСКОЙ ТЕОРИИ
УПРУГОСТИ ДЛЯ ЗАДАЧИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ СТРОЕНИЯ
СРЕДЫ НИЖЕ ЗАБОЯ СКВАЖИНЫ ПО ДАННЫМ НВСП¹.**

И.Ю.Сильвестров

Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, г.Новосибирск

**SINGULAR VALUE DECOMPOSITION ANALYSIS OF LINEARIZED
OPERATOR OF DYNAMIC ELASTICITY FOR LOOK-AHEAD
PREDICTION USING OVSP DATA**

I.Silvestrov

*Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian
Branch of Russian Academy of Science, Novosibirsk*

Аннотация

Применительно к использованию градиентных оптимизационных методов для решения задачи прогнозирования строения среды ниже забоя скважины по данным НВСП проводится анализ сингулярного разложения линейризованного оператора двумерной динамической теории упругости. Это позволяет строго обосновать основные свойства обратной задачи, знание которых необходимо при разработке численного алгоритма, реализующего ее решение. С использованием этого анализа была определена параметризация среды, оптимальная для обращения; выявлена принципиальная невозможность определения плотности среды; показана невозможность определения гладкой составляющей решения. Эти свойства не зависят от метода оптимизации, применяемого для решения задачи, а определяются самим линейризованным оператором.

¹Работа выполнена в сотрудничестве с Московским научным центром фирмы Шлюмберже, а также при частичной финансовой поддержке РФФИ (проект 05-05-64227) и СО РАН (Молодежный Лаврентьевский грант 2007)

Abstract

With reference to the problem of look-ahead prediction using offset VSP data the singular value decomposition analysis of linearized operator of dynamic elasticity is presented. Such analysis allows to justify strictly main features of the problem that should be taken into account when the numerical algorithm for solving the inverse problem is developed. Using this analysis the optimal parametrization for inversion was founded out. It was shown that density can't be inverted. Also it was shown the principal impossibility of determining the smooth components of solution. These feature don't depend on the method of optimization because they defined by the linearized operator.

Данные непродольного вертикального сейсмического профилирования (НВСП) потенциально содержат в себе уникальную информацию и могут быть использованы в сложных геологических ситуациях для прогноза строения среды ниже забоя скважины сложной геометрии. На их основе возможно предсказание зон аномального давления, важность знания которых определяется технологическим значением для обеспечения процесса бурения [1].

Формально данную задачу можно рассматривать как нелинейное операторное уравнение $B \langle \bar{m} \rangle = \bar{u}^{obs}$, где \bar{m} - параметры среды, \bar{u}^{obs} - данные НВСП, B - нелинейный оператор, который неявно задается уравнениями теории упругости. В данной работе мы рассматриваем двумерный случай. Наиболее полно задача нелинейного обращения данных наблюдений может решаться, например, применением метода Ньютона:

$$DB(\bar{m}_k) \langle \bar{m}_{k+1} - \bar{m}_k \rangle = \bar{u}^{obs} - B(\bar{m}_k), \quad (1)$$

где DB - производная оператора B , полученная, например, с использованием Борновского приближения, \bar{m}_k - модель, вычисленная на k -ом шаге. Отметим, что действие сопряженного оператора DB^* на правую часть уравнения для начальной модели среды эквивалентно, как известно, глубинной миграции до суммирования. Естественно, что сходимость итерационного процесса существенно зависит от свойств оператора DB . В связи с этим их изучение является необходимым этапом при разработке численных методов решения обратной задачи и их применении. Ниже приводятся результаты такого изучения с помощью детального анализа сингулярного разложения оператора DB .

Задача (1) является некорректной, и при ее решении могут применяться методы регуляризации, основанные, например, на усечении сингулярного разложения компактного оператора. Это означает, что решение обратной задачи ищется в подпространстве, натянутом на сингулярные векторы, соответствующие большим сингулярным числам (в дальнейшем такие векторы будем называть старшими сингулярными

векторами). Это позволяет контролировать обусловленность задачи и обеспечивает устойчивость решения относительно как погрешности во входных данных, так и ошибки возникающей при дискретизации оператора (см. [2]).

Для выяснения основных особенностей строения сингулярного спектра оператора DB в данной работе рассматривается простейшая модель однородной вмещающей среды с падающей плоской продольной волной. В этом случае, применяя стандартную линеаризацию (приближение Борна), удастся построить оператор в явном виде.

Самый первый шаг решения обратной задачи – выбор параметризации среды. Как известно, различные тройки параметров, описывающие упругую среду, не эквивалентны для обращения. Еще в работе [3] с привлечением диаграмм рассеяния от точечных объектов, было показано, что упругие импедансы (P , S) являются более подходящими для обращения отраженных волн, чем параметры Ламе (λ, μ) или скорости продольных и поперечных волн (V_p, V_s). Эти рассуждения проводились на физическом уровне строгости, поэтому представляется небесполезным провести более строгое обоснование этого факта именно для системы наблюдений НВСП. Наиболее эффективной параметризацией будет та, которая обеспечит для одной и той же размерности получаемой матрицы наименьшее отклонение решения обратной задачи от его проекции на старшие сингулярные векторы. Для описания этого отклонения использовалось разложение искомого решения в ряд Фурье. При этом в качестве характеристики отклонения выступает угол между гармониками Фурье и линейной оболочкой старших сингулярных векторов. На рис. 1 показаны линии уровня этих углов в зависимости от числа привлекаемых сингулярных векторов. Видно, что для фиксированного числа векторов углы, соответствующие P -импедансу существенно меньше, чем для других параметров. Аналогичный эффект имеет место и для S -импеданса. Таким образом, можно сделать вывод о том, что упругие импедансы являются параметрами, наиболее подходящими для обращения.

Остановимся теперь на вопросе определения плотности среды. Как видно из рис.1, плотность при использовании упругих импедансов оказывается "почти" ортогональной для линейных оболочек весьма большого количества старших сингулярных векторов и, поэтому, вряд ли может быть восстановлена при достигаемых на практике точностях. Встает вопрос, нельзя ли использовать другие типы параметризации для определения плотности? Оказывается, что нет. Для этого рассмотрим проекцию неоднородности только по одному параметру среды на старшие сингулярные векторы (рис. 2). Видно, что в результате решения обратной задачи с использованием скоростей и параметров Ламе будет предсказана неоднородность по всем параметрам, что абсолютно неверно. То есть, эти

параметры сильно связаны друг с другом. И используя их, плотность также нельзя определить.

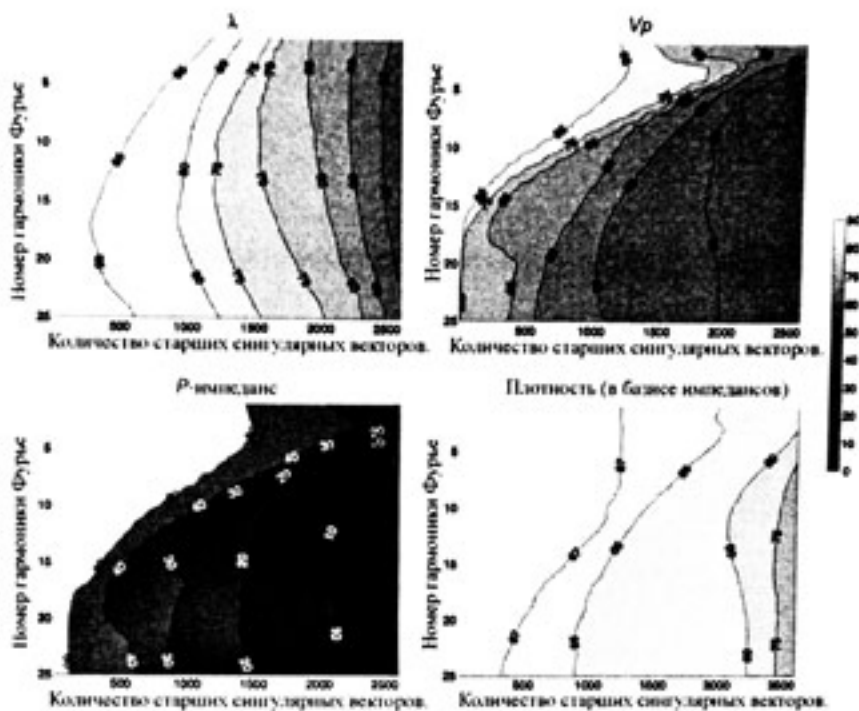


Рис. 1. Линии уровней углов (в градусах) между гармониками Фурье и линейной оболочкой старших сингулярных векторов для различных параметров.

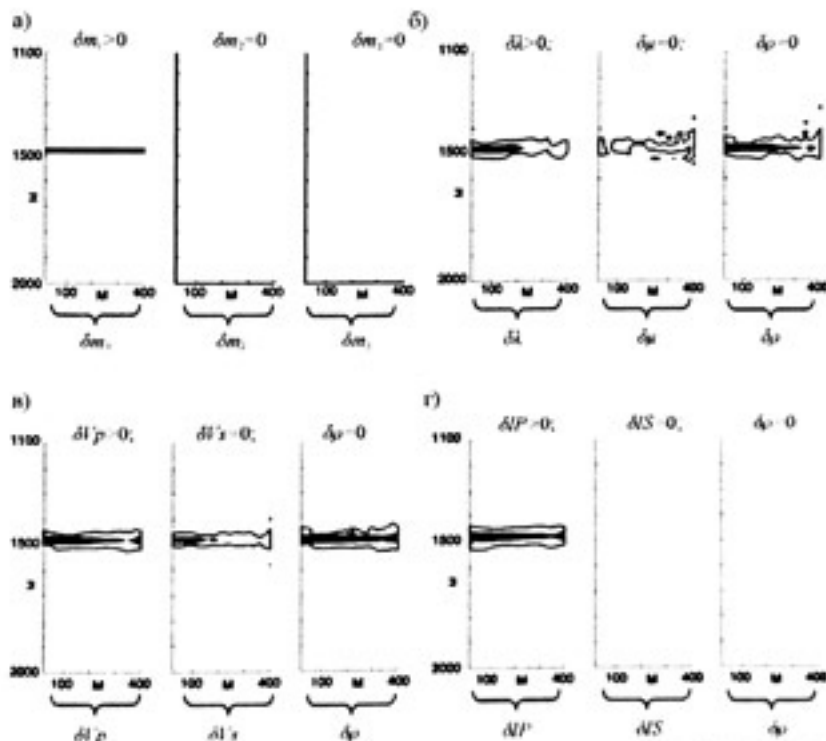


Рис. 2. Поведение проекции решения на старшие сингулярные векторы в зависимости от выбранной параметризации. (а) местоположение разрыва одного из параметров; (б) проекция исходной неоднородности по λ и однородной среде

по μ и ρ ; (в) проекция исходной неоднородности по V_p ; (г) проекция исходной неоднородности по P .

Из рис.1 видно, что при использовании P -импеданса (впрочем, как и скорости) углы уменьшаются с увеличением пространственной частоты. Это означает, что только высокочастотные компоненты решения могут быть восстановлены, что является проявлением известной проблемы определения гладкой («трендовой») составляющей скорости. Поэтому только первый шаг итерационного процесса Ньютона (1) имеет смысл. Последующие шаги требуют уточнения скоростной модели с использованием кинематических подходов.

Список литературы

- [1] Гальперин Е.И. Вертикальное сейсмическое профилирование. М., Недра, 1982, 344 с.
- [2] Kostin V.I., Tcheverda V.A. r -Pseudoinverse for compact operators in Hilbert space: existence and stability. *J.Inverse and Ill-Posed Problems*. 1995. N 3. P 131-148
- [3] A.Tarantola A strategy for nonlinear elastic inversion of seismic reflection data. *Geophysics*. 1986. Vol. 51. N 10. P. 1893-1903.

ФАЗО-ВЕКТОРНЫЙ АНАЛИЗ СЕЙСМИЧЕСКИХ ВОЛН

В.Н.Разнатов

ООО "НИЦ", г. Москва

PHASE-VECTOR ANALYSIS OF SEISMIC WAVES

V.N.Raznatov

NIC Research Center LLC, Moscow

Аннотация

В докладе показаны возможности определения типов сейсмических волн при их суперпозиции, а также определения момента наложения одной волны на другую в одной точке наблюдения с использованием фазо-векторного анализа сейсмических сигналов, регистрируемых трехкомпонентным сейсмоприемником. Сканирование вектора суперпозиции сейсмических волн позволяет определять направления подхода лучей продольных волн, разделять лучи подхода этих волн, отличающихся углом подхода до 0.5 градуса. Использование фазо-векторного анализа суперпозиции двух сейсмических волн позволяет определить типы волн и момент наложения одной волны на другую при суперпозиции волн, достигающей 90%.

Abstract

The paper shows how types of waves can be determined from the manner they superpose on one another and how the moment this superposition occurs can be established at one station by analyzing phase and vector of seismic signal recorded with 3C geophones. Scanning seismic wave superposition vector helps determine P-wave raypath approach direction and separate such raypaths when they differ by as much as 0.5 degree. Analyzing phase and vector of two seismic waves in superposition helps determine wave type and the moment in time one wave gets superposed on another at superposition reaching 90%.

При обработке материалов сейсморазведки наиболее сложным является решение задач определения типов сейсмических волн, регистрируемых в точках наблюдения, а также времени их прихода в эти точки. Реально в каждой точке наблюдения смещение частиц среды является результатом суперпозиции линейно поляризованных волн различных типов (продольных, поперечных, обменных). Сложная картина интерференции сейсмических волн, регистрируемых в точках наблюдения, приводит к необходимости применения методов приема и обработки сейсмических сигналов, основанных на различии скоростей распространения сейсмических волн различных типов и их поляризации. Существующие методы приема и обработки сигналов, регистрируемых при проведении сейсморазведочных работ, не решают в полной мере задачи определения типов волн и времени их прихода в точку наблюдения при суперпозиции волн. В связи с этим поиск новых путей решения этих задач продолжает оставаться актуальным направлением исследовательских работ. Одним из таких путей определения типов сейсмических волн и моментов их прихода в точку наблюдения при суперпозиции волн является применение метода фазо-векторного анализа сейсмических волн.

В основе метода фазо-векторного анализа сейсмических волн используются изображения фаз проекций вектора выходного сигнала трехкомпонентного сейсмоприемника на плоскостях xu , xz , zu , zt (радиальная плоскость). Для этой цели вектор выходного сигнала трехкомпонентного сейсмоприемника $U(t)$ представляется в виде суммы трех векторов $U1(t)$, $U2(t)$, $U3(t)$, каждому из которых соответствует комплексная функция времени:

$$\begin{aligned}u_1(t) &= U_x(t) + jU_y(t); \\u_2(t) &= U_z(t) + jU_x(t); \\u_3(t) &= U_z(t) + jU_y(t).\end{aligned}\tag{1}$$

Для радиальной плоскости комплексная функция времени представляется в виде:

$$u_4(t) = \text{abs } U_z(t) + j U_r(t)\tag{2}$$

Угловое (фазовое) положение векторов $U_1(t)$, $U_2(t)$, $U_3(t)$ и вектора $U_4(t)$ соответствует аргументам комплексных функций (1) и (2): Q_{xy} , Q_{zx} , Q_{zy} , Q_{gz} .

Для комплексных функций (1) изменение аргументов происходит в пределах 0-360 градусов, для комплексной функции (2) изменение аргумента происходит в пределах 0-90 градусов.

Применение в каналах сейсмоприемника частотных фильтров для селекции сигналов в полосе частот приводит к тому, что выходные сигналы каналов представляются в виде колебательного процесса, состоящего из нескольких полупериодов. Для трехкомпонентного сейсмоприемника должно выполняться условие идентичности частотных характеристик его каналов. В этом случае для линейно поляризованных продольных и поперечных волн траектория конца вектора $U(t)$ (годограф вектора) представляется в виде прямой линии. В виде прямой линии соответственно представляются и проекции годографа этого вектора на плоскости xy , xz , yz , yz . Соответственно каждый из аргументов комплексных функций будут иметь одно значение в течении времени нахождения векторов $U_1(t)$, $U_2(t)$, $U_3(t)$ в одном квадранте. При переходе каждого из векторов в противоположный квадрант значение соответствующего аргумента меняется на 180 градусов. Таким образом изображение фазы одного из векторов представляется в виде прямоугольных импульсов, число которых определяется числом полупериодов выходного сигнала трехкомпонентного сейсмоприемника. При этом нижний уровень прямоугольного изображения фазы соответствует положению вектора в одном квадранте, а верхний уровень соответствует положению вектора в другом квадранте.

Наложение одной волны на другую приводит к изменению углового положения вектора $U(t)$ в пространстве и соответственно к изменениям фазового положения векторов $U_1(t)$, $U_2(t)$, $U_3(t)$, $U_4(t)$. Начало изменения изображения фазы одного из векторов используется для определения момента наложения одной волны на другую.

Вследствие различия скоростей и путей распространения волн различного типа самым распространенным вариантом наложения сейсмических волн будет частичное наложение одной волны на другую. При этом часть изображения фазы одного из векторов, соответствующая суперпозиции волн, характеризуется сложным изменением фазы. Части изображения фазы вектора, соответствующие угловому положению вектора до суперпозиции волн и после неё, содержат информацию о типах волн, участвующих в суперпозиции. По уровням прямоугольных импульсов изображения фазы вектора до суперпозиции волн и после неё определяются типы волн, участвующих в суперпозиции.

Фазо-векторный анализ сейсмических волн позволяет уверенно идентифицировать типы волн, участвующих в суперпозиции при отношении амплитуд волн до 0.05 и наложении одной волны на другую, достигающем 90%.

Погрешность определения момента наложения одной волны на другую зависит от отношения амплитуд волн, участвующих в суперпозиции. При отношении амплитуд волн близком к единице погрешность определения момента наложения одной волны на другую находится в пределах 0.1-0.2ms. При отношении амплитуд волн 0.1-0.05 погрешность определения момента наложения одной волны на другую находится в пределах 2-5ms.

Сканирование вектора суперпозиции узкой диаграммой направленности, ширина которой может изменяться от нескольких градусов до долей градуса (уровень 0.7) , позволяет определять направление лучей подхода продольных сейсмических волн, разделять лучи подхода продольных волн, отличающихся углом подхода до 0.5 градуса

Данные результаты получены путем моделирования вектора суперпозиции сейсмических волн различных типов. В качестве модели сигналов использовалась функция Берлаге.

**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ УСЕЧЕННЫХ РЯДОВ ФУРЬЕ ДЛЯ
ОБРАБОТКИ ВЕРТИКАЛЬНОГО ГОДОГРАФА И ПОГРЕШНОСТИ
ПРИВЯЗКИ СЕЙСМИЧЕСКИХ ОТРАЖЕНИЙ К
СТРАТИГРАФИЧЕСКИМ ГРАНИЦАМ**

В.А.Редекон., Н.В.Бондарева, В.В.Помазанов.

ООО «ВимСейс Технологии», г. Москва

**APPLICATION OF TRUNCATED FOURIER TRANSFORMATION
FOR FIRST ARRIVALS PROCESSING AND TIE MISMATCH
CORRECTION**

V.Redekop, N.Bondareva, V.Pomasanov

JSC VimSeis Technology, Moscow

Аннотация

Рассматривается способ расчета скоростных параметров с автоматическим получением толстослойной пластовой модели. Способ основан на аппроксимации вертикального годографа усеченным рядом Фурье. Описан алгоритм расчета и оценены погрешности аппроксимации. Анализируются причины погрешностей, возникающих при привязке сейсмических горизонтов к стратиграфическим границам. Предложен способ определения и ввода корректирующих поправок в вертикальный годограф, повышающий точность глубинных построений.

Abstract

Paper describes the method of automatic building of velocity model. The method based on approximation of vertical travel times by truncated Fourier series. Computation algorithm is discussed and approximation errors are estimated. Paper also analyzes the possible sources of VSP and surface seismic data stratigraphy tie mismatches. Authors suggest the method off corrections computation to be applied to VSP vertical travel times to increase the accuracy of depth transformations

1. Применение рядов Фурье для автоматического разбиения на пласты

Получение скоростных характеристик среды - основной результат обработки годографа первых вступлений. Рассматриваемый способ расчета пластовой модели основан на аппроксимации вертикального годографа усеченным рядом Фурье. Исходными данными для расчетов служит годограф первых вступлений, полученный от ближнего или удаленных пунктов возбуждения. При этом времена вступлений приводятся к вертикали по известной формуле:

Разбиение на пласты производится в точках максимального градиента скорости (или медленности), т.е. по условию равенства нулю третьей производной функции (5).

$$T_0'''(z)=0; \quad (7)$$

В результате расчетов получают таблицы значений $T_0(z)$ (5), $V_{пл}(z)$ (6), $V_{пл}(z)$. Среднеквадратические отклонения вертикальных времен, рассчитанных по формуле (5) от найденных по формуле (1) по реальным данным не превышали 1мс, а абсолютные погрешности не превышали 1.5мс. Для оценки погрешностей толстослойной модели проводился расчет вертикальных времен $T_0(z)=T_0(V_{пл}(z))$. Эти времена сравнивались с временами исходного вертикального годографа, полученного по формуле (1). Среднеквадратические погрешности вертикальных времен, рассчитанных по толстослойным моделям, не превышали 1.5мс, а абсолютные 4мс. Максимальные погрешности, как правило, наблюдались в верхней части скважины.

Способ легко реализуется как посредством программирования, так и путем расчетов в электронных таблицах EXCEL с использованием имеющегося в EXCEL механизма «Поиск решения». Практические расчеты, проведенные описанным способом, показали хорошее совпадение наблюдаемых (1) и расчетных данных (5). Способ применим как для продольных, так и непродольных пунктов возбуждения. Достоинством способа является быстрота получения пластовой модели. Пример автоматического разбиения на пласты показан на рисунке 1.

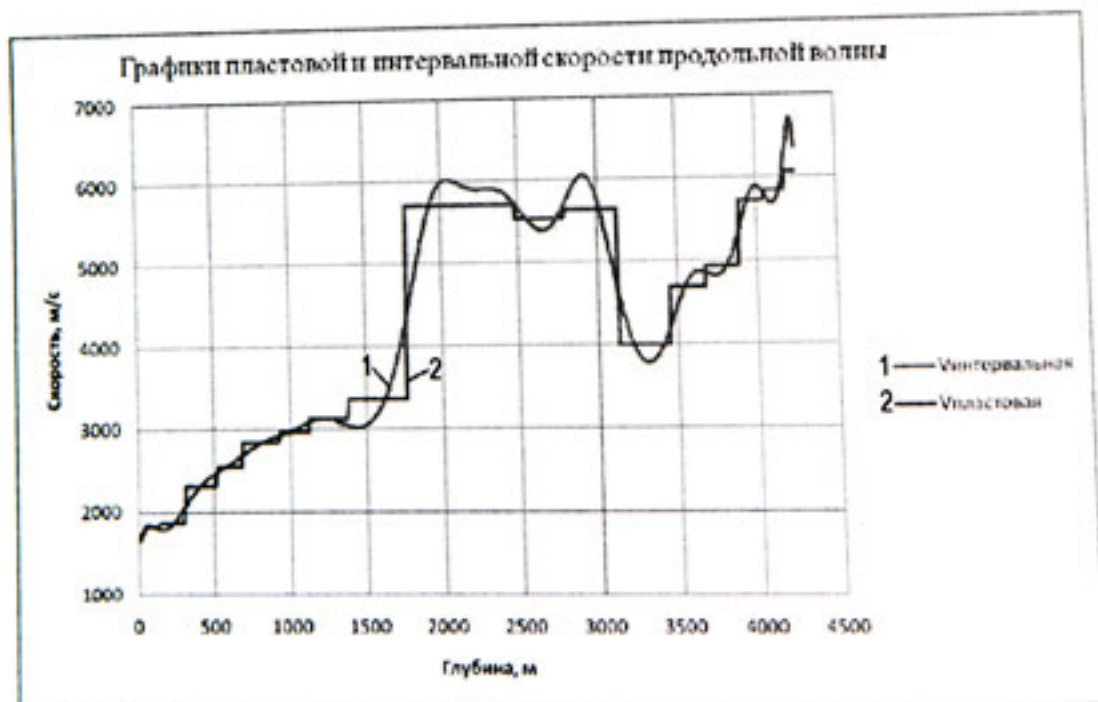


Рис.1

II. Погрешности привязки сейсмических отражений к стратиграфическим границам

Выполнение привязки сейсмических отражений МОГТ к стратиграфическим горизонтам обычно выполняется путем сопоставления трассы однократных отражений ВСП с сейсмическим разрезом МОГТ в районе скважины. При этом трасса однократных отражений приводится по времени на уровень МОГТ. В трассу ВСП вводится поправка равная двойному времени пробега от уровня ВСП до уровня линии приведения. Зачастую случается так, что после ввода поправок времена по отождествленным фазам ВСП и МОГТ различаются на 20мс и даже больше. Кроме того, иногда наблюдается и несовпадение временных интервалов. Т.е. сопоставляется либо нижняя, либо верхняя часть разреза, но не весь временной интервал разреза целиком. Рассмотрим следующие возможные причины невязок:

- Статические поправки за линию приведения в ВСП и МОГТ рассчитываются с разными скоростями;
- Неточное приведение разрезов МОГТ к временам T_0 (эхо глубине отражения) из-за зашумленности записи в области ближних к пункту возбуждения каналов;
- Смещение видимого максимума (минимума) амплитуды отражений различно после выполнения деконволюции ВСП и МОГТ.

1. Различие в скоростях, с которыми рассчитываются поправки, возникает вследствие разных способов определения скорости в верхних частях разреза в методах ВСП и МОГТ. В ВСП скорость в верхней части разреза рассчитывается по годографу первых вступлений и содержит погрешности из-за зашумленности верхних частей сейсмограммы и недоучета преломления в верхней части разреза. Но практически можно считать, что абсолютная погрешность в определении времени вступлений в верхней части скважины обычно заключена в интервале ± 6 мс, что дает погрешность времени вертикального годографа на глубине 60м от ротора порядка ± 3 мс. Следовательно, максимальная разность времен T_0 ВСП и T_0 МОГТ, возникающая из-за неточного определения скорости в верхней части разреза, не должна превышать 6мс и не может быть основным источником ошибок при привязке.

2. Проверка погрешности определения T_0 горизонтов по данным МОГТ выполнялась на толстослоистых моделях с горизонтальными границами и распределением скоростей, характерным для Западной Сибири. Расчет времен вступлений отраженных волн выполнялся по алгоритмам лучевой и сеточной миграции. Для проверки влияния недоучета данных от ближних пикетов, приведение времен вступлений ко времени T_0 осуществлялось без учета ближних (<200м) к пункту возбуждения трасс. Выполненные расчеты показали, что максимальная

абсолютная погрешность в этом случае составляет не более 3мс, а значит, исключение из обработки ближних зашумленных каналов записи не может быть основным источником ошибок при привязке.

3. Возможные смещения видимого максимума амплитуд сигнала после выполнения деконволюции оценивалось по данным ВСП. На рисунке 2 изображен падающий импульс ВСП. Максимум энергии импульса, совпадающий с максимумом его огибающей, имеет смещение в 20мс от начала импульса. На рисунке 3 показан исходный импульс и результат выполнения деконволюции двумя способами. Результат деконволюции, изображенный на рисунке 3б, характерен для случаев, когда форма падающего импульса известна (данные ВСП), а результат, показанный на рисунке 3в, больше подходит для случаев, когда падающие импульсы оцениваются по их энергетическим характеристикам (данные МОГТ). Как можно видеть из рисунков, смещение максимума амплитуды в зависимости от типа и параметров деконволюции может достигать 20мс. Причем при использовании адаптивной деконволюции это смещение, скорее всего, будет меняться по длине трассы. Таким образом, по мнению авторов, различие в смещениях максимума амплитуд, возникающее в результате отличия процедур деконволюции ВСП и МОГТ, является основным источником невязок, наблюдаемых при сопоставлении данных ВСП и МОГТ.

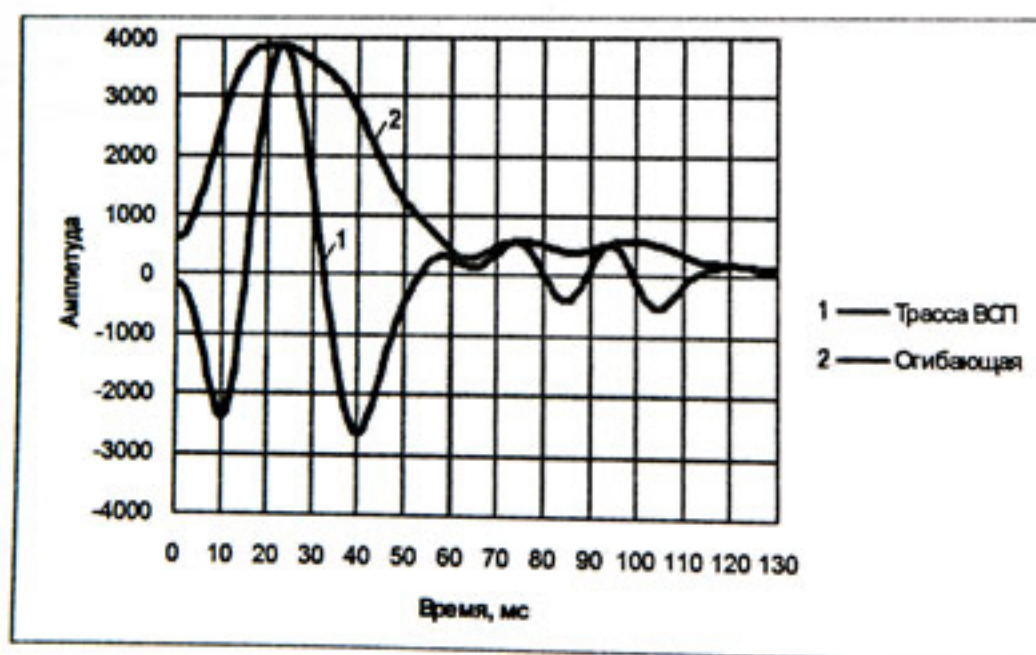


Рис.2. Форма падающего импульса ВСП. Максимум энергии импульса наблюдается на времени 20 мс.

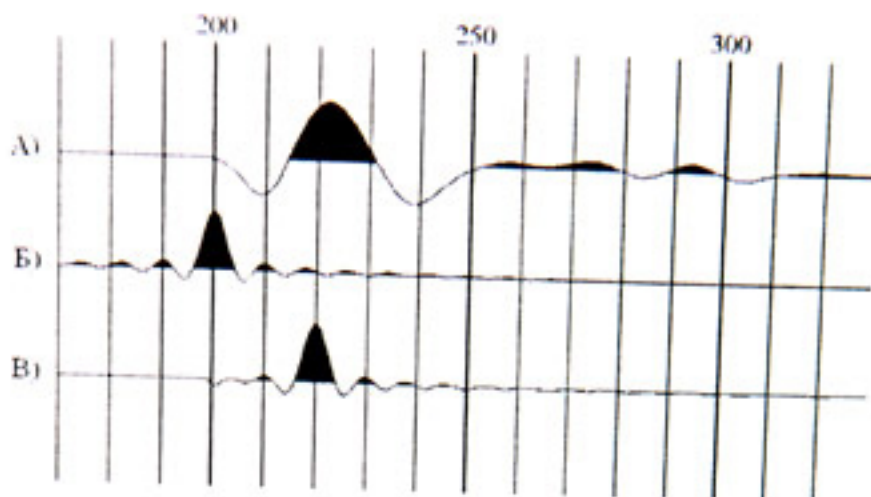


Рис. 3. Фазовый сдвиг максимума амплитуды сигнала после выполнения деконволюции.

А) Падающий импульс ВСП.

Б) Деконволюция с приведением максимума энергии импульса на время вступления исходного сигнала.

В) Максимум энергии импульсов до и после деконволюции совпадают по времени

На рисунке 4 показано сопоставление трасс однократных отражений ВСП и временного разреза МОГТ.

Совмещение по характерным фазам отражений осуществлялось по нижним частям записей (Рис.4а), при этом верхние части записей сопоставлялись со смещением 7мс (Рис.4б,в).

Если при построении горизонтов по временным разрезам МОГТ использовать смещенный на линию приведения вертикальный годограф ВСП, то ошибка в определении глубин горизонтов, прослеживаемых на времени $T_0=1000\text{мс}$ составит примерно 9-10м.

Для выполнения более точных построений в приведенный годограф ВСП нужно ввести поправки, равные смещениям записей, определенных при сопоставлении данных ВСП и МОГТ по всей длине записи.

Таким образом, получаем следующую схему приведения годографа ВСП к годографу МОГТ.

1. Вертикальный годограф ВСП пересчитывается на линию приведения.
2. Проводится последовательное совмещение трассы однократных отражений с разрезом МОГТ и определяется функция поправок ($\Delta T(T_0\text{ВСП})$). Знак минус соответствует сдвигу трассы ВСП на меньшие времена.
3. В смещенный на линию приведения годограф ВСП вводятся корректирующие поправки, рассчитанные по формуле:

$$T_{0\text{МОГТ}} = T_{0\text{ВСП}} + \Delta T(T_{0\text{ВСП}}). \quad (8)$$

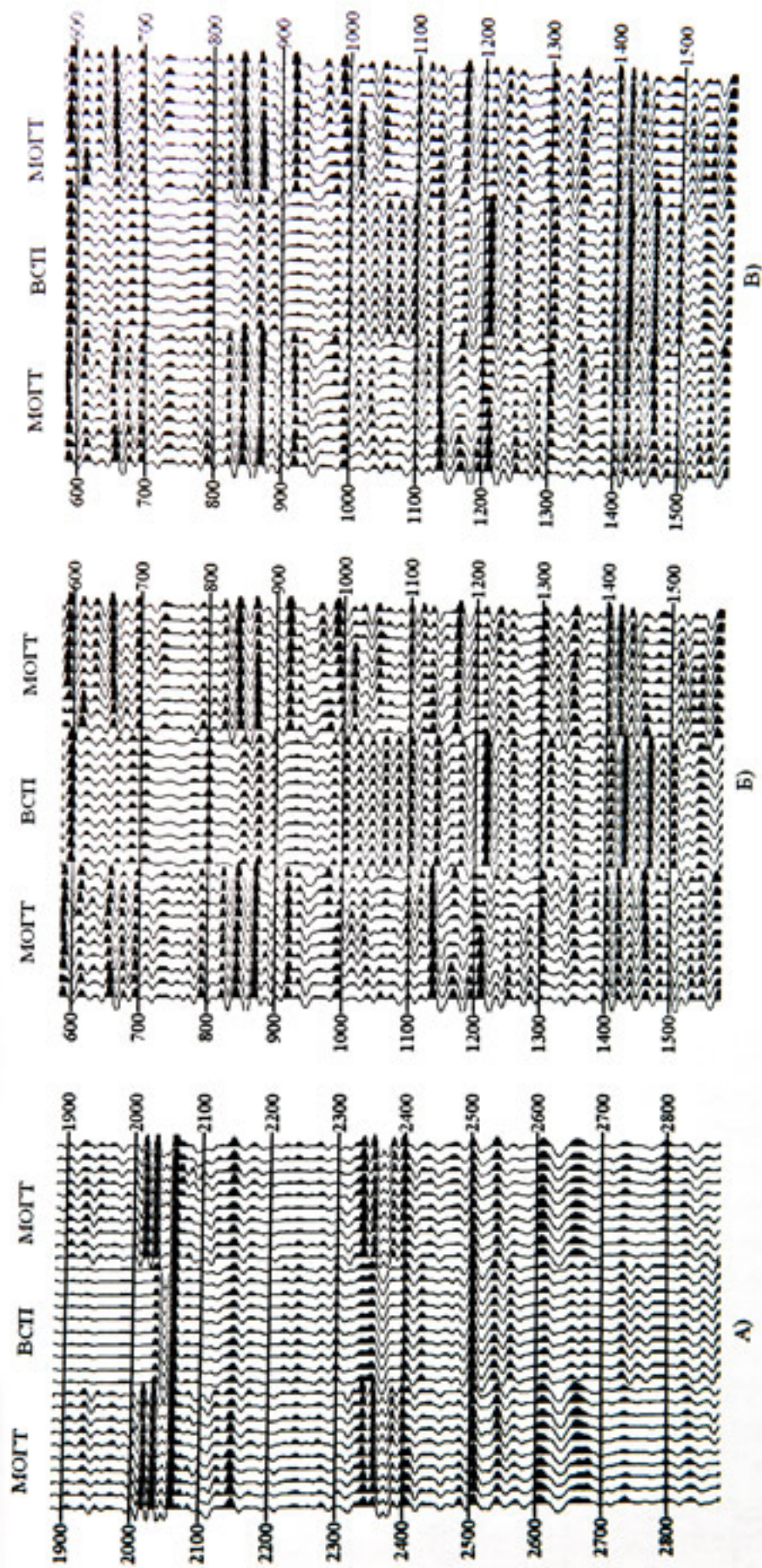


Рис.4. Сопоставление трасс однократных отражений ВСП с временным разрезом МОГТ

А) Привязка нижней части разреза.

Б) Верхняя часть разреза при сопоставлении нижней части (рис.3.а).

В) Сопоставление верхней части разреза после сдвига трасс однократных отражений вверх на 7мс.

Выводы:

• Основной вклад в невязки, наблюдаемые при сопоставлении трассы однократных отражений ВСП с временным разрезом МОГТ, вносят фазовые сдвиги, зависящие от типа и параметров процедур деконволюции ВСП и МОГТ.

• Использование годографа ВСП для преобразования временных разрезов МОГТ в глубинные может дать ошибки в глубинных построениях в 10м и более.

• Точность глубинных построений глубинных горизонтов можно повысить при использовании корректирующих поправок, рассчитанных по формуле (8).

ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ НЕЛИНЕЙНОГО ПРЕОБРАЗОВАНИЯ СЕЙСМИЧЕСКИХ ЗАПИСЕЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ РАЗРЕШЕННОСТИ ГЛУБИННЫХ И ВРЕМЕННЫХ РАЗРЕЗОВ НВСП

В.А.Редекор*, Н.В.Бондарева*,
З.С.Воцалевский**, М.Г.Героев**, А.В.Ломов**

*ООО «ВимСейс Технологии», г.Москва,

**ЗАО «Сейсмические Технологии», г.Тверь.

APPLICATION OF NON-LINEAR TRANSFORMATION OF SEISMIC RECORDS TO INCREASE RESOLUTION OF VSP DEPTH AND TIME MIGRATED SECTIONS

V.Redekop*, N.Bondareva*,

Z.S.Vocalevsky**, M.G.Geroev**, A.V.Lomov**

*JSC VimSeis Technology, Moscow, **Seismic Technology, Tver.

Аннотация

Способ повышения разрешенности глубинных и временных разрезов НВСП, основанный на процедурах определения экстремумов сигнала и последующей полосовой фильтрации. Оценены корректность преобразования и возможности его практического применения к реальным данным.

Abstract

Parer describes the method to increase resolution of VSP depth and time migrated sections, based on finding of seismic signal extreme points and band pass filtering. The correctness of the method and possible application to the real data are estimated.

Глубинные разрезы НВСП, особенно полученные от удаленных пунктов возбуждения, имеют «растяжки» сигналов в ближней к скважине зоне, связанные с кинематическим преобразованием. Это растяжение

заметно тем больше, чем ниже верхняя частота записей используемого для миграции поля отраженных волн. Особенно заметное растяжение сигналов происходит на резких границах при переходе от низкоскоростной части разреза к высокоскоростной. При существующих способах миграции основанных на расчете вступлений волн (как отраженных, так и дифрагированных) и переносе зарегистрированного на сейсмограмме НВСП сигнала на глубинный разрез, такое растяжение не устранимо в принципе. Расширяя спектр частот посредством деконволюции можно уменьшить это растяжение, но нельзя его исключить. Существующие процедуры деконволюции по форме сигнала очень хорошо справляются со своей задачей при небольших удалениях пунктов возбуждения от скважины (сжатие сигналов, подавление кратных волн). При увеличении удаления качество выполнения деконволюции падает. Это опять-таки связано с физическими основами процедуры, т.е. для корректного выполнения процедуры деконволюции форма падающего и отраженного сигнала должны быть близкими. В результате, несмотря на то, что регистрируемый в скважине сигнал имеет более широкополосный спектр, чем на поверхности, мигрированные разрезы НВСП, полученные от удаленных пунктов возбуждения зачастую уступают в разрешенности разрезам МОГТ. Для повышения разрешенности разрезов НВСП к ним были применены процедуры экстремирования и фильтрации. Процедура экстремирования заключалась в определении экстремумов сигналов и удалении промежуточных значений, т.е. в получении импульсной трассы. Последующая полосовая фильтрация приводила сейсмограммы сейсмического разреза к общепринятому виду. На первый взгляд это преобразование совершенно некорректно, поскольку при экстремировании теряется фазовая составляющая сигнала. Но вспомним о том, что миграции подвергаются разрезы после «нульфазовой» деконволюции. Нульфазовость в данном контексте означает, что исходные отраженные сигналы преобразуются в короткие симметричные импульсы по форме близкие к нульфазовым. И при хорошем качестве деконволюции это практически так. Поэтому, при идеальном выполнении деконволюции, фазовая составляющая сигнала уже потеряна, а значит и сохранять нечего. Но амплитудная составляющая сигнала при экстремировании сохраняется. Полосовая фильтрация после экстремирования выполняется для приведения спектра разреза НВСП к спектру трассы однократного ВСП или разреза МОГТ. Процедуру будем считать выполненной корректно, если трассы мигрированного разреза сопоставляются по форме сигнала с трассой однократных отражений на скважине. Основное условие правомочности процедуры - поля отраженных волн должны быть получены после деконволюции, приводящей отраженные импульсы к нульфазовым, а максимум амплитуды смещен на вступления импульса. В этом случае после миграции максимумы амплитуды сигналов будут наблюдаться на

отражающих границах. При опробовании процедур эстремирования и фильтрации на реальных данных (временных и глубинных разрезах НВСП) отмечены следующие положительные эффекты:

- Исключаются «раздутия» отражений в ближней к скважине зоне.
- Структурные построения по разрезам НВСП могут быть выполнены более точно.
- Улучшается сопоставимость с трассой однократных отражений и с разрезами МОГТ.
- Сохраняется амплитудная характеристика сигналов, а значит, может быть выполнен динамический анализ амплитуд отражений.

МИГРАЦИЯ ДАННЫХ НВСП ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ ГЛУБИННЫХ ИЗОБРАЖЕНИЙ С НЕИЗВЕСТНОЙ ВЕРХНЕЙ ЧАСТЬЮ РАЗРЕЗА В РАЙОНАХ СО СЛОЖНЫМ ГЕОЛОГИЧЕСКИМ СТРОЕНИЕМ

Д.Неклюдов*, И.Бородин**

**Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, г. Новосибирск,*

***Schlumberger, Fuchinobe, Japan*

MODIFIED REVERSE-TIME MIGRATION APPLIED TO IMAGING OF OFFSET VSP DATA WITH UNKNOWN OVERBURDEN IN COMPLEX AREAS

Dmitry Neklyudov*, Igor Borodin**

**Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of Russian Academy of Science,*

***Schlumberger, Japan*

Аннотация

В настоящей работе предложен модифицированный алгоритм Reverse Time Migration (RTM) данных НВСП, который позволяет строить глубинные изображения целевых областей околоскважинного пространства без учёта верхней части разреза. Достоверный результат может быть получен с использованием информации о скоростном строении среды только вдоль ствола скважины. Основная идея заключается в том, что волновое поле падающей волны от источника, расположенного на поверхности, аппроксимируется в целевой области с помощью проходящей Р-волны, зарегистрированной в скважине. Это осуществляется продолжением в обратном времени в целевую область проходящей Р-волны, после её выделения на сейсмограммах НВСП с помощью конечно-разностной схемы для скалярного волнового уравнения. Предложенный подход позволяет строить кинематически достоверные изображения границ по отражённым PP и PS - волнам, кроме того, может применяться для изображения границ соляных тел в окрестности скважин по проходящим обменным PS-волнам. Проведённые нами эксперименты

на синтетических и реальных данных показывают, что модифицированная RTM позволяет получать достоверные глубинные изображения по данным НВСП при задании правильной скоростной модели только в окрестности скважины.

Abstract

In this paper we propose a modified Reverse-Time Migration algorithm applied to OVSP data which gives a possibility to reconstruct depth structure image having no knowledge about overburden by using original registered seismograms without their redatuming. Velocity model estimated in some depth interval in vicinity of borehole can be used for migration. Its main feature is approximation of source wavefield in the target area using downgoing wavefield registered in a borehole. To do it one needs to perform back-in-time extrapolation of downgoing wavefield using finite-difference (FD) scheme for solving the scalar wave-equation (or using FD for elasticity). It is possible to migrate PP-reflections or transmitted PS-converted waves for formation boundaries or salt flank imaging. Our numerous experiments with synthetic and field OVSP data demonstrate that modified RTM provides a good quality image in complex geological conditions.

В настоящее время отмечается значительное повышение интереса к методу ВСП. Это связано как с техническим усовершенствованием аппаратуры (появление многоканальных скважинных приборов, которые позволяют размещать до 40 трёхкомпонентных приёмников), так и с существенным усложнением решаемых задач. Поисковые работы на нефть проводятся в регионах с очень сложной геологией, с наличием солянокупольной тектоники. Зачастую обработка данных поверхностных систем наблюдений не позволяет получить достоверной картины отражающих горизонтов под солевыми телами. Ещё одной важной задачей, которая возникает в этих случаях, является построение изображений границ солевых тел и отражающих границ в окрестности скважин. На основе этой информации принимаются решения о ходе дальнейшего бурения. Миграция данных ВСП даёт возможность успешно решать такие задачи.

Наиболее универсальным методом глубинной миграции до суммирования является т.н. миграция в обратном времени (англ.-Reverse-Time Migration, RTM). В алгоритме RTM не накладывается никаких ограничений на макроскоростную модель среды и на допустимый угол наклона изображаемых отражающих границ. Кроме того, самым естественным образом учитываются физические особенности процесса распространения волн.

При реализации на практике миграционных процедур возникает проблема определения скоростного строения среды. Так, для построения изображений отражающих границ ниже солевого тела с помощью

стандартной процедуры миграции необходимо правильно задать скоростную модель вышележащей толщи, включая саму солевую интрузию, которая может иметь очень сложную форму.

В настоящей работе предложен модифицированный алгоритм Reverse-Time Migration (MRTM) данных НВСП, который позволяет строить глубинные изображения целевых областей околоскважинного пространства без учёта верхней части разреза. При этом используются оригинальные зарегистрированные сейсмограммы без их пересчёта к фиктивной системе наблюдений, что используется в интерферометрии [1,2]. Основная идея заключается в том, что волновое поле падающей волны от источника, расположенного на поверхности, аппроксимируется в целевой области с помощью проходящей Р-волны, зарегистрированной в скважине. Это осуществляется продолжением в обратном времени в целевую область проходящей Р-волны, после её выделения на сейсмограммах НВСП с помощью конечно-разностной схемы для скалярного волнового уравнения. Предлагаемый подход легко адаптируется на случай многокомпонентной RTM, основанной на конечно-разностном решении системы уравнений теории упругости.

Общепринятый подход к построению сейсмических изображений - представление изучаемой среды в виде суперпозиции двух составляющих: $m = V_0 + R$, гладкой макроскоростной модели V_0 , отвечающей за времена пробега волн и не изменяющей направление распространения падающей волны, а также резко меняющейся локальной компоненты, не влияющей на время распространения волны, но существенно меняющей ее направление R (reflectivity). Определение этих двух компонент проводится независимо и соответственно составляет предмет скоростного анализа и миграции. Любая процедура глубинной миграции включает в себя приближённый расчёт функций Грина в заданной макроскоростной модели V_0 или с помощью лучевого метода (Kirchhoff migration) или при численном решении волнового уравнения (Wave Equation Migration, RTM). При регистрации волнового поля в скважине в ходе НВСП можно полагать, что мы непосредственно измеряем функцию Грина для неизвестной в общем макроскоростной модели, а V_0 - это проходящая Р-волна в окрестности её первых вступлений. Измерения проводятся в некоторых точках среды, расположенных внутри целевой области, где необходимо получить глубинное изображение. Для того, чтобы построить изображение целевой области без учёта скоростного строения вышележащей части разреза, нам необходимо экстраполировать функцию Грина, измеренную в нескольких внутренних точках среды внутрь всей целевой области. Мы предлагаем один из возможных решений этой задачи применительно к RTM.

Рассмотрим алгоритм RTM в случае выносного ВСП. Он состоит из следующих этапов [3]:

1) Разделение поля восходящих W_{obs}^{UP} и нисходящих W_{obs}^{DOWN} волн. Выделение в поле нисходящих волн W_{obs}^{DOWN} падающей Р-волны (P_{obs}^{DOWN}).

2) Продолжение в обратном времени зарегистрированного в скважине поля отражённых волн $W_{obs}^{UP}(\vec{r}_g, \vec{r}_s, t)$ изо всех приёмников в среду с заданным макроскоростным строением. Так как мы рассматриваем скалярную процедуру продолжения поля $W_{obs}^{UP}(\vec{r}_g, \vec{r}_s, t)$, оно должно быть разделено на монотипные РР и обменные PS-волны, а само продолжение должно осуществляться с соответствующей скоростью $V_p(\vec{r})$ или $V_s(\vec{r})$.

Математически продолжение поля отражённых волн в обратном времени означает численное решение задачи Коши в обратном времени:

$$\frac{1}{V_p^2(\vec{r})} \frac{\partial^2 W^{UP}}{\partial t^2} = \Delta W^{UP} + \sum_{RECEIVERS} W_{obs}^{UP}(\vec{r}_g, \vec{r}_s, t) \quad (1)$$

$$W^{UP}|_{t=\tau} = \frac{\partial W^{UP}}{\partial t}|_{t=\tau} = 0$$

где $W^{UP}(\vec{r}; \vec{r}_s; t)$ - поле отражённых волн, вычисленное в каждой точке целевой области, $\vec{r}_s = (x_s, z_s)$, $\vec{r}_g = (x_g, z_g)$ - координаты источников и приёмников. Отметим, что при решении (1) скоростная модель в окрестности поверхностного источника, т.е. вне целевой области, не влияет на точность экстраполяции поля отражённых волн.

3) Стандартная процедура RTM подразумевает расчет поля прямой волны $U(\vec{r}, \vec{r}_s, t)$ распространяющейся из источника, расположенного на поверхности в точке \vec{r}_s в каждой точке целевой области. Это требует задания макроскоростной модели во *всей* области, от поверхностного источника до линии приёмников.

Мы предлагаем [3] аппроксимировать поле прямой волны $U(\vec{r}, \vec{r}_s, t)$ от поверхностного источника с помощью падающей Р-волны (P_{obs}^{DOWN}), зарегистрированной в скважине. Для этого продолжим в обратном времени выделенную Р-волну P_{obs}^{DOWN} изо всех приёмников, т.е. будем решать задачу:

$$\frac{1}{V_p^2(\vec{r})} \frac{\partial^2 U}{\partial t^2} = \Delta U + \sum_{RECEIVERS} P_{obs}^{DOWN}(\vec{r}_g, \vec{r}_s, t) \quad (2)$$

$$U|_{t=\tau} = \frac{\partial U}{\partial t}|_{t=\tau} = 0$$

При этом для решения (2), как и для решения (1) могут использоваться миграционные скорости, определённые вдоль ствола скважины начиная с некоторой глубины ниже области с возможными латеральными скоростными аномалиями или солевой интрузией. Вышележащая часть разреза не будет влиять на достоверность глубинного изображения, полученного таким образом, т.к. её влияние уже учтено в проходящих

волнах. Можно показать, что решение задачи (2) есть экстраполяция точно заданной в нескольких точках целевой области функции Грина для неизвестной в общем макроскоростной модели в остальные точки этой области.

4) Заключительным этапом процедуры RTM является применение условия визуализации, т.е. вычисление в каждой точке целевой области кросс-корреляции двух продолженных полей: $I(\vec{r}, \vec{r}_s) = \int_0^T U(\vec{r}, \vec{r}_s; t) \cdot W^{up}(\vec{r}, \vec{r}_s; t) dt$

В докладе будут приведены результаты численных экспериментов на синтетических данных, рассчитанных для модели SIGSBEE2A, а также других реалистичных моделях.

Список литературы

1. Bakulin, A., Calvert R., [2004], Virtual source: New method for imaging and 4D below complex overburden: 74th Annual International Meeting, SEG, Exp.Abst., 2477-2480.
2. Chang W., McMechan G., [1986], Reverse-time migration of offset vertical seismic profiling data using the exitation-time imaging condition, Geophysics, 51, pp. 67-84
3. Neklyudov D., Borodin I., [2007], Modified reverse-time migration applied to offset VSP data acquired in area with complex geological conditions: 69th EAGE Conference and Exhibition, Exp.Abst., P048
4. Schuster, G.T., J.Yu, J.Sheng, and J.Rickett, [2004], Interferometric/Daylight seismic imaging. Geophys. J. Int., 157, 838-852

Работа выполнена совместно с Московским научно-исследовательским центром "Шлюмберже", при частичной финансовой поддержке грантов РФФИ 07-05-00538, 05-05-64277-а, Лаврентьевского гранта СО РАН 2007

МЕТОД ОБРАБОТКИ ДАННЫХ 3D ВСП

Ван Юйчао

Северо-Западный филиал НИИ разведки и разработки нефтяных месторождений, г. Ланжоу, Китай

THE METHOD OF 3D VSP DATA PROCESSING

Wang Yuchao

*Research Institute of Petroleum Exploration and Development – Northwest (NWGI)
Petrochina, Lanzhou, China*

Аннотация

Технология 3D ВСП становится все популярнее в мире. Доклад знакомит с методом обработки реальных данных 3D ВСП, полученных на одной из площадей бассейна Эрдос, одном из больших газоносных

бассейнов Китая. В рассматриваемом методе происходит выбор основных этапов и шагов обработки, в том числе выбор участка, коррекция статических поправок за ПВ, поворот компонентов ЗС, разделение волновых полей, построение скоростной модели, глубинные построения по данным ВСП-ОГТ, и т. д. с выдачей результатов обработки. Показано успешное применение метода 3D ВСП.

Abstract

3D VSP technology is gradually popular in the world. EERDOS basin is one of big gas basin in China. This paper introduces 3D VSP seismic data processing method by a real data of one area in EERDOS basin. It selects the key step, include Area Selection, Shotpoint statics correction, 3-component rotation, Wavefield separation, Velocity model building, VSP-CDP Imaging etc, to exhibit the processing result. It also show the potential gas zone in this area by using 3D VSP data and 3D surface seismic data. The processing method of 3D VSP in this area is successful.

**ОСОБЕННОСТИ ВОЛНОВЫХ ПОЛЕЙ ВСП
И ОБЗОР СКОРОСТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК
ДЛЯ РАЗРЕЗА ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ (Р. САХА)**

А.А.Мартюшев, О.Ф.Тишенская, А.Я.Абубакиров,
Н.Г.Исаков, В.И.Соколов

ООО «Геология резервуара», г.Тюмень

**SPECIFICITIES ABOUT VSP WAVEFIELDS AND OVERVIEW OF
VELOCITY CHARACTERISTICS ON THE EAST SIBERIAN SECTION
(REPUBLIC SAKHA)**

A.A.Martiushev, O.F.Tishenskaya, A.Y.Abubakirov, N.G.Isakov, V.I.Sokolov

Reservoir Geology LLC, Tyumen City

Аннотация

Представляются обобщенные данные по результатам обработки данных ВСП в 10 скважинах, расположенных в республике Саха (Якутия). Выявлены некоторые особенности волновых полей ВСП, присущих для данного района работ. Дан анализ скоростным характеристикам для разреза Восточной Сибири.

Abstract

The paper generalizes processed VSP data from 10 wells located in the Republic of Sakha (Yakutia). Specificities about VSP wavefields characteristic of the survey area are established. Velocity characteristics on the East Siberian section are analyzed.

В период 2006 - 2007 года на территории республики Саха (Якутия) было отработано 10 скважин ВСП. По результатам этих работ были выявлены ряд особенностей регистрируемых волновых полей присущих данному району работ. Полевые работы проводились силами ОАО «Хантымансийскгеофизика». Источником сейсмических колебаний во всех случаях являлся Енисей-КЭМ-4. Обработка и интерпретации в ООО «Геология резервуара» в программном комплексе UNIVERS.

В районе работ выявлено очень сложное и неоднородное строение верхней части разреза, что влечет за собой ряд особенностей в регистрируемых полях ВСП.

На Z и X компонентах после поляризационной обработки мы видим привычную волновую картину характерную, например, для районов Широкого Приобья Западной Сибири.

Особый интерес здесь представляет Y компонента.

На волновых полях удаленных ПВ всех десяти скважин на Y компоненте регистрируется прямая падающая поперечная волна и монотипные отраженные поперечные волны типа SS (рис. 1).

Наличие монотипной падающей и монотипной отраженной поперечной волны, позволило получить дополнительную информацию в виде глубинных мигрированных разрезов, построенных на отраженных поперечных волнах типа SS (рис. 2).

При обработке наземных данных многокомпонентной регистрации сейсмического сигнала, полученных их данного района работ, следует учитывать этот факт. Не следует искать на Y компоненте отраженную обменную волну типа PS. На Y компоненте должна регистрироваться отраженная монотипная поперечная волна типа SS. Установить данный факт без проведения работ ВСП практически невозможно.

Несмотря на сложность геологического разреза, наличие многочисленных тектонических нарушений, внедрению траппов в скоростные характеристики разреза достаточно устойчивы. Прежде всего это устойчивость проявляется в стратиграфической приуроченности.

Анализ скоростей показывает. В стратиграфической приуроченности значения скоростей практически не меняются во всех десяти скважинах. Связано это, прежде всего с малой изменчивостью литологического состава пород, слагающих тот или иной стратиграфический интервал. В разрезе четко выделяются относительно низкоскоростные и высокоскоростные интервалы.

Низкоскоростные интервалы это отложения талахской, паршинской, бюкской, юрегинской, чарской, ичерской, метегерской, верхоленской и угутской свит. Среднее значение пластовых и интервальных скоростей продольной волны равно 4500 м/с., поперечной волны 2700 м/с.

Относительно высокоскоростные интервалы разреза это отложения успунской, кудулахской, юряхской, билирской, нелбинской, эльгянской,

толбачанской и олемкинской свит. Среднее значение пластовых и интервальных скоростей продольной волны равно 6400 м/с., поперечной волны 3500 м/с.

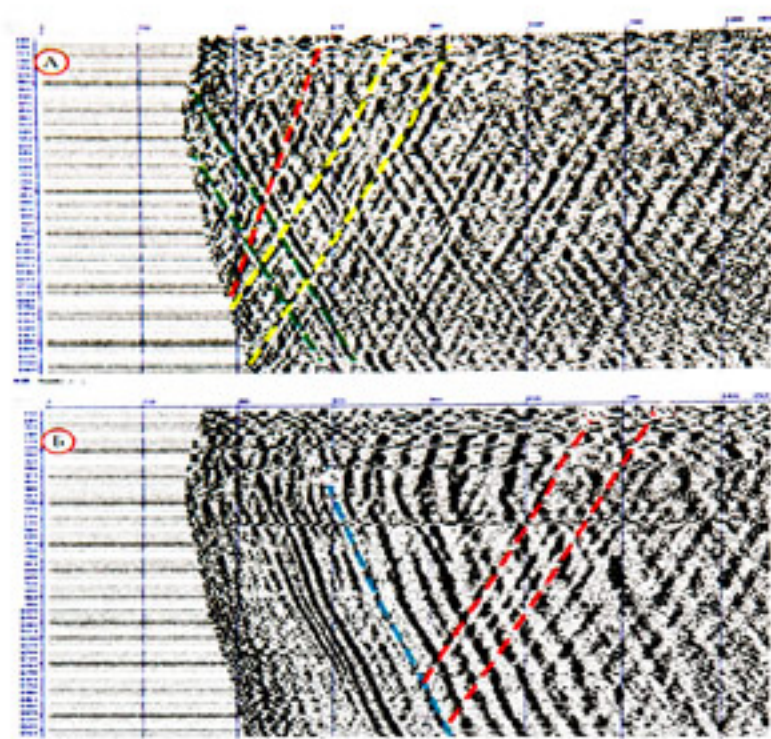


Рис. 1 горизонтальные (а) Х и (б) Y компоненты ориентированные на ПВ

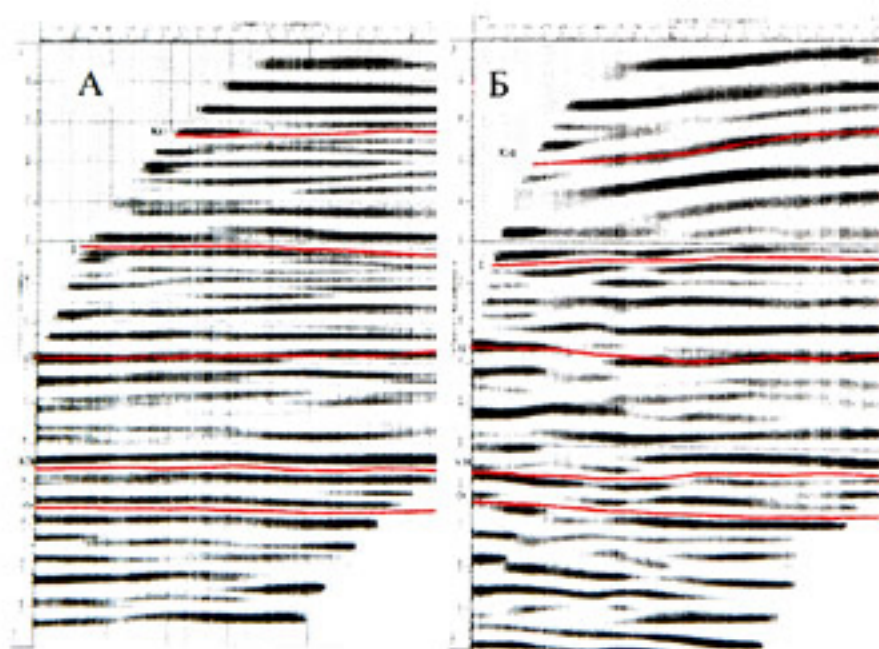


Рис. 2 Мигрированные разрезы в масштабе глубин, построенные на отраженных продольных (а) и отраженных поперечных типа SS (б) волнах

Несмотря на это, значения средних скоростей, рассчитанные от дневной поверхности до опорных отражающих горизонтов меняются от скважины к скважине довольно сильно, что объясняется значительными изменениями мощностей пластов. При компенсации верхнего слоя от дневной поверхности до отражающего горизонта Kt1 значительное изменение средних скоростей, рассчитанных уже от уровня ОГ Kt1, наблюдается только в верхнем слое, до отражающего горизонта I. Вниз по разрезу значение средних скоростей от скважины к скважине меняются незначительно. Можно сделать вывод, что основной вклад в значения средних скоростей вносит верхняя часть разреза.

Вывод. Проведение наземных сейсморазведочных работ методом ЗС нецелесообразно без предварительного проведения многокомпонентного ВСП на площади работ.

О ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СПЕКТРАЛЬНОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПОЛЯ, ФОРМИРУЕМОГО В МЕСТОРОЖДЕНИИ, ДЛЯ ВЫДЕЛЕНИЯ И ПРОСЛЕЖИВАНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ.

Г.В.Голикова, М.В.Чижова

*Научно-исследовательский институт физики им. В.А. Фока
Санкт-Петербургского государственного университета*

ABOUT POSSIBILITY USING OF SPECTRAL CHARACTERISTICS OF SEISMIC FIELD FORMED IN HYDROCARBON ACCUMULATION TO DETECT AND CONTINUE RESERVOIR

G.V.Golikova, M.V.Chizhova

of V.A. Fock Physics Institute Sankt-Petersburg State University

Аннотация

Данная работа опирается на предшествующие результаты по определению природы волн, распространяющихся во флюидонасыщенных интервалах разреза. Исследования посвящены получению и анализу частотного состава поля, образуемого в системе флюидонасыщенных слоев, разделенных контактами с частичным проскальзыванием. Построена модель многопластовой залежи по наблюдениям ВСП и данным кривых ГИС. Сравнение экспериментальных и теоретических спектров показало их хорошее соответствие. Это позволило выполнить некоторую интерпретацию экспериментальных спектральных кривых.

Abstract

This work is based on the previous results of the wave reconstruction in fluidsaturated interval of section. We investigate frequency structure of field in

the system of fluidsaturated layers. Also we propose there is partial slippage in the contacts between the layers. By using the VSP observations and the data of GIS curves the model of multilayer deposits is constructed. We demonstrate that theoretical spectrum is in good agreement with experiment. Thus some interpretation of experimental curves are realized.

Введение

На протяжении ряда лет авторы занимались изучением особенностей формирования и распространения волновых полей, образованных в осадочных флюидонасыщенных отложениях. Использовались волновые поля, наблюдаемые 3-х компонентным ВСП и обработанные комплексом, созданным под руководством А.А.Табакова. В результате выполненных исследований было показано, что поля волн, отраженных внутри флюидонасыщенного интервала разреза являются особыми. В коллекторах наблюдаются интенсивные поперечные волны, которые при выходе из указанного интервала разреза становятся продольными и могут наблюдаться на дневной поверхности на Z-компоненте.

Для объяснения наблюдаемой интенсивности обменных волн было сделано предположение о существовании контактов с частичным проскальзыванием на границах коллекторов. Теоретические расчеты поля точным методом показали, что в слоях, ограниченных двумя контактами с проскальзыванием, формируются интерференционные волны модального типа [1]. Если в изучаемом интервале разреза существует несколько продуктивных коллекторов, разделенных обычными слоями, то в каждом из них (в коллекторе и неколекторе) образуется интерференционная волна. Таким образом, в флюидонасыщенном интервале разреза формируется сложное волновое образование, которое условно можно расчленить на отраженную волну от кровли изучаемого интервала и несколько интерференционных волн. Кинематические и динамические характеристики такого образования будут существенно отличаться от свойств единичной отраженной волны.

В связи с полученными результатами возник вопрос, как можно использовать перечисленные выше свойства сложного интерференционного образования для его опознавания и, более того, использовать для определения в разрезе областей флюидонасыщения и внутреннего строения разреза этих областей.

Цели и результаты исследований.

В настоящем сообщении остановимся на анализе частотного состава поля, образуемого в системе флюидонасыщенных слоев, ограниченных контактами с проскальзыванием и наметим пути практического

использования спектральных характеристик поля. Исследования в этом направлении состояли из двух этапов.

1. Построение эффективной модели для многопластовой залежи и выполнение теоретических расчетов интерференционного поля. Анализ сейсмограмм и частотных спектров.

2. Определение спектров записей поля по экспериментальным наблюдениям как внутри флюидонасыщенной части разреза, так и в покрывающей толще вдоль всего ствола скважины из двух пунктов взрыва.

Рассмотрение теоретического поля, а также его спектров свидетельствует, что о том, что каждый слой флюидонасыщенной части разреза характеризуется своей резонансной частотой. А это означает, что каждому коллектору отвечает своя индивидуальная характеристика, зависящая от его мощности и поперечной скорости распространения волн в нем.

Переходя к экспериментальным спектральным кривым мы к своему удивлению увидели, что легко выделяются и опознаются отмеченные при расчетах резонансные частоты. За поведением указанных характеристик можно следить по мере удаления от скважины, решая различные геологические задачи.

На примере наблюдения поля ВСП из 2-х пунктов взрыва, удаленных от скважины на 2 км, удалось выделить область пропадания одного из изучаемых коллекторов, изменение мощности другого. Кроме того, было спрогнозировано изменение мощности покрывки. Мы надеемся, что спектральные свойства поля в том виде, в котором они наблюдаются в скважине, будут наблюдаться и на дневной поверхности. При этом привязка к скважине является необходимой. Отметим, что работы близкого направления существуют за рубежом [2].

Список литературы

1. Г.В.Голикова, А.А.Ковтун, М.В.Чижова //Образование интерференционного поля в коллекторе и результаты его интерпретации /Технологии сейсморазведки. N. 2. 2006. С. 54-59.

2. J.Liu, K.Marfurt //Instantaneous spectral attributes to detect channels /Geophysics. Vol. 72, No. 2. 2007. P23-P31.

ПРИМЕНЕНИЕ ВСП С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ РАЗРЕШЕННОСТИ ДАННЫХ СЕЙСМОНАБЛЮДЕНИЙ НА ПОВЕРХНОСТИ. ПРИМЕР ИССЛЕДОВАНИЙ В РАЙОНАХ ПОЛЬСКОГО ПРИКАРПАТЬЯ

Роберт Бартонь, Галина Енджеевска, Кристина Жуковска
Институт нефти и газа, Краков, Польша

APPLICATION OF VERTICAL SEISMIC PROFILING FOR IMPROVEMENT OF SEISMIC SURFACE DATA RESOLUTION. CASE STUDY FROM KARPATHIAN FORELAND IN POLAND

Robert Barton, Halina Jedrzejowska, Krystyna Zukowska
Oil & Gas Institute, Krakow, Poland

Введение

Геофизическая разведка сейсмическими методами позволяет исследовать глубинную среду с разной степенью точности в вертикальном и горизонтальном масштабе. Точность результатов исследований зависит от разрешенности сейсмоданных, то есть детальности представления среды, геометрии ее строения и ее физических параметров. Исследования упругих свойств волн можно проводить четырьмя методами (рис. 1а).

Степень разрешенности сейсмоданных зависит от нескольких факторов, присущих каждому уровню работы с этими данными: получения данных, их обработки и интерпретации. Самым важным фактором, определяющим разрешенность, является длина наблюдаемой сейсмической волны. Длина волны определяется двумя параметрами: скоростью распространения волн и частотой ($\lambda = VT$, T – период преобладающей частоты). Частота распространения волн в огромной степени зависит от параметров регистрации; скорость распространения волн является физическим параметром геологической среды (рис. 1б).

Точность представления геологической среды на сейсмоданных очень зависит от ширины полосы частот, особенно высоких частот на сейсмических трассах. Важную роль в детализации геологического строения играет скважинная сейморазведка – ВСП. Данные ВСП содержат больше высоких частот, чем обычные сейсмоданные, потому что энергия, регистрируемая методом ВСП, проходит через неконсолидированную ЗМС только раз. Геологический объект – залежь – регистрируется в диапазоне высоких частот упругих волн со значительно более высокой разрешенностью по вертикали и горизонтали. С помощью специальных процедур обработки (деконволюция, специальный вид фильтрации) можно расширить спектр в направлении высоких частот. Это необходимо делать, потому что сейсмические волны ослабевают при распространении в глубинной среде; при этом высокие частоты

поглощаются быстрее, чем низкие. Поэтому диапазон максимально высоких частот, получаемых на сейсмоданных, обычно составляет около 60-65 гц [2, 3, 7].

Методика

Авторы добивались повышения разрешенности поля сейсмических волн путем введения высоких частот ВСП в трассы сейсмического разреза на основе анализа амплитудно-частотного спектра. Расширение полосы частот сейсмического разреза минимум до 85 гц процедурой простого и обратного преобразования Фурье [6] – необходимое условие для выявления залежи в геологической среде.

Геологические условия объекта исследований

Описываемая процедура расширения частотного спектра применялась к материалам 3D, полученным на Терлицко-Паликовской площади в центральной части Западного Предкарпатья (Польша) (рис. 2). Спектры в качестве критерия определялись по данным ВСП, выполненном в скважинах площади. На рис. 3 представлено сопоставление каротажных кривых, поля восходящих волн ВСП и данных обычной наземной сейсморазведки до и после ввода (нормированных) высоких частот. На рис. 4 а, б и 5 а, б представлена полоса частот ВСП, использованная в качестве критерия, и введенная в сейсмические данные.

Заключение

Применение расширенного частотного спектра ВСП к обычным сейсмоданным позволяет с большей детальностью и точностью проследить структурно-литологические и фациальные изменения, связанные с присутствием залежи. Метод позволяет повысить разрешенность исходных сейсмоданных.

Introduction

Geophysical, seismic survey allows the examination of the geological subsurface with different precision both in vertical and horizontal scale. The precision of the above survey depends on seismic resolution that is the detailed imaging of medium built, both concerning structure (geometric) and physical, reserve parameters built. The survey of elasticity properties used in geophysics can be methodically grouped in four ranges – Fig. 1a).

In general the resolution of seismic method depends on a few factors appearing in each of three basic levels of methodics: acquisition, processing and interpretation. The most important factor which is responsible for resolution, is the length of observed seismic wave. The length of the wave is defined by two parameters: propagation velocity and frequency ($\lambda=VT$, T – dominant vibration period). The frequency of wave propagation depends vastly on acquisition parameters, the velocity of propagation is a physical parameter of geological medium –Fig 1b.

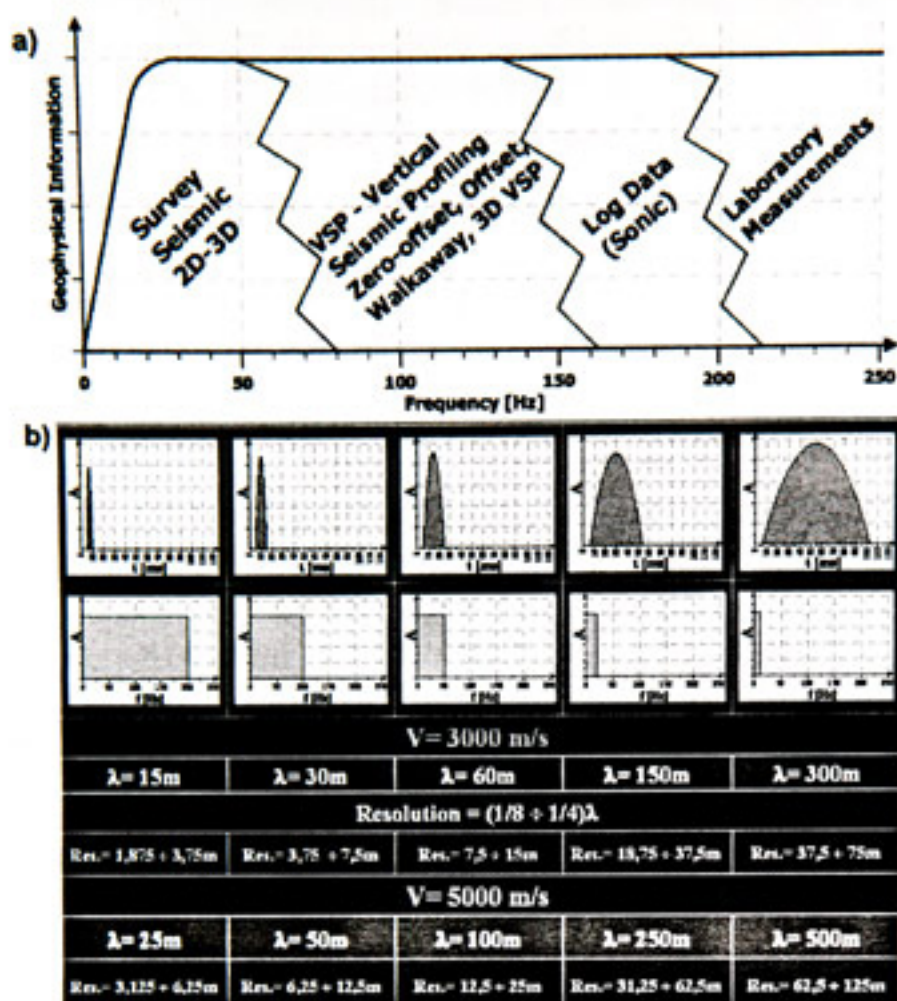


Рис. 1. Диапазоны частот используемых сейсмических волн а) зависимость формы сигнала от частоты – примеры расчета частот волн разной длины б).

Fig. 1. Frequency ranges used in seismic, geophysical methods а) and dependence of the shape of the signal on frequency – examples of frequency calculations for different seismic wave lengths б).

The precision of geological medium imaging on seismic data depends greatly on the width of the used bandwidth frequency, especially in higher frequencies, included in seismic traces. The important role in this area in detailed recognition of geological built is played by wellbore seismic survey - VSP (Vertical Seismic Profiling). VSP data contain higher frequencies than survey seismic data because the energy recorded by VSP traverses the unconsolidated weathering zone just once.

Higher range of elastic waves propagation frequency allows to register geologic-reserve object with a much higher resolution, both vertical and horizontal. By means of specific processing procedures (deconvolution, specific kind of filtration) we can widen the spectrum towards higher frequencies. Frequency widening bandwidth (towards higher frequencies) is necessary because seismic waves propagating in the subsurface are attenuated and this

phenomenon is frequency dependent – higher frequencies are absorbed more rapidly than lower frequencies. Consequently, the highest frequency received on most seismic data is usually about 60 - 65 Hz [2, 3, 7].

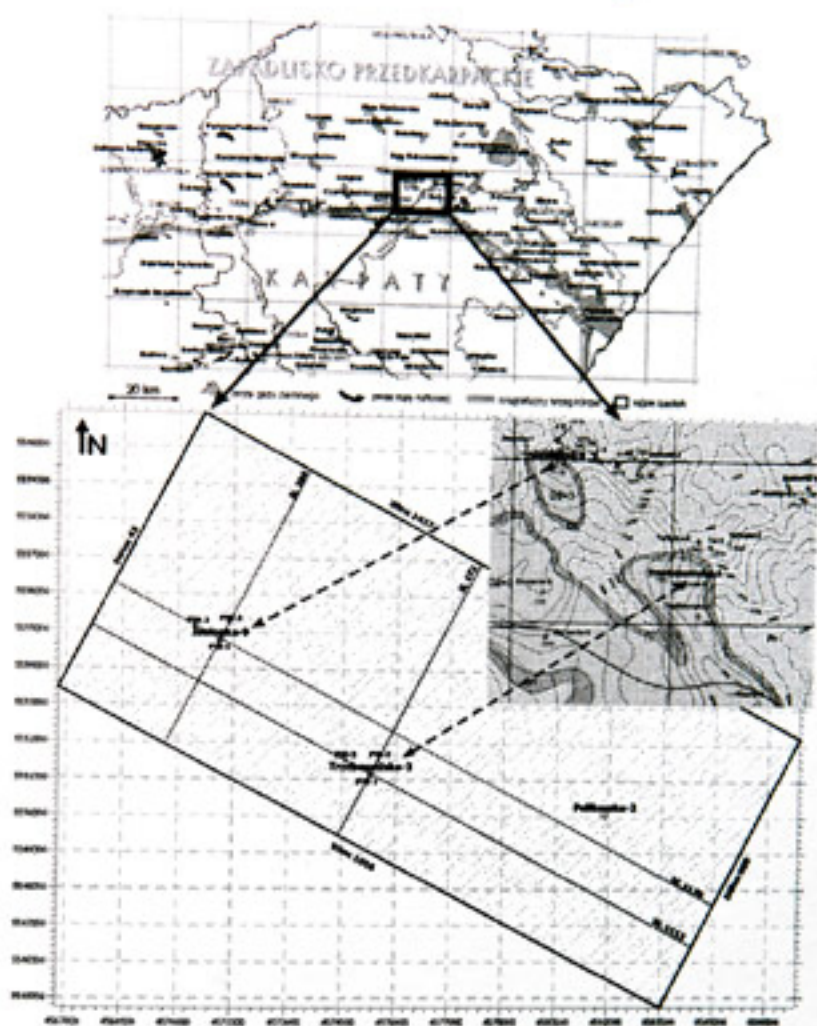


Рис. 2. Сейсморазведка 3D на Терлицко-Паликовской площади в центральной части Западного Предкарпатья и фрагмент структурной карты по подошве миоцена. Две скважины, в которых проводилось ВСП, отмечены красными звездочками.

Fig. 2. Localization of seismic survey 3D Terlikacza-Palikowka in the area of Zapadlisko Przedkarpacie – Carpathian Foreland in Poland, with chosen fragment of geologic-structure map of base of Miocene sediment, with marks wellbores Jasionka-9, Trzebowniko-3 for which VSP were made

Method

The authors of the article used the idea of resolution increase of the registered seismic wave field, introducing into traces of seismic section higher frequencies coming from VSP data based on the analysis of amplitudo-frequency spectrum characteristic.

The widening of the seismic section bandwidth to the volume of at least 85 Hz is the necessary condition to use seismic data in reserve identification of the

geological medium. The suggested solution uses a simple and reverse Fourier transformation [6].

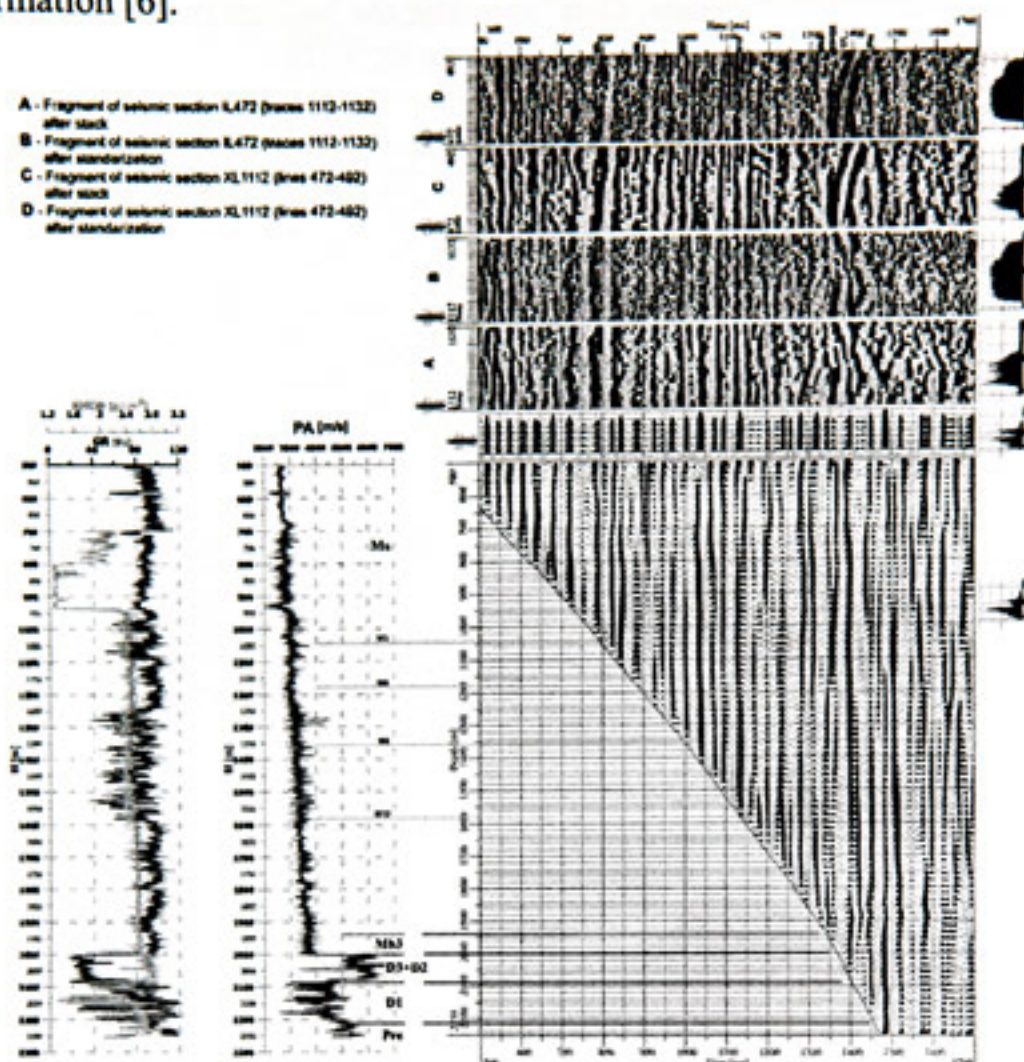


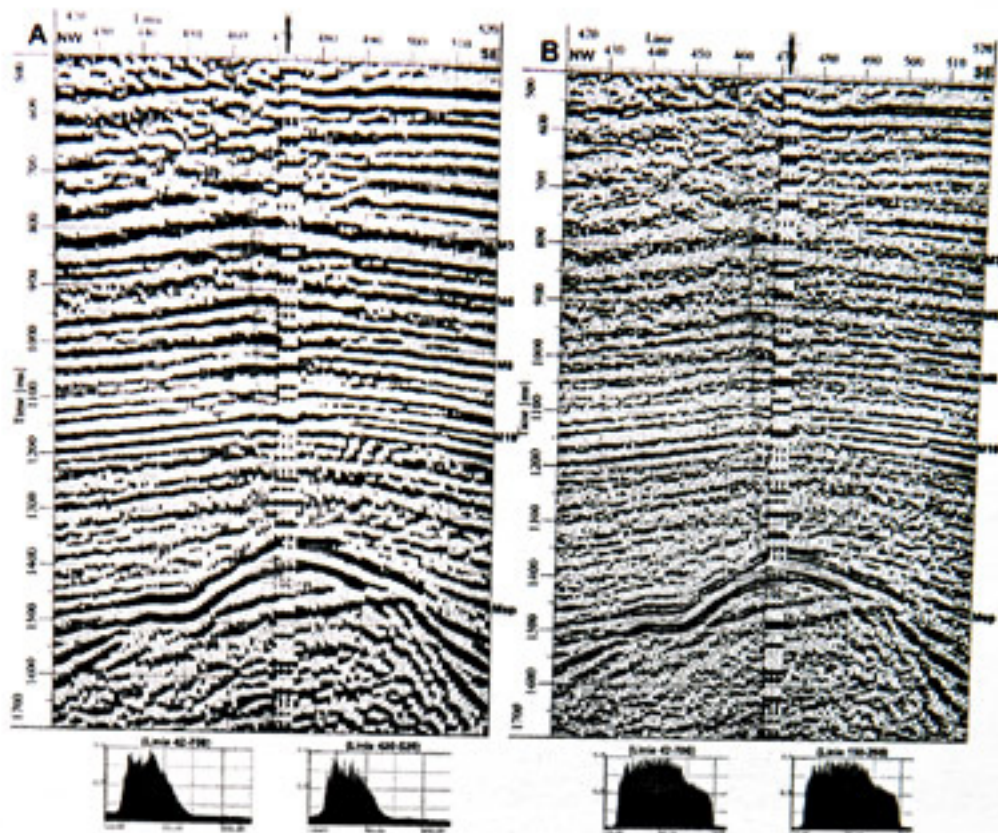
Рис. 3. Сопоставление каротажных кривых (скв. Тжебовниско-3, в глубинном масштабе), поля восходящих волн ВСП (коридорное суммирование, во временном масштабе) и данных обычной наземной сейсмозазведки (inline, xline) до (А, С) и после (В, D) ввода высоких частот.

Fig. 3. Correlation of well logs – Trzebownisko-3 (In depth), VSP upgoing wavefield, corridor stack (In time) and surface seismic data IL472, XL1112 before A, C and after application higher bandwidth frequency B,D.

Geological setting

The presented procedure of the frequency spectrum widening was used on 3D seismic materials from the area of Terliczka-Palikowka, in the central part of Zapadlisko Przedkarpackie (Poland) – Fig. 2. The criteria spectra were identified from VSP data, done in wellbores Jasionka-9 and Trzebownisko-3. In the figure 3 the correlation of log data, VSP upgoing wavefield, surface seismic before and after the introduction of higher frequencies (standardisation) was presented. In the figures 4a,b and 5a,b the result of criterial bandwidth frequency from VSP used on seismic data was presented

a)



b)

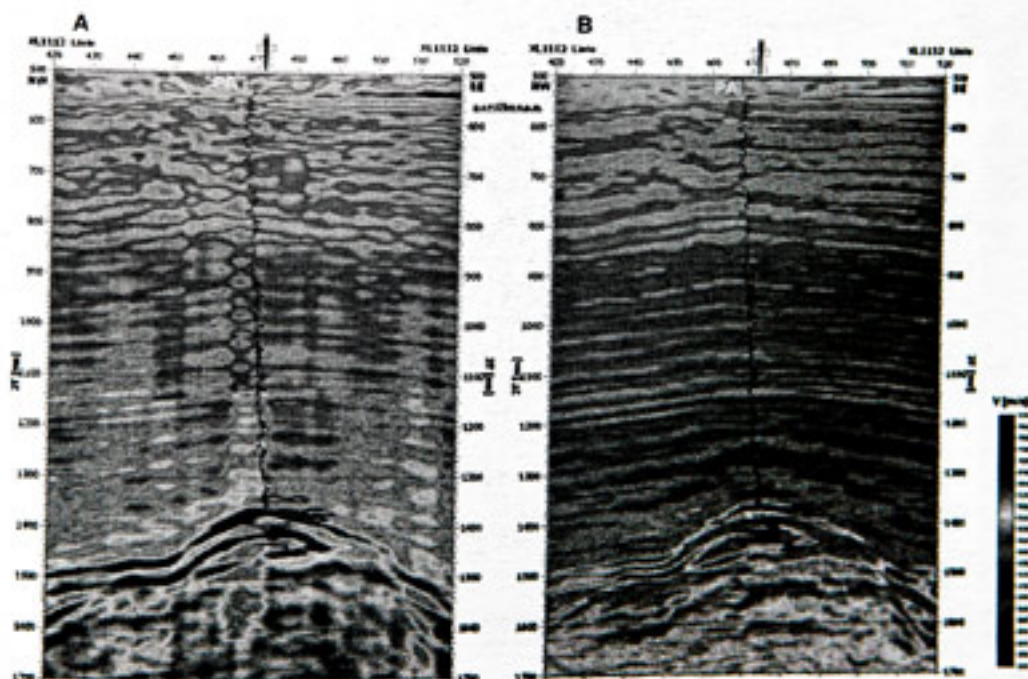
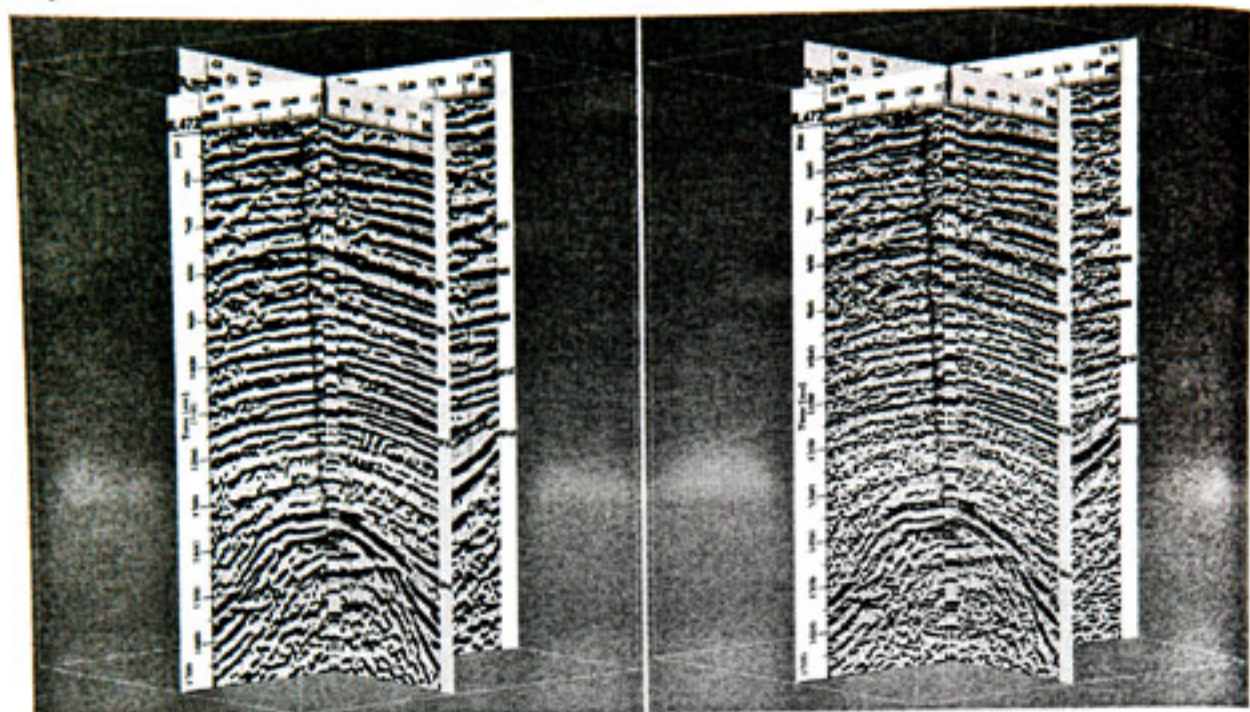


Рис. 4. Сопоставление диаграмм сейсмокаротажа (скв. Тжебовниско-3), коридорного суммирования ВСП и данных обычной наземной сейсморазведки (inline, xline) до (A) и после (B) ввода высоких частот (4b).

Fig. 4. Correlation of log velocity – PA (well Trzebownisko-3), VSP corridor stack, and surface seismic data XL1112 before A and after B application higher

bandwidth frequency – 4a), presentation of calculated velocity section XL1112 before A and after B application higher bandwidth frequency – 4b).

a)



b)

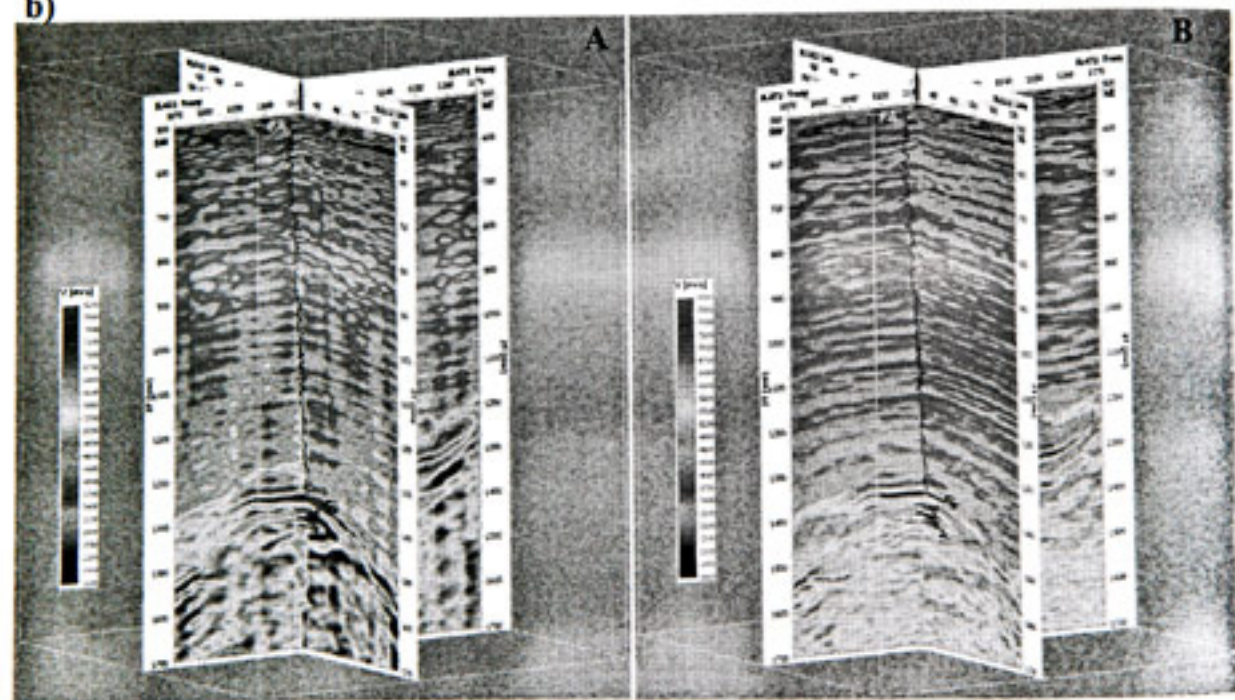


Рис. 5. Сейсмический разрез (а) и разрез скоростей (б) вдоль профиля, проходящего через скважину (Тжебовниско-3,) (inline, xline) до (А) и после (В) ввода высоких частот.

Fig. 5. Presentation of 3D seismic 5a) and velocity 5b) sections IL472, XL1112 – cross section positioned for well Trzebownisko-3, before A and after B application higher bandwidth frequency.

Concluding remarks

The use of the widening of bandwidth spectrum frequency (coming from VSP) on seismic survey data allows to follow lithological-structural, facial and reserve changes with a higher detail and precision. This method permits an approach to improvement of resolution of source seismic data.

References:

1. H. Jędrzejowska-Tyczkowska, et al., 2004. „Geological interpretation of carbonate Devonian sediments on the basis of 3D seismic an VSP measurement (for fractures analysis)”. Doc. INiG, SR-4100-141/04. (In Polish).
2. Chopra S. and all, 2003. More Confident Interpretation with High Frequency Restoration of Surface Seismic data: a case study. CSEG, June 2-6.
3. Chopra S., Alexeev V., Sudhakar V., 2003. High-frequency restoration of surface seismic data. The Leading Age, August 2003
4. B.A. Hardage, 2000. *Vertical Seismic Profiling: Principles*. Handbook of Geophysical Exploration – Seismic Exploration. Elsevier Science, Volume 14.
5. C. MatBeth, 2002. *Multi-Component VSP Analysis for Applied Seismic Anisotropy*. Handbook of Geophysical Exploration – Seismic Exploration. Elsevier Science, Volume 26.
6. H. Jędrzejowska-Tyczkowska, K. Zukowska, 2000. *Which frequencies are necessary for reservoir oriented interpretation of seismic data*. Abstract Konferencji SEG+EAEG, New Delphi, February 2000.
7. Hope R., Ireson D., et al., 1998. Seismic Integration to Reduce Risk. Oilfield Review, Autumn

ВЫЯВЛЕНИЕ ЗОН ТРЕЩИНОВАТОСТИ В КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ БАЯНДЫСКОЙ СТРУКТУРЫ НА ОСНОВЕ КОМПЛЕКСНОГО АНАЛИЗА ДАННЫХ ВСР И FMI

М.В.Чертенков*, А.Н.Касимов**, В.В.Ким**, А.В.Покуль***, Т.Н.Купцова**
*ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», г.Ухта, **ПетроАльянс Сервисис Компани Лимитед,
***Шлюмберже Лоджелко Инк, г.Москва

FRACTURES ZONES DETERMINATION FOR CARBONATE ROCKS ON BAYANDYSKAYA FIELD BY USING FMI AND VSP DATA

M.V.Chertenkov*, A.N.Kasimov**, V.V.Kim**, A.V.Pokul***, T.N.Kuptsova
*ООО «LUKoil-Komi», Ukhta, **PetroAliance services company limited, Moscow,
***Schlumberger Logelco Inc, Moscow

Аннотация

Проницаемость – это свойство породы, определяющее возможность миграции флюидов через сообщающиеся поры, каверны, трещины. Карбонатные коллекторы порового, трещинового и кавернового типов отличаются величиной проницаемости, а также и характером изменения её

в 3-х изучаемых направлениях. Трещинный тип карбонатных коллекторов отличается анизотропностью проницаемости, при этом пределы изменения достигают одного-двух порядков.

Одним из наиболее эффективных способов выявления зон трещиноватости, а также параметров трещин является комплексный анализ волновой картины околоскважинного пространства в сочетании с исследованием азимутальной неоднородности сопротивлений горных пород в стволе скважины. Комплексный анализ данных этих методов позволяет нам решить следующие задачи:

- Выявление зон трещиноватости.
- Определение элементов залегания трещин.
- Характеристика трещин и разделение их на группы по генетическим признакам.
- Оценка раскрытости трещин и ёмкостных свойств трещинного коллектора.
- Распространение их в околоскважинном пространстве.
- Прогноз изменения фильтрационных свойств по латерали.

Решение этих задач для характеристики отложений на Баяндынской площади было получено на основе данных вертикального сейсмического профилирования (ВСП и НВСП) и пластового электрического микросканера (FMI). Такой комплекс исследований был проведен на разведочной скважине 1 Баяндынской площади. Целью работы было изучение рифогенных карбонатных отложений франко – задонского возраста (D_3f_3 -fm₁).

Пластовый электрический микросканер FMI представляет собой прибор, измеряющий электрическое сопротивление пород в пределах стенок скважины. Регистрация данных проводится с помощью 192 прижимных электродов расположенных по периметру скважины. Данные имеют строгую азимутальную привязку, что позволило детально определить элементы залегания трещин, рассчитать их плотность и раскрытость. Полученные результаты были использованы для трассирования интервалов, соответствующих трещиноватым зонам, в околоскважинном пространстве по материалам интерпретации данных ВСП. Проведенные исследование ВСП позволили получить кинематическую характеристику геологического разреза по продольным и поперечным волнам, а также построить разрезы НВСП по заданным направлениям в интервале от нижнего силура до нижнего триаса.

Полученные результаты позволили нам сделать выводы по оценке качественных характеристик карбонатных отложений франко-задонского возраста и распределении интервалов повышенной трещиноватой проницаемости. Использование данного материала для структур Баяндынской площади может быть использовано для более точного определения фильтрационно-емкостных свойств рифогенных построек и

качественного прогноза при дальнейших исследований изучаемой территории.

Abstract

Permeability is the major rock property, which define fluid migration ability though pores, vugs and fractures. Pore's, fracture's and vug's carbonate reservoirs vary in value of permeability and property of its distribution by 3 main axes (directions). A fractures reservoir differs from others by high permeability anisotropy.

One of the most effective ways of fractures zones definition and characterization is wave pattern analysis of near wellbore zone in combination with azimuthal borehole measurements of receptivity's heterogeneity of rocks. By integration of these two methods we are able to get solution for our main objectives:

- Fractures' magnitudes and azimuths determination
- Fractures characterization and division into groups by genesis.
- Fractures apertures and formation evaluation.
- Distribution of detailed zones to near wellbore area.
- Forecast of reservoir properties' lateral changing.

Formation characterization for the Bayandyskaya field based on Fullbore Formation Micro Imager (FMI) interpretations results and analysis of vertical seismic profiling (VSP) data. The job's target was evaluation of franko-zadonsky carbonates formations (D_3f_3 -fm₁).

Fullbore Formation Micro Imager (FMI) is high resolution laterolog resistivity tool. The FMI tool generates an electrical image of the borehole from 192 micro resistivity measurements. All data is azimuthally oriented. These allow us to determine geometry of fractures, magnitude, azimuths and apertures. FMI results were used in VSP analysis to determent detailed fractures zones to near wellbore area. VSP results allow creating kinematic characteristics of the formation profile based on pressure and shear waves data and calculating given direction offset-VSP cross sections within depth interval from lower Silurian to lower Triassic.

Obtained results allow us to evaluate qualitative characteristics for franko-zadonsky carbonate deposits and highly fractured intervals definition. These materials could be used for more precise carbonate formation properties evaluation and forecasting during well placement on Bayandyskaya field.

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ СКВАЖИННОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ В УСЛОВИЯХ ОРЕНБУРЖЬЯ

Р.Я.Адиев, Т.Н.Шарова, Г.Г.Газизова, И.М.Пацков
ООО НПЦ «Геостра», г. Уфа

THE EXPERIENCE OF WELL SEISMIC APPLICATION IN CONDITIONS OF ORENBURG REGION

R.Ya.Adiev, T.N.Sharova, G.G.Gazizova, I.M.Pazkov
SPC GS Ltd., Ufa

Аннотация

Рассматриваются методические приемы обработки и геологической интерпретации материалов скважинной сейсморазведки (многолучевое ВСП) в комплексе с данными 2Д- и 3Д-сейсморазведки и ГИС в условиях северо-западной части Оренбургской области. Работы выполняются с целью уточнения строения нефтяных месторождений, полученные результаты оперативно используются нефтедобывающими организациями при проектировании последующего разведочного и эксплуатационного бурения. Тесное взаимодействие с заказчиками в решении актуальных для них задач обеспечивает постоянный рост заказов.

Abstract

This work considers a systematic technique of OVSP geological information processing and interpretation, integrated in complex with 2D-3D seismic data and well survey data in conditions of north-west part of Orenburg region. This works is performed to precise the structure of oilfield, the received information is used by oil producing organizations for exploration and production drilling.

Особенностью изучаемого региона является распространение нефтяных залежей как в терригенных, так и в карбонатных отложениях в широком возрастном диапазоне (от койвенского до башкирского) на глубинах от 1500 м до более 4000 м. Широкое разнообразие сейсмогеологической ситуации, часто многопластовое строение месторождений и необходимость выполнения работ в круто наклонных скважинах требуют индивидуального в каждом случае подхода к проектированию системы наблюдений и подбору приемов интерпретации (как структурной, так и динамической).

Проектирование системы наблюдений выполняется с учетом заданных заказчиком направлений изучения разреза, интервала глубин залегания целевых горизонтов и данных инклинометрии в исследуемой скважине.

Обработка данных осуществляется с применением обрабатывающей системы Geocluster 2.1 (CGG) и специализированного комплекса

GeoSeis Pro собственной разработки с использованием процедур поляризационной и кинематической селекции, деконволюции и динамической коррекции записи.

Структурная интерпретация выполняется с применением как фазовой, так и групповой корреляции. Необходимость последней становится особенно очевидной при прослеживании слабых неконтрастных отражений, характерных для многих продуктивных пластов. Заказчики проявляют повышенный интерес к точности структурных построений. Основные причины ошибок структурных построений вызваны следующими причинами:

1. Погрешность снятия времен (глубин) при корреляции отражений. Для уверенно прослеживаемых отражений она, очевидно, определяется половиной произведения шага дискретизации на скорость. Для слабых отражений погрешность резко увеличивается из-за влияния случайных факторов интерференции с другими волнами.

2. Наличие горизонтальной анизотропии скорости. Современное программное обеспечение позволяет получить количественную оценку горизонтальной анизотропии скорости (по сопоставлению времен первых вступлений при продольном ВСП и при НВСП) и уменьшить ее влияние до уровня первой рассмотренной причины.

3. Ошибки данных инклинометрии, которые в старых и наклонных скважинах могут достигать многих десятков метров и вызывать ошибки структурных построений в несколько десятков метров. Характерным признаком этих ошибок является возрастающее с удалением от скважины завышение глубин в каком либо одном направлении (из-за завышения удаления источника от ствола скважины) и занижение глубин в противоположном направлении.

4. Шероховатость отражающей границы. Поверхность карбонатных пород на контакте с покрывающими терригенными часто изрезана водной эрозией, колебание глубин может достигать ± 2 м и более при горизонтальных размерах неоднородностей первые метры.

5. Наличие локальных скоростных неоднородностей в средней части разреза. Отличить их влияние от изменения строения нижележащих горизонтов трудно, но иногда удается по характерному приближению аномального участка к скважине с увеличением глубины отражений. Существенную помощь оказывает совместное рассмотрение разрезов в монотипных и обменных волнах или применение перекрестных наблюдений.

6. Наличие локальных (менее половины размеров зоны Френеля) эрозионных врезов и выступов, сейсмические изображения которых вследствие дифракции волн искажаются или даже совсем не проявляются в волновом поле.

7. Боковой снос отражений на крутом склоне. Проявляется в уменьшении глубин.

В большинстве случаев точность структурных построений составляет $\pm(3-5)$ м при прослеживании кровли терригенных отложений и $\pm(5-7)$ м при прослеживании кровли карбонатных отложений (за счет случайного попадания скважин на мелкую морфологическую неровность поверхности).

Значительные ошибки корреляции и инклинометрии, локальные скоростные неоднородности в средней части разреза, локальные эрозионные врезы и выступы на отражающей поверхности, боковой снос встречаются реже и носят случайный характер, но именно они приводят к большим расхождениям данных ВСП и бурения (до ± 10 м и более).

При динамической интерпретации анализируются изменения амплитуд, формы, частоты (длительности фазы) отражений, которые увязываются с изменением свойств пласта (пористости и толщины). В связи с разнообразием проявления этих изменений вследствие разнообразия распределения упругих свойств в области продуктивных пластов, выбор интерпретационных критериев обосновывается путем моделирования по данным ГИС и петрофизических исследований. Результатом динамического анализа является преимущественно качественная оценка свойств продуктивного пласта.

Например, для продуктивного пласта T1, расположенного в кровле карбонатных отложений турнейского яруса, установлено, что при толщине пласта менее 6 м он практически не проявляется в волновом поле. При толщине пласта 6-12 м и невысокой пористости (до 12%) улучшению емкостных свойств пласта соответствует уменьшение амплитуды отражения от кровли турнейского яруса. При пористости более 12% увеличение толщины пласта приводит к увеличению амплитуды отрицательной фазы отражения от вышележащей кровли терригенных отложений бобринского горизонта (запаздыванию отражения от кровли турнейского яруса), и толщина пласта T1 может быть оценена независимо от пористости. При толщине пласта более 12 м отражение от кровли турнейского яруса начинает расщепляться на два: от кровли и от подошвы пласта T1. С увеличением пористости амплитуда отражения от кровли уменьшается, а от подошвы увеличивается, что позволяет выполнить оценку пористости пласта. Толщина пласта может быть оценена по запаздыванию отражения от подошвы пласта. На этих основах ведется разработка приемов количественной оценки ФЭС.

Результатом работ являются уточнение структурных планов продуктивных отложений, определение участков развития коллекторов с улучшенными свойствами и рекомендация наиболее оптимальных мест бурения новых разведочных и эксплуатационных скважин. За истекшие годы появились участки, где методом многолучевого ВСП из нескольких

разведочных скважин перекрыта вся площадь месторождения. Полученные результаты использованы для проектирования системы разработки месторождения.

ИЗУЧЕНИЕ ЗАВИСИМОСТИ СКОРОСТИ УПРУГИХ ВОЛН ОТ ТЕМПЕРАТУРЫ В ГОРНЫХ ПОРОДАХ С БИТУМИНОЗНОЙ НЕФТЬЮ

М.В.Чертенков, А.Н.Касимов, А.Е.Соболев
ПетроАльянс Сервисис Компани Лимитед, г. Москва

INVESTIGATION OF DEPENDENCY OF ELASTIC WAVE RATE ON TEMPERATURE OF ROCKS WITH BITUMEN OIL

M.V.Chertenkov, A.N.Kasimov, A.E.Sobolev
PetroAlliance Services Co Ltd, Moscow

Аннотация

На основе измерений кинематических и динамических параметров сейсмических волн, анализа полученной информации и уточнения геологической модели среды предполагается проследить степень прогрева и движение границ прогретой зоны пласта для принятия решений по интенсивности и целесообразности флюидоотбора, эффективность теплового воздействия.

Установлено, что прогрев горной породы, насыщенной тяжелой нефтью, приводит к изменению скорости распространения Р-волн. На различных стадиях прогрева влияние температуры на скорость прохождения Р-волн сказывается по-разному.

Воссоздание всех геологических условий, включая техногенные изменения нефтенасыщенного пласта под термобарическим воздействием перегретого пара чрезвычайно сложно. Поэтому нами опробован метод исследования скоростей Р-волн в реальных геологических условиях залегания, используя методику ВСП.

Объектом исследования влияния температуры на скорость распространения Р-волн явились девонские песчаники Ярегского месторождения.

При термическом воздействии на пласт девонских песчаников предполагается три этапа изменения скорости:

1) Первичный этап нагрева (до 50-60° С) обусловил увеличение скорости Р-волн на 5-7%. Это связано с нагревом формации и восстановлением гидростатического режима вследствие таяния битума и заполнения всех пустот флюидом.

2) Второй этап. Дальнейшее повышение температуры, согласно нашим предположениям, приводит к более значительному росту скоростей. С увеличением давления (появляется эффект газонапорного режима) площадь соприкосновения соседних зерен породы в процессе деформации возрастает, что приводит к увеличению модуля Юнга и соответственно росту скоростей распространения Р-волн. Горячий конденсат вытесняется, замещая нефть из мелких пор и слабопроницаемых пропластков, в крупные поры и слои. При полном заполнении пор происходит резкое уменьшение сжимаемости породы и соответствующее скачкообразное увеличение скорости Р-волн.

3) Третий этап. При дальнейшем термическом воздействии изменение скорости от температуры принимает обычный характер, т.е. скорости Р-волн падают с ростом температуры. Уменьшается вязкость нефти, повышается ее подвижность (основной фактор уменьшения скоростей). Наличие в породах воздуха или газа, вследствие их большой сжимаемости, так же приводит к уменьшению общей упругости породы и уменьшению скорости распространения Р-волн в ней.

На основе метода корреляционного анализа [1] и полученных экспериментальных данных зависимости теплофизических характеристик материала (тепло- и температуропроводности, теплоемкости), плотности, пористости от температуры мы можем сделать выводы о том, как будут изменяться скорости продольных волн от внутрипластовых характеристик при различных температурах.

Возможность оценки тепло- и температуропроводности горных пород по данным о скоростях упругих волн обусловлена общностью фононного механизма процессов распространения тепла и упругих колебаний [1],[2].

Функциональная связь между « λ » и « V » и « a » и « V » для твердых диэлектрических тел вытекает из теории Дебая. Здесь V — это средняя скорость фононов или средняя скорость звука, которую можно определить через скорость продольных и поперечных волн V_p и V_s :

$$V^{-3} = (V_p^{-3} + V_s^{-3})/3 \quad (1)$$

Скорость продольной волны так же, как « λ » и « a », коррелирует с плотностью, пористостью и другими свойствами горных пород.

Зависимости тепло- и температуропроводности от скорости распространения продольных волн определяются соотношениями:

$$\lambda = b * V_p + q, \quad a = d * V_p + h \quad (2)$$

где $V_p * 10^{-3}$, м²/с — скорость продольных волн; λ , Вт/(м*К) — теплопроводность; $a * 10^7$, м²/с — температуропроводность; коэффициенты b, d, q, h рассчитаны на основе экспериментальных данных.

Таким образом, используя измерения скорости продольных волн, можно определить стадию и состояние прогреваемой зоны, движение границ прогретой зоны пласта для принятия решений по интенсивности и целесообразности флюидоотбора.

Список литературы:

1. Липаев А. А., Хисамов Р. С., Чугунов В. А. Теплофизика горных пород нефтяных месторождений - М.: Недра, 2003. С.149-151.
2. Николаев С.А., Николаева Н.Г., Саламотин А.Н., «Теплофизика горных пород». — Казань: Издательство КГУ, 1987

Abstract

Based on cinematic and dynamic parameter measurement of seismic waves, analysis of acquired information and improvement of geological model of medium, it's supposed to observe heating-through extension and layer heated zone border motion for decision-making on intensity and appropriateness of fluid take-off.

It is specified that heating of the rock saturated with heavy oil leads to change of R-wave propagation rate. Temperature influence on R-wave velocity differs at different heating stages.

The simulation of all the geologic conditions including man-caused changes of the oil-saturated rock under thermobaric influence of superheated vapor is highly complicated. Therefore we have tried the method of investigation of R-wave velocity in real geological bedding conditions, using VSP technique.

Devonian sandstone of Yaregskoe formation became the object of investigation of temperature increase influence on R-wave propagation rate.

Under the thermic effect on the Devonian sandstone layer, it is supposed to observe three stages of velocity change:

1) Primary heating stage (up to 50-60⁰ C) caused R-wave velocity increase for 5-7%. This effect is connected with formation heating and hydrostatic regime restoration because of the bitumen melting and filling the interstice with fluid.

2) The second stage. Further temperature increase, according to our proposals, leads to more significant velocity increase. With pressure increase (gas head regime effect appears) contact area of neighbor shots increase because of deformation, and this leads to Young module increase and correspondently to R-wave propagation rate increase. Hot condensate displaces oil from small pores to large pores and layers. Total pore filling causes a sharp rock coercibility decrease and correspondent spasmodic R-wave propagation rate increase.

3) The third stage. Further thermic influence causes normal rate dependency on temperature, e.g. R-wave velocity decrease under temperature increase. Oil viscosity decreases, oil mobility increases (it is the main factor of velocity decrease). The presence of air or gas in the rock because of their high coercibility also leads to decrease of medium general ductility and to R-wave propagation rate decrease.

On the grounds of correlation analysis method [1] and acquired experimental data on the temperature dependences of heat and thermal diffusivity, heat capacity, density, and porosity one can make a conclusion on the dependency of longitudinal wave velocity on rock parameters under different temperatures.

The possibility to estimate rock heat and thermal diffusivity on the grounds of elastic wave rate data is based on community of phonon mechanism of heat and elastic vibration expansion [1], [2].

Functional connection between « λ » and « V » and « a » and « V » for solid dielectrics follows from Debai theory. V is the average phonon velocity, which may be determined through longitudinal wave velocity V_p and transverse wave velocity and V_s :

$$V^{-3} = (V_p^{-3} + V_s^{-3})/3 \quad (1)$$

Longitudinal wave velocity, as « λ » and « a » correlates with rock density and porosity.

Dependency of heat and thermal diffusivity on longitudinal wave velocity is defined by the ratios:

$$\lambda = b * V_p + q \quad , \quad a = d * V_p + h \quad (2)$$

where $V_p * 10^{-3}$, m²/c — longitudinal wave velocity; λ , BT/(M*K) — heat diffusivity; $a * 10^7$, m²/c — thermal diffusivity; coefficients b , d , q , h are calculated on the grounds of experimental data.

Thus, using the measurements of longitudinal wave velocity, it is possible to define the stage of the heated zone and layer heated zone border motion for decision-making on intensity and appropriateness of fluid take-off.

References:

1. Lipaev A.A., Khisamov R.S., Chugunov V.A. Thermal Physics of Rocks at Oil Fields, Moscow NEDRA 2003. C.149-151.
2. Nikolaev S.A., Nikolaeva N.G., Salamotin A.N., «Thermal Physics of Rocks». — Kazan: KGY, 1987

ОЦЕНКА ТОЧНОСТИ СТРУКТУРНЫХ ПОСТРОЕНИЙ ПО ДАННЫМ НВСП НА ОСНОВЕ ПОЛНОВОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ И СЕТОЧНОЙ МИГРАЦИИ

А.Н.Касимов*, М.Лобусев*, В.Ф.Чкуасели*,
В.А.Редекон**, В.В.Помазанов**

*Компания «ПетроАльянс», г.Москва, **ООО «ВимСейс Технологии», г.Москва

ACCURACY ESTIMATION OF STRUCTURAL IMAGING IN ACCORDANCE WITH OFFSET VSP BASED ON FULL WAVEFORM MODELING AND GRID MIGRATION

A.N.Kasimov*, M.Lobusev*, B.F.Chkuaseli*, V.Redekop**, V.Pomasanov**

*PetroAlliance Services Co. Ltd., **WimSeis Technolohiya, Moscow.

Аннотация

Комплексирование полноволнового моделирования с последующей обработкой модельных сейсмограмм, выполненное перед началом работ, позволяет прогнозировать ожидаемые геологические результаты. Рассматриваются примеры использования методики для различных сейсмогеологических ситуаций и оцениваются возможности решения структурных задач по данным НВСП.

Комплексирование моделирования и выполнения последующей обработки модельных данных зачастую позволяет заранее оценить ожидаемые результаты и спроектировать систему наблюдений, настроенную на оптимальное решение геологической задачи. Особенно важно проводить такую обработку, если район предполагаемых работ имеет сложные сейсмогеологические условия (крутопадающие отражающие границы, разрывные нарушения), а скважина имеет значительное искривление. В таких случаях выполнение обработки модельных данных позволяет заранее оценить возможность решения геологической задачи по данным НВСП и определить оптимальный граф обработки. Наиболее близкими к реальным данным на сегодняшний день являются результаты конечноразностного, полноволнового моделирования. Моделирование осуществлялось в программе «Tesseral», а миграция полей отраженных волн в программе сеточной миграции «Meikon2D». Моделирование с последующей обработкой и миграцией было проведено для сейсмогеологических условий, характерных для некоторых предполагаемых районов проведения работ по методу ВСП. Для этих районов ставились следующие задачи:

1. Получение глубинных разрезов в районах с крутопадающими горизонтами (угол падения 70градусов).

2. Определение максимального прослеживания горизонтов, залегающих под толстым высокоскоростным пластом с оценкой точности выполненных построений.
3. Возможность получения отражений от тонких (15м) пластов, залегающих под углами в 30 градусов и распределением скоростей: во вмещающей толще 5500м/с; в тонких пластах 5000м/с.
4. Картирование тектонических нарушений на удалениях 200-300м от скважины.

В результате проведенной работы были получены глубинные разрезы, позволившие прогнозировать возможность решения поставленных геологических задач и оценивать точность структурных построений по глубинным разрезам НВСП. На рисунках 1а,б представлены результаты миграции сейсмограмм моделирующих ситуацию пункта №1. На рисунке 1а изображен глубинный разрез по PS волнам, а на рисунке 1б глубинный разрез по PP волнам. По полученным результатам были сделаны следующие выводы, подтверждающие целесообразность проведения работ ВСП для картирования крутопадающих горизонтов:

- Поля отраженных волн содержат отраженные от границ волны и волны-помехи, имеющие близкие кажущиеся скорости. Основные волны-помехи – падающие и отраженные S-волны. Кратные P-волны мешающего влияния не оказывают.

- Глубинный разрез PS-волн (Рис.1а) динамически более выразителен. На разрезе видны все целевые отражения (границы пересекающие скважину на глубинах 1550,1750,3600м). Границы на глубинах 1550 и 1750м наблюдаются в виде цуга отражений, а граница на глубине 1750м четко выражена. Наряду с целевыми отражениями четко прослеживаются ложные отражения от волн-помех. На разрезе PP-волн (Рис.1б) фактически наблюдается только одна целевая отражающая граница (3600) на фоне интенсивных помех.

- Погрешность в определении угла наклона, оцененная по глубинным разрезам, составила меньше 2°.

- Погрешность по координатам, которая оценивалась для границы на глубине 3600м по глубинному разрезу PP-волн, составила 20м (по координате X).

Таким образом, проведение полноволнового моделирования с последующей обработкой полученных данных помогает с одной стороны, оптимально спроектировать систему наблюдений (если задача имеет удовлетворительное решение), и, с другой стороны, - отказаться от

выполнения работ (если решения нет), тем самым сокращая неоправданные затраты.

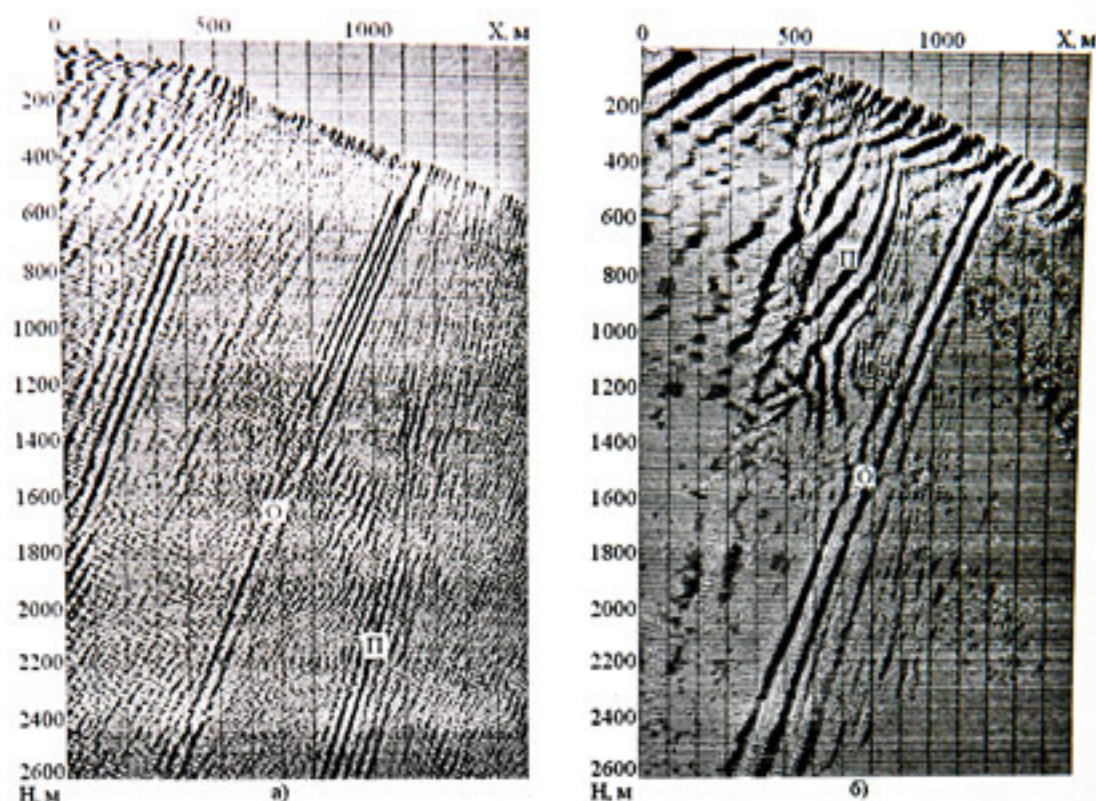


Рис.1

А) Мигрированный глубинный разрез по полю отраженных PS волн.

Б) Мигрированный глубинный разрез по полю отраженных PP волн.

О - отражения от целевых горизонтов, П - помехи.

A) Migrated Depth section on the field of reflected PS waves.

B) Migrated Depth section on the field of reflected PP waves

O – reflections from target horizons, П - disturbances

Abstracts

Complexation of full waveform modeling followed by model seismograms processing performed prior to works commencement allows to forecast expected geological results. Options to use the technique for different seismic-geological situations are considered and possibilities to solve structural problems using offset VSP data are evaluated.

Complexation of modeling and further processing often enables to estimate expected results in advance and to project surveying system designed for optimum solution of a geological problem. It is very important to carry out such processing in areas of projected works with challenging seismic-geological conditions (steeply-dipping reflecting interface, disjunctive dislocations), and when well have considerable deviations. In such cases data processing permits to evaluate the possibility of geological problem solution using offset VSP data in advance and to determine the optimum processing flow. The results of finite-difference full waveform modeling are more similar to real time. It was

performed in "Tesseral" program and migration of fields of reflected waves was implemented in «Meikon2D» grid migration program. For seismic conditions typical of some presupposed worksites using VSP modeling with subsequent processing and migration was carried out. For these areas the following targets were set:

1. to obtain depth sections in areas with steeply-dipping horizons (angle of fall is 70 degrees).
2. to determine maximum tracking of horizons occurring under thick high-velocity formation and to estimate the accuracy of completed designs
3. to gain reflections from thin (15m) formations lying at 30 degrees and to distribute velocities in inclosing stratum 5500 m/s, in thin strata –5000 m/s.
4. charting of tectonical deformations at the depth of 200-300m from the surface

As a result depth sections were obtained which allowed to forecast the possibility of set geological problems solution and to estimate the accuracy of structural models of VSP depth sections. Migration seismogram results simulating the situation from paragraph 1 are presented in fig 1a, b. In Fig 1a depth section of PS waves is shown and in Fig 1b- a depth section of PP waves. On the basis of the results obtained the following conclusions were drawn which confirm that VSP is viable for charting steeply dipping horizons.

- Fields of reflected waves contain waves reflected from interfaces and noise-waves – falling and reflected S-waves. Multiple P-waves do not have influence factor.
- Depth section of PS-waves (Fig 1a) is dynamically more explicit. In the section all target reflections (interfaces intersecting the well at the depth 1550, 1750, 3600) are shown. Boundaries 1550 and 1750 are shown as wave trains, boundary 1750 is distinctly-defined. Combined with target reflections false echoes from noise waves are also traced. In the section of PP- waves (Fig.1b) only one target reflecting boundary (3600) is observed among intensive disturbances.
- Error in inclination angle determination for depth sections accounted for less than 2°
- Error in coordinates for the boundary 3600 of the depth section PP waves made up 20m (on X-axis)

Therefore on the one hand full waveform modeling followed by data processing allows to simulate optimum surveying system (if the problem solution is satisfactory) and on the other hand to retract from works (if there is no solution) reducing unjustified expenses .

ПРОЯВЛЕНИЕ ПОГРЕБЕННОГО РИФА В ВОЛНОВОМ ПОЛЕ И НА РАЗРЕЗАХ ВСП (ПО ДАННЫМ МОДЕЛИРОВАНИЯ)

Г.А.Шехтман*, А.В.Череповский**

*ВНИИГеофизика, г.Москва, **Input/Output, г.Москва

MANIFESTATION OF BURIED REEF ON THE WAVEFIELD AND ON VSP SECTIONS (FROM MODELING DATA)

G.A.Shekhtman*, A.V.Cherepovskiy**,

*VNIIGeofizika Research Institute, Moscow, **Input/Output, Moscow

Аннотация

Модельные волновые сейсмические поля, регистрируемые внутри среды, содержащей погребенную рифовую структуру, и разрезы, полученные путем миграции синтетических записей, изучались авторами для двух модификаций метода ВСП – непродольного ВСП (НВСП) и ВСП с подвижным источником колебаний (ВСП-ПИ). В волновых полях, полученных путем лучевого и полноволнового моделирования, присутствие рифа при вертикальном профиле проявляется аномально высокими значениями кажущихся скоростей отражений от его поверхности. Показано, что на временных и глубинных разрезах ВСП-ПИ риф изображается более надежно, чем на разрезах НВСП.

Abstract

Ray-traced modeling of offset VSP records for a number of shotpoints with different offsets allowed for investigation of the characteristics of wavefields of compressional and converted reflected waves in the presence of a buried reef. Full-wavefield modeling of offset VSP seismograms confirms the existence of all physically possible types of compressional and converted events. It is established that many intermediate reflecting boundaries act as mode conversion ones, and many other types of converted waves, such as PSP or PSSP, are created besides the PS waves. Processing of ray-traced moving-source VSP data through migration has shown that the modeled reef is imaged more reliably in the moving-source PP and PS records than in the offset VSP records. The moving-source VSP depth sections obtained for different sides from the borehole tie very well to each other in the vicinity of the well, thus confirming potential advantages of this VSP modification in studying complex features, such as buried reefs.

Двумерное моделирование записей для различных модификаций метода ВСП выполнено для скважины, пересекающей рифоподобный объект.

Системы наблюдений, заданные при моделировании. Шаг между точками приема в скважине был принят равным 10 м. Для расчетов синтетических сейсмограмм при лучевом моделировании модификацией

НВСП было задано 10 пунктов взрыва (ПВ), по 5 с каждой стороны скважины с шагом 500 м. Система наблюдений модификацией ВСП-ПИ состояла в следующем. Трехточечный зонд с шагом 10 м между соседними приборами зонда перемещался с шагом 30 м с глубины верхнего прибора зонда, равной 2400 м, до земной поверхности. Источник колебаний перемещался в направлении влево и вправо от скважины с шагом 30 м, начиная с выноса 100 м и заканчивая удалением 2500 м.

Проведение расчетов для системы наблюдений ВСП-ПИ наряду с расчетами для традиционной модификации метода - НВСП - было оправдано, учитывая ряд известных преимуществ ВСП-ПИ при изучении сложно построенных объектов в условиях скудной априорной информации об их структуре (Шехтман Г.А., 1994).

Особенности волновых полей. Присутствие рифа в разрезе проявляется в аномальном поведении осей синфазности отраженных волн над рифом: регистрируемые на больших временах отражения отличаются более высокими кажущимися скоростями по сравнению с отражениями от вышележащих границ. Сложная форма поверхности рифа проявляется в том, что оси синфазности отражений от его кровли приобретают фрагментарный характер. Высокое значение кажущейся скорости отражений от кровли рифа обусловлено тем, что углы подхода отраженных волн к вертикальному профилю могут приближаться к горизонтали. Это приводит также и к тому, что интенсивность отражений от кровли рифа становится соизмеримой на обеих компонентах - вертикальной и горизонтальной, причем для волн обоих типов.

Особенности глубинных разрезов. На разрезах НВСП поверхность рифа отображается в виде кулисообразно расположенных участков, соответствующих фрагментарным участкам осей синфазности отражений от рифа, наблюдаемых на сейсмограммах НВСП. Кроме того, на разрезах наблюдаются субгоризонтальные участки отражающих границ, расположенных внутри рифа, а также фрагменты его подошвы. Непрерывному прослеживанию подошвы рифа препятствует рассеяние волн сложно построенной поверхностью рифа. На обменных отраженных волнах кровля рифа вместе с прилегающей к нему границей, расположенной в вышележащих отложениях, а также подошва рифа прослеживаются более уверенно, чем на продольных волнах. Объясняется это более высокой плотностью точек отражений на обменных отраженных волнах. Разрезы ВСП-ПИ на продольных и обменных отраженных волнах отличаются хорошей стыковкой между собой обеих частей, полученных при перемещении источника влево и вправо от скважины. Поверхность рифа, прилегающих к нему границ, границ внутри него, а также подошва рифа отображаются достаточно уверенно. Кроме того, отчетливо прослеживаются глубокие границы, расположенные справа от рифа. Прослеживание их прекращается в области контакта с правой стенкой

рифа. Сопоставление с глубинными разрезами НВСП свидетельствует в пользу более достоверного изображения рифа и окружающих его пород при наблюдениях модификацией ВСП-ПИ.

При **полноволновом моделировании** сейсмограмм НВСП, выполненном для выноса 1000 м, наблюдаются фрагменты осей синфазности с аномально высокими значениями кажущейся скорости, приуроченные к поверхности рифа. Кроме обменных отраженных волн типа PS с обменом на отражающей границе, наблюдается множество обменных волн с обменом на промежуточных границах раздела.

Выводы. При лучевом и полноволновом моделировании присутствие рифа в волновом поле проявляется в виде отражений с аномально высокими значениями кажущихся скоростей и соизмеримой между собой интенсивностью горизонтальной и вертикальной компонент. Форма поверхности рифа и глубже расположенных границ более уверенно отображается на разрезах ВСП-ПИ, полученных путем миграции обменных отраженных волн, по сравнению с разрезами НВСП.

Раздел 3. Практические результаты проведения совместных наземно-скважинных наблюдений
Case Histories of Integrated VSP and Seismic Surveys

**ОПТИМИЗАЦИЯ ГЛУБИННО-СКОРОСТНОЙ МОДЕЛИ И
ПОВЫШЕНИЕ ТОЧНОСТИ МИГРАЦИОННЫХ
ПРЕОБРАЗОВАНИЙ НА ОСНОВЕ ДАННЫХ ВСП И ГИС**

Ю.А.Наумова, Н.В.Труфанова, И.В.Гинзбург, В.А.Заравняев
ФГУНПП «Иркутскгеофизика», Геоинформационный центр, г.Иркутск

**VELOCITY-DEPTH MODEL OPTIMIZATION AND
ENHANCEMENT OF MIGRATION ACCURACY
WITH THE AID OF VSP AND WEL LOGGING DATA**

Y.A.Naumova, N.V.Trufanova, I.V.Ginsburg, V.A.Zaravnyaev
IrkutskGeofizika GeoInformation Center

Аннотация

В работе обобщены и систематизированы результаты скважинной сейсморазведки (СК, ВСП) и ГИС, полученные более чем за полувековой период геофизических исследований на юге Сибирской платформы. Построены более точные модели средних, пластовых и интервальных скоростей для территории площадью более 100 тыс.км². На конкретных примерах показано, что использование априорных моделей скоростей позволяет повысить точность миграционных преобразований

сейсмических данных и качество прогноза коллекторских свойств потенциально продуктивных интервалов осадочного чехла.

Abstract

VSP, well-velocity survey and well-logging data, received more than for 50 years of geophysical researches in the south of the Siberian platform are presented. More exact models of average and interval velocity for the area more than 100 sq. km are constructed. On concrete examples it is shown, that use of aprioristic models of velocity allows to increase accuracy of migration of seismic data and quality of the forecast of a pool.

Повышение точности построения глубинных сейсмогеологических моделей осадочного чехла на юге Сибирской платформы на сегодняшний день продолжает оставаться актуальной научно-производственной задачей, решение которой в значительной мере осложнено особенностями сейсмогеологического строения среды. Резкие изменения рельефа дневной поверхности, структурно-литологические неоднородности верхней части разреза (ВЧР), широкое распространение соляной тектоники и траппового магматизма обуславливают значительные изменения скоростей продольных волн как по латерали, так и по вертикали [1, 2].

В многочисленных публикациях показано, что наиболее точный учет локальных изменений скоростных характеристик среды для целей миграционных преобразований возможен при наличии данных скважинной сейсморазведки (ВСП, СК) и АК. Это утверждение справедливо и для сейсмогеологических условий юга Сибирской платформы. Однако скважины на этой обширной территории расположены неравномерно, количество их незначительно и не во всех из них выполнены сейсмические и геофизические исследования. Для создания объемной модели средних, пластовых и интервальных скоростей, адекватно отражающей закономерности их латерального и вертикального распределения не только в точках скважин, но и в межскважинном пространстве, авторами были проанализированы и обобщены результаты скважинной сейсморазведки (СК, ВСП) и ГИС в 350 скважинах на территории площадью около 100 тыс.км². Наличие такой модели очень важно для повышения точности миграционных преобразований и, кроме того, она имеет самостоятельное значение для создания стратиграфической фоновой модели при выполнении инверсии и расчете куба импеданса.

Районирование скоростей выполнялось по основным устойчивым интервалам, характеризующимся одинаковым возрастом, однотипным литологическим составом, расположенным между двумя опорными отражающими границами, и включало две итерации:

- 1-получение региональных скоростных трендов,
- 2-детализация региональных трендов.

В качестве контроля достоверности и правдоподобия полученных региональных трендов скоростей строились карты мощностей (dH и dT). В соответствии с геологическими представлениями о тектоническом строении региона были выбраны наиболее достоверные данные, при этом приоритет отдавался скважинам, в которых были результаты ВСП и СК.

Картопостроение выполнялось в системе Geodepth (Paradigm Geophysical). С целью повышения точности и достоверности построения использовались геостатистический и расчетный методы, а также построение по маркерам. Все карты построены алгоритмом «Адаптивный фильтр» (Adaptiv Fitting) с минимальной сетью интерполяции, использованием реального диапазона значений и сглаживанием, соответствующим линейным размерам основных структурных элементов.

Детализация региональных (трендовых) карт скоростей на поисковых площадях выполнена с учетом особенностей структурно-тектонического строения осадочного чехла. В основном для детализации был использован геостатистический подход, в основу которого положен анализ особенностей геологического строения района работ и кондиционность сети наблюдений. Модель и параметры (порог, радиус) вариограммы подбирались на основе критерия геологического правдоподобия.

Детализированные карты интервальной скорости в пределах конкретных площадей рассчитывались с использованием всех имеющихся данных по скважинам (ВСП, СК, АК, ПЛАМ). Погрешность картопостроения оценивалась статистически. Для трендовых карт среднеквадратическая погрешность составила порядка 100 м/с. При детализации погрешность уменьшилась до 30 м/с (рис. 1а,б).

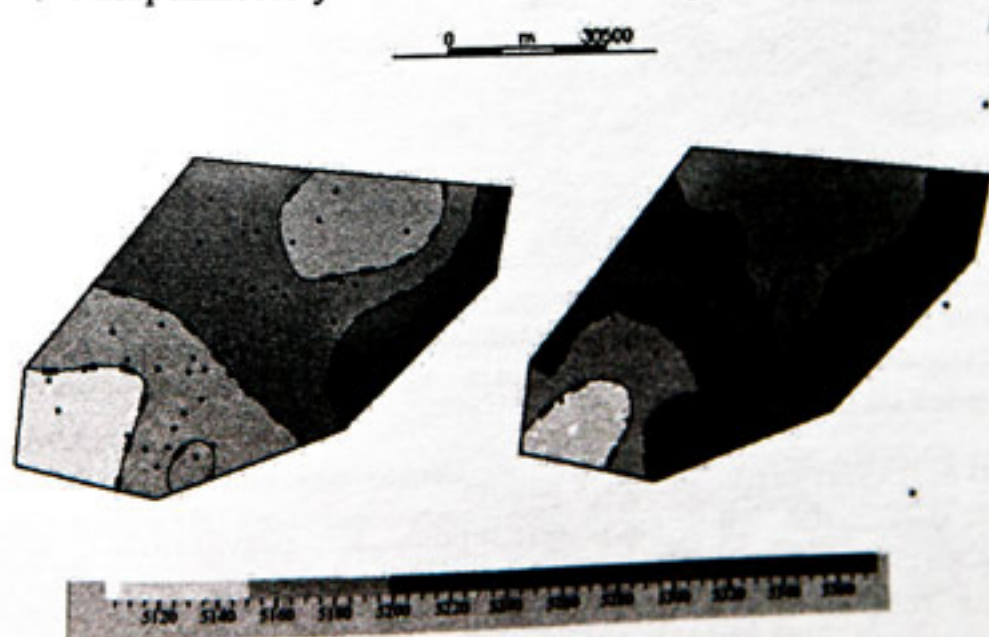


Рис.1 Региональная (а) и детальная (б) карта пластовой скорости в интервале опорных отражений K2-A.

Эмпирические распределения скоростей находят практическое применение как при выборе локальных (для каждой площади) скоростных моделей, предназначенных для миграции времен в глубины, так и при определении скоростей в интервалах выбранной модели. Критерием оптимальности выбранной модели миграции является сходимость модельных и наблюдаемых кинематических характеристик (времена отражений T_0 , скорость по годографу ОГТ $V_{\text{ОГТ}}$).

На рис.2 приводится пример описания глубинных мигрированных разрезов, типичных для юга Сибирской платформы: структурное несогласие между комплексами осадочного чехла, тектоника, высокая дисперсия скоростных параметров и др.

Совместная интерпретация сейсмических и априорных данных (ВСП и ГИС) позволила улучшить качество мигрированного глубинного разреза и уменьшить погрешность структурных построений целевых отражающих горизонтов в солевом комплексе.

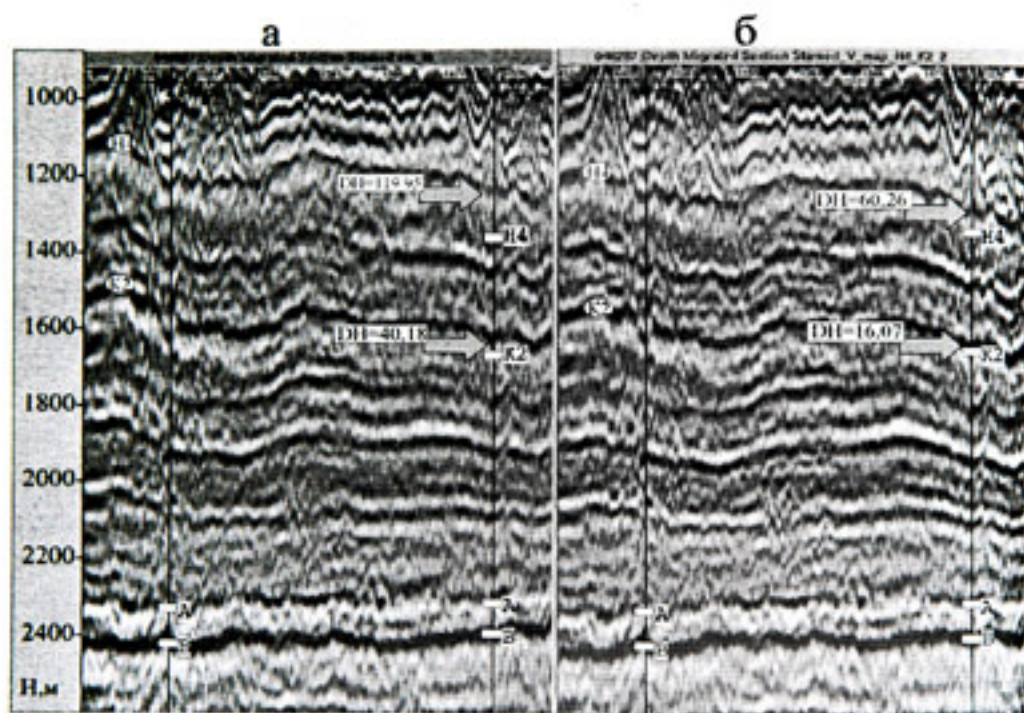


Рис.2 Глубинные мигрированные разрезы полученные: а) при использовании спектров эффективных скоростей, б) при использовании априорной модели скоростей.

В результате выполненных работ:

1. обобщены и систематизированы результаты скважинной сейсморазведки (СК, ВСП) и ГИС, полученные более чем за полувековой период геофизических исследований на юге Сибирской платформы. сформирована база данных;

2. построены более точные модели средних, пластовых и интервальных скоростей для обширной территории (около 100 тыс.км²).

включающей земли с высокой и средней плотностями разведанных и потенциальных запасов углеводородов;

3. выполнена прогнозная оценка распределения скоростей на площадях с низкой плотностью (либо отсутствием) разведочных скважин;

4. повышена точность миграционных преобразований сейсмических данных и качество прогноза коллекторских свойств потенциально продуктивных интервалов осадочного чехла.

Список литературы:

1. Барышев С.А., Клыкова В.Д., Труфанова Н.В., 2004, Особенности сейсмогеологических исследований на юге Сибирской платформы: Технологии сейсморазведки, 2, 48-52.

2. Труфанова Н.В., 2006, Глубинные построения по сейсмическим данным на площадях юга Сибирской платформы, мало изученных глубоким бурением: Технологии сейсморазведки, 3, 61-64.

**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СКВАЖИННЫХ СИСТЕМ НАБЛЮДЕНИЯ
ДЛЯ НАЗЕМНОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ**

Ю.В.Чудинов, Н.А.Богомолова, Е.В.Разепина, Л.Н.Коровко
ОАО «Пермнефтегеофизика», г.Пермь

**UTILIZATION OF DOWNHOLE ACQUISITION SYSTEMS IN
SURFACE SEISMIC EXPLORATION**

Y.V.Chudinov, N.A.Bogomolova, Y.V.Razepina, L.N.Korovko
PermNefteGeofizika, Perm City

Аннотация

В данной работе представлены результаты скважинных исследований методом ВСП в различных модификациях. Кинематические параметры, характеризующие горные породы внутри среды, привязка временных разрезов различных типов волн, моделирование с включением кратных волн, совместная интерпретация скважинных и наземных наблюдений приводят к реальному отображению геологического разреза.

Abstract

This paper presents the results of downhole surveys utilizing various modifications of VSP. Traveltime parameters that characterize subsurface rocks, calibration of time sections displaying various types of waves, modeling that involves multiples, and an integrated interpretation of downhole and surface surveys are used to produce realistic image of the geologic section.

Производственный опыт последних лет показывает возрастающую роль скважинных методов сейсморазведки в обеспечении съемки

2D,2C,3D,3C параметрическими данными. На этапе обработки сейсмических материалов используется прямой и обращенный микросейсмокаротаж в поляризационном варианте для определения статических поправок продольных и поперечных волн, поляризационный метод ВСП для расчета моделей скоростей всех типов волн. На этапе интерпретации и структурных построений используется привязка продольных, обменных и поперечных волн к временным разрезам наземной сейсмоки с целью отождествления отражающих горизонтов /1,2/. В сложных геологических условиях используется интеграционный подход в структурных построениях по результатам наземных сейсмических работ и скважинных наблюдений поляризационным методом непродольного ВСП.

Для разведки 2С на Верещагинской площади были выполнены работы методом обращенного микросейсмокаротажа в 15 скважинах, пробуренных до уровня приведения. Возбуждение упругих колебаний продольных и поперечных волн осуществлялось электродетонаторами в группе из 3-7 штук, регистрация сигналов - на сейсмическую кошу из восьми трехкомпонентных сейсмоприемников с шагом 2 м с записью на станцию «Прогресс-Л». В результате обработки данных получены пластовые модели продольных и поперечных волн, рассчитаны статические поправки до уровня приведения, впервые найдена зависимость времени поперечной волны от альтитуды (рис. 1).

Обобщение результатов скважинных исследований поперечных волн позволили провести сейсмогеологическое районирование территории Прикамья и дать рекомендации по местоположению экспериментальных работ многоволновой сейсморазведки /3/. Работы 2С ОГТ были проведены успешно на Бедряжской площади в 2005-06 гг., получены разрезы на продольных, обменных и поперечных волнах, проведена их совместная интерпретация. Для обеспечения параметрических характеристик разреза были проведены работы ПМ ВСП в одной из глубоких скважин. Получены скорости продольных и поперечных волн, выполнена детальная привязка временных разрезов съемки 2С ОГТ. При помощи точной привязки трассы однократных отражений ПМ ВСП на обменных и поперечных волнах к временным разрезам интерпретаторам удалось правильно разобраться в сложном волновом поле.

При структурных построениях по данным наземной сейсморазведки в качестве опорного горизонта на юго-востоке Пермского края используется каротажный репер НГК – отражающий горизонт (ОГ) S'. Данный репер, приуроченный к низам сакмарского яруса, уверенно коррелируется по каротажным данным и проявляется на временных разрезах в виде отражения с разной степенью интенсивности. Многочисленный опыт акустического моделирования трассы отраженных волн показал, что импульс изменяется по форме и флуктуирует по времени

в пределах даже одной площади. Ошибки в корреляции данного репера сильно влияют на структурные построения целевых горизонтов. Было проведено моделирование падающих и отраженных волн одновременно во внутренних точках среды и на земной поверхности с использованием кратных волн, то есть изучение волновых полей методом вертикального сейсмического профилирования (ВСП). Методика исследования включает в себя расчет тонкослоистой модели пластовых скоростей по данным акустического каротажа, моделирование волнового поля падающих и восходящих продольных волн с включением многократных отражений, обработка полученной сейсмограммы по стандартной методике ВСП, получение сейсмической трассы однократных отражений и интерференционной трассы однократных отражений с кратными волнами. Частотно-амплитудный спектр падающего минимально-фазового сигнала подбирался равным спектру реальных временных разрезов съемки 3D наземной сейсморазведки.

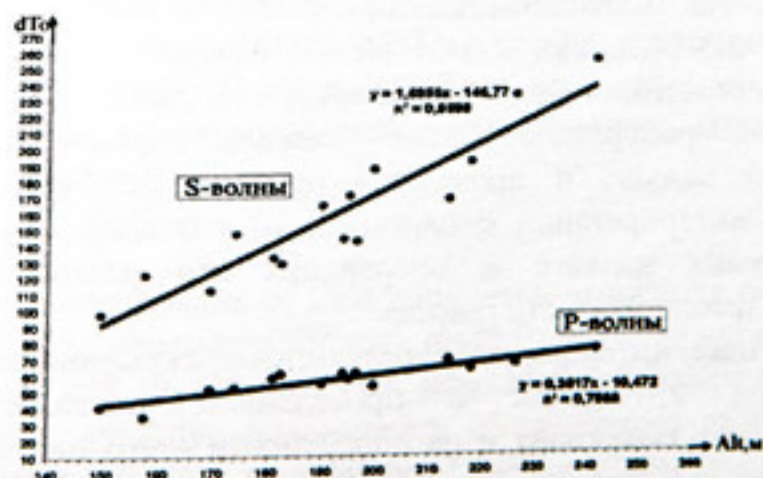
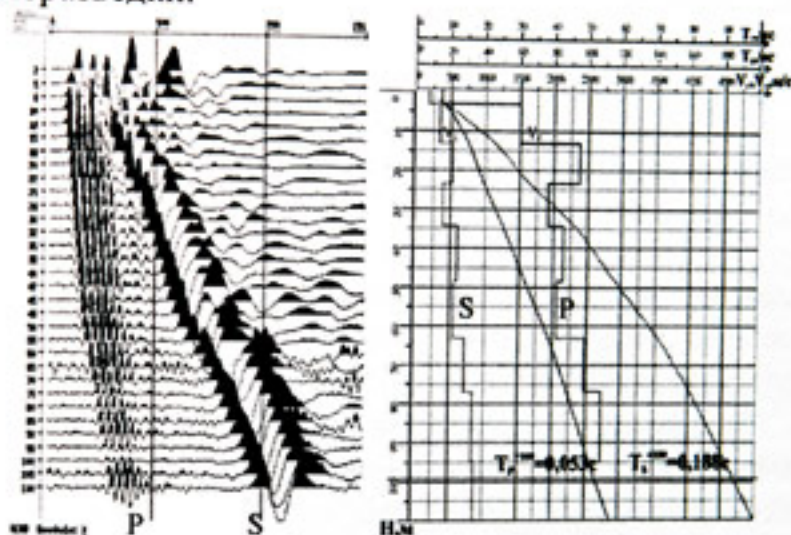


Рис.1 Результаты исследований методом обращенного МСК.

Проведенные исследования подтвердили наличие изменчивости импульса отраженных волн. Интерференционный сигнал однократных и кратных отражений может иметь разную амплитудно-частотную характеристику, форму и флуктуацию по времени. Основной помехой, ослабляющей и изменяющей полезный сигнал, является кратная волна-спутник, которая образуется на глубинах до 100 м и распространяется вместе с падающим импульсом однократной волны. При помощи существующих методов обработки сейсмических данных избавиться от искажающего влияния волны-спутника невозможно. В связи с этим, можно рекомендовать при обработке данных наземной сейсмической разведки проводить моделирование по данным АК и ВСП во всех скважинах с целью привязки к временному разрезу, использовать при необходимости разные фазовые поправки для одного отражения на площади исследований. Наиболее правильную привязку отраженных волн обеспечивает обработка материалов ВСП, получение трассы однократных отражений и последующая привязка ее к временному разрезу наземной сейсморазведки.

Опытные работы на Елапаевской площади Пермского края подтвердили правомерность введения разной фазовой поправки в корреляцию верхней отражающей границы НГК в северной и южной частях площади. На Кустовской площади исследования по моделированию кратных волн показали наличие на временных разрезах сейсмике 3D дополнительных горизонтов, которые связаны с однократными отражениями, интенсивность которых увеличилась при интерференции с кратными волнами. Трассировка дополнительных отражающих горизонтов позволила более качественно провести интерпретацию данных сейсморазведки.

Интеграция скважинных и наземных наблюдений в районах со сложным геологическим строением приводит к более реальным результатам. На Шатовском месторождении совместная интерпретация результатов 3D сейсмике и ПМ НВСП позволила уточнить структуру поднятия, осложненного визейским врезом. В районе передовых складок Урала была пробурена глубокая скважина, пересекающая Всеволодо-Вильвенский надвиг, и проведены работы ПМ НВСП. Результатом совместной интерпретации с данными 2D разведки явилось уточнение местоположения надвига и оперяющих его разломов, определение параметров трещиноватости разреза.

Совместная интерпретация результатов скважинных и наземных методов, их интеграция с проведением полевых исследований одновременно в скважинах и на поверхности – это новый путь развития сейсмической разведки, особенно в ее многоволновом варианте.

Список литературы:

1. Е.И. Гальперин. Вертикальное сейсмическое профилирование. 2-е изд., М., Недра, 1982, 344 с.
2. Н.Н. Пузырев, А.В. Тригубов, Л.Ю. Бродов и др. Сейсмическая разведка методом поперечных и обменных волн.-М.: Недра, 1985, 277 с.
3. Ю.В.Чудинов, Р.Ф.Лукьянов, А.Р.Лаптев, А.И.Шляпников. Сейсмогеологическое районирование территории Прикамья по данным ПМ ВСП. Гальперинские чтения –2005 (н/конф. на тему: ВСП и трехмерные системы наблюдения в сейсморазведке). Тезисы докладов, Москва, 2005.

**ОПЫТ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
НА ОСНОВЕ ДАННЫХ РАЗВЕДОЧНОГО ВСП**

А.А.Тихонов, Е.И.Петров**, Н.В.Стариков****
ТНК-ВР, **АЛЬТГЕО, *СОМГЭС*

**EXAMPLES OF USE OF EXPLORATION VSP DATA
FOR RESERVOIR DESCRIPTION**

A.A.Tikhonov, E.I.Petrov**, N.V.Starikov****
TNK-BP, **ALTGEO, *SOMGEIS*

Аннотация

Развитие программ моделирования и обработки волновых полей в комплексе с программами геологической интерпретации делает на сегодня возможным использование волновых полей, зарегистрированных в скважинах при решении задач разведочного этапа, для получения независимой сейсмической информации, используемой для решения задач разработки. Известные преимущества ВСП - отсутствие влияния ВЧР, близость к объекту и т.д. делает привлекательным использование скважинной сейсморазведки для получения количественных характеристик пластов. С другой стороны, имеется ряд факторов, которые необходимо учитывать при обработке данных для получения корректных значений амплитуд целевых волн. В данной работе рассматривается несколько примеров расчета количественных сейсмических атрибутов для продуктивных пластов.

Abstract

The dramatic development of field equipment, acquisition techniques and data processing and interpretation software made Borehole Seismic (BS) able to provide explorers and developers with new kind of independent seismic information. The quantitative interpretation of amplitudes of different type seismic waves helps to reduce uncertainty of the geological model built using surface seismic data. On the one hand BS has a number of advantages: stable source may be set under weathering zone to generate wide frequency range

impulse, receivers are close to the objective., e.t.c. On the other hand the complicated raypath geometry and polarization characteristics embarrass processing. The need to preserve amplitude anomalies of target waves related to elastic properties variations obliges processing specialists to take accurately into account changes related to attenuation, polarization direction and other factors damaging amplitudes. This paper describes examples of Borehole Seismic surveys performed to solve exploration and production tasks.

Введение

Успехи в получении качественного полевого сейсмического материала и количественной интерпретации данных привели к тому, что грань между сейсмическими исследованиями, проводимыми на этапах геологоразведки и разработки месторождения, практически стирается. Скважинная сейсморазведка, несомненно, включена в этот процесс. Первоначально, традиционно использованная для калибровки данных скважинная сейсмика, на сегодня способна создавать детальную модель пласта, описывающую свойства резервуара в окрестности скважины [1,2,3].

Реализация такой технологии должна предусматривать, прежде всего, использование калиброванного полевого оборудования, специальной обработки и количественной интерпретации данных.

Основные этапы реализации проекта должны предусматривать.

- **Изучение геологии района**
 - Сбор существующих данных по строению региона и построение структурно-акустической модели геологического разреза.
- **Проектирование системы наблюдения**
 - Расчет геометрии лучей и выбор местоположения ПВ, пригодных для решения поставленной задачи освещения околоскважинного пространства
 - Проведение полноволнового моделирования и изучение структуры синтетических волновых полей.
 - Обработка синтетических волновых полей оценка степени надежности решения задачи и определение ограничений.
- **Полевые работы и полевой контроль качества**
- **Обработка с сохранением амплитуд**
- **Геологическая интерпретация**

Изучение геологии района

Расположение разведочных скважин известно за несколько месяцев до проведения запланированных сейсмических наблюдений в скважинах. Определение местоположения скважин выполняется на основе априорной

модели геологического разреза, которая и может быть использована при проектировании работ. Наиболее значимой для решения задач является структурно-стратиграфическая информация и данные акустического и плотностного каротажа в соседних скважинах.

Проектирование работ

Задачей проектирования является разработка экономичной схемы выполнения проекта скважинных сейсмических исследований и оценка степени надежности интерпретации. Наш опыт проведения проектирования показал, что наиболее эффективно эта задача решается при совместном использовании результатов трассировки сейсмических лучей и полноволнового моделирования. Результат трассировки луча позволяет оценить геометрию изучаемого участка, а данные полноволнового моделирования позволяют понять насколько успешно может быть решена геологическая задача. На рис.1 представлен результат полноволнового моделирования для двух выносов. Наглядно видно, что динамическая выразительность отражений для выноса 850м значительно выше, чем для выноса 1250м

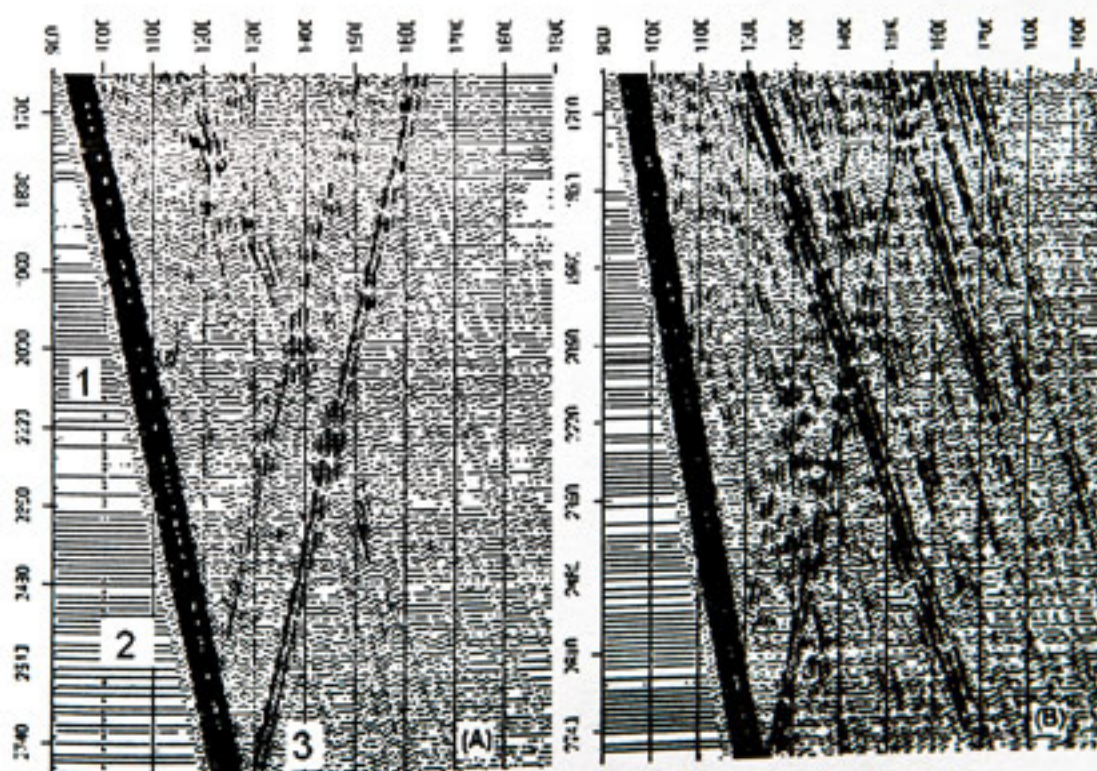


Рис. 1. Z-компонента синтетического волнового поля, рассчитанная для удаления 850 м (А) и 1250м (В).

Помимо качественного изучения структуры волнового поля, которое будет зарегистрировано при проведении работ, синтетические волновые поля используются для выбора графа обработки и оценки степени

надежности расчета количественных атрибутов, используемых для характеристики пласта.

На рис 2. показаны глубинные разрезы, полученные в результате обработки с сохранением амплитуд данных, представленных на рис 1. Уменьшение выноса от 1250м до 850м привело к повышению соотношения сигнал/нерегулярный шум от $1.5 \div 3$ до $60 \div 100$ и к расширению спектра на $15 \div 20\%$ в области высоких частот.

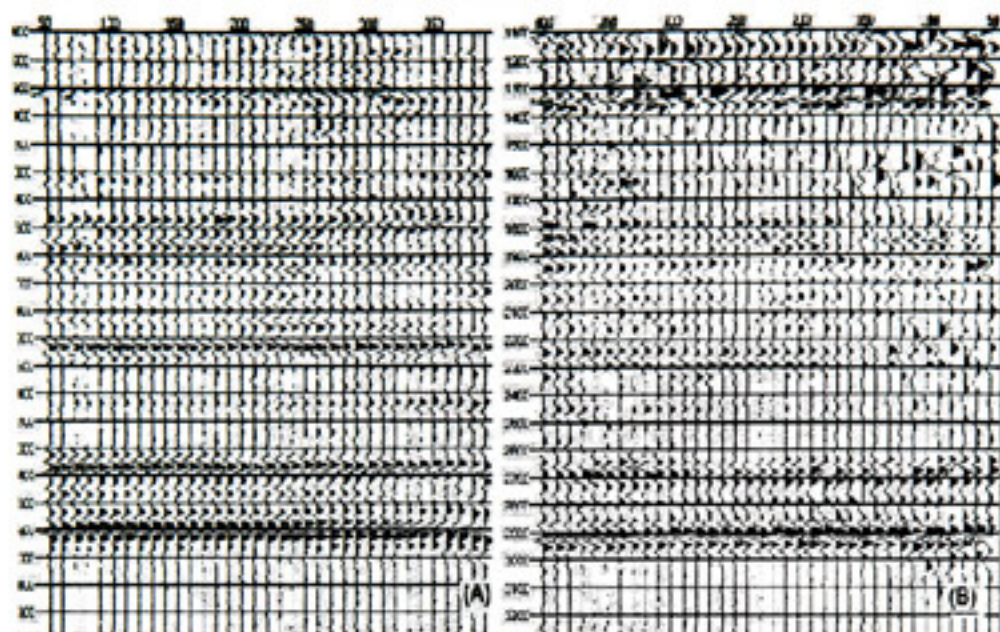


Рис. 2. Глубинные разрезы ВСП по продольным волнам, полученные для источника с 850м (А) и 1250м (В).

Обработка с сохранением амплитуд

Решение задач количественной характеристики пласта требует проведения обработки с сохранением амплитудных аномалий целевых отраженных волн, обусловленных вариациями упругих свойств пластов в околоскважинном пространстве.

При проведении такой обработки был протестирован следующий набор ключевых процедур.

- Расчет статических и амплитудных поправок по записям объемных волн, зарегистрированных контрольным прибором.
- Расчет оператора корректирующей деконволюции по записям объемных волн, зарегистрированных контрольным прибором.
- Расчет оператора корректирующей деконволюции по записям импульсного отклика прибора.
- Компенсация глобального тренда амплитуд
- 3С деконволюция
- 3С вычитание помех

- ЗС пересчет волновых полей в поле следящей компоненты целевых волн.
- Построение толстослойной модели по скоростям продольных и обменных волн.
- Миграционные преобразования
- Расчет сейсмических атрибутов.

Геологическая интерпретация

Основными исходными данными, используемыми при интерпретации, были структурные характеристики отражений и разрезы атрибутов: продольного и поперечного импедансов, разрезы глинистости, пористости. Одним из преимуществ использования разрезов сейсмических атрибутов является получение изображений в максимальной степени свободных от влияния интерференции, определяемой формой сейсмического импульса. Частотный спектр сейсмических данных, зарегистрированных при проведении сейсмических работ в скважинах, позволил получить в условиях Западной Сибири упругую модель геологического разреза с детальностью, достаточной для характеристики юрских пластов-коллекторов.

Этот подход был опробован на материале, собранном более чем в 10-ти разведочных скважинах. Показана эффективность данного подхода и наибольшая его информативность при проведении в разведочных скважинах наблюдений из 5-ти Пунктов Возбуждения. При этом для вертикальной разведочной скважины отрабатывается «ближний» ПВ, обеспечивающих суб-вертикальное распространение лучей отраженных волн, и четыре выносных ПВ, обеспечивающих построение двух взаимно-ортогональных профилей в наиболее интересных для геолога направлениях.

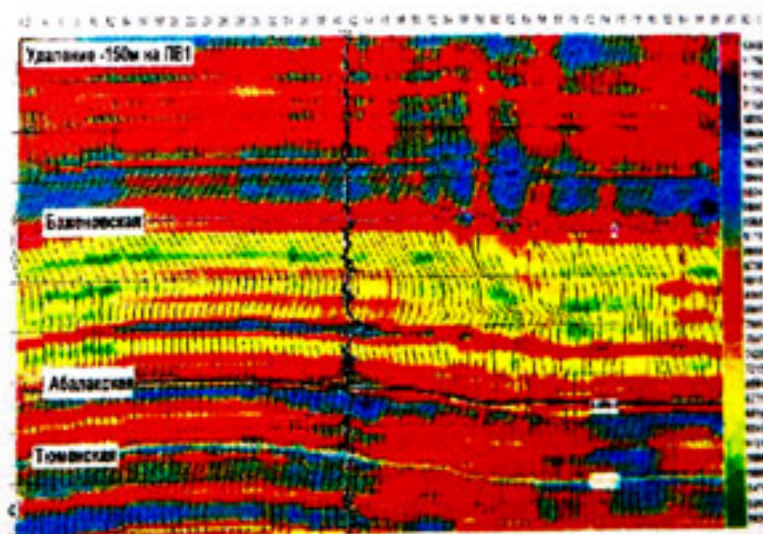


Рис.3 Разрез импеданса по данным НВСП.

На рис.3 приведен пример разреза акустического импеданса, рассчитанного по данным двух ПВ, расположенных вдоль прямолинейного профиля по разные стороны от скважины. Отчетливо видно, что пробуренная скважина оказалась не в кровле продуктивного пласта, тогда как акустические свойства пласта сохраняются в кровле и на складке структуры.

References

1. Esmersoy, C., 1990, Inversion of P and SV waves from offset vertical seismic profiles: *Geophysics*, 55, 39–50.

3. Tikhonov A.A. Fractured Reservoir Characterization Using Far Offset VSP, 73rd Ann.Int.Mtg. SEG Exp. Abs., Dallas, 2003

2. Tikhonov A.A. Borehole vicinity acoustic properties study using offset VSP data. EAGE/SEG Research Workshop "Multicomponent Seismic". Pau, 2005.

ПРИМЕНЕНИЕ ПМ НВСП НА ЭТАПЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Ю.В.Чудинов, Н.М.Кузнецова, Н.А.Богомолова, И.А.Тимошенко
ОАО «Пермнефтегеофизика», г.Пермь

UTILIZATION OF OFFSET VSP DURING FIELD PRODUCTION PHASE

Y.V.Chudinova, N.M.Kuznetsova, N.A.Bogomolova, I.A.Timoshenko
PermNefteGeofizika, Perm City

Аннотация

В данной работе представлены примеры успешного многоволнового применения поляризационного метода НВСП на этапе эксплуатации месторождений.

Abstract

This paper presents case histories of successful application of the full wave polarization offset VSP during field production phase.

Практика бурения эксплуатационных скважин по рекомендациям 3D сейсморазведки показывает, что многие месторождения в действительности имеют более сложное геологическое строение, чем представленное в результатах наземной съемки. В связи с этим на этапе эксплуатации месторождений становится востребованной скважинная поляризационная методика НВСП /1/.

Нефтегазовое месторождение расположено в Пермском крае, в тектоническом отношении - в Быско-Кунгурской впадине. На структуре облекания верхнедевонского рифа, закартированной в виде купола, было

пробурено пять скважин. Все скважины вскрыли промышленные притоки нефти в башкирских и верейских отложениях, причем одна из них (скв.0), пробуренная в своде поднятия провалилась на 20 м. При переинтерпретации данных сейсморазведки и бурения месторождение разделили грабенообразным прогибом, ограниченными тектоническими разломами. Месторождение было в эксплуатации почти 20 лет, в этом году началось дальнейшее разбуривание. Первая же пробуренная скважина 11 по гипсометрическим отметкам целевых отражающих горизонтов оказалась на 50-60 м выше соседней скв.0. Для уточнения геологического строения структуры были проведены работы ПМ НВСП из четырех удаленных одного ближнего пунктов возбуждения. После обработки сейсмических материалов получены изображения околоскважинного пространства на продольных и поперечных волнах. Выявилась интересная динамическая особенность разрезов. Залежь в башкирских отложениях имеет газовую шапку, которая сильно влияет на скорость продольной волны, а также уменьшает значения коэффициентов отражения. На скорость и величину коэффициентов отражения поперечной волны газонасыщенные породы не оказывают сильного воздействия. Эффект «тусклого пятна» можно наблюдать на разрезах продольных волн (рис.1) /2,3/. Интерпретация искаженных разрезов продольных волн привела бы к структурным ошибкам. Поэтому на этом месторождении впервые структурные построения были выполнены только по разрезам поперечных волн. По результатам работ ПМ НВСП в южной части месторождения скорректировано местоположение проектной скважины 27, бурение которой подтвердило высокую точность данного вида исследований.

Результаты ПМ НВСП на нефтяном месторождении в пределах Висимской впадины. В 1999 г на месторождении отработана съемка 3D, началось эксплуатационное бурение, по результатам которого выявилось сложное геологическое строение структуры. В 2006 г в 2 скважинах проведены работы ПМ НВСП. Комплексная интерпретация скважинных и наземных наблюдений позволила уточнить структурные построения в пределах месторождения – поднятие разделилось на два купола. Восточная часть месторождения расположена в водоохранной зоне Камского водохранилища, где невозможно проведение наземной сейсморазведки. В связи с этим в скважине 14, пробуренной успешно по рекомендации ранее выполненных скважинных работ, отработано еще три пункта возбуждения ПМ НВСП. Исследования позволили уточнить строение юго-восточной переклинали поднятия. Расхождения фактических и прогнозных данных по 3 скважинам, пробуренным по рекомендации, составили 0-2 м.

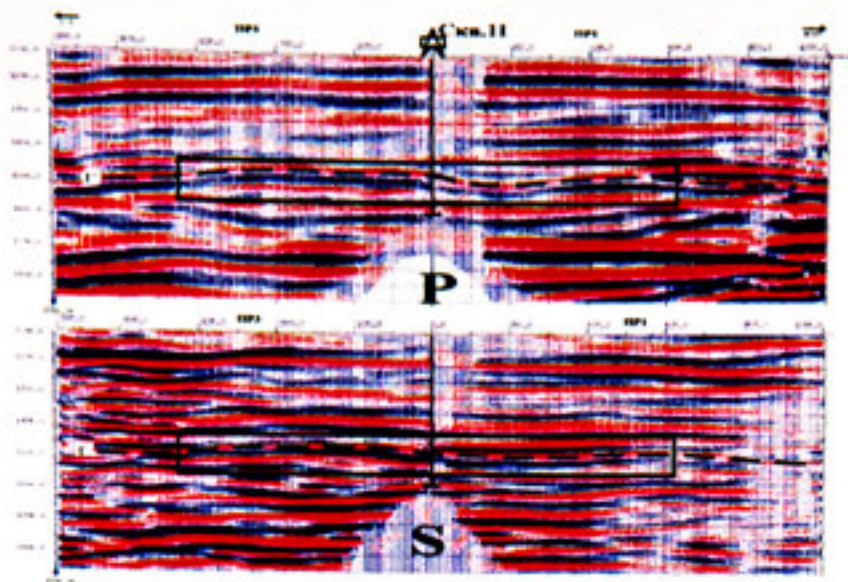


Рис.1 Эффект «тусклого пятна» на разрезах продольных волн

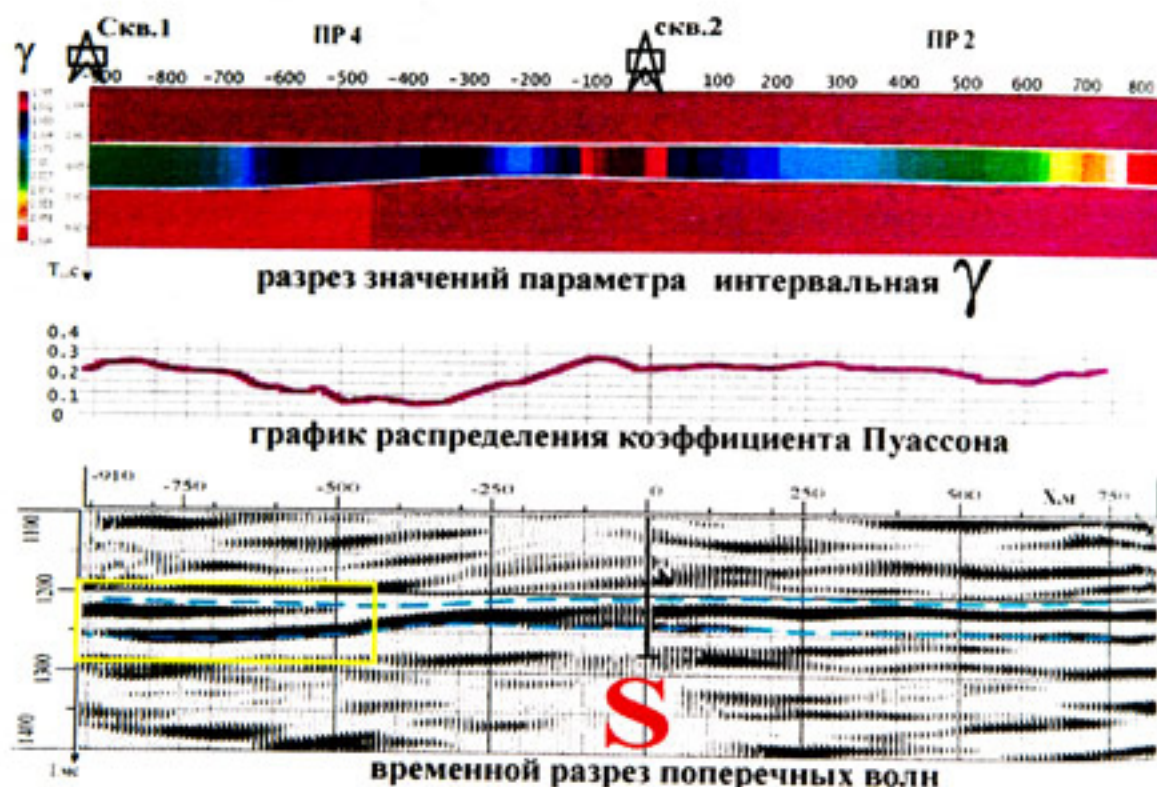


Рис.2 Распределение упругих постоянных вдоль профиля на нефтяном месторождении.

Комплексная интерпретация данных 3D сейсморазведки и материалов ПМ НВСП на данном месторождении является показательным примером интеграции скважинных и наземных систем наблюдения.

В ОАО «Пермнефтегеофизика» накоплен опыт по использованию поперечных волн не только для структурных построений, но и определения относительных вещественных свойств коллекторов по распределению упругих постоянных в околоскважинном пространстве. На графике распределения коэффициентов Пуассона вдоль профиля ПМ НВСП зона его пониженных значений связана с увеличенной толщиной песчаника в бобриковских отложениях на правом борту визейского вреза (рис. 2).

По падающим поперечным волнам определяется направление и степень трещиноватости разреза. Преимущественное направление трещиноватости в турнейско-фаменских отложениях на Шершневском месторождении нефти, определенное по скважинным работам, полностью совпало с направлением анизотропии интервальных скоростей, выявленном по специальной методике обработки волновых полей временного куба 3D сейсморазведки /4/. Параметры трещиноватости горных пород в районе скважины используются в качестве опорных значений для создания геолого-технологической модели месторождения /5/.

Применение методики ПМ НВСП в многоволновом варианте на этапе эксплуатации месторождений позволяет корректировать местоположение проектных скважин в области максимальных притоков углеводородов.

Список литературы:

1. Е.И. Гальперин. Вертикальное сейсмическое профилирование. 2-е изд., М., Недра, 1982, 344 с.
2. Н.Н. Пузырев, А.В. Тригубов, Л.Ю. Бродов и др. Сейсмическая разведка методом поперечных и обменных волн.-М.: Недра, 1985, 277 с.
3. Ч.Пейтон Сейсмическая стратиграфия. –М.:«Мир», ,1982,т2, 847 с.
4. Л.Р. Маловичко, Белозерова Н.С. Изучение анизотропных свойств пород по данным сейсморазведки 3D на Шершневском месторождении. // Сб. докл. IV Уральской молодежной конф.:Пермь:ГИ УрОРАН,2005.
5. 5. Щипанов А.А. Построение постоянно-действующей геолого-технологической модели Т-Фм залежи Шершневского нефтяного месторождения с учётом трещиноватости коллекторов. Отчет о НИР ООО «ПермНИПИнефть», 2006.

ВЕКТОРНОЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЕ ВОЛНОВЫХ ПОЛЕЙ (ВСП, НВСП), КАК ЭФФЕКТИВНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ ДЕТАЛЬНОЙ ОБРАБОТКИ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ

А.Н.Касимов*, И.А.Селезнев*, С.А.Касимов*, В.А.Редекоп**

**СК «ПетроАльянс», г.Москва, **ООО «Вимсейс», г.Москва*

VECTOR REPRESENTATION OF WAVEFIELDS (VSP, OFFSET VSP) AS AN EFFICIENT DIRECTION OF DETAILED PROCESSING AND INTERPRETATION OF DATA

A.N.Kasimov*, I.A.Seleznev*, S.A.Kasimov*, V.A.Redikop**

**PetroAlliance Services Co. Ltd., **OOO Vimseis*

Аннотация

Метод ВСП, предложенный Е.И. Гальпериным, отличается высокой степенью детерминированности волновых полей. Практически на любом участке волнового поля, основываясь на формальных признаках, мы можем оценить основные свойства тех или иных волн, например, мы легко можем определить природу волн, разделив их на падающие и восходящие, на продольные и обменные и т.д. Однако это уникальное свойство волновых полей ВСП не используется в полной мере. Напротив, пытаясь в результате обработки данных получить стандартные для сейсморазведки результативные разрезы, мы произвольно собираем в единое информационное пространство волны разной природы.

В работе предложен подход, позволяющий осуществить дешифрирование волновых полей на базе векторного представления, при этом вектор, определяющийся в каждом заранее оговоренном дискрете пространства направлением подхода волн, описывается также рядом дополнительных параметров. В число этих параметров входят: скорость, угол подхода, азимут, амплитудно-частотная характеристика, координаты и ряд других параметров.

Таким образом, появляется дополнительная возможность селекции волн с использованием наиболее характерных параметров, увеличивается острота и точность отбора волн, достоверность отбраковки не интерпретируемых осложненных помехами участков.

Используя возможности современного моделирования, такое преобразование позволяет более корректно восстанавливать динамические параметры, учитывая уникальность каждого изучаемого нами вектора. входящего в объединение однородных векторов (векторов, образованных одной и той же границей).

В результате новых дополнительных возможностей обработки сигнала векторное преобразование волнового поля позволяет при получении стандартных разрезов оценить степень однородности и достоверности геологических моделей, а в результативный разрез НВСП

собрать только те волны, которые наиболее вероятным образом описывают данную модель. И что особенно важно – использовать при интерпретации данных параметры волнового поля, включенные в список.

Список литературы:

1. Аквивис М.А., Гольдберг В.В. Тензорное исчисление. М., "Наука", 1969.

Abstract

The VSP method proposed by E.I. Galperin features a high degree of determinateness of wavefields. At practically any interval of a wavefield, based on formal attributes, we can evaluate basic properties of particular events, for example, we can easily determine nature of wave by separating them into downcoming and upcoming, into P-waves and mode-converted, etc. waves. However, this unique property of VSP wavefields is not utilized to the full extent. Just to the contrary, attempting to gather, as a result of processing, to obtain seismic-standard resultant sections, we unintentionally gather different-nature waves into a single information space.

This work suggests an approach making it possible to identify wavefields on the basis of vector representation; at that, a vector determined in each, specified in advance, increment of the space by wave approach direction, and which is also described by a number of additional parameters. These parameters include: velocity, approach angle, azimuth, amplitude-frequency response, coordinates, and a number of other parameters.

Thus, an additional possibility appears to select waves utilizing most characteristic parameters, sharpness and accuracy of wave selection increase, adequacy of rejecting areas complicated with noise and thus defying interpretation also increases.

Utilizing capabilities of state-of-the-art modeling, such transform makes it possible to more adequately restore dynamic parameters taking into consideration uniqueness of each vector under study, which is part of an assemblage of uniform vectors (vectors generated by one and the same boundary).

As a result of new additional possibilities in signal processing, the vector transformation of wavefield makes it possible, while obtaining standard sections, to determine a degree of uniformity and reliability of geological models, while gathering into a resultant section of offset VSP only such waves, which describe this model in the most probable way. And what is of especial importance – to use in data interpretation wavefield parameters included in the list.

References

1. Akivis M.A., Goldberg V.V. Tensor Calculus. Moscow, Nauka Publishers, 1969

**ОБ АКТУАЛЬНОСТИ И ПЕРСПЕКТИВНОСТИ
ВСП-СОПРОВОЖДЕНИЯ В КОМПЛЕКСЕ ГРР НА РЕАЛЬНЫХ
ПРИМЕРАХ ДОИЗУЧЕНИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
В РЕСПУБЛИКЕ БАШКОРТОСТАН**

В.Ф.Пахомов*, А.А.Сергеев**, Ф.Х.Салихова*, Е.Г.Каждан*

*ООО НПЦ «Геостра», г.Уфа, ООО «АНЕГА», г.Уфа

**ABOUT ACTUALITY AND PERSPECTIVE OF VSP-SUPPORT
IN COMPLEX EXPLORATION WORKS ON THE REAL EXAMPLES
OF OILFIELD STUDY IN BASHKORTOSTAN REPUBLIC**

V.F.Pakhomov*, A.A.Sergeev**, F.H.Salikhova*, E.G.Kazhdan*

*SPC GS Ltd., Ufa, Russia, ** Anega Ltd., Ufa

Аннотация

Обосновывается актуальность массового применения вертикального сейсмического профилирования в комплексе геолого-разведочных работ с целью доизучения нефтяных месторождений и обеспечения успешности их освоения. На примерах взаимодействия между ОАО «АНК «Башнефть»» и ОАО «Башнефтегеофизика» показана высокая эффективность и перспективность новой формы сотрудничества между нефтедобывающими и сервисными геофизическими организациями – ВСП-сопровождения глубокого бурения на различных этапах геолого-разведочных работ.

Abstract

The urgency of applying the vertical seismic profiling in complex exploration work for oilfield study and their successfulness development is proved. Ways of cooperation between OJSC «JSNC «Bashneft»» and OJSC «Bashneftegeofizika», used as an example, show high efficiency and prospectiveness of the new form of cooperation between oil-production companies and servicing geophysical organization – VSP-support of deep drilling at various stages of geological exploration.

На предыдущей (2006 г.) конференции, посвященной «Гальперинским Читениям», ОАО «Башнефтегеофизика» были представлены материалы и предложения по реализации новой формы делового сотрудничества между нефтедобывающими и сервисными геофизическими организациями – ВСП-сопровождения глубокого бурения.

Истекший с того времени период охарактеризовался резким (почти втрое) увеличением заказов на производство скважинной сейсморазведки, большая часть которых уже была ориентирована на ВСП-сопровождение начатых или только намечаемых проектов разработки залежей и месторождений с пунктуальным выполнением наших рекомендаций. В этом ключе в течение года исследованы 25 глубоких скважин на 15 месторождениях, что позволило дать оценку перспективности проектных

скважин и обеспечить заказчиков исходными прогнозными материалами для оптимизации сеток эксплуатационного бурения.

В стратегии геолого-разведочных работ нефтедобывающих управлений ОАО «АНК "Башнефть"» в последние годы отчетливо просматривается установка на максимальное привлечение ВСП при утверждении эксплуатационных и разведочных скважин. И это решение вовсе не является очередной данью очередному модному направлению в геофизике, а основано на убедительной статистике подтверждений положительных и отрицательных прогнозов по материалам скважинной сейсморазведки. Многочисленные иллюстрации по теме нами были приведены ранее («Гальперинские Чтения-2004 г., -2005 г., -2006 г.»). В настоящем докладе мы хотим еще раз продемонстрировать актуальность и перспективность ВСП-сопровождения как более высокой технологической и организационной формы применения метода на примерах нескольких из множества реальных историй.

1. Одной из впечатляющих и поучительных историй является ВСП-сопровождение разработки южного участка Ахтинского месторождения, расположенного на юго-западном борту Бирской седловины. Исходя из принятой концепции геологического строения и характера развития кыновских коллекторов, на начальном этапе была утверждена сетка эксплуатационных скважин. Реализация ее начата с проектной скважины под номером 5011. Аргументация ее перспективности представлялась на тот момент классической и достаточно убедительной, поскольку намеченная к бурению точка расположена между двумя продуктивными скважинами 93 и 8 Аблаевской площади, удаленными друг от друга на 750 м. Результаты бурения скв. 5011 оказались отрицательными (кыновские отложения вскрыты на 10 м ниже ожидаемого уровня и не содержали коллекторов), что поставило под сомнение проект разработки в целом и отложило почти на 10 лет дальнейшие геолого-геофизические работы. Только в конце 2006 г. в ОАО «АНК "Башнефть"» было принято решение возобновить здесь эксплуатационное бурение после предварительных исследований методом ВСП окрестностей скв. 8 АБЛ. Результатом последних явились рекомендации на бурение ряда глубоких скважин на основе кардинальной корректировки имевшихся представлений о характере распространения нефтенасыщенных кыновских коллекторов (рис.1). Кроме того, нами был сделан вывод о целесообразности проведения ВСП в соседней скважине 61 АБЛ. Все наши рекомендации приняты Заказчиком безоговорочно, большая их часть была реализована в кратчайшие сроки уже в первом полугодии 2007 г. Все пробуренные скважины (5012, 5013 и 5014) оказались высокопродуктивными, две из них (5013 и 5014) эксплуатируются фонтанным способом. Сегодня в распоряжении Заказчика имеются кондиционные, с доказанной надежностью материалы НВСП в

скважинах 8 АБЛ и 61 АБЛ, позволяющие активизировать разработку южного участка Ахтинского месторождения, что и запланировано на этой основе на 2008 г. Ущербность любого другого сценария здесь в отсутствие данных скважинной сейсморазведки очевидна.

2. Аналогичная задача по оценке перспективности проектных точек эксплуатационного бурения была поставлена перед ВСП на Каменском месторождении, приуроченном к зоне горстовидных поднятий и сопряженных с ними биогермных сооружений и структур облекания верхнедевонско-турнейского карбонатного комплекса (восточная окраина Южно-Татарского свода). Задача была успешно решена в кратчайшие сроки, что позволило Заказчику сделать рациональные корректировки утвержденного проекта разработки. В частности, были приняты во внимание прогнозы непродуктивности или низкой дебитности проектных скважин и наши рекомендации по ним (отказ от бурения скважин 76 и 77 и перенос в более благоприятные условия скважин 78 и 79). Исследования ВСП в окрестностях скважины 67 Каменского месторождения имели и другие положительные последствия. Выявленные особенности структуры (линейный характер, высокая контрастность с выраженными флексуорообразными склонами) побудили к расширению информационного поля на основе переинтерпретации данных наземной сейсморазведки МОГТ-2Д к юго-западу от скважины 6 ЗЛД. По ее результатам нами выдана рекомендация на бурение глубокой скважины на профиле МОГТ 876001, которая была немедленно реализована и получила подтверждение прогнозов по наличию контрастной структуры и промышленной продуктивности турнейских отложений.
3. ВСП-сопровождение разработки Дмитриевского месторождения начато в полном соответствии с нашими рекомендациями по наиболее оптимальной схеме – до проектирования сетки эксплуатационного бурения. Априорная геологическая информация представляется, на первый взгляд, достаточно оптимистичной. Тем не менее, по просьбе разработчика, проявившего вполне понятную осторожность, нами был предложен проект опережающих исследований месторождения методом ВСП с целью подготовки дополнительных данных для оптимизации сетки эксплуатационного бурения. В сжатые сроки этот проект был пунктуально реализован, и полученные результаты существенно корректируют имевшиеся представления о характере развития нефтенасыщенных пашийских коллекторов. Во всяком случае, они достаточно логичны и не противоречат данным наземной сейсморазведки. В какой степени они отображают здесь геологическую реальность, покажет вскрытие терригенного девона с учетом наших рекомендаций, однако, на основе накопленного опыта можно ожидать

ощутимого снижения общего риска при разработке Дмитриевского месторождения.

На примерах массового применения в различных тектонических регионах Башкирии и сопредельных территорий ВСП зарекомендовало себя как высокоэффективный и надежный исследовательский метод и заслуживает перехода от деклараций и признания своих достоинств к официальному и полноправному включению в комплекс геолого-разведочных работ, ориентированных на укрепление минерально-сырьевой базы страны.

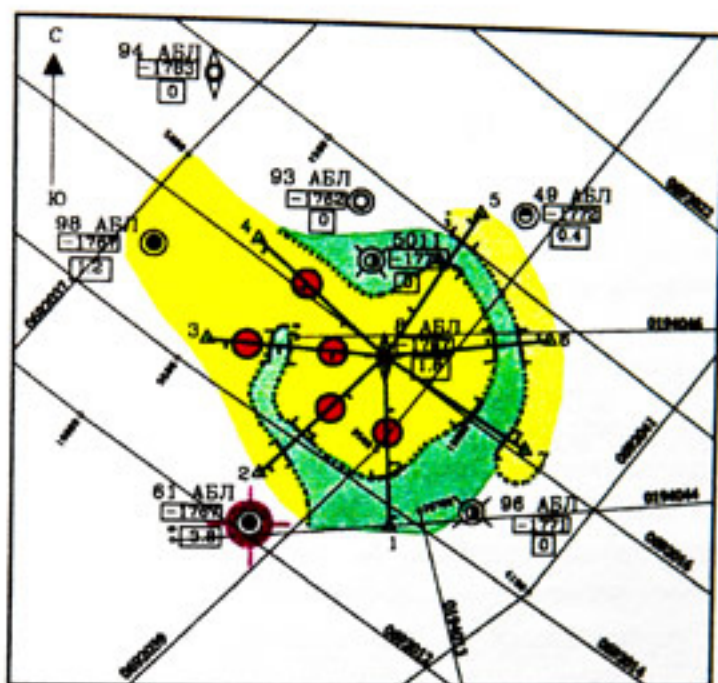
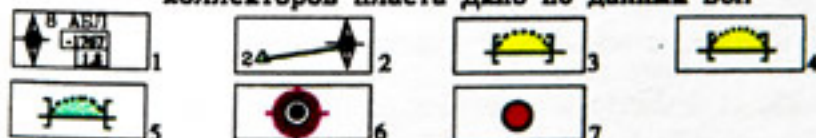


Рис. 1. Ахтинское месторождение
Прогноз развития нефтенасыщенных коллекторов пласта ДкиЗ по данным ВСП



- 1 - номер и код площади глубокой скважины, абсолютная отметка (м) кровли кыновского горизонта, нефтенасыщенная толщина (м) коллекторов кыновского пласта ДкиЗ
- 2 - профили НВСП
- 3 - прогноз развития нефтенасыщенных коллекторов пласта ДкиЗ (по данным ВСП)
- 4 - прогноз развития слабопроницаемых нефтенасыщенных коллекторов пласта ДкиЗ (по данным ВСП)
- 5 - предполагаемые участки отсутствия коллекторов пласта ДкиЗ (по данным ВСП)
- 6 - скважина, в которой рекомендуется проведение наблюдений ВСП
- 7 - рекомендуемые скважины для глубокого бурения (по данным ВСП)

**О ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ, ДИНАМИЧЕСКОМ ДИАПАЗОНЕ И
ГЛУБИНЕ ПРИМЕНЕНИЯ СЕЙСМИЧЕСКОЙ СКВАЖИННОЙ
АППАРАТУРЫ ПМ ВСП**

В.А.Багмут*, А.В.Багмут**, В.А.Рюмин***

*ЧП «Геофизприбор», г. Симферополь, **Национальная академия
природоохранного и курортного строительства, г. Симферополь,

***ЗАО «Укрнефтегазгеофизика», г. Киев

**ABOUT SENSITIVE, DYNAMIC RANGE AND DEPTH OF USE OF
SEISMIC EQUIPMENT FOR WELLS (PM VSP)**

V.A.Bagmut*, A.V.Bagmut**, V.A.Ryumin***

*Private Enterprise «Geofizpribor», Simferopol,

** National academy of natural keeping and health resort constructions, Simferopol,

***Joint-Stock Company «Ukrnaftogazgeofizika», Kiev

Аннотация

Доклад посвящен рассмотрению основных параметров аппаратуры ПМ ВСП, определяющих возможность ее применения, на больших глубинах: при высокой температуре, давлении и значительной длине геофизического кабеля. Выполнен сравнительный анализ параметров различных систем регистрации (цифровых и с ВИМ), и приведены выводы относительно эффективности применения тех или иных технических решений и способов построения аппаратуры для достижения необходимых параметров регистрации.

Abstract

This Article is dedicate to consider main PM VSP equipment parameters and its possible use for large depth: like high temperature, pressure and very long geophysical cable. There was made comparative analysis of different parameters of registration systems (digital and with TIM) and leaded conclusions of effective use those technical solutions and constructions methods of equipments to achievement of necessary registrations parameters.

При регистрации данных ПМ ВСП на больших (превышающих 4-5км) глубинах из-за значительного затухания полезного сигнала требуется применение скважинной аппаратуры, обладающей высокой чувствительностью и широким диапазоном регистрации. Кроме того, с увеличением глубины исследований вследствие воздействия различных

температур происходит изменение в больших пределах параметров сейсмоприемников [14].

Начиная с 80-х годов прошлого столетия и до настоящего времени, исследования ПМ ВСП на глубинах до 8125м [10] и при температуре до 170°C в Украине, России, Туркменистане, выполняются многоканальной скважинной аппаратурой [2,3], оснащенной системами передачи с ВИМ уплотнением каналов (АПМ ВСПУ-3-12, АПМ4-3 и т.д.). В настоящее время появилась возможность повысить максимальную рабочую температуру аппаратуры с ВИМ до 200°C без применения специальных мер термозащиты.

Примерно с середины 90х годов для скважинных исследований начали применяться цифровые зонды, т.е. образцы аппаратуры, в которых АЦП устанавливается в скважинном приборе. Если исходить из потенциального преимущества цифровых систем регистрации над аналоговыми, то их применение ставит под сомнение результаты исследований ПМ ВСП, выполняемых аппаратурой с ВИМ.

Анализ основных параметров различных систем регистрации

При сравнении возможностей различных образцов аппаратуры выяснилось, что сведения, приводимые в публикациях, обрывочны и не позволяют точно определить возможности конкретного образца.

Аналізу чувствительности и динамическому диапазону аппаратуры для ВСП посвящено несколько работ [7,8,9], но в них не учитываются в полной мере свойства регистраторов.

В этой ситуации авторы доклада предпринимают попытку:

А) Сравнить характеристики цифровых зондов с характеристиками цифровых сейсмостанций, а также образцов, оснащенных другими системами передачи, по чувствительности, динамическому диапазону регистрации и глубине применения.

В) Определить перечень характеристик, обязательных для опубликования.

Для анализа характеристик «Интромарин L2» [1], «Прогресс-T2» [13], «Прогресс-96» [12], АМК-ВСП-3-48 [4], ЦПМЗ-1, УКР-32 [2,3], применены положения, изложенные в работе [11].

Известные технические характеристики перечисленных регистраторов занесены в Таблицу 1(строки 1-6).

Используя параметры, размещенные в строках 1-6 Таблицы 1, вычислим недостающие характеристики и запишем их в строки 7-11, руководствуясь следующими соображениями.

- В каждом из регистраторов переключатель ПРУ установлен в положение максимального усиления.

- Динамический диапазон сигнала (D_c), который может быть принят регистратором, есть отношение максимального напряжения на входе АЦП к напряжению шума там же.

Таблица 1. Технические характеристики регистраторов.

Регистратор Параметр		«Интро- марин»	«Прог- ресс-Т2»	«Прог- ресс-96»	АМК- ВСПЗ-48	ЦПМЗ-1, УКР-32
Разряды АЦП	1	24	24	15	10	16
$D_{ашп}$, дБ	2	138	138	84	54	90
Цена МЗР, мкВ	3	1.19	1.19	500	19 500	305
$D_{пру}$, дБ раз	4	36 4-256	36 1-64	30 16-512	50 128-40 000	36 4-256
$D_{мару}$, дБ раз	5	-	-	84 1-16 384	48 1-256	42 1-128
$U_{ш}$, мкВ эф.	6	0.11	0.15	0.15	0.05?	0.1
$U_{ш\ max}$, дБ раз	7	48 256	36 64	138 $8.4 \cdot 10^6$	140 $1024 \cdot 10^4$	90 $32768 \cdot 10^4$
$U_{ш\ max}$, разрядов дБ	8	5 30	4 24	12 72	5 30	7 42
D_m , дБ	9	108	114	96	72	90
D_p , дБ	10	144	144	174	108	138
D_n , разрядов дБ	11	30 192	30 186	35 228	27 158	31 180

Отметим, что напряжение шума при максимальном усилении в сейсмостанции «Интромарин» занимает 5, а в сейсмостанции «Прогресс-96» - 12 разрядов АЦП.

Нижней границей динамического диапазона канала усиления принято считать уровень напряжения его собственных шумов. Если коэффициент усиления будет таким, что напряжение шума будет занимать 7 разрядов АЦП, то при подаче на вход канала сигнала с амплитудой, близкой к напряжению шума, их сумма будет преобразована 7-8 разрядами АЦП, а после преобразования полезный сигнал будет отделен от белого шума по частоте.

В сейсмической скважинной аппаратуре АПМ4-3, в свое время D_m определялся как:

$$D_m = \frac{U_{вх\ max}}{2.5 \cdot U_{ш}} = \frac{5\ мв}{0.25\ мкв} = 20000\ раз = 86\ дБ.$$

При цифровой регистрации: $D_M = \frac{U_{ax \max}}{U_{ш}} = \frac{5 \text{ мВ}}{0.1 \text{ мкВ}} = 50000 \text{ раз} = 93 \text{ дБ}$.

Причем, для регистрации его сигналов рабочий диапазон ПАК должен составлять:

$D_p = 96 \text{ дБ} + 42 \text{ дБ} = 138 \text{ дБ}$, или $16+8=24$ разрядов, т.е. его разрядная сетка должна совпадать с числом разрядов 24 разрядных АЦП и, тем самым, обеспечивать диапазон 90дБ, в который «практически укладывается естественный временной спад амплитуд записи, характерный для полезных отраженных волн» [11].

Уровень шумов современных электродинамических сейсмоприемников (геофонов) составляет 0.03 – 0.09 мкВ [7], а шумов каналов регистраторов 0,05-0,15мкВ (Таблица 1). При подключении сейсмоприемника к входу усилителя канала, их шумы суммируются. Отсюда, нижняя граница динамического диапазона регистраторов, определяющая их чувствительность, находится в пределах: $(0.03 + 0.05) - (0.09 + 0.15) = 0.08 - 0.24 \text{ мкВ}$

У АМК при максимальном усилении шумы занимают 5 разрядов АЦП. Если нижнюю границу его динамического диапазона (D_M) определить на уровне 7р АЦП, то для ее достижения можно в 4 раза увеличить усиление, но при этом на 12 дБ (до 60дБ) станет уже D_M . Поэтому приходится в 4, а возможно и в большее число раз, увеличивать мощность источника возбуждения.

Таким образом, чувствительность и динамический диапазон современных цифровых регистраторов определяется:

1. Суммой собственных шумов каналов и сейсмоприемников. Чем ниже уровень шумов, тем большее усиление будет применено, для того чтобы они, а также равный им сигнал, заняли заданное число разрядов АЦП, и значит, выше чувствительность.

2. Максимальным коэффициентом усиления канала (ПРУ и МАРУ, если они имеются).

3. Числом разрядов АЦП и МАРУ: чем больше разрядов содержат АЦП и МАРУ, тем шире динамический диапазон.

На рис.1 представлены теоретически рассчитанные кривые затухания сейсмической энергии в зависимости от времени регистрации для 24-разрядного АЦП. Очевидно, что при полном заполнении разрядной сетки в начальный момент записи, уже на временах от 2.5 до 3с мы переходим «критический» порог в 7 разрядов.

И, если при работах ОГТ на это можно «закрывать глаза», подобрав должным образом параметры регистрации для «целевых горизонтов» и применив программные системы шумоподавления и восстановления сигнала, то при проведении работ ПМ ВСП ситуация более сложная, поскольку:

- регистрация ведется не только на вертикальный сейсмоприемник, но и на наклонные, либо на приемники разных типов что соответственно уменьшает чувствительность (и динамический диапазон);

- ПМ ВСП достаточно критичен к вертикальному накоплению сигнала и не имеет возможности горизонтального (статистического) накопления сигнала;

- основой ПМ ВСП является вычисление полного вектора, что само по себе отвергает программные методы восстановления сигнала, искаженного аппаратурой.

На рис.2 представлены реальные полевые сейсмограммы ВСП (вертикальный прибор) и МОВ (в районе скважины). Работы выполнялись на сейсмостанции I/O SYSTEM Two. Источник возбуждения – вибраторы ANV 4-PLX 362. Зонд ПМ ВСП – АПМ 3-3М. Количество вибраторов – при наземных работах ОГТ – 4, при скважинных исследованиях – 2. Количество накоплений – 1. Достаточно очевидно, что динамического диапазона станции не хватает, чтобы проводить работы ПМ ВСП для глубин 5-6 км, с учетом требований [5].

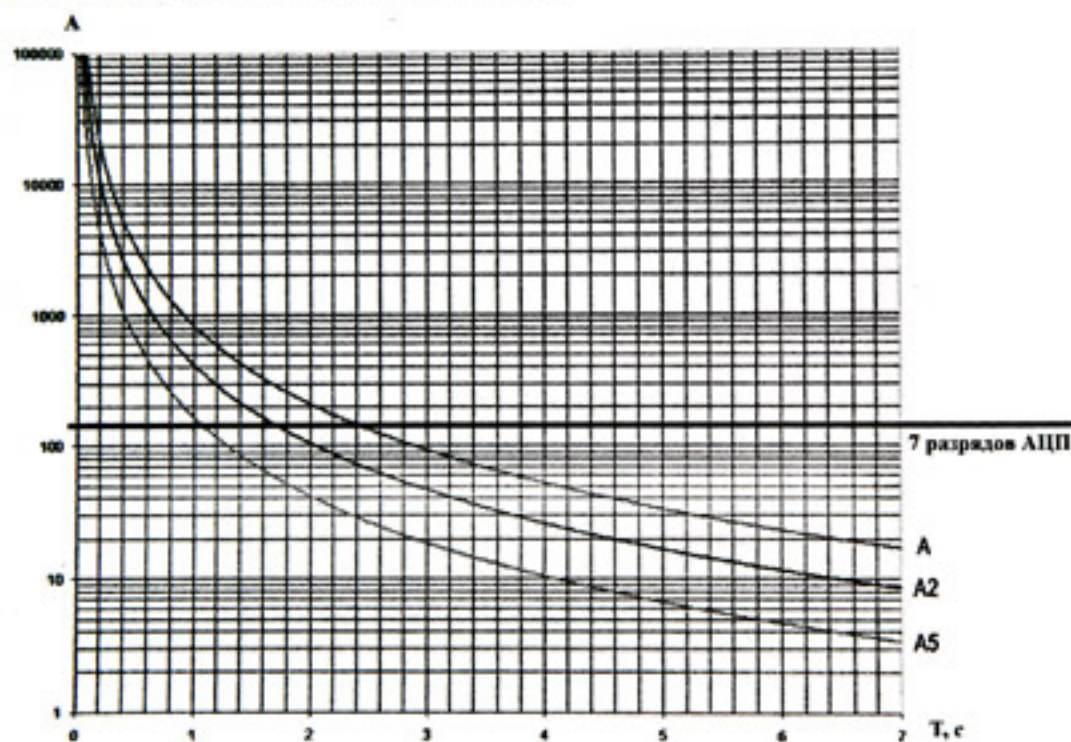


Рис 1. Теоретические кривые затухания сейсмической энергии для 24-разрядного АЦП А – полное заполнение разрядной сетки в начале записи

A2 – начальный сигнал в два раза меньше, чем при полном заполнении разрядной сетки

A5 – начальный сигнал в пять раз меньше, чем при полном заполнении разрядной сетки

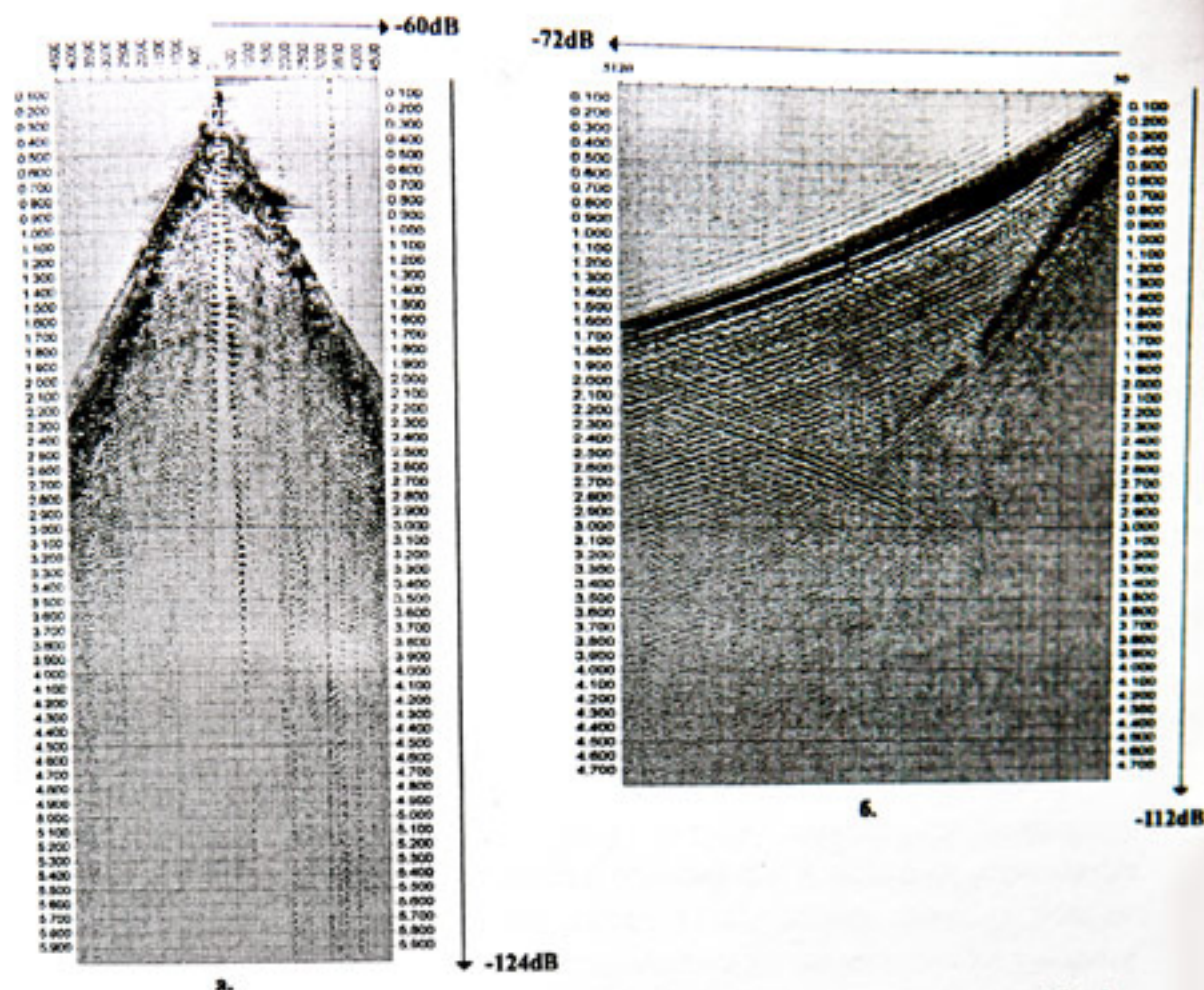


Рис. 2 Полевые сейсмограммы МОВ и ВСП (вертикальный прибор) в районе скважины.

а.) – с/г МОВ, б.) – с/г ВСП

→ – затухание сейсмической энергии по глубине (удалению для записи МОВ)

↓ – затухание сейсмической энергии по времени

В сейсмической скважинной аппаратуре независимо от того, какая система применяется для передачи информации по кабелю, с помощью компьютера обеспечена возможность оперативного и объективного контроля АЧХ каналов, созданы предпосылки для более точного и оперативного решения главной задачи ПМ ВСП — определения вектора поляризации.

Контроль основных метрологических характеристик.

Технические характеристики сейсмической скважинной аппаратуры можно разделить на три группы:

1. Источники питания и энергопотребление.
2. Характеристики, определяющие условия применения.
3. Характеристики, определяющие параметры регистрируемого сигнала.

Заявления о метрологическом вакууме [6] относятся к характеристикам третьей группы. Для его заполнения при разработке аппаратуры должна быть обеспечена возможность оперативного контроля приведенных характеристик. Для этих целей может применяться способ, аналогичный тому, что применяется в сейсмостанциях: подачей контрольного сигнала на вход каналов и анализ результатов его усиления и преобразования, записанных в ПЭВМ.

Характеристики систем передачи, определяющие возможность применения на больших глубинах.

Выбор системы передачи для зонда, предназначенного для выполнения исследований ПМ ВСП на больших глубинах, может быть сделан по характеристикам, определяющим условия применения.

Таких характеристик две.

1. Максимальная рабочая температура. Для цифровых зондов она ограничивается на уровне 125°C, аналоговых – 170°C.

2. Зависимость максимальной длины геофизического кабеля от примененной системы передачи.

В системах с ВИМ спектр полезного сигнала переносится в область относительно низких частот (его максимальная частота 64 кГц), амплитуда импульсов на выходе кабеля даже длиной 13 км [9] больше одного вольта, амплитуда помехи составляет единицы милливольт и поэтому их выделение не составляет труда.

В 12-канальном ЦПМЗ-1 и 18-канальном ЦСК-18 [7,8], работающих в реальном масштабе времени, скорость передачи данных составляет около 400 кбод. При этом, уже при работе с кабелем длиной 4-5 км, сигнал затухает настолько, что выделение цифрового кода из помех, создаваемых самой системой передачи, происходит с помощью специальных, достаточно сложных фильтров. Разработчики ЦСК-18 допускают, что при этом возможны потери информации.

Выводы

1. Чувствительность и мгновенный динамический диапазон сейсмической скважинной аппаратуры зависят от уровня собственных шумов сейсмоприемников и каналов, а также от соотношения коэффициента усиления каналов и числа разрядов АЦП.

2. Структурные схемы современных образцов сейсмической (в том числе и скважинной) аппаратуры имеют существенное сходство, заключающееся в том, что все они начинаются с сейсмоприемника, а заканчиваются АЦП и компьютером и поэтому термин «цифровой» относится больше к способу передачи информации по кабелю чем к наличию в его схеме АЦП.

3. Цифровые зонды по сравнению с аналоговыми не обладают существенными преимуществами по характеристикам, определяющим качество регистрируемого сигнала, но существенно уступают им по глубине применения, ограничиваемой максимальной рабочей температурой и длиной кабеля. Поэтому разработка сейсмической скважинной аппаратуры, предназначенной для выполнения исследований на больших глубинах при температуре до 200 °С на базе системы передачи с ВИМ, вполне оправдана.

Список литературы содержит 16 наименований.

ПРИБОРНОЕ ОКОНЧАНИЕ МОДУЛЯ СКВАЖИННОГО ЗОНДА ВСП

Е.А.Виноградов, В.Ф.Воробьев

ООО «НИИморгеофизика-Интерсервис» г. Мурманск

THE INSTRUMENT TERMINATION OF THE VSP LOGGING INSTRUMENT MODULE

E.A.Vinogradov, V.F.Vorobiev

LLC "NIImorgeofizika-Interservis", Murmansk

Аннотация

Приведена конструкция приборного окончания модуля многоточечного зонда ВСП, позволяющая снизить собственные шумы зонда.

Abstract

The design of the instrument termination of a multipoint VSP logging instrument module is present, to lower internal noise of the equipment.

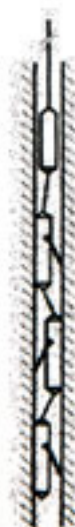


Рис.1. Неправильный вариант компоновки зонда



Рис.2. Правильный вариант компоновки зонда

Собственные шумы многоточечной аппаратуры ВСП в большой мере зависят от взаимной ориентации прижимных рычагов приемных модулей по отношению друг к другу [1].

При произвольном расположении прижимных рычагов (Рис.1) между приемными модулями, прижатыми к стенке скважины, возникают осевые усилия, растягивающие кабельные переходы. Под действием указанных сил броня кабеля и приемные модули приходят во вращательное движение, стремясь найти положение устойчивого равновесия. Хотя величина перемещений модулей в этот момент не превышает первых единиц пикометра, фон шумов аппаратуры вместо положенного значения 50нВ возрастает в 3-5 раз, а время успокоения скважинного зонда увеличивается на порядок, снижается качество и (или) производительность работ. В другом случае (Рис.2), когда рычаги приемных модулей скважинного зонда лежат в одной плоскости и направлены в одну сторону, фон шумов уменьшается до паспортной величины, растет качество данных и производительность.

Известна конструкция зонда, в котором приемные модули [2] содержат два прижимных устройства с тремя рычагами каждое. Осевые усилия в таком приборе значительно снижены, но введение двух прижимов в каждом модуле удорожает аппаратуру и снижает ее надежность.

Взаимное расположение рычагов на соседних модулях в зонде зависит от положения фиксаторов на кабельных переходах и ответных пазов на приборных окончаниях. Для установки рычагов всех модулей зонда в одинаковое положение желательно иметь единообразную взаимную ориентацию пазов и фиксаторов. Это условие легко выполняется только для фиксаторов. Труднее достигается ориентация пазов на охранных кожухах относительно плоскости открывания рычага.

Хорошо известно конструкторское решение [3], которое дает желаемый результат, но оно включает в себя накидную гайку—узел неудобный при длительной эксплуатации. Другой недостаток от применения накидной гайки заключается в увеличении веса приемного модуля.

С учетом сказанного в аппаратуре ЦСК-24 использовано решение, которое не увеличивает вес модуля и, при сохранении удобства эксплуатации, не снижает пороговую чувствительность аппаратуры (Рис.3).

На корпусе 1 с подвижным рычагом 2 неподвижно закреплено шасси 3 и с помощью резьбы герметично подсоединен кожух 4. На кожухе 4 установлено съемное внешнее кольцо 5 с пазом 6 для фиксатора кабельного наконечника и выступами 7, входящими в ответные пазы 8 кожуха 4. Разъем 9 с возможностью поворота установлен в шасси 3. Съемное упругое кольцо 10, помещенное внутрь кожуха 4 до упора,

охватывает внешние поверхности шасси 3 и разъема 9, и поджимается гайкой 11 связанной внешней резьбой с кожухом 4.

Желаемая ориентация паза 6 и разъема 9 в приборном окончании приемного модуля относительно плоскости открывания рычага 2 при его сборке достигается следующим образом.

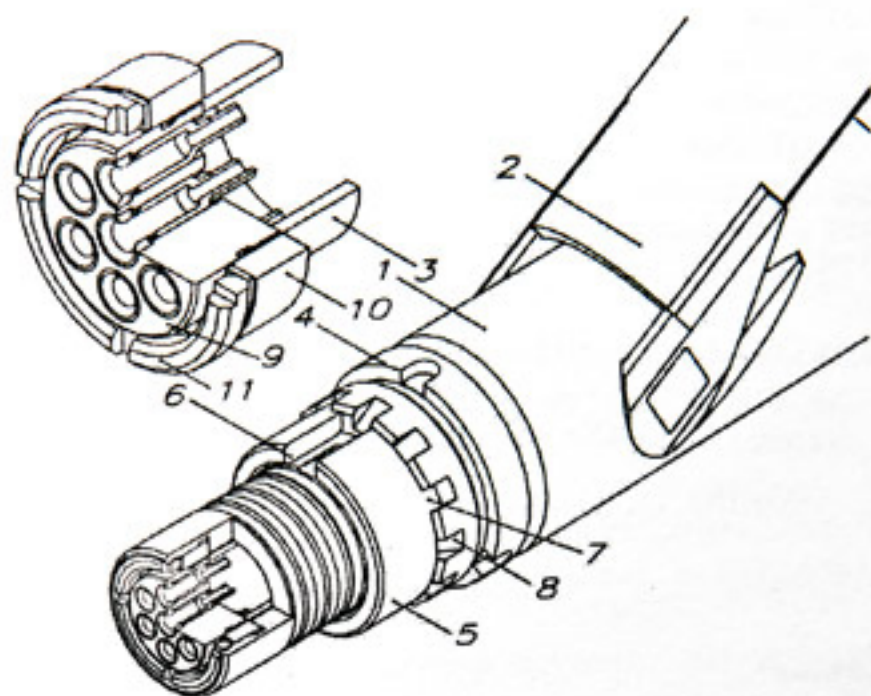


Рис.3 Приемный модуль многоточечного зонда

При резьбовом соединении кожуха 4 с корпусом 1 пазы 8 занимают произвольное положение относительно плоскости открывания рычага 2. Поэтому внешнее съемное кольцо 5 устанавливается на кожух 4 в одно из желаемых положений так, чтобы паз 6 занял (например) возможно близкое угловое положение к плоскости открывания рычага 2. Если число пазов 8 достаточно велико, например 12 то паз 6 размещается вблизи желаемого положения с отклонением менее 15° . Как показала практика работ, этого вполне достаточно, чтобы не сказываться на качестве измерений. При этом выступы 7 съемного кольца 5 входят в ответные пазы 8 кожуха 4 для исключения поворота съемного кольца при стыковке модуля с кабельным наконечником. Вращая разъем 9 в шасси 3, известным образом ориентируют его относительно ранее выбранного положения паза 6. Вставляют до упора в корпусе упругое кольцо 10 и поджимают его гайкой 11. При деформации упругого кольца 10 разъем 9 и шасси 3 уплотняются и механически фиксируются в кожухе 4.

Таким образом, использование поворотного разъема и переустанавливаемого паза в приборных окончаниях приемных модулей позволяет направить все прижимные рычаги многоточечного зонда в

одну сторону и поддерживать их правильное взаимное положение в процессе длительной эксплуатации.

Список литературы

1. Е.А.Виноградов, А.Д.Чигрин. Порог чувствительности аппаратуры ВСП. Журнал «Технологии сейсморазведки». №2,2006, С.90-96.
2. С.Ю.Антипин, Ю.Г.Антипин. Второе поколение скважинных сейсмических приборов. Тезисы докладов научно- практической конференции «Гальперинские чтения-2005», С.180-185, 2005.
3. П.А. Зельцман. Конструирование аппаратуры для геофизических исследований скважин.-М.: Недра, 1968, С.26-27.

ОПЕРАТИВНЫЙ КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ДАННЫХ ВСП

А.М.Гарифуллин
ООО «ЭЛЕГРА», г. Уфа

ON-LINE QUALITY CONTROL OF VSP DATA

A.M.Garifullin
Elegra, Ltd., Ufa

Аннотация

Рассматриваются принципы реализации экспертной системы на основе базы знаний прецедентов для оперативного контроля качества сейсмических данных ВСП. Внедрение экспертной системы позволит в реальном времени контролировать состояние аппаратуры, оценить качество и достоверность регистрируемых сейсмических данных, повысить эффективность принятия управленческих решений.

Abstract

The principles of implementation of expert system based on the knowledge base for on-line quality control of VSP data are considered. Application of expert system will allow supervising equipment condition, estimating the quality and reliability of acquired seismic data, increasing efficiency of decision making.

Для принятия решения о необходимости бурения скважин или отказа от бурения необходима точная геологическая и гидродинамическая информация. Недостаточная точность имеющейся информации заставляет геофизические компании искать новые методы и методики исследований геологического строения недр земли, совершенствовать геофизическую аппаратуру для получения более достоверной информации.

Постоянное увеличение числа решаемых геофизических и геологических задач приводит к увеличению объема регистрируемой

геолого-геофизической информации. В среднем за 3-4 года объем регистрируемой информации увеличивается в 1,5-2 раза, становится более подробной и разносторонней.

Увеличение объема регистрируемой геофизической информации приводит к повышению информационной нагрузки на оператора по анализу и выработке решения о качестве в кратчайшие сроки. Длительное воздействие повышенной нагрузки приводит к снижению внимания за контролем над данными, что ведет к ухудшению сейсмических данных.

Были рассмотрены различные подходы по осуществлению контроля качества сейсмических данных, предлагаемые в современных программных продуктах, в том числе были использованы наработки по созданию программы регистрации данных ВСП «GeoSeis Reg» в компании ОАО «Башнефтегеофизика».

После их детального анализа сделаны следующие выводы:

- низкая автоматизация процессов по контролю качества, оператору приходится вводить множество дублирующей информации;
- увеличение времени на принятие решения из-за того, что данные представлены пользователю в большом объеме, зачастую в неудобном виде или формате;
- результат выполнения процедур по контролю зачастую не дает однозначного ответа о качестве материала.

В целях устранения вышеуказанных негативных факторов предлагается оптимизировать технологический процесс оперативного контроля качества данных ВСП. Решение этой задачи видится в том, что современные программные средства должны взять на себя часть рутинных операций не только по регистрации, но и по анализу геофизических данных, разгрузив оператора для выполнения других функций, оставив ему право только на окончательное решение о качестве и достоверности данных. Для принятия решения оператору нужно предоставлять только необходимые данные в нужный момент.

Немалую пользу в повышении качества и скорости принимаемого решения могут принести различные методы и применение таких наук, как эргономика и инженерная психология. Например, обобщая закон Миллера и принцип Эббингауза, можно отметить следующее: обычный человек не может одновременно оценить больше 5 информационных знаков (объектов), независимо от их природы. То - есть, если будет больше 5 различных показателей (критериев), то качество принимаемого решения не увеличится, а напротив уменьшится. Чем меньше число показателей, тем быстрее человек принимает решение.

На рисунке 1 представлена мнемосхема предлагаемого технологического процесса оперативного контроля качества сейсмических данных для вертикального сейсмического профилирования.

Технологический процесс предлагается разделить на четыре этапа:

- регистрация данных ВСП;
- расчет параметров;
- оценки сеймотрасс и проверка данных на корректность;
- оценка качества сейсмограмм и оценка всех зарегистрированных сейсмических данных в целом;
- окончательное принятие решения о качестве сейсмических данных оператором на основе рекомендаций от экспертной системы и визуального контроля.

На схеме (рисунок 1), на первом этапе, во время регистрации происходит аппаратный контроль за параметрами скважинной аппаратуры, наземной аппаратуры и канала передачи между ними. Проверяется, произошли ли аппаратные сбои при регистрации сейсмической информации, которые привели к повреждению. Определяется степень повреждения данных и их важность.

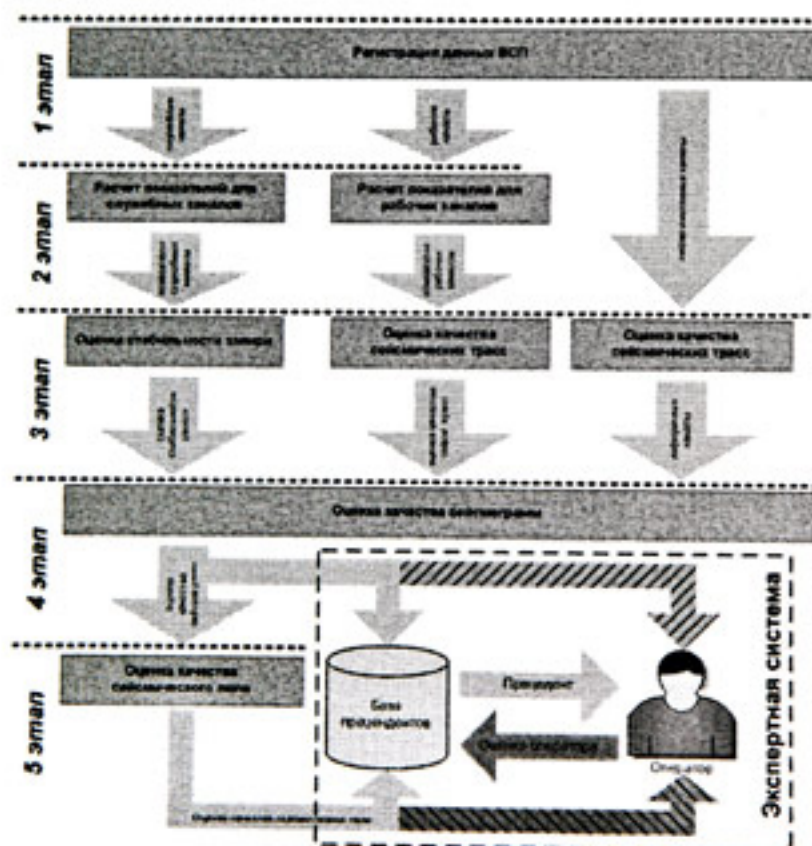


Рис.1 – Мнемосхема процесса оперативного контроля качества данных ВСП.

На втором этапе происходит расчет параметров для трасс служебных каналов и рабочих каналов. Для каналов рассчитываются: максимальная, минимальная амплитуда трассы; отношение сигнал/шум на заданных частотах и во всем спектре; амплитудно-частотные характеристики записи

сигнала. Для служебных каналов рассчитываются среднеквадратичное отклонение, максимальное отклонение времен первого вступления, а также спектр сигнала контрольных сейсмоприемников.

На третьем этапе вычисляются оценка стабильности условий записи данных (стабильность условий возбуждения, стабильность работы аппаратуры и т.д.) и оценка качества для каждой сеймотрассы глубинного фонда. Оценки вычисляются как комплексная оценка для всей сейсмограммы и формируются в виде взвешенной суммы частных критериев.

Поскольку каждый критерий имеет разную степень важности и, соответственно, влияния, ему присвоен уникальный коэффициент - "вес", рассчитанный по специальному методу экспертной группой. Значимость каждого частного критерия определяется произведением нормы и веса критерия. Нормированность каждого критерия (от 0 до 1).

Использованный метод весов представляет особую ценность, т.к. позволяет наилучшим образом учесть множество критериев качества сейсмических данных и трансформировать их в более точный язык количественных оценок для окончательного принятия решений о качестве сейсмических данных.

Также на третьем этапе проверяются на корректность данные, которые поступают из информационных каналов.

На четвертом этапе вначале вычисляется оценка качества сейсмограммы, затем вычисляется оценка качества сейсмического поля после добавления в него сейсмограммы.

Современные системы оперативного контроля включают в себя только первые четыре этапа. Для автоматизирования принятия решения о качестве сейсмических данных предлагается использовать экспертную систему. Встроенная экспертная система позволит корректировать оценку. Коррекция происходит по следующему принципу: после вычисления оценки качества сейсмограммы и сейсмического поля в базе знаний прецедентов ищется похожий прецедент. Если похожий прецедент имел положительное решение (т.е. раньше оператор принял решение о том, что сейсмограмма удовлетворяет его критериям), то значение оценки увеличивается, в противном случае - уменьшается. В случае, если прецедент не найден, оценка качества сейсмограммы не корректируется.

Для окончательного принятия решения о качестве сейсмических данных оператору предоставляется:

- По каждому найденному прецеденту - краткое его описание и решение, которое было принято. Если прецедент не найден, то по возможности предоставляется информация о похожих прецедентах.

- Адаптированная оценка качества, которая включает в себя только основные параметры, которые учитывались при оценке.

- Визуальное представление сейсмических данных.

При необходимости оператору предоставляется весь объем данных. На основании полученных данных оператор делает вывод о качестве полевого материала ВСП, решает делать ему повторную регистрацию или нет. Решение оператора записывается в базу знаний прецедентов и новый прецедент используется при дальнейшем контроле качества.

Список литературы

2. Бондарев В.И., Крылатков С.М. Анализ данных сейсморазведки: Учебное пособие для студентов вузов. Екатеринбург: Издательство УГГГА, 2002. – 212 с.
3. Шевченко А.А. «Скважинная сейсморазведка». – М: РГУ нефти и газа, 2002. – 129с.
4. Гальперин Е. И. Вертикальное сейсмическое профилирование – М.: Недра, 1971. – 264 с.
5. М. Гэри, Д. Джонсон. Вычислительные машины и труднорешаемые задачи. М.: Мир, 1982. с. 154–191.
6. Теория принятия решений /Орлов А.И. 2006, 573 стр.

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ИМПУЛЬСНЫХ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ИСТОЧНИКОВ ВОЗБУЖДЕНИЯ СЕЙСМИЧЕСКИХ КОЛЕБАНИЙ «ЕНИСЕЙ КЭМ-4»

ДЛЯ РАБОТ ВСП-НВСП

В.И.Булаев*, А.А.Сергеев**

** ООО НПЦ «Геостра», г.Уфа, ** ООО «Анега», г.Уфа*

THE EXPERIENCE OF APPLICATION OF IMPULSIVE ELECTROMAGNETIC SEISMIC EXCITATION SOURCE “YENISEI KEM-4” FOR VSP-OVSP

V.I.Bulayev*, A.A.Sergeev**

** SPC GS Ltd., Ufa, ** Anega Ltd., Ufa*

Аннотация

В докладе приводятся результаты применения импульсных электромагнитных источников «Енисей КЭМ-4» для полевых работ методом ВСП-НВСП в Оренбургской области и Республике Башкортостан. Отмечены их преимущества и недостатки.

Abstract

This work considers a result of application of impulsive excitation source “Yenisei KEM-4” for VSP-OVSP works in Orenburg region and Bashkortostan republic. The advantages and imperfections are marked.

В декабре 2006г. в ОАО «Башнефтегеофизика» были проведены опытные работы ВСП-НВСП с помощью колесных импульсных электромагнитных источников возбуждения сейсмических колебаний:

двух источников «Енисей КЭМ-4» и одного «Енисей КЭМ-2-130». Был отработан один ближний и три дальних ПВ, затем с этих же пунктов были проведены работы вибрационными источниками возбуждения СВ 10/180 КраЗ. В ходе опытных работ были выявлены следующие достоинства и недостатки импульсных источников.

1. Достоинства:

1.1. Высокая скорость работ

С учетом проведения опытных работ, настройки и устранения неполадок в работе одного из источников «Енисей КЭМ-4», суммарное время отработки 4-х пунктов возбуждения составило чуть более 25 часов (без учета переездов на ПВ, а также перерывов на отдых). По сравнению с работой с вибрационными источниками СВ 10/180 КраЗ, время работ сократилось примерно в 1,5 – 2 раза.

1.2. Экономия ГСМ

Все работы методом ВСП-НВСП, с учетом приезда на скважину, проведения опытных работ и переездов между ПВ, были произведены без дополнительной заправки, что говорит о высокой рентабельности работ с помощью импульсных источников возбуждения.

1.3. Стабильность условий возбуждения

В ходе работ по записям наземного контрольного сейсмоприемника было установлено, что импульсные источники «Енисей КЭМ» отличаются высокой стабильностью и постоянством условий возбуждения, что положительно сказывается на качестве полевого материала.

2. Недостатки:

2.1. Недостаточная мощность

На полевом материале всех пунктов возбуждения, начиная примерно с 1700-1800 мс до конца записи, наблюдается повышение уровня сейсмического шума. Этот эффект возможно устранить увеличением количества импульсных источников в группе.

2.2. Невысокая проходимость

Для работ ВСП-НВСП в условиях Урало-Поволжья (пересеченная местность, резкое изменение ландшафта и климатических условий, а также сложные орографические условия) использование «Енисей КЭМ-2-130» затруднено в связи с его невысокой проходимостью.

В результате опытных работ было принято решение о покупке четырех импульсных источников возбуждения сейсмических колебаний «Енисей КЭМ-4» для использования в производственном режиме. В ходе более двух месяцев эксплуатации данных источников отработано более пяти скважин в Республике Башкортостан и Оренбургской области, глубиной в среднем 2500 м. Удаления пунктов возбуждения составляют: для ближнего ПВ около 100 м, для дальних – 1200-1600 м. Примеры полевого материала представлены на рис. 1-4.

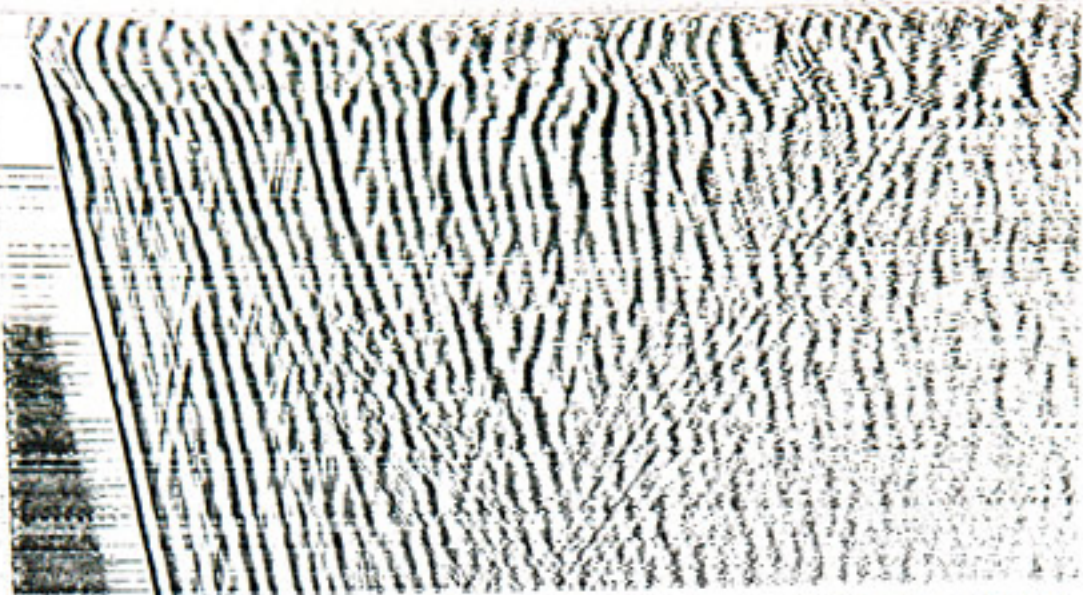


Рис.1. Волновое поле ПВ1 после АРУ, удаление 132м, источник "Енисей КЭМ", Башкирия

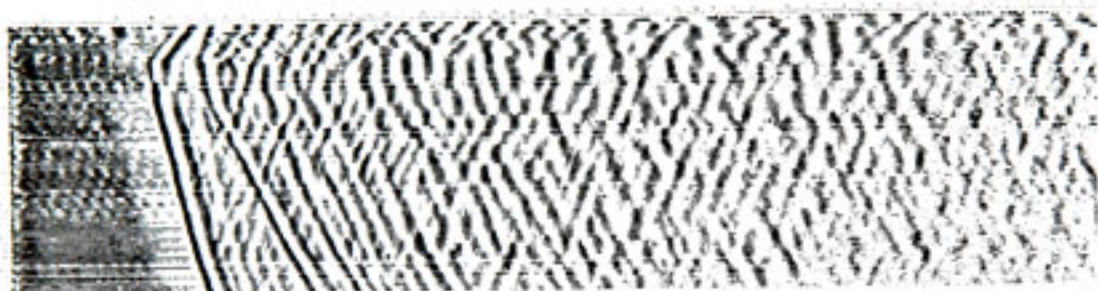


Рис.2. Волновое поле ПВ2 после АРУ, удаление 1301м, источник "Енисей КЭМ", Башкирия



Рис.3. Волновое поле ПВ3 после АРУ, удаление 1367м, источник "Енисей КЭМ", Башкирия

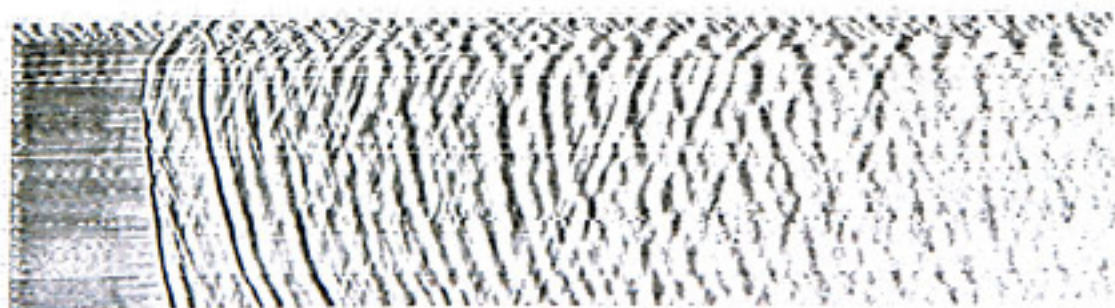


Рис.4. Волновое поле ПВ4 после АРУ, удаление 1290м, источник "Енисей КЭМ", Башкирия

Авторский указатель

		Стр.								
А	Адиев Р.Я.	88	П	Пахомов В.Ф.	118					
	Абубакиров А.Я.	72		Пацков И.М.	88					
Б	Багмут В.А.	124		Петров Е.И.	109					
	Багмут А.В.	124		Поздняков В.А.	17					
	Баев А.В.	22, 32		Покуль А.В.	85					
	Баранов К.В.	8, 22		Помазанов В.В.	58, 95					
	Бартонь Р.	78		Протасов М.И.	47					
	Богомолова Н.А.	105, 114		Р	Разепина Е.В.	105				
	Бондарева Н.В.	58, 65			Разнатов В.Н.	54				
	Бородин И.	67			Редекон В.А.	58,65,95,118				
Булаев В.И.	138	Решетников А.В.			37, 40					
В	Виноградов Е.А.	42,131			С	Рюмин В.А.	124			
	Воробьев В.Ф.	131		Салихова Ф.Х.		118				
	Воцалевский З.С.	65		Севастьянов Л.В.		12, 22				
	Г	Газизова Г.Г.		88		Селезнев И.А.	116			
Гарифуллин А.М.		134		Сергеев А.А.		118, 138				
Героев М.Г.		65		Сильвестров И.Ю.		50				
Гинзбург И.В.		101		Соболев А.Е.		91				
Гирман И.А.		37,40		Соколов В.И.		72				
Голикова Г.В.		75		Стариков Н.В.		109				
Д		Деров А.В.	27	Степченков Ю.А.		37				
	Е	Елисеев В.Л.	12	Т		Табакон А.А.	8,12,22,32			
Енджеевска Г.		78	Тимошенко И.А.			114				
Ж	Жуковска К.	78	Тихонов А.А.			109				
	З	Заравняев В.А.	101			Тишенская О.Ф.	72			
И		Исаков Н.Г.	72			Труфанова Н.В.	101			
	К		Каждан Е.Г.			118	Тузовский А.А.	17		
						Касимов А.Н.	85, 91,95,118	Туйков Д.Г.	32	
					Касимов С.А.		118	Ф	Ференци В.Н.	12,
						Ким В.В.	85		Фурсова Е.А.	12,
					Коровко Л.Н.		105		Ч	Чеверда В.А.
				Кузнецова Н.М.		114	Череповский А.В.			99
					Купцова Т.Н.	85	Чертенков М.В.			85, 91
				Л		Лобусев М.	94			Чигрин А.Д.
					Ломов А.В.		65			Чиждова М.В.
М		Максимов Г.А.		27		Чкуасели В.Ф.	95			
	Мартюшев А.А.		72	Чудинов Ю.В.	105, 114					
			Мерецкий А.А.	17	Ш	Шарова Т.Н.	88			
	Мухин А.А.			40		Шехтман Г.А.	99			
			Н	Наумова Ю.А.		101	Шиликов В.В.	17		
Неклюдон Д.А.	47, 67	W				Wang Yuchao	71			

- А** ООО "Анега", *г. Уфа*
АЛЬТГЕО, лаборатория
геоинформационных технологий,
г. Москва т./ф.(347)237-2082, aleksey@tngf.ru
т.: (495)264-3642 vniigeof@geophys.ru
- В** ООО «ВимСейс-Технология»,
г. Москва т.: (495) 673-28-81, vimseis@vimseis.ru
ВНИИГеофизика, *г. Москва*
- Г** ООО «Геоверс»,
г. Москва т.: (499) 192-81-35, ф: (499) 192-81-35
vsp@cge.ru
ООО "Геология резервуара",
г. Тюмень т.: (3452) 20-07-06, (3452) 20-07-04
info@tsaggi.ru
ООО НПЦ «Геостра», *г. Уфа* т/ф:(347)237-2082, vlad_b@bngf.ru
ЧП «Геофизприбор», *г. Симферополь*
- И** Институт нефтегазовой геологии и
геофизики СО РАН, *г. Новосибирск* т.:8383-3304957, факс 8383-3332513,
chev@uiggm.nsc.ru
Институт нефти и газа, г.Краков т.: (+48 12) 6532512 ext.185,
ф: (+48 12) 6531665, barton@inig.pl
ФГУНПП «Иркутскгеофизика»,
Геоинформационный центр,
г. Иркутск т.:38-76-11, ф.(3952) 38-76-11,
ntruf@gic.irk.ru
Input/Output, *г. Москва* т.:(495)981-4601, Jean.Januard@i-o.com
- К** ООО «Компас Плюс», *г. Уфа* т.: (3472) 35-7870, факс (3472) 37-2008
compass@ufanet.ru
ОАО «Краснодарнефтегеофизика»,
г.Краснодар т.: (861)255-63-78, ф: (861)255-63-78,
geophysics@comtel-60.ru
ЗАО «Красноярскгеофизика»,
г. Красноярск т.:591-743, ф.591-735,
ric@kgf.ru
- Л** ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», *г. Ухта* т.: (82144)55-204, 55-355
- М** МГУ, *г. Москва* т.: (495)939-1000, info@rector.msu.ru
Московский инженерно-физический
институт (МИФИ), *г. Москва* т.: 323-93-96, ф: 324-21-11
maximov@dpt39.mephi.ru
- Н** Национальная академия
природоохранного и курортного
строительства, *г. Симферополь* т.: (380)63-3855507,
ungg@ukr.net
ООО «НИИморгеофизика-
Интерсервис», *г. Мурманск* т.: (8152) 44-39-95,
niimsc@polarnet.ru

- ИИИФ им. Фока СПбГУ,
г. Санкт-Петербург
т.: (812) 428-72-20, ф: (812) 428-72-40
apver@paloma.shbu.ru
- ООО «НИЦ» «ОНЕГА» г. Москва
т.: (495) 338-3371
- П** ОАО "Пермнефтегеофизика",
г. Пермь
т.: (3422) 69-44-23, ф: (3422) 69-29-89
chudinov_j@pngf.com
- СК «ПетроАльянс»,
г. Москва
т.: (495) 797-93-93, ф: 797-93-87
pas@petroal.ru
- ОАО "Промгаз", г. Москва
т.: 504-43-72 504-42-58, ф. 504-43-70
S.Sekretov@promgaz.ru
- С** ЗАО «Сейсмические Технологии»,
г. Тверь
т.: 8(4822)43-0660, seyst@tvcom.ru
- Северо-западный Геологический
Институт, CNPC (Northwest Geology
Institute, CNPC), г. Куньмин
т.: 86-931-8686051, ф. 86-931-8686046,
Email- ji_hs@petrochina.com.cn
- СОМГЭИС, «Сибнефтегеофизика»
т.: (383)224-7388, sibngf@sibngf.ru
- Т** ООО «ТНГ-Групп»,
г. Бугульма
т.: (85594) 7-14-01, ф: (85594) 3-07-55
doronkin@tngf.tatneft.ru
- ОАО «ТНК-ВР Менеджмент»,
г. Москва
т.: +7(495) 777-7707, ф.: (495)951-8853
anatoli.tikhonov@gmail.ru,
vamikhailov@tnk-bp.com
- У** ЗАО «Укрнефтегазгеофизика»,
г. Киев
т.: +380 63 3855507,
ф.: +380 44 4301331, ungg@ukr.net,
vryumin@ukr.net
- Ш** Шлюмберже Лоджелко Инк,
г. Москва
т.: 935 82 00, ф. 644 20 03,
ashevchenko@moscow.oilfield.slb.com
- Э** ООО «ЭЛЕГРА», г. Уфа
т.: (347)272-6024, bng@ufacom.ru
- Ц** ОАО «ЦГЭ»,
г. Москва
т.: (495) 192-64-15, ф: (495) 192-80-88
cge@cge.ru
- S** Schlumberger, Fuchinobe, Japan
iborodin@fuchinobe.oilfield.slb.com
- *****