



IX ежегодная международная конференция и выставка

"Гальперинские чтения 2009"

**Иновационные технологии и фундаментальная теория
в сейсморазведке и сейсмологии**

IX Annual International Conference and Exhibition

Galperin Readings 2009

**Innovative Technologies and Fundamental Theory
in Seismic Exploration and Seismology**

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ



ABSTRACTS

Спонсоры / Sponsors:



Schlumberger



EAGE-PACE

27 – 30 октября 2009
Москва, ЦГЭ



IX ежегодная международная конференция и выставка

"Гальперинские чтения 2009"

**Иновационные технологии и фундаментальная теория
в сейсморазведке и сейсмологии**

IX Annual International Conference and Exhibition

Galperin Readings 2009

**Innovative Technologies and Fundamental Theory
in Seismic Exploration and Seismology**

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

2009

ABSTRACTS

Спонсоры / Sponsors:

Schlumberger

EAGE-PACE

27 – 30 октября 2009
Москва, ЦГЭ

Предисловие.

Девятая ежегодная конференция «Гальперинские чтения 2009» готовилась и проходит в условиях серьезного экономического кризиса, особенно отразившегося на разведочном секторе нефтегазовой отрасли. Не взирая на это, нынешнюю конференцию по своему тематическому содержанию можно считать в значительной степени определяющей дальнейшее развитие нефтяной геофизики в инновационном ключе. За восемь предыдущих лет функционирования «Гальперинских чтений», единственного в мире ежегодного форума геофизиков, работающих и развивающих метод ВСП, на которых благодаря конструктивному обмену опытом и новейшими достижениями в практике и теории, удалось выработать общий подход к разработке и применению полевых технологий ВСП, систем обработки и интерпретации данных. Логика развития метода привела к необходимости интеграции наземных и скважинных наблюдений (3D+ВСП), что обеспечивает взаимную компенсацию принципиальных ограничений этих методов и повышение их эффективности и достоверности.

Дальнейший прогресс развития ВСП будет происходить в едином русле с сейсморазведкой на поверхности (СП) путем использования инновационных технологий, разрабатываемых на основе фундаментальной теории сейсморазведки и сейсмологии, что подтверждается практическими результатами и исследованиями, рассмотренными как на предыдущих конференциях, так и представленных на этой.

Поэтому, а также учитывая пилотные работы автора метода ВСП в развиваемых ныне направлениях, тематика «Гальперинских чтений» сформулирована как «Инновационные технологии и фундаментальная теория в сейсморазведке и сейсмологии».

В настоящем сборнике тезисы 28 представленных докладов (включая две презентации) размещены в трех разделах. В раздел 1 включены доклады, содержащие первые результаты разрабатываемой концепции, названной авторами «Сейсморазведка Высокой Четкости (СВЧ)» (7 докладов) и ряд докладов, относящихся к фундаментальным исследованиям применительно к решению прикладных задач (7 докладов). Раздел 2 составлен из материалов, освещающих результаты применения новых технологий и их комплексирования при разведке и изучении месторождений (8 докладов). Раздел 3 состоит из 6 докладов, рассматривающих новое в разработках и применении аппаратуры и методики получения данных.

Конференцию подготовили и провели ОАО «ЦГЭ», ООО «ГЕОВЕРС» и ИФЗ РАН при спонсорской и информационной поддержке EAGE, EAГО, НЦ Шлюмберже (Москва). Конференция проходила 27 – 30 октября 2009 г. в Москве.

Материалы конференции представляют интерес для геофизиков и геологов, использующих методы ВСП и СП не только в производственном аспекте, но и для развития теоретических исследований возможностей сейсморазведки и сейсмологии при решении актуальных геологических задач.

Мануков В.С,

Составление и редактирование сборника выполнили Мануков В.С., Шехтман Г.А. и Табаков А.А.

Компьютерную верстку – Крупченкова Л.П.

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ ОБРАБОТКА ДАННЫХ МОГТ

INTELLECTUAL PROCESSING OF CDP DATA

С ПРИМЕНЕНИЕМ МО ВСП - "ЮНИВЕРС"

IN VSP PROCESSING SOFTWARE - UNIVERS

Коррекция статических поправок
Static correction

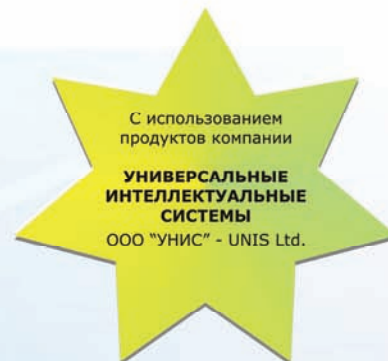
Вычитание помех
Subtraction of noises

Деконволюция
Deconvolution

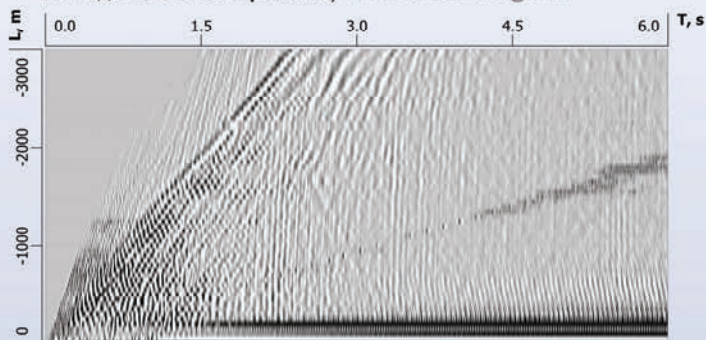
Анализ скоростей по исходным сейсмограммам и ОГТ
Velocities from source seismograms and CDP

Суммирование ОГТ и миграция
CDP stacking and migration

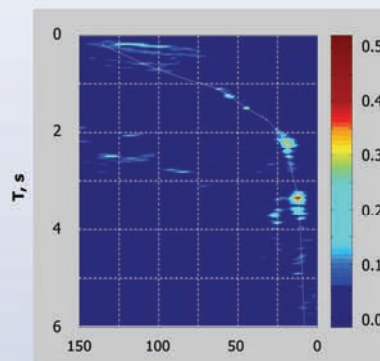
АВО и инверсия
AVO and inversion



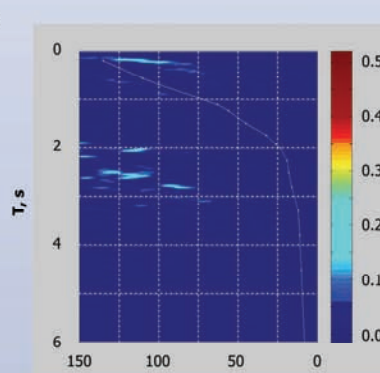
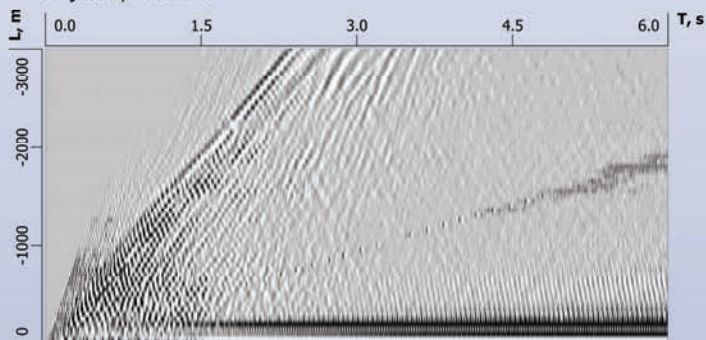
Исходная сейсмограмма / Source seismogram



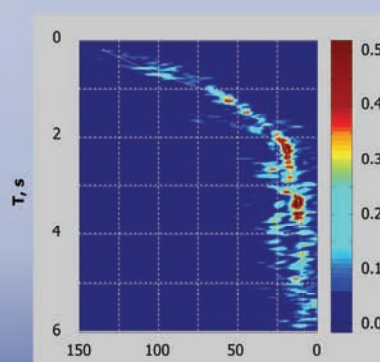
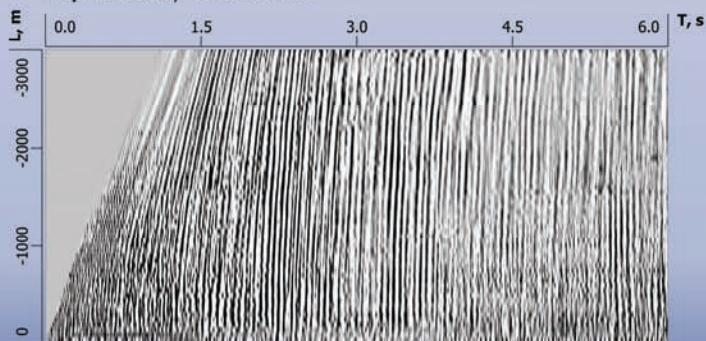
Когерентность / Coherency



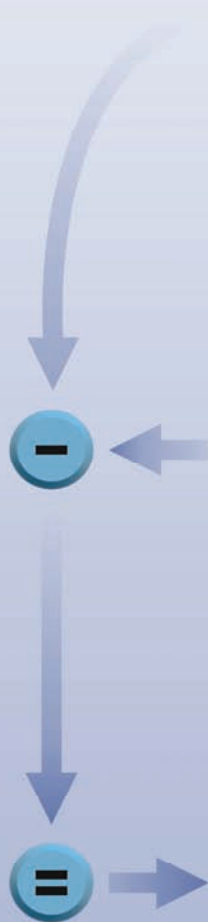
Шумы / Noises



Отражения / Reflections



Гипербола / Hyperbola, (ms / 1000 m)



Содержание

Раздел 1. Новые программно-методические разработки <i>New Software Developments</i>	Стр.
1. <i>А.А.Табак</i> ов, <i>В.Л.Елисе</i> ев, <i>А.А.Мух</i> ин, <i>Ю.А.Степ</i> ченков, <i>Д.В.Огу</i> енко Сейсморазведка высокой четкости (СВЧ) – бескомпромиссный подход к регистрации и обработке сейсмических данных <i>A.A.Tabakov, V.L.Eliseev, A.A.Mukhin, Yu.A.Stepchenkov, D.V.Oguenko</i> High Definition Seismic (HDS) – Uncompromising Approach to Seismic Data Acquisition and Processing.....	5
2. <i>Е.М.Мак</i> симов, <i>А.А.Табак</i> ов, <i>Д.В.Огу</i> енко, <i>В.Н.Фер</i> енци, <i>А.А.Мух</i> ин, <i>Д.А.Мух</i> ин, <i>А.С.Коло</i> сов. Комбинирование методов коррекции статических поправок при нарушении регулярности системы наблюдений <i>E.M.Maximov, A.A.Tabakov, D.V.Oguenko, V.N.Ferentsi, A.A.Mukhin, D.A.Mukhin, A.S.Koloso</i> v. Combination of Statics Correction Methods when Observation System Disturbances Occur.....	8
3. <i>В.Н.Фер</i> енци, <i>В.Л.Елисе</i> ев, <i>А.А.Табак</i> ов, <i>Д.В.Огу</i> енко, <i>Ю.А.Степ</i> ченков, <i>Д.А.Мух</i> ин, <i>А.С.Коло</i> сов. Селекция волн в технологии сейсморазведки высокой четкости методом проектирования на области допустимых параметров <i>V.N.Ferentsi, V.L.Eliseev, A.A.Tabakov, D.V.Oguenko Y.A.Stepchenkov, D.A.Mukhin, A.S.Koloso</i> v. Wave Selection in High Definition Seismic Technology Based on Method of Projection on Valid Parameter Domains.....	11
4. <i>Д.В.Огу</i> енко, <i>А.В.Коп</i> чиков, <i>А.А.Табак</i> ов, <i>В.Л.Елисе</i> ев, <i>Д.А.Мух</i> ин, <i>А.С.Коло</i> сов, <i>В.М.Гро</i> мыко. Конструктивный контроль качества (ККК) сейсмограмм в технологии свч (сейсморазведка высокой четкости) <i>Denis V.Oguenko, A.V.Korchikov A.A.Tabakov, V.L.Eliseev, D.A.Mukhin, A.S.Koloso</i> v, <i>V.M.Gromyko</i> , Constructive Quality Control (CQC) of Seismograms Using Hds (High Definition Seismic) Technology	19
5. <i>Д.Г.Туй</i> ков, <i>А.В.Ба</i> ев, <i>А.А.Табак</i> ов, <i>В.Л.Елисе</i> ев, <i>А.А.Мух</i> ин, <i>Д.А.Мух</i> ин, <i>А.С.Коло</i> сов. Конечно-разностная миграция в технологии сейморазведки высокой четкости <i>D.G.Touikov, A.V.Baev, A.A.Tabakov, V.L.Eliseev, A.A.Muhin, D.A.Muhin, A.S.Koloso</i> v. Finite-Difference Migration in High Definition Seismic Technology	23
6. <i>В.Л.Елисе</i> ев, <i>А.А.Табак</i> ов, <i>А.В.Ба</i> ев, <i>ЛВ.Кал</i> ван, <i>В.Н.Фер</i> енци, <i>Д.А.Мух</i> ин, <i>А.С.Коло</i> сов, <i>Д.В.Огу</i> енко Использование обменных поперечных волн для восстановления нормальной отражательной характеристики разреза и повышения разрешенности изображения <i>V.L.Eliseev, A.A.Tabakov, A.V.Baev, L.V.Kalvan, V.N.Ferentsi, D.A.Muhin, A.S.Koloso</i> v, <i>D.V.Oguenko</i> Using of Converted Shear Waves to Restore Normal Medium Reflectivity and to Increase Resolution of an Image	27
7. <i>Ю.А.Степ</i> ченков, <i>А.А.Мух</i> ин, <i>А.А.Табак</i> ов, <i>Д.А.Мух</i> ин, <i>А.С.Коло</i> сов. Составные кинематические поправки для анализа скоростей по выборкам ОСТ, ОТВ, ОТП в технологии СВЧ. <i>U.A.Stepchenkov, A.A.Mukhin, A.A.Tabakov, D.A.Mukhin, A.S.Koloso</i> v	

Composite Kinematics Corrections for Velocities Analysis on CDP, CSP, CRP Suits in HDS Technology	33
8. Л.А.Молотков. Эффективные модели слоистых периодических сейсмических сред <i>L.A.Molotkov</i> Effective Models of Stratified Periodic Seismic Media	38
9. М.М.Попов. Применение метода суммирования гауссовых пучков к задачам геофизики: моделирование, миграция, построение скоростного разреза. <i>M.M.Popov.</i> Application of the Gaussian Beam Summation Method in Geophysics: Modelling, Migration, Tomography	40
10. А.В.Николаев фундаментальная и прикладная геофизика для проблем поиска и добычи углеводородов <i>A.V.Nikolaev.</i> Fundamental and Applied Geophysics for Prospecting and Exploration of Hydrocarbons	44
11. Д.В.Логинов. Нейросетевые модели и их использование для поиска геофизических зависимостей - теория и практика <i>D.V.Loginov.</i> Neural Net Models and Its Using for Geophysical Dependencies - Theory and Practice.	49
12. Г.А.Шехтман, В.М.Кузнецов, В.А.Редекон. Определение упругих импедансов в методе ВСП: результаты и дальнейшие перспективы <i>G.A.Shekhtman, V.M.Kuznetsov, V.A.Redekop.</i> Evaluation of Elastic Impedances at VSP Method: Results and Further Prospects	53
13. Галина Енджеёвска-Тычковска. Алгоритм для одновременной инверсии данных наземной сейсмики и вертикального сейсмического профилирования для количественного анализа поля скоростей <i>Halina Jedrzejowska-Tyczkowska.</i> Algorithm for Simultaneous Inversion of Surface Seismics and Vertical Seismic Profiling Data for Quantitative Assessment of Velocity Field	57
14. П.Н.Александров, А.Н.Александров. Истокообразная аппроксимация в задачах сейсморазведки и электроразведки <i>P.N.Aleksandrov, A.N.Aleksandrov.</i> Sourcewise Approximation in Problems of Seismic Prospecting and Geoelectrics	58
Раздел 2. Интегрированная обработка, интерпретация и прогноз нефтегазонасыщенности по данным наземно-скважинных наблюдений с применением новых разработок. <i>Integrated Processing, Interpretation and Prediction of Hydrocarbon Saturation from the Surface - Downhole Data, Using Innovations.....</i>	
15. Н.П.Смилевец, С.А.Чернышов. Компьютерная технология прогноза нефтегазоносности на основе комплексирования геофизических данных в едином координатном пространстве (x, t ₀) при региональных и поисково-разведочных работах <i>N.P. Smilevets, S.A. Chernyshov.</i> Computer Technology for Oil and Gas Presence Forecast by Integrated Interpretation of Different Geophysical Methods Data in Unified Coordinates in Time Seismic Section on Regional and Exploration Stage	62

16. **В.И.Митасов, В.А.Кондратьев, И.А.Кушмар, В.П.Семенов.** Петрофизическое и сейсмогеологическое моделирование как основа успешности прогноза коллекторов в карбонатных отложениях восточной Сибири
V.I.Mitasov, V.A.Kondratiev, I.A.Kushmar, V.P.Semenov. Petrophysical and Seismic-Geological Modeling as a Basis of Success of Forecasting the Reservoir Rocks in the Carbonate Deposits of Eastern Siberia 66
17. **О.О.Адамович.** Использование математического моделирования данных наземной сейсморазведки и ВСП для оценки возможностей сейсмического метода в условиях юга сибирской платформы
O.O.Adamovich Mathematical Modeling of Land Seismic and VSP Data for Estimating Seismic Method Potential in Conditions of South of Eastern Seiberia-Plate 73
18. **А.Н.Амиров, А.А.Терёхин.** Иллюстрации уникальных возможностей ВСП при изучении строения резервуаров углеводородов
A.N.Amirov, A.A.Tereokhin. Illustration unique resources VSP of reservoir analysis hydrocarbon 79
19. **А.А.Алабушин, М.В.Чертенков, А.Н.Касимов, В.А.Редекоп.** Томографический подход при изучении неоднородностей геологического разреза методом НВСП
A.A.Alabushin., M.V.Chertenkov, A.N.Kasimov, V.A.Redekop. Tomographic Approach to the Study of Heterogeneity of Geological Section with the VSP Method 80
20. **Г.В.Голикова, К.Ю.Санников, А.П.Мочалов.** Некоторые элементы структуры резервуара определяемые по полям интерференционных волн.
G.V.Golikova, K.Y.Sannikov, A.P.Mochalov. Determination of Some Elements of the Reservoirs Structure by Interference Waves..... 81
21. **Ю.В.Чудинов, А.В.Расстегаев, Н.А.Богомолова, И.А.Тимошенко, Л.Н.Коровко.** Поперечные волны в прикамье. Источники, обработка, интерпретация
Yu.V.Chudinov, A.V Rasstegaev, N.A.Bogomolova, I.A.Timoshenko, L.N.Korovko. Shear waves in the Kama Area. Sources, Processing, Interpretation..... 85
22. **А.В.Деров, Г.А.Максимов, Д.В.Александров, М.Ю.Лазарьков, Б.М.Каштан.** Моделирование поля гидроволн при ВСП для определения параметров трещины гидроразрыва
A.V.Derov, G.A.Maximov, D.V.Alexandrov, M.Yu.Lazarkov, B.M.Kashtan. Modeling of Tube Waves at VSP for Estimation of Hydro Fracture Parameters..... 89
- Раздел 3. Оборудование и технология получения данных**
Devices and Acquisition Technologies
23. **Уильям Х.Холл** ВСП и не только
W. H. Hall / D. Gruszkowski. Beiynel VSP..... 94

24.	<i>А.К.Доронкин, Р.М.Карабанова, Н.Ф.Малов, А.А.Звегинцев, Т.Н.Ишувев.</i> Применение скважинной сейсморазведки для сбора данных необходимых при проектировании наклонно-направленных и горизонтальных скважин <i>A.Doronkin, R.Karabanova, N.Malov, A.Zvegintsev, T.Ishuev.</i> Application of Borehole Seismic Survey for Data Acquisition which is Necessary on Designing of Directional and Horizontal Wells	96
25.	<i>А.А.Мартюшев</i> О целесообразности проведения ВСП в наклонных скважинах <i>A.A.Martiushev.</i> Usefulness of VSP in Deviation Wells	100
26.	<i>Д. П. Земцова, А. Г. Погосян.</i> Возможности изучения фильтрационных свойств коллекторов угольных пластов на основе многоволновых скважинных сейсмических наблюдений <i>D. P. Zemtsova, A. G. Pogosyan.</i> Possibilities of Studying of Filtrational Properties Collectors of Coal Layers on the Basis of Multicomponential Well Seismic Supervision	102
27.	<i>Ю.Г.Антипин.</i> Современное состояние и некоторые возможности повышения эффективности метода вертикального сейсмического профилирования <i>J.G.Antipin.</i> Modern Condition and Some Possibilities of Increase of Efficiency Method of Vertical Seismic Profiling	108
28.	<i>Е.А.Виноградов, Ю.В.Антипин.</i> Способ регулирования величины предварительной коррекции в термостойком передатчике. <i>E.A.Vinogradov, J.V.Antipkin,</i> A Way of Regulation of Size of Preliminary Correction in the Heat-Resistant Transmitter.....	112
	Авторский указатель	118
	Перечень организаций – участников, докладчиков и содокладчиков.....	119

Раздел 1 Новые программно-методические разработки
New Software Developments

**СЕЙСМОРАЗВЕДКА ВЫСОКОЙ ЧЕТКОСТИ (СВЧ) –
БЕСКОМПРОМИССНЫЙ ПОДХОД К РЕГИСТРАЦИИ
И ОБРАБОТКЕ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ**

А.А.Табakov*, В.Л.Елисеев*, А.А. Мухин**,
Ю.А. Степченко**, Д.В. Огуенко*

(* ООО «ГЕОВЕРС», Москва, ** ООО "УНИС", Санкт-Петербург)

**HIGH DEFINITION SEISMIC (HDS) –
UNCOMPROMISING APPROACH TO SEISMIC DATA ACQUISITION
AND PROCESSING**

Alexander A. Tabakov*, V.L. Eliseev*, A.A. Mukhin**,
Yu.A.Stepchenkov**, D.V. Oguenko*

(* *GEOVERS Ltd., Moscow, ** UNIS Ltd, Saint Petersburg*)

Аннотация.

Введён термин «Сейсморазведка Высокой Чёткости», которая отличается от традиционной сейсморазведки интеграцией наземной сейсморазведки и ВСП в геометрии наблюдений, в технике регистрации и системах обработки. По отношению к существующим системам, называемым 3D, введено одиннадцать существенных изменений и дополнений, исправляющих недостатки, основанные на устаревших традициях. Предложено измерять чёткость изображений среды отношением верхней границы информативного частотного диапазона к нижней, выраженным в децибелах. На основании тестирования части вводимых усовершенствований сделано предположение о существенном (в разы) повышении информативности сейсморазведки.

Abstract.

The new “High Definition Seismic” is introduced. The traditional seismic prospecting is extended through integration of surface seismic and VSP in areas of acquisition geometry, technique of acquisition and processing systems. As compared to conventional 3D seismic, ten sufficient corrections and extensions are applied to compensate disadvantages based on not up-to-date traditions. The new estimate equal to relation between highest and lowest informative frequencies in “db” has to be the measure of definition for final image. It is proposed on the base of testing the elements of new technology that efficiency of seismic prospecting may be increased two or more times.

Последним существенным шагом в развитии традиционной сейсморазведки является введение систем наблюдения 3D, которые фактически являются двумерными системами (только на поверхности). Практически независимо развивались методы ВСП с расширением на 2D ВСП и 3D ВСП.

Отсутствие с тех пор существенного прогресса как в сейсморазведке на поверхности (СП), так и в ВСП указывает на наличие неких принципиальных ограничений.

Для СП это - отсутствие возможности оценки истинной формы импульса возбуждения и истинных скоростей, а также несовершенство алгоритмов и многочисленные, часто некорректные, упрощения, принятые при обработке данных.

Для ВСП это - принципиальные ограничения, связанные с фиксацией профиля наблюдений, приводящие к ухудшению и, в конечном счёте, к разрушению сейсмических образов с удалением от скважины.

Эти соображения привели к предложению об использовании трёхмерных систем наблюдений (3D + ВСП), а также к анализу и пересмотру на базе концепций, разработанных для ВСП, систем обработки данных СП, в том числе зарегистрированных совместно с ВСП.

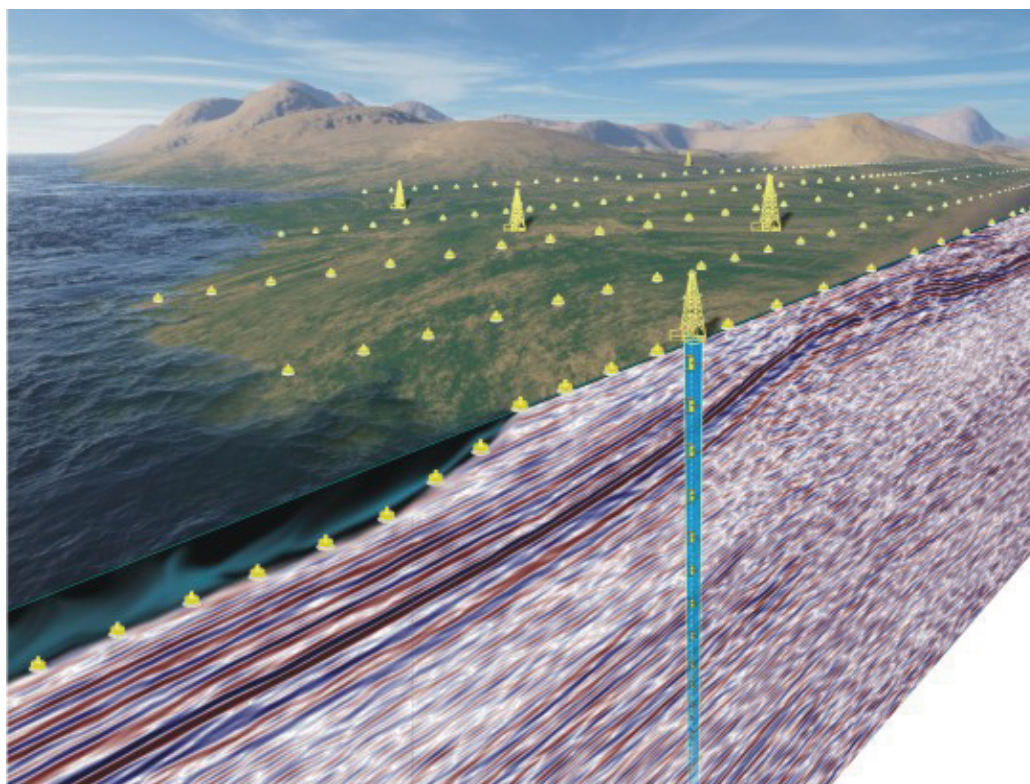


Рис. 1. Трёхмерная система наблюдений при Сейсморазведке Высокой Четкости (СВЧ).

Основные усовершенствования для перехода от традиционной сейсморазведки к Сейсморазведке Высокой Четкости представлены в виде 11 пунктов “дорожной карты”:

1. Трёхмерная система наблюдений – для учета истинных скоростей и истинной формы импульса возбуждения.
2. Крепление сейсмоприёмников к земле – для устранения резонансов на приеме.

3. Увеличение плотности наблюдений и удлинение годографа – для улучшения возможностей селекции волн по скоростям, особенно для низких частот и низких скоростей.
4. Регистрация не менее 1 с до начала записи и 2 с после самого глубокого отражения для оценки шумов. Интервал дискретизации не более 1 мс для расширения возможного частотного диапазона.
5. Коррекция статических поправок по системе «Поликор» – для получения надежных статических поправок на ранних стадиях, до оценки скоростей.
6. Полный анализ исходных волновых полей – для принципиального улучшения отношения сигнал/шум.
7. Увеличение гибкости кинематических параметров – для более точного описания годографа совместно с переменными во времени статическими поправками.
8. Вместо использования концепций линии приведения, статических поправок и кинематических поправок при оценке скоростей – применение решения обратной кинематической задачи – для построения модели среды, корректно соответствующей всей совокупности наблюденных годографов.
9. Компенсация зависимости отражательной характеристики продольных волн от угла падения и расширение спектра путём накапливания продольных и обменных поперечных волн по формуле Табакова-Баева ($K_{norm}^P = K_{inc}^P + 0.5K_{inc}^{PS} \sin(inc)$) – для корректного изображения крутопадающих границ.
10. Модель-базированная векторная миграция.
11. Интеллектуальная система обработки.

К настоящему времени в той или иной мере опробованы с подтверждённой эффективностью все элементы методики. Результаты демонстрируются, в том числе, в настоящем сборнике.

Выводы и рекомендации.

1. Предложенная «Сейсморазведка Высокой Чёткости» интегрирует подходы к системам наблюдения, регистрации и обработке данных сейсморазведки на поверхности и ВСП.

2. Применение предложенных усовершенствований предположительно должно привести к повышению информативности сейсморазведки в два и более раз.

2. Рекомендуется использовать уже реализованные усовершенствования и продолжить развитие технологии СВЧ.

КОМБИНИРОВАНИЕ МЕТОДОВ КОРРЕКЦИИ СТАТИЧЕСКИХ ПОПРАВК ПРИ НАРУШЕНИИ РЕГУЛЯРНОСТИ СИСТЕМЫ НАБЛЮДЕНИЙ

Е.М.Максимов*, А.А.Табаков*, Д.В.Огуенко*, В.Н.Ференци*,
А.А.Мухин**, Д.А.Мухин**, А.С.Колосов**

(* ООО «ГЕОВЕРС», Москва, ** ООО «УНИС», Санкт-Петербург)

COMBINATION OF STATICS CORRECTION METHODS WHEN OBSERVATION SYSTEM DISTURBANCES OCCUR

E.M.Maximov*, A.A.Tabakov*, D.V.Oguenko*, V.N.Ferentsi*
A.A.Mukhin**, D.A.Mukhin**, A.S.Kolosov**

(* *GEOVERS Ltd., Moscow*, ** *UNIS Ltd., Saint Petersburg*)

Аннотация.

Предложено и успешно отрабатано на практическом материале комбинирование технологий Поликор, ОТВ и ОТП для расчета статических поправок в условиях пропуска пунктов возбуждения и приема. При использовании нескольких временных окон оцениваются переменные во времени статические поправки в технологии СВЧ (Сейсморазведка Высокой Четкости).

Abstract.

Combined Polycor, CSP and CRP technology is proposed and successfully applied to real data disturbed by missed shots and receivers. Time-variable statics was determined through several time ranges to provide better approximation of traveltimes graph for HDS (High Definition Seismic) technology.

В существующих системах обработки, каждый годограф отраженной волны представляет из себя сумму кинематической составляющей (гиперболы) переменной во времени, и плавно меняющейся по профилю, и статических поправок, постоянных во времени и переменных вдоль профиля.

Неизменность статических поправок во времени следует из предположения, что в ЗМС отраженные волны проходят строго вертикально. При наличии слоя вечной мерзлоты это не верно. Кроме того, стандартные методы определения статических поправок (расчет априорной и корректирующей статики) не точны (проблема длиннопериодной статики) и слабо устойчивы (линейно зависимые компоненты в системе уравнений корректирующей статики по четырех факторной модели).

В сейсморазведке высокой четкости декларируется следующая модель годографа отраженной волны

$$t(t_0, x, L) = \sqrt{t_0^2 + p^2(x)L^2} + k_1(x)L + k_2(x)L^2 + \dots + k_n(x)L^n + \Delta t_{st}(t_0, x), \quad (1)$$

Здесь «статическими поправками» называется компонента $\Delta t_{st}(t_0, x)$, которая переменна и вдоль профили, и по времени. Эта компонента задает

отклонения реального годографа от теоретического, заданного суммой гиперболы и полинома n -й степени. Как и другие компоненты модели годографа, физического смысла она не имеет, но позволяет более точно описать годографы отраженных волн.

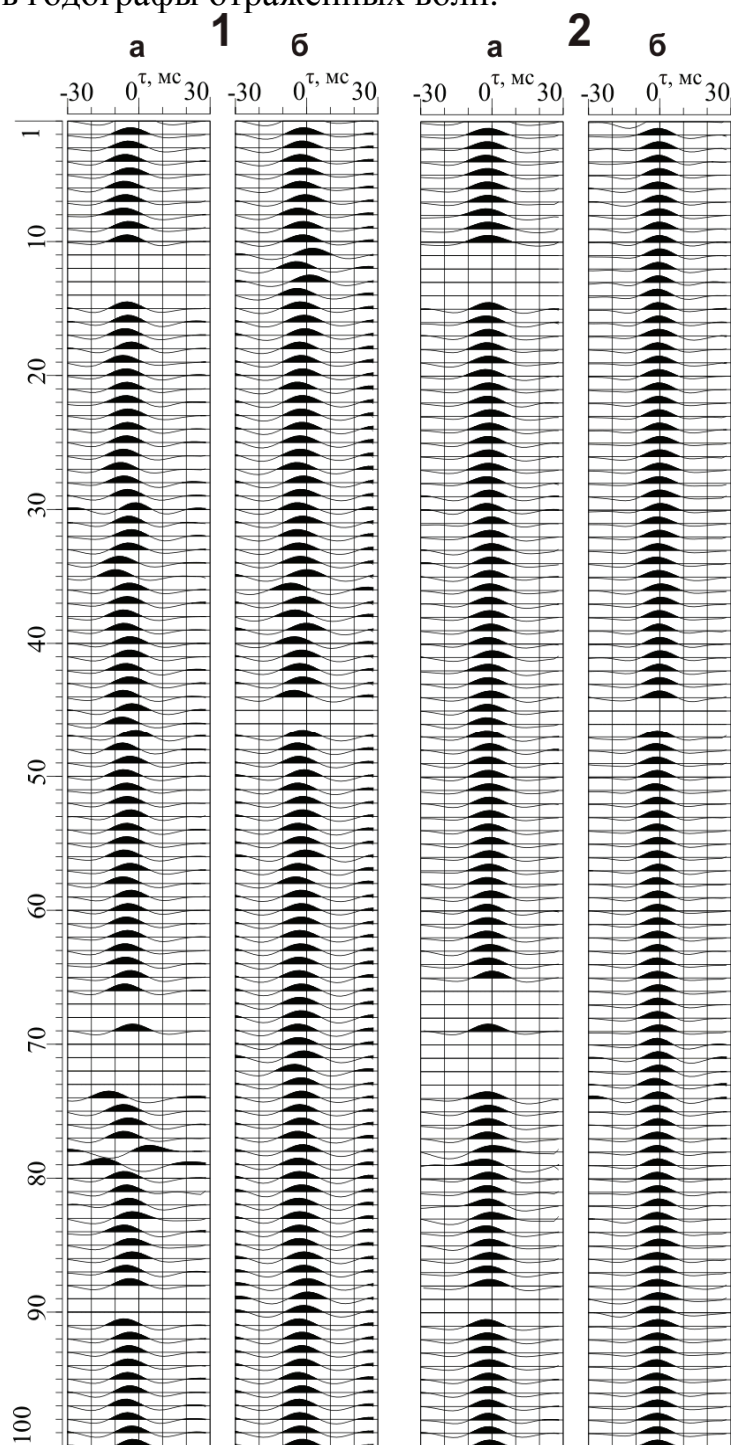


Рис. 1 Коррекция статических поправок «Поликор».

1 – Ряды корреляционных функций до коррекции,

2 – ряды корреляционных функций после коррекции.

а – ряды корреляционных функций по пунктам возбуждения,

б – ряды корреляционных функций по пунктам приема.

Основой процесса расчета поправок является метод ПОЛИКОР. Идея метода основывается на расчете первичных рядов корреляционных функций между трассами равных удалений для соседних сейсмограмм, последующей их корреляции и накапливания полученных рядов корреляционных функций (рис. 1). Для использования метода Поликор не нужно знать кинематическую составляющую годографов, поэтому метод можно применять на ранних этапах обработки. При расчете поправок за ПВ и ПП необходимо произвести интегрирование соответствующих наборов сдвигов максимумов накопленных рядов. При нарушении однородности системы наблюдений - т. е. при дефектных или пропущенных ПВ и ПП интегрирование вдоль всего профиля невозможно. Поправки рассчитываются только внутри участков непрерывности системы наблюдений. После ввода этих первичных поправок определяется предварительная кинематика и производится предварительная селекция отраженных волн. Рассчитанных поправок достаточно для формирования информативных разрезов ОПВ и ОПП, на которых прослеживаются сильные отражения вдоль всего профиля. По этим разрезам определяются поправки «перекрывающие» неоднородности системы наблюдений. (Важно помнить, что временные разрезы в сейсморазведке высокой четкости геологического смысла не имеют) Путем взаимной корреляции трасс разреза с эталоном находятся их относительные временные сдвиги, которые определяют соответствующие статические поправки. В разрезах ОПВ и ОПП влияние статики за ПВ и ПП разделено. Статика за ПП корректируется по разрезу ОПП, а статика за ПВ - по разрезу ОПВ. Поправки определяются в разных диапазонах времен, в широких окрестностях сильных отражений. На рис. 2 показаны статические поправки рассчитанные в разных временных интервалах для реального профиля (Паяха, устье Енисея). Видно, что короткопериодная статика практически одинаковая для разных времен, тогда как амплитуда длиннопериодной статики увеличивается с уменьшением t_0 . Определение статики в данном случае - итеративный процесс, производимый совместно с уточнением кинематики и улучшением селекции.

Выводы:

1. Комбинирование метода Поликор и коррекции по временным разрезам ОПВ и ОПП позволяет определить статические поправки при наличии пропущенных ПВ и ПП на ранних стадиях обработки.
2. Применение комбинации методов к различным временным интервалам разреза позволяет рассчитать переменную во времени статику для более точного описания годографов в технологии СВЧ.

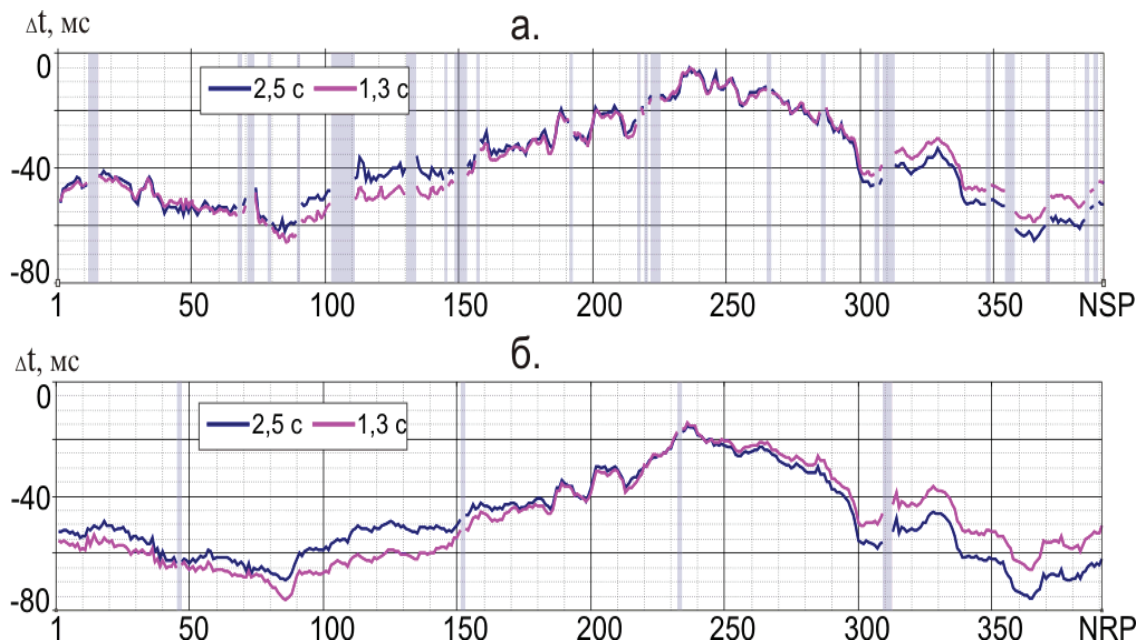


Рис. 2. Статические поправки за пункт взрыва (а, NSP) и пункт приема (б, NRP) для окрестностей времен 2,5 с и 1,3 с.

Литература:

1. А.В.Копчиков, А.А.Табак, В.Н.Ференци, В.Л.Елисеев. Коррекция статических поправок в методе “ПОЛИКОР” для обработки совмещенных поверхностно-скважинных наблюдений. Тезисы докладов научно-практической конференции “Гальперинские чтения 2005”, С. 114-117, 2005.

2. А.В.Копчиков. Модельные исследования эффективности коррекции статических поправок в методе ОГТ по системе “ПОЛИКОР”. Тезисы докладов международной научно-практической конференции молодых ученых и специалистов “Геофизика 2005”, С. 133-135, 2005.

**СЕЛЕКЦИЯ ВОЛН В ТЕХНОЛОГИИ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ
 ВЫСОКОЙ ЧЕТКОСТИ МЕТОДОМ ПРОЕКТИРОВАНИЯ НА
 ОБЛАСТИ ДОПУСТИМЫХ ПАРАМЕТРОВ**

В.Н.Ференци*, В.Л.Елисеев*, А.А.Табак*, Д.В.Огуенко*,
 Ю.А.Степченков**, Д.А.Мухин**, А.С.Колосов**.

(*ООО «ГЕОВЕРС», г. Москва, **ООО «УНИС», г. Санкт-Петербург)

**WAVE SELECTION IN HIGH DEFINITION SEISMIC TECHNOLOGY
 BASED ON METHOD OF PROJECTION ON VALID PARAMETER
 DOMAINS**

V.N.Ferentsi*, V.L.Eliseev*.A.A.Tabakov*, D.V.Oguenko*
 Y.A.Stepchenkov**, D.A.Mukhin**, A.S.Kolosov**.

(*GEOVERS, Ltd., Moscow, **UNIS, Ltd., Saint-Petersburg)

Аннотация

Проблема качественной селекции полезных волн при наличии в данных существенных регулярных и нерегулярных помех является одной из основных проблем при обработке данных сейсморазведки высокой четкости. Использование метода проектирования в области допустимых параметров при селекции увеличивает помехоустойчивость и детальность результатов селекции.

В работе рассматриваются методические вопросы и особенности реализации селекции волн, основанной на применении априорной модели среды, для данных ВСП при наличии в них разного рода частотных помех. Приводятся пример применения метода при селекции данных ВСП дальнего пункта взрыва.

Abstract

The problem of qualitative selection of useful waves at presence in the data essential regular and irregular noises is one of the basic problems in high definition seismic data processing. Use of method of projection in the valid parameters domains at selection increases a noise stability and detail of selection results.

Methodical questions and features of realization of wave selection based on application of a priori model of medium for VSP data containing a different kind of frequency noises are considered in the paper. The example of method application in selection of offset shot point VSP data is given.

Эффективность обработки данных ВСП в технологии сейсморазведки высокой четкости во многом определяется качеством селекции из волнового поля основных типов волн. При обработке данных 2D/3D ВСП, имеющих значительный объем, добавляется также фактор производительности селекции.

Одной из главных проблем селекции волн из волнового поля, содержащего регулярные и нерегулярные помехи, является максимально эффективное подавление всех типов помех, наблюдаемых во временной, частотной и FK области, при минимальном искажении основных полезных волн – падающих и отраженных продольных и поперечных волн.

Задачи высокой технологичности и эффективности селекции могут быть одновременно решены на основе применения априорных адекватных 1D-3D моделей среды и метода проектирования на области допустимых решений.

Основные принципы селекции, базированной на модели среды, были изложены в [1]. Здесь же приведен список выделяемых на основе априорной модели волн.

В современной реализации технологии селекции наряду с принципами кинематического проектирования в области допустимых решений положены также и принципы динамического проектирования.

В основе технологии селекции лежит выведение 3С волнового поля для волны заданного типа из списка допустимых волн на вертикаль, возможно, с преобразованием 3С трасс данной волны в следящую компоненту с предварительной оценкой поляризации данной волны. Такая трансформация волнового поля может рассматриваться как его проектирование в область допустимых решений. Причем решение (в данном случае селекция волны данного типа) будет тем точнее, чем лучше соответствует модель среды данному волновому полю и чем более представлен список типов волн, на которые разлагается волновое поле. Последний фактор играет особенно заметную роль в связи с итеративностью процесса селекции волн. Чем больше волн, на которые разлагается волновое поле, тем меньше их проявление в поле остатков, а, следовательно, тем лучше условия для селекции каждой волны на каждой итерации поиска решения.

Следующим фактором, определяющим область решений при селекции, является выбор допустимых параметров процедур селекции, а именно, ФК-фильтрации и весовой адаптивной по времени селекции в скользящей по трассам базе. Принцип выбора параметров такой, что на первой итерации поиска решения должна быть обеспечена необходимая избирательность селекции, то есть размер скользящей по трассам базы селекции задается достаточно большим. Это делается для того, чтобы разумным образом сузить область допустимых решений и отсеять регулярные волны-помехи с близкими кажущимися скоростями по отношению к выделяемой волне. Платой за такое сужение области решений является потеря деталей выделяемой волны.

После первой итерации селекции детали каждой из выделяемых волн будут находиться в волновом поле остатков, но основная энергия каждой из волн уже будет выделена. Это делает условия для селекции на следующей итерации более благоприятными. Последовательно добавляя каждую из выделенных на первой итерации волн к полю остатков и повторно выделяя их на уже меньшей базе селекции, мы тем самым получаем выделенные волны с уже большими деталями. Повторяя этот процесс, мы, с одной стороны, сужаем область допустимых решений, а, с другой, направляем ее все больше к истинному решению, то есть к полному выделению волны со всеми ее деталями на фоне регулярных помех.

Все сказанное выше основывается на принципах кинематического проектирования в области допустимых параметров. Рассмотрим теперь также и принципы динамического проектирования.

В волновом поле, кроме регулярных полезных волн и волн-помех, присутствуют также и разного рода нерегулярные помехи. Достаточно представительным их подмножеством являются так называемые гармонические помехи, то есть помехи, которые в частотной области

приводят к искажениям спектров трасс. Достаточно эффективной процедурой подавления такого рода помех является процедура редактирования гармонических помех, основанная на расчете среднемеданного по трассам спектра трасс фильтруемой сейсмограммы, рассчитываемого как по всей трассе, так и в пределах заданного временного окна и используемого в качестве эталона при фильтрации. Процедура редактирования состоит в приведении с некоторым допуском спектров текущих трасс сейсмограммы к среднему спектру. Допуск позволяет приводить к среднему спектру только шумовые гармоники спектра, не затрагивая при этом неискаженную помехами часть спектра. Еще эффективнее в качестве спектра эталона при редактировании гармонических помех применять спектр трассы однократно отраженных волн.

Для борьбы с локальными гармоническими помехами, то есть помехами, проявляющимися не по всей длине трассы, в процедуре фильтрации гармонических помех предусмотрено разбиение трассы на окна, в пределах каждого из которых применяется свой оператор фильтра. Средний спектр в этом случае может рассчитываться, как по всей трассе или в одном общем окне, а также свой спектр в каждом окне разбиения.

Процедуру фильтрации гармонических помех при селекции волн эффективнее всего применять в процессе самой селекции, поскольку ее предварительное применение может исказить полезную информацию. В этой связи в технологию автоматической селекции [1] была добавлена (опционально) возможность гармонической фильтрации помех поля выделенной волны, а также волнового поля остатков после выделения всех регулярных волн на каждой итерации селекции (рис.1). Поля гармонических помех, полученные из волновых полей остатков на каждой итерации, накапливаются. Таким образом, на каждой итерации условия селекции полезных регулярных волн на фоне гармонических помех становятся все более благоприятными. Чтобы усилить эффект применения данной процедуры рекомендуется на первой итерации использовать жесткое редактирование спектров выделяемых волн и мягкое редактирование спектров трасс поля остатков, постепенно ослабляя редактирование спектров выделяемых волн и увеличивая степень редактирования поля остатков в процессе итераций селекции волн.

На рис. 2 показывается результат применения гармонического редактирования спектра при селекции отраженных продольных и поперечных волн в волновом поле, содержащем интенсивные низкочастотные падающие поперечные волны. На рис. 2а очевидно существенное превышение низкочастотной части спектра отдельной трассы над средним спектром группы трасс. На рис. 2в и рис. 2е показан результат селекции Р и S волн соответственно без применения процедуры редактирования спектров. В поле выделенных волн заметно проявление

низкочастотной падающей поперечной волны. Очевидно, что при селекции данных волн с применением редактирование спектров выделенных волн уже после второй итерации (рис.2д и рис.2з) влияние падающей S волны практически незаметно.

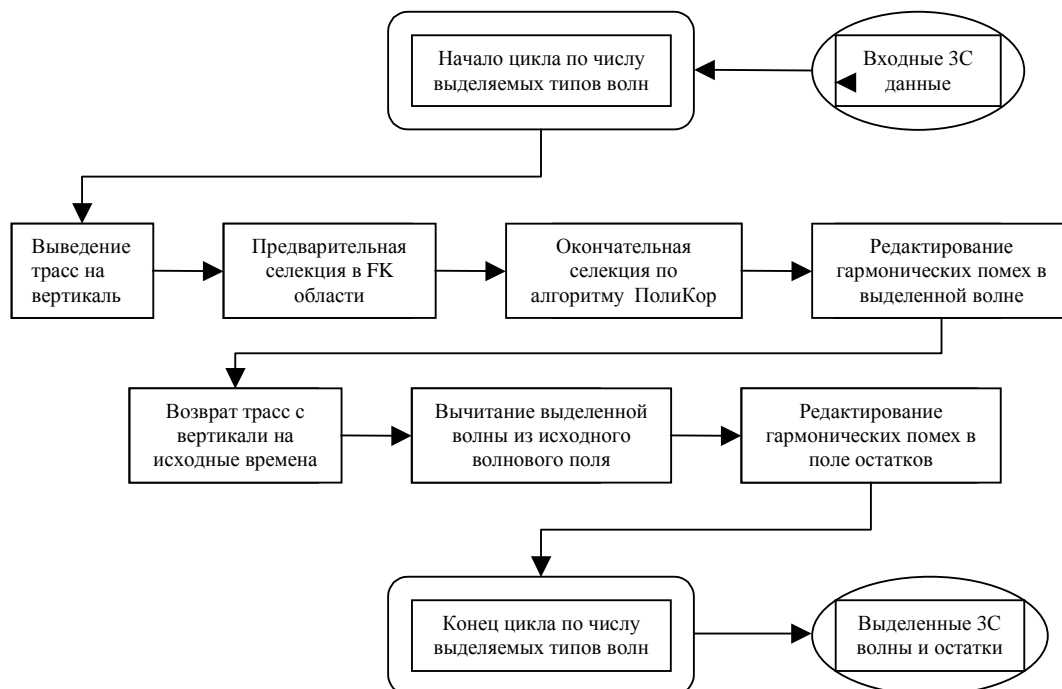


Рис.1. Структурная схема селекции данных одного ПВ с применением редактирования гармонических помех.

Вторым принципом динамического проектирования в области допустимых параметров, применяемым при селекции волн, является использования сглаживания амплитуд в областях интерференции выделяемой волны с другими регулярными волнами. Применение данной процедуры позволяет сохранять истинные амплитуды регулярных волн в областях их интерференции.

Особенностью современной реализации технологии автоматической селекции в отличие от [1] является также возможность селекции прямых продольных и поперечных волн, как по модели, так и по их годографам первых выступлений. Это улучшает селекцию волн, когда не удастся подобрать детальную адекватную модель, положенную в основу селекции.

В [1] были приведены примеры применения технологии автоматической селекции волн, основанной на одномерной модели среды, к модельным данным ВСП и реальным данным 2D ВСП.

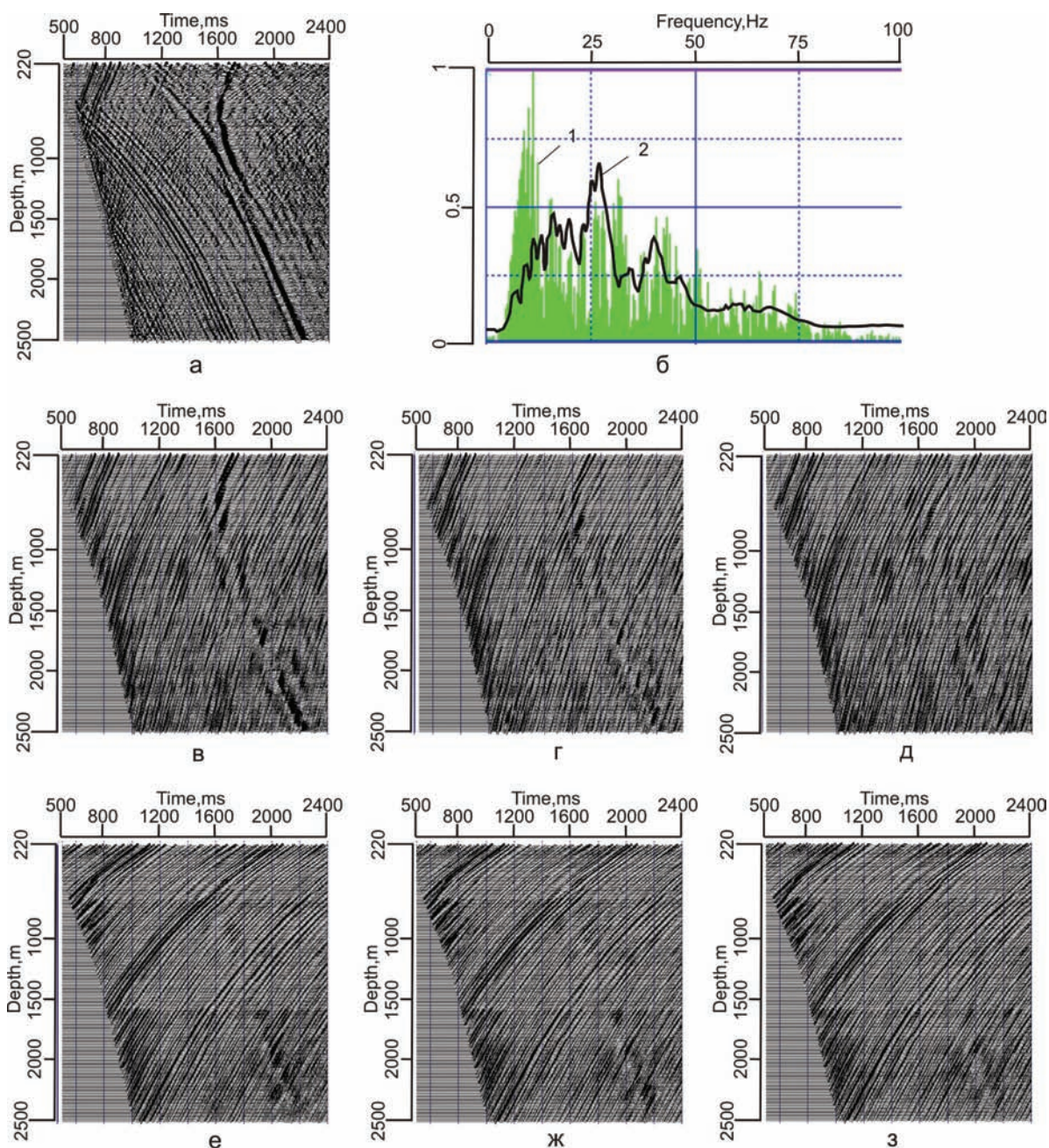


Рис.2. Пример применения частотного редактирования спектра для подавления низкочастотных регулярных помех при селекции волн. а) исходное волновое поле (R-компонента), б) наложение спектра одной редактируемой трассы (1) и среднего спектра (2), в)-д) результаты селекции отраженной Р волны без частотного редактирования спектра, с частотным редактированием спектра после первой и второй итерации соответственно, е)-з) те же результаты селекции отраженной S волны.

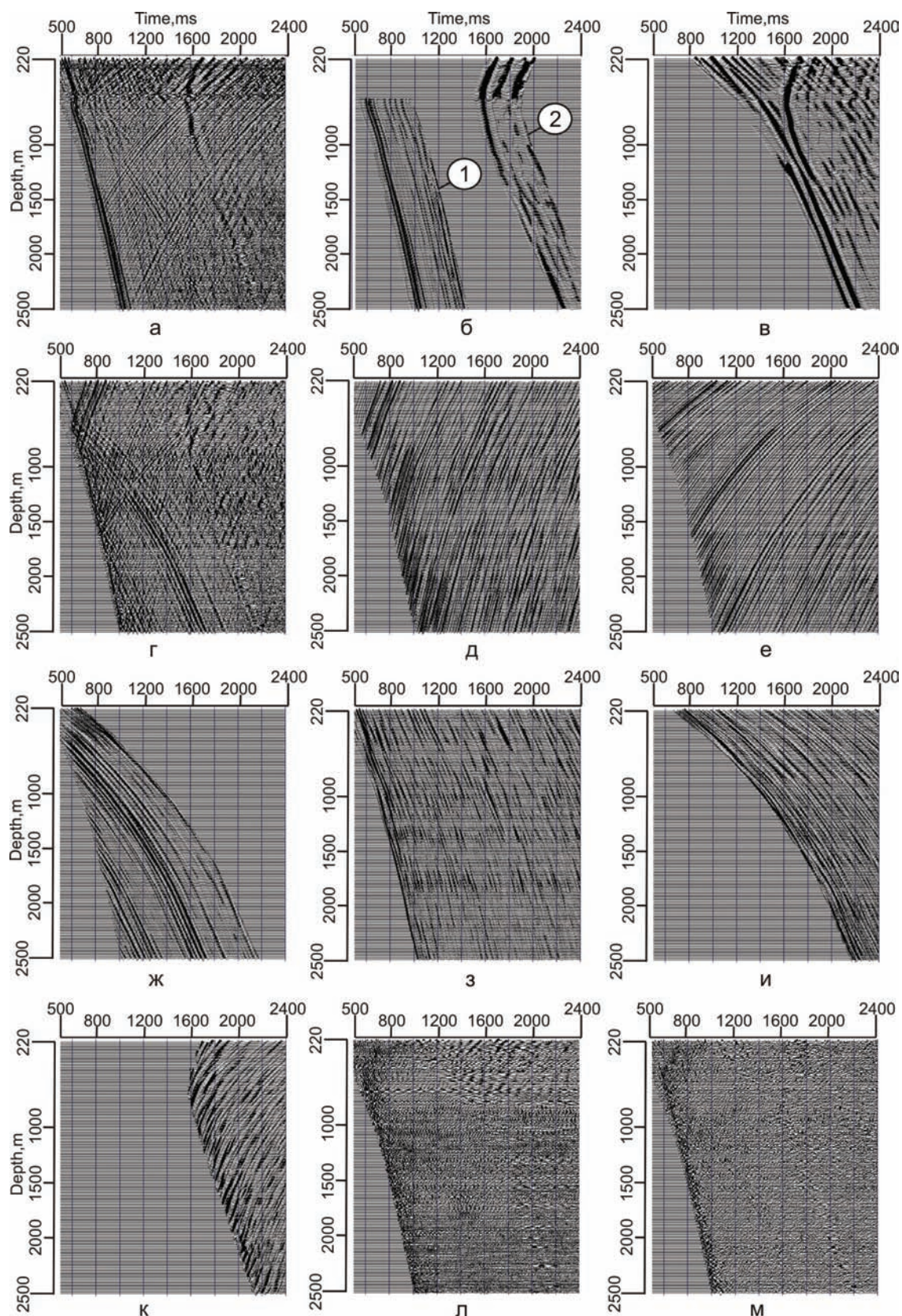


Рис.3. Результаты селекции реальных данных НВСП (Западная Сибирь): а) R-компонента исходного волнового поля, б) прямые волны: продольная (1) и поперечная (2), выделенные из R компоненты, в) наложение двух видов прямой S-волны, выделенных из R-компоненты исходного поля (рис.2а) г) Z-компонента исходного поля после вычитания прямых волн д)-к) волновые поля после

селекции из Z-компоненты: отраженной продольной (DPUP), отраженной обменной поперечной (DPUS) (из Y компоненты), обменной падающей (DPDS), кратной продольной падающей (DPUPDP), кратной поперечной падающей (DPUPDS), отраженной монотипной поперечной (DSUS) волн соответственно л) поле нерегулярных гармонических помех, м) волновое поле остатков после селекции.

На рис. 3.1 приводятся результаты применения автоматической селекции волн с использованием всех названных методов проектирования в области допустимых параметров к реальным данным НВСП при наличии в них гармонических помех. Показаны волновые поля основных выделенных волн, поле выделенных помех и поле остатков после селекции. Отсутствие регулярных волн в поле остатков и нерегулярных помех в выделенных волнах свидетельствует о хорошем качестве селекции.

Выводы.

1. Технология селекции волн при обработке данных ВСП, основанная на модели среды и методе проектирования на области допустимых параметров позволяет с высокой эффективностью и детальностью выделять полезные регулярные волны, обладает высокой технологичностью при обработке больших объемов данных 2D-3D ВСП.

2. Подход, при котором подавление нерегулярных гармонических помех осуществляется в процессе селекции волн, ослабляет влияние помех на результат селекции и повышает надежность выделения волн.

3. Применение метода проектирования в области допустимых параметров в частотной области при селекции волн позволяет выполнять селекцию в широкой полосе частот вообще без частотной фильтрации трасс, так как, по сути, данная процедура является адаптивным частотным фильтром.

4. Процедура селекции волн с применением проектирования в области допустимых параметров также оказывается эффективной и при обработке данных наземной сейсморазведки.

Литература

1. В.Н.Ференци, А.А.Табаков, Л.В.Севастьянов, Е.А.Фурсова, В.Л.Елисеев. Автоматическая селекция волн при модель-базированной обработке данных ВСП. Материалы научно-практической конференции «ВСП и трехмерные системы наблюдений в сейсморазведке», Москва, 2007, с. 12-17.

КОНСТРУКТИВНЫЙ КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА (ККК) СЕЙСМОГРАММ В ТЕХНОЛОГИИ СВЧ (СЕЙСМОРАЗВЕДКА ВЫСОКОЙ ЧЕТКОСТИ)

Д.В.Огуенко*, А.В.Копчиков*, А.А.Табаков*,
В.Л.Елисеев*, Д.А.Мухин**, А.С.Колосов**, В.М.Громыко***
(* ООО «ГЕОВЕРС», Москва, ** ООО "УНИС", Санкт-Петербург,
*** БелНИПИнефть РУП «ПО «Белоруснефть», Гомель)

CONSTRUCTIVE QUALITY CONTROL (CQC) OF SEISMOGRAMS USING HDS (HIGH DEFINITION SEISMIC) TECHNOLOGY

Denis V. Oguenko*, A.V. Korchikov*, A.A. Tabakov*, V.L. Eliseev*,
D.A. Mukhin**, A.S. Kolosov**, V.M. Gromyko***,
(* GEOVERS Ltd., Moscow, ** UNIS Ltd, Saint Petersburg,
*** BelNIPIneft RUP «PO «Belorusneft», Gomel)

Аннотация.

Предложена методика конструктивного контроля качества, основанного на использовании результатов полного анализа сейсмических волновых полей. Выявляются конкретные факторы, снижающие качество сейсмических материалов, что позволяет оценить причины и оптимизировать граф обработки данных. Приводится пример такого анализа для профиля ОГТ, расположенного в северо-западной части Восточной Сибири в зоне вечной мерзлоты.

Abstract.

The method of constructive quality control based on full analysis of seismic wavefields is proposed. Particular factors influencing the quality of seismic data may be revealed. These factors are indicators of noises origination and may help to optimize processing chain. The case story of such analysis is depicted on the base of profile in north-west permafrost area of East Siberia.

Под конструктивным контролем качества в сейсморазведке высокой чёткости (СВЧ) понимается оценка отношений сигнал/шум с использованием расчленённых волновых полей.

Конструктивность такого контроля обеспечивается возможностью оценки значимости помех и их зависимостью от частоты, удаления, времени или от комбинации этих факторов. Знание этих факторов позволяет не только формально оценить качество материала, например, по отношению сигнал/шум, но и выявить причины снижения качества, а также оптимизировать граф обработки.

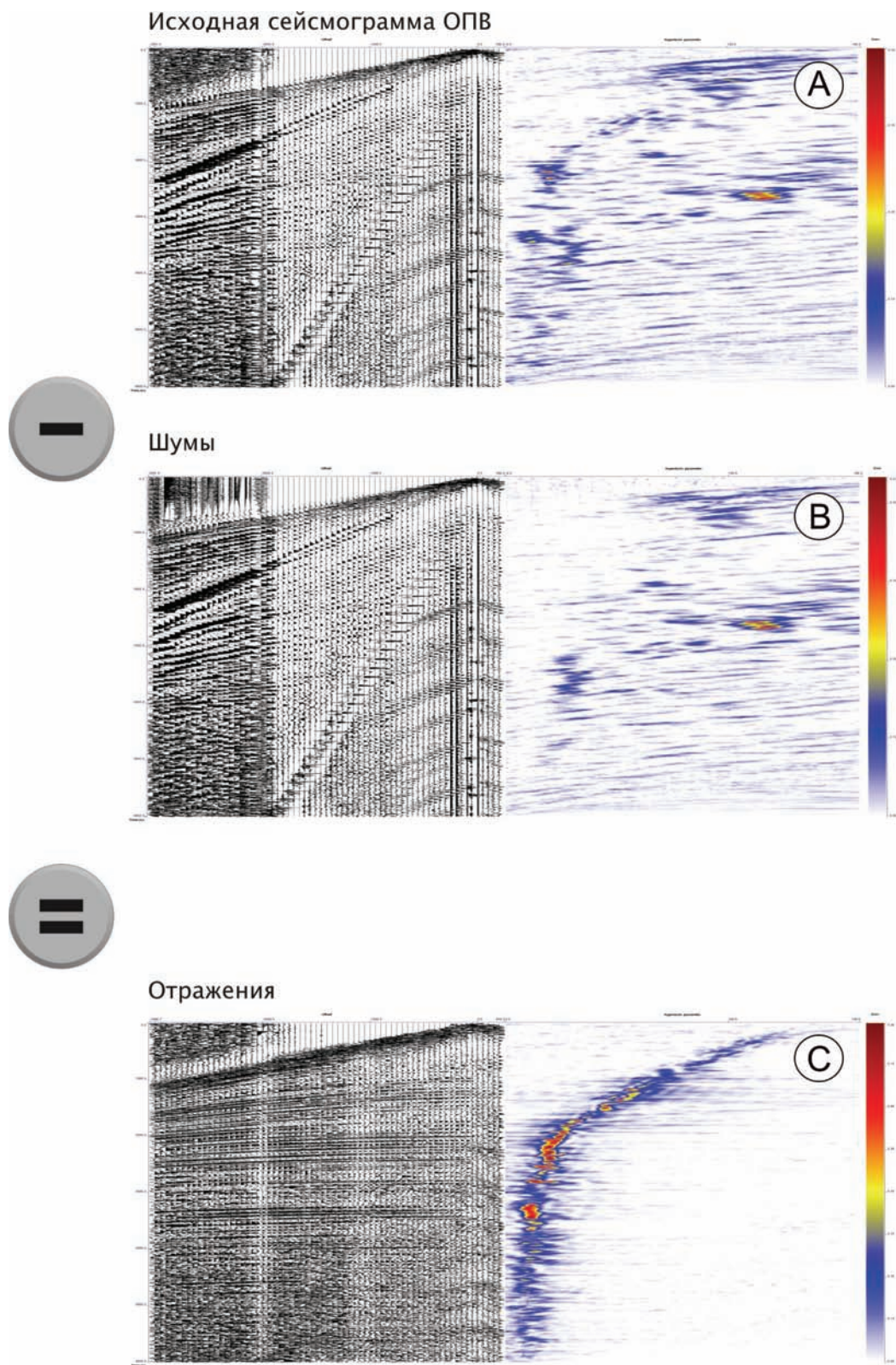


Рис.1. Селекция волновых полей

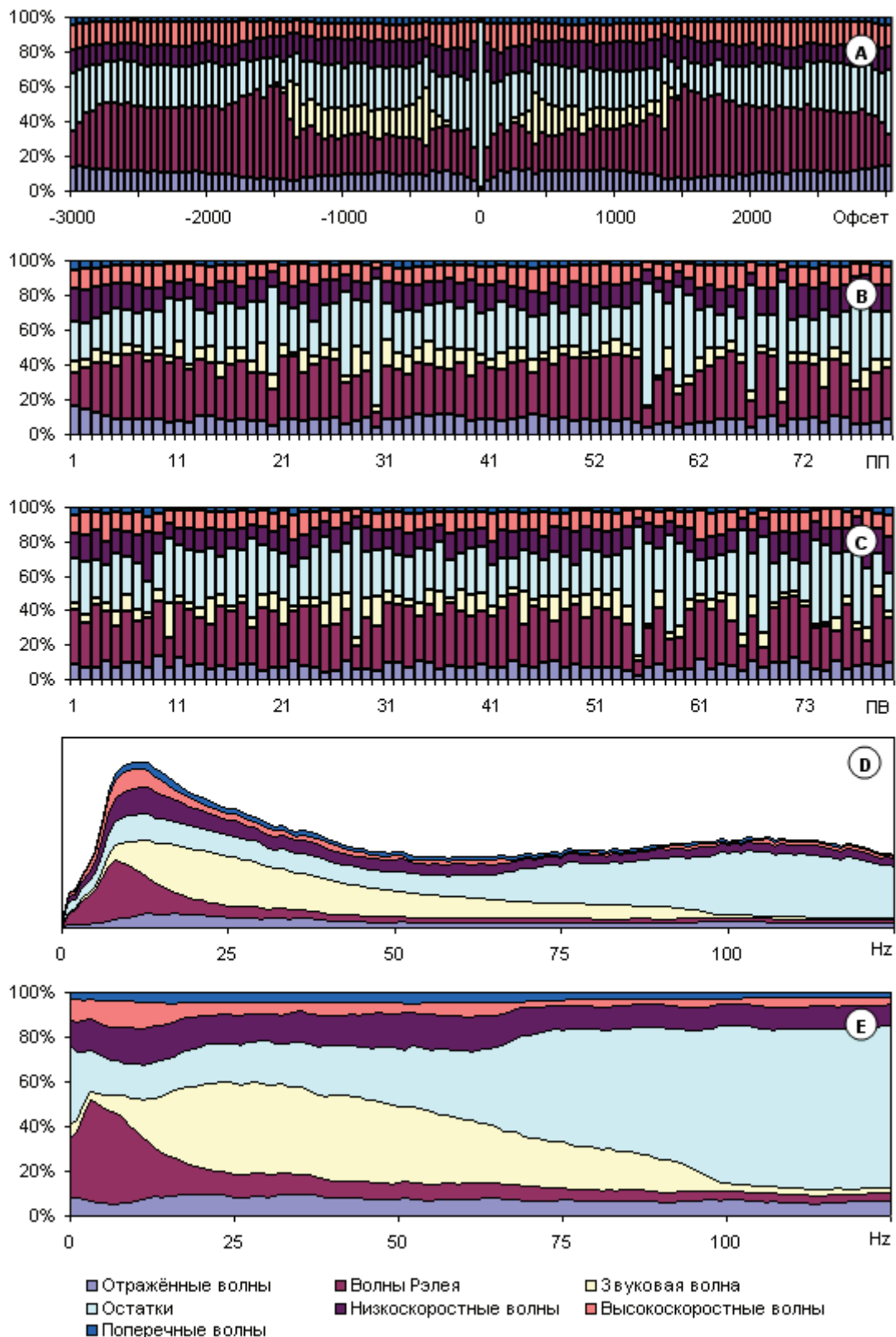


Рис.2. Соотношение энергий волновых полей, полученных в результате селекции:

А) с учётом офсета, В) по пунктам приёма, С) по пунктам взрыва, Д) абсолютные значения энергий на различных частотах, Е) по частоте.

В процессе анализа волновых полей в технологии СВЧ выделяются следующие основные компоненты волновых полей:

- полезные отражённые волны;
- низкоскоростные кратные волны;
- обменные волны;
- звуковые волны;
- поверхностные волны из источника;
- рассеянные на неоднородностях поверхностные волны;
- головные волны от мелких границ;
- гармонические составляющие;
- аномальные амплитудные всплески;
- регулярные волны с различными кажущимися скоростями.

На рисунке 1 приведён пример разделения волновых полей (рис. 1-А) для одной из сейсмограмм профиля ОГТ длиной 15 км. Шаг ПВ – 50 м, шаг ПП – 50 м, максимальное удаление 3050 м, симметричная система.

Нижний рисунок 1-С показывает, что регулярные помехи (рис. 1-В) были определены достаточно точно. По результатам обработки всего профиля были оценены энергетические соотношения групп волн различных типов в различных сечениях (рис. 2).

Распределение энергии по офсетам показывает (рис. 2-А), что отражённые волны занимают около 10% энергии сейсмограмм, причём нулевое удаление полностью неинформативно. Хорошая симметрия левой и правой ветви указывает на устойчивость определения энергетических соотношений. Отмечаются устойчивые вариации энергетических соотношений по удалениям.

Рисунки 2-В и 2-С иллюстрируют возможность численной оценки качества сейсмограмм отдельно по пунктам возбуждения и пунктам приёма.

Из рисунка 2-Д ясно, как меняется энергия каждой из групп волн по частоте. Случайные шумы усиливаются, начиная с частоты 62 Гц, и становятся доминирующими на частотах выше 90 Гц. Поверхностные волны доминируют на частотах 0-10 Гц.

Отражённые волны имеют наибольшую энергию в диапазоне 8-40 Гц. Относительная доля отражённых волн всех частотах составляет около 10%.

Выводы и рекомендации.

1. Использование анализа волновых полей при оценке качества даёт возможность всестороннего анализа отношения сигнал/шум и объективной численной оценки качества, в том числе с учётом устранимых помех.

2. Оценки энергетических соотношений, выполненные на основе полного анализа волновых полей, могут служить основой для оптимизации графа обработки и для коррекции методики полевых работ.

КОНЕЧНО-РАЗНОСТНАЯ МИГРАЦИЯ В ТЕХНОЛОГИИ СЕЙМОРАЗВЕДКИ ВЫСОКОЙ ЧЕТКОСТИ

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

А.А. Мухин***, Д.А. Мухин***, А.С. Колосов***

(* ООО «ГЕОВЕРС», Москва, ** МГУ, г. Москва,

*** ООО «УНИС», Санкт-Петербург)

FINITE-DIFFERENCE MIGRATION IN HIGH DEFINITION SEISMIC TECHNOLOGY

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

A.A. Mulin***, D.A. Mulin***, A.S. Kolosov***

(* *GEOVERS Ltd., Moscow*, ** *Moscow State University*,

*** *UNIS Ltd., Saint-Petersburg*)

Аннотация.

Процесс миграции сейсмических данных состоит из двух различных шагов – продолжение поля во внутренние точки среды и получение изображения в каждой точке среды.

Продолжение поля по конечно-разностной схеме применимо для моделей строения среды произвольной сложности и используется в СВЧ (Сейморазведка высокой четкости) технологии. В самом общем бескомпромиссном подходе продолжаются полные 3С волновые поля, и в каждой внутренней точке среды выполняется векторная селекция волн по скоростям и решение обратной динамической задачи.

В работе излагаются результаты упрощенного подхода, используемого, например, для 1С данных. В этом случае продолжение поля отраженных волн производится в обратном времени из точек приема или возбуждения (из тех, каких больше: для экономии времени счета) с дальнейшей корреляцией, например, с импульсом Риккера на времени и точке пространства прихода падающей волны, рассчитанных лучевым методом.

Результаты такой миграции для модельных данных в 2D и 3D моделях показывают возможность построения правдоподобных изображений разнонаклонных границ.

Abstract.

Migration of seismic data may be presented as two different steps – continuation of wavefield inside the medium and imaging in each point of medium.

Wavefield continuation by finite-difference scheme is applicable for any complexity velocity models and is used in HDS (High Definition Seismic) technology. The most general uncompromising approach includes continuation of full 3C wavefields and vector wave selection in each interior point of the medium with solution of the inverse dynamic problem.

The paper presents the results of a simple approach to migration of 1C data. In this case continuation of a wavefield of the reflected waves is made in reverse-time with correlation, for example, with the Ricker impulse on the DP-wave arrival time, calculated by the ray method, in all finite-difference knots.

The results of such migration for 2D and 3D velocity models show the possibility of constructing realistic images for variable dip boundaries.

Введение

Наиболее общий подход миграции включает в себя продолжение полного 3С волнового поля во внутренние точки среды согласно системе волновых уравнений Ламэ, аппроксимированных конечно-разностной схемой, с дальнейшей селекцией волн по скоростям и решением обратной динамической задачи. Однако в случае использования 1С данных вполне оправдано использование более простой миграции, основанной на продолжении 1С поля восходящих волн на базе акустического уравнения распространения волн в среде (1):

$$\frac{\partial^2 u}{\partial t^2} = \rho V_p^2 \left[\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{1}{\rho} \frac{\partial u}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{1}{\rho} \frac{\partial u}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{1}{\rho} \frac{\partial u}{\partial z} \right) \right] \quad (1)$$

где u - деформация, V_p - скорость продольных волн, ρ - плотность, с дальнейшей корреляцией продолженного поля с синтетической падающей волной.

В качестве способа миграции и дальнейшего получения изображения среды предложена следующая схема:

- построение сетки параметров для конечно-разностной схемы
- расчет времен первовступлений прямой падающей волны DP в каждом узле сетки, учитывая, что распространение происходит из текущей точки взрыва или точки приема (выбор зависит от количества точек взрыва и точек приема и влияет на время расчета)
- продолжение полей отраженных волн UP из пунктов взрыва, либо пунктов приема со скоростью продольных волн по акустической схеме
- корреляция поля отраженных волн с синтетической падающей волной, представляющей собой импульс Риккера на времени первовступления волны DP в каждом узле сетки, рассчитанном лучевым методом
- построение изображения, составленного из коэффициентов корреляции полей падающей и отраженных волн
- Повторение процедуры для всех точек приема (взрыва) и суммирование результатов

Модельный эксперимент

Численный эксперимент проводился для ВСП системы наблюдения. Для точности результата миграции подготовлено синтетическое векторное поле ВСП на заданной вертикальной скважине, имеющей координаты $X=0$ м, $Y=0$ м. Сейсмоприемники расположены на глубине от 800 до 1150 метров с шагом 20 метров, всего 15 приемников. Источники находятся на глубине $Z=4$ м. Расположены вдоль поверхности с шагом 50 метров. В случае двумерной миграции - 19 пунктов взрыва по линии через 50 метров, в трехмерном случае - 361 пункт взрыва на сетке с шагом 50 метров в обоих направлениях. Поскольку для миграции используется акустическая конечно-разностная схема, исходное векторное 3С поле было преобразовано в 1С со следящей компонентой.

Модель среды четырехслойная, с тремя границами. Верхняя и нижняя границы горизонтальные, средняя имеет наклон 5 градусов. Скорость продольных и поперечных волн распределяется по слоям сверху вниз следующим образом: I – 2500 м/с и 1250 м/с, II – 2800 м/с и 1400 м/с, III – 2600 м/с и 1300 м/с, IV – 3000 м/с и 1500 м/с. Плотность во всех слоях одинаковая – $1,0 \text{ г/см}^3$.

На рисунке 1 представлены схемы модельных экспериментов для 2D и 3D случаев.

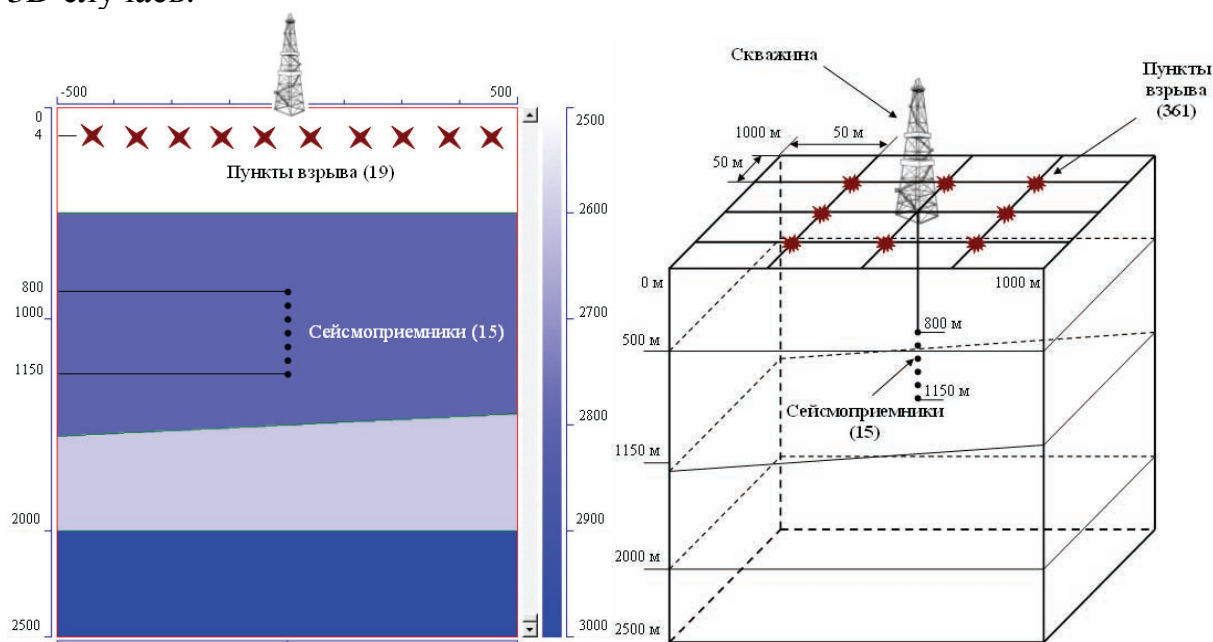


Рис.1. Схема модельного эксперимента (2D и 3D).

Первый этап миграции – обратное распространение волновых полей восходящих волн, зарегистрированных на скважине, внутрь среды с поверхностных пунктов взрыва. При этом каждый приемник по очереди становится источником. На каждый реальный пункт взрыва в обратном времени подается модельное поле восходящих волн для текущего

сейсмоприемника. Одновременно с этим, происходит расчет времен прихода падающей волны в каждом узле сетки, учитывая, что пунктом взрыва является текущий пункт приема.

Вторым этапом является построение изображения. Для этого во временном окне происходит корреляция и суммирование продолженного поля восходящих волн с синтетической падающей волной. Из нормированных коэффициентов корреляции составляется изображение среды. Аналогичная процедура выполняется для всех пунктов приема, а результат суммируется и нормируется по количеству сейсмоприемников.

Полученные изображения среды для 2D и 3D миграции представлены на рисунках 2 и 3.

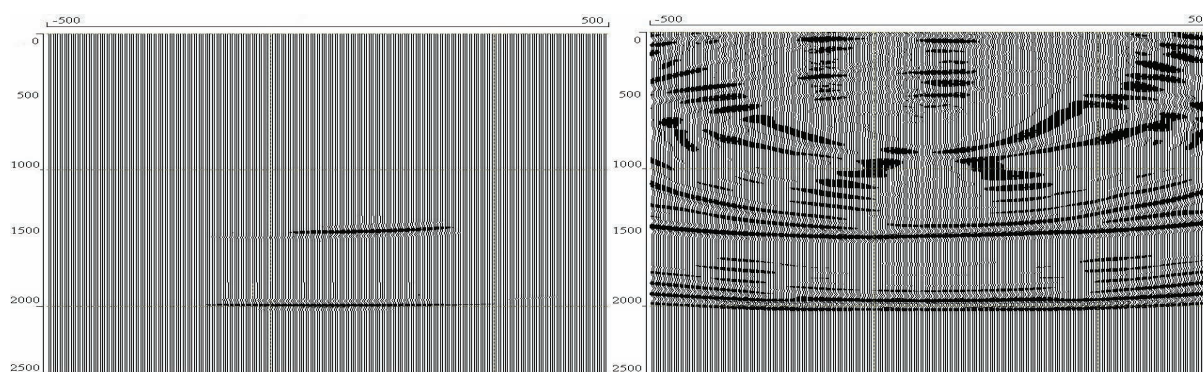


Рис. 2. Изображение среды (2D миграция), полученное с помощью продолженного по акустической схеме поля ВСП (UP). Слева режим визуализации global. Справа - АРУ с окном 300 мс.

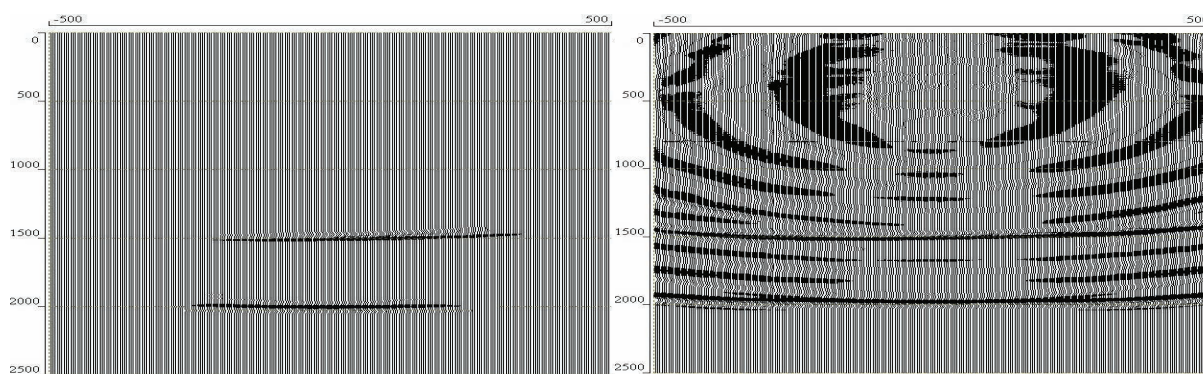


Рис. 3. Изображение среды (3D миграция, сечение ZOx), полученное с помощью продолженного по акустической схеме поля ВСП.

Слева режим визуализации global. Справа - АРУ с окном 300 мс.

Выводы

- Реализованный алгоритм миграции в обратном времени позволяет получить правдоподобные изображения двумерных и трехмерных сред.

- Использование акустической схемы в связке с MPI и Thread распараллеливанием позволяют выполнять конечно-разностную миграцию однокомпонентных данных при приемлемых затратах вычислительных ресурсов.

Список литературы.

1. Ivo Oprsal and Jiri Zahradnik, Elastic finite-difference method for irregular grids: Geophysics, vol. 64, 1999, p. 240-250.
2. John T. Etgen and Michael J. O'Brien, Computational methods for large-scale 3D acoustic finite-difference modeling: A tutorial: Geophysics, vol. 72, 2007, p. 223-230.
3. А.В. Баев, А.А. Табаков, И.Е. Солтан. Об инверсии и миграции данных ВСП. М.: Изд-во «РАО ЕЭС России». В сб.: «Гальперинские чтения-2001». 2001. С. 26.
4. А.В. Баев, А.А. Табаков, И.Е. Солтан, И.В. Яковлев, Оценка динамической представительности векторной конечно-разностной миграции данных ВСП: В сб.: «Гальперинские чтения-2002».
5. А.В. Баев, И.В. Яковлев, А.А. Табаков, И.Е. Солтан. Векторная миграция данных ВСП. Технологии сейсморазведки. 2004. 1. С. 4-9.
6. Д.Г. Туйков, А.А. Табаков, А.В. Баев, А.С. Колосов, А.А. Мухин, Д.А. Мухин, Векторная и акустическая миграции сейсмических волновых полей методом конечных разностей с использованием методов инверсии, разработанных для ВСП: В сб.: «Гальперинские чтения-2008».
7. Weng-Fong Chang and George A. McMechan, Elastic reverse-time migration: Geophysics, 1987, vol. 52, p. 1365-1375.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ОБМЕННЫХ ПОПЕРЕЧНЫХ ВОЛН ДЛЯ ВОССТАНОВЛЕНИЯ НОРМАЛЬНОЙ ОТРАЖАТЕЛЬНОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ РАЗРЕЗА И ПОВЫШЕНИЯ РАЗРЕШЕННОСТИ ИЗОБРАЖЕНИЯ

В.Л.Елисеев* , А.А.Табаков** , А.В.Баев*** , ЛВ.Калван* ,
 В.Н.Ференци* , Д.А.Мухин**** , А.С.Колосов**** , Д.В.Огуенко* .
 (* ООО «ГЕОВЕРС», Москва, ** ОАО «ЦГЭ», Москва, *** МГУ, Москва,
 **** ООО «УНИС», Санкт-Петербург)

USING OF CONVERTED SHEAR WAVES TO RESTORE NORMAL MEDIUM REFLECTIVITY AND TO INCREASE RESOLUTION OF AN IMAGE

V.L.Eliseev* , A.A.Tabakov** , A.V.Baev*** , L.V.Kalvan* ,
 V.N.Ferentsi* , D.A.Muhin**** , A.S.Kolosov**** , D.V.Oguenko*
 (* GEOVERS Ltd., Moscow, ** CGE JSC, Moscow, *** MSU, Moscow,
 **** UNIS Ltd., Saint Petersburg)

Аннотация.

Рассматриваются аспекты практического применения методики совместного использования продольных и обменных поперечных отраженных волн, полученных с дальних пунктов возбуждения. Показана эффективность методики восстановления нормальной отражательной характеристики разреза ВСП для повышения качества привязки к данным ГИС и ОГТ, увеличения разрешенности и отношения сигнал/шум. Демонстрируются примеры трасс однократных отражений, разрезов ВСП и акустических импедансов, полученные на реальных данных.

Abstract.

Practical application aspects of method for joint usage of pressure and shear converted reflected waves for far offset shot points are observed. The efficiency of the method to restore normal reflectivity of VSP image is shown to gain higher quality of VSP tie to CMP and log data, to improve resolution and to increase signal/noise ratio. Real data case studies for reflectivity traces, VSP images and sonic impedances are demonstrated.

В предыдущих работах [1-2] была предложена методика восстановления отражательной характеристики среды по нормали путем суммирования индивидуальных отражательных характеристик волн РР и PS с весами. Была показана применимость методики в широком диапазоне углов падения на границу, что открывает возможность использовать материалы дальних ПВ для изучения нормальных отражательных характеристик разреза.

Предлагается использовать эту методику для восстановления коэффициента отражения по нормали как для трасс однократных отражений, так и для изображений и импедансов, полученных с дальних пунктов возбуждения для восстановления отражательной характеристики среды по нормали. Для этого есть следующие основания:

- Несколько дальних ПВ позволяют увеличить отношение сигнал/шум в трассе однократных отражений, сделав оценку коэффициента отражения более достоверной и близкой к нормальной.
- Приближение условий падения прямой волны с ближнего ПВ на границу к нормальным справедливо только для горизонтально слоистых сред и вертикальных скважин, что является частным случаем и не адекватно задачам современной сейсморазведки.
- Нормализация амплитуд изображения околоскважинного пространства с использованием поперечных обменных отраженных волн придает амплитудам смысл коэффициента отражения по нормали, поскольку в сложных геологических ситуациях с крутыми границами пластов только он правильно характеризует среду.

В [2] А.А. Табаков и А.В. Баев показали, что из систем уравнений Нота-Цёпритца (Nott-Zoepfritz) при выполнении определенных условий

можно получить связь между коэффициентами отражения РР волн по нормали A_{pp0} , $A_{pp}(\theta)$ – под углом θ , и коэффициентом отражения поперечных обменных волн (типа P-SV) – $A_{ps}(\theta)$. Математические условия, при которых выполняется установленное соотношение

$$A_{pp0} = A_{pp}(\theta) + \frac{1}{2} \sin(\theta) A_{ps}(\theta) \quad (1)$$

- это малые перепады скоростей на границе раздела пластов, малые углы падения θ и малая величина отклонения отношения V_s/V_p от величины 0.5. Однако проведенные расчеты показали справедливость равенства (1) в значимом диапазоне указанных параметров. Так, в [1] допустимые углы θ были в пределах 40° .

Соотношение (1) отличается от известных [3-5] формул коррекции за угол, например, в [5], где (1) соответствует

$$A_{pp0} = A_{pp}(\theta)(1 + \cos^2(\theta)) \quad (2)$$

тем, что принципиально использует дополнительную информацию в виде обменных (P-SV) волн. Таким образом, для восстановления нормального коэффициента отражения используется информация не только из монотипных, но также и из обменных отражений, получаемых в рамках обработки трехкомпонентных сейсмических данных. Практика произведенных расчетов показывает, что привлечение такой информации может существенно повысить качество материалов, полученных в результате совместной обработки трасс однократных отражений (ТОО) РР и PS волн.

Проведено сопоставление ТОО, полученной по отраженным продольным волнам ближнего ПВ, а также ТОО продольных, поперечных обменных по дальним ПВ, взвешенной суммы продольных и поперечных обменных по дальним ПВ, а также суммы ТОО ближнего и дальних ПВ. Суммирование для восстановления отражательной характеристики по нормали согласно (1) и с учетом конкретной геометрии наблюдений производилось по формулам:

- для дальних ПВ:
$$a_{\Sigma}(t) = \sum_{k=1}^{N_{sp}} (a_k^{PP}(t) + 0.25a_k^{PS}(t)) \quad (3)$$

- сумма ближнего и дальних ПВ:
$$a_{0\Sigma}(t) = a_0^{PP}(t) + a_{\Sigma}(t), \quad (4)$$

где a_k^{PP} – ТОО по отраженным продольным волнам k -го ПВ, a_k^{PS} – ТОО по отраженным обменным волнам k -го ПВ, $k=0$ – ближний ПВ, N_{sp} – количество дальних ПВ.

Синтетические отражения были получены свёрткой импульсной характеристики среды, рассчитанной по плотностям и акустике, с импульсом Рикера с опорной частотой 80 Гц (рис.1а). При этом частоты полученной синтетической трассы были распределены в диапазоне от 6 до 225 Гц. Реальные трассы были отфильтрованы в тот же частотный диапазон (рис.1б, в,г,д,е). Взаимная корреляция между реальными трассам

однократных отражений ВСП превосходила 0.5, была симметрична относительно максимума, а взаимный сдвиг был равен нулю. Таким образом, ТОО можно суммировать синфазно.

Рассчитанные максимумы корреляционных функций представлены на рис. 1 под изображением трасс. Сдвиг максимума реальных трасс относительно синтетической составил +5.67мс. Из рассмотрения коэффициентов корреляции следует, что подобие суммарной трассы по сумме дальних ПВ a_{Σ} лучше ТОО по ближнему ПВ, а сумма ближнего и дальних $a_{0\Sigma}$ наиболее подобна синтетической трассе из всех рассмотренных. Назовем a_{Σ} (рис.1д) и $a_{0\Sigma}$ (рис.1е) *трассами нормализованных отражений* (ТНР).

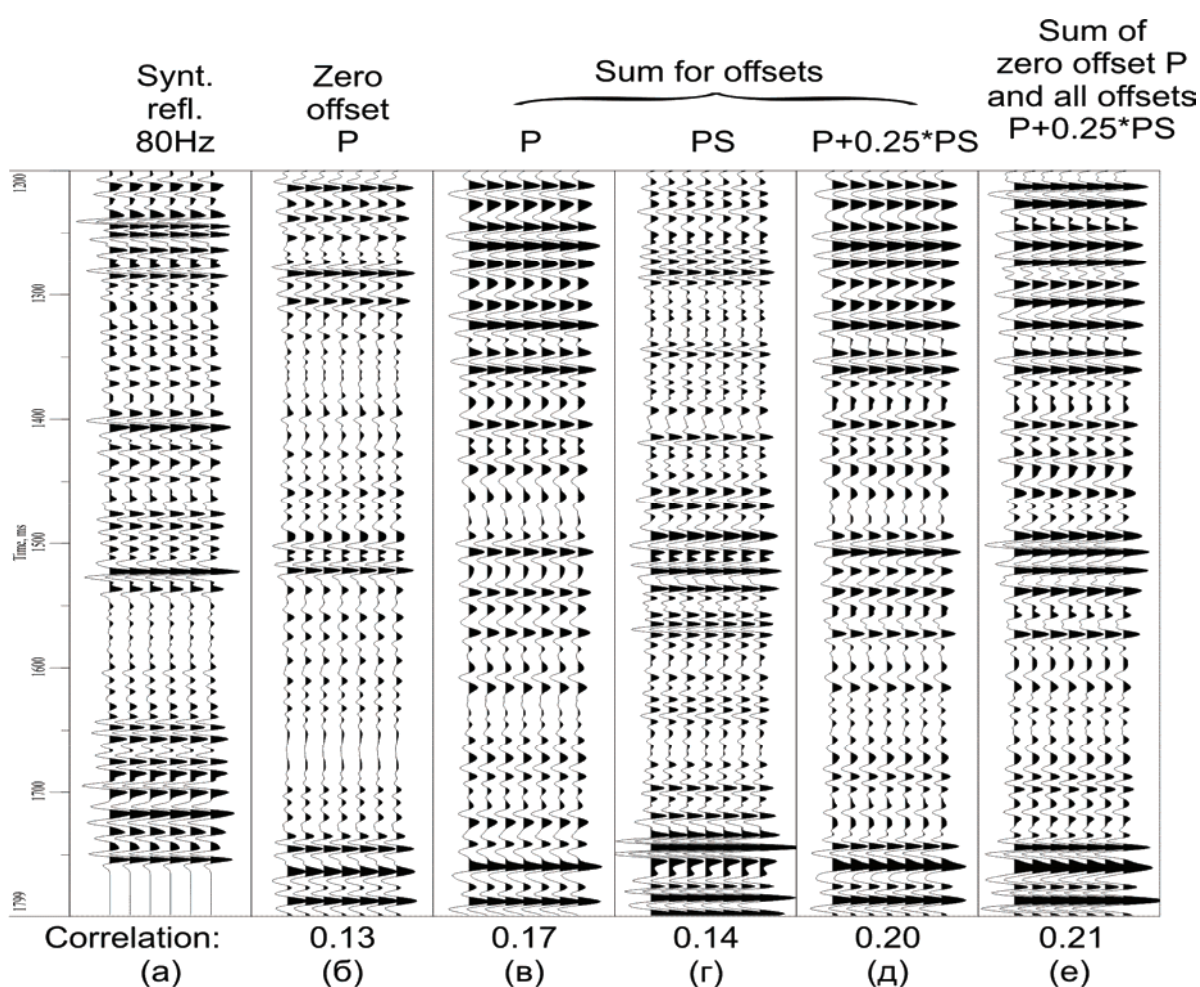


Рис.1: Корреляция синтетических отражений (а) и реальных ТОО продольных волн по ближнему ПВ (б), дальним ПВ (в), обменных поперечных по дальним ПВ (г), суммы по дальним (д) и суммы ближнего с дальними (е).

Невысокий по абсолютному значению коэффициент корреляции (0.21) вызван присутствием помех и несовпадением импульса Рикера и реального. Большой коэффициент корреляции при суммировании ТОО разных удалений и типов вызван, во-первых, компенсацией коэффициента

отражения за угол падения, во-вторых, улучшением отношения сигнал/шум в трассах нормализованных отражений.

Вторым важным этапом привязки данных ВСП является корреляция трассы однократных отражений ВСП с разрезом ОГТ наземной сейсмоки, проходящим вблизи скважины. Помимо определения поправочного сдвига данных ОГТ, возникающего в силу неточного уровня приведения и ненульфового сигнала данных наземной сейсмоки, трасса однократных отражений ВСП используется для деконволюции данных ОГТ с целью повышения их разрешенности. В этом случае уточнение ТОО за счет компенсации ненормального угла падения волн на пласты имеет первостепенное значение, так как влияет на результат деконволюции.

Получение профиля в методе ОГТ подразумевает большую кратность суммирования, поэтому с точки зрения отношения сигнал/шум он дает более достоверную в качественном плане отражательную характеристику разреза, чем ТОО ВСП. Была сделана привязка трассы однократных отражений ВСП, полученной по продольным отражениям с ближнего ПВ. Также была получена трасса нормализованных отражений ВСП с ближнего и с дальнего ПВ по формулам (3) и (4) с использованием обменов. Результат привязки обеих трасс по наклонной скважине приводится на рис.2. Подобие традиционной трассы однократных отражений ВСП с разрезом ОГТ вдоль ствола скважины составляет 0.35 (рис.2а), в то время как трасса нормализованных отражений коррелируется с разрезом ОГТ лучше – значение максимума составляет 0.5 (рис.2б).

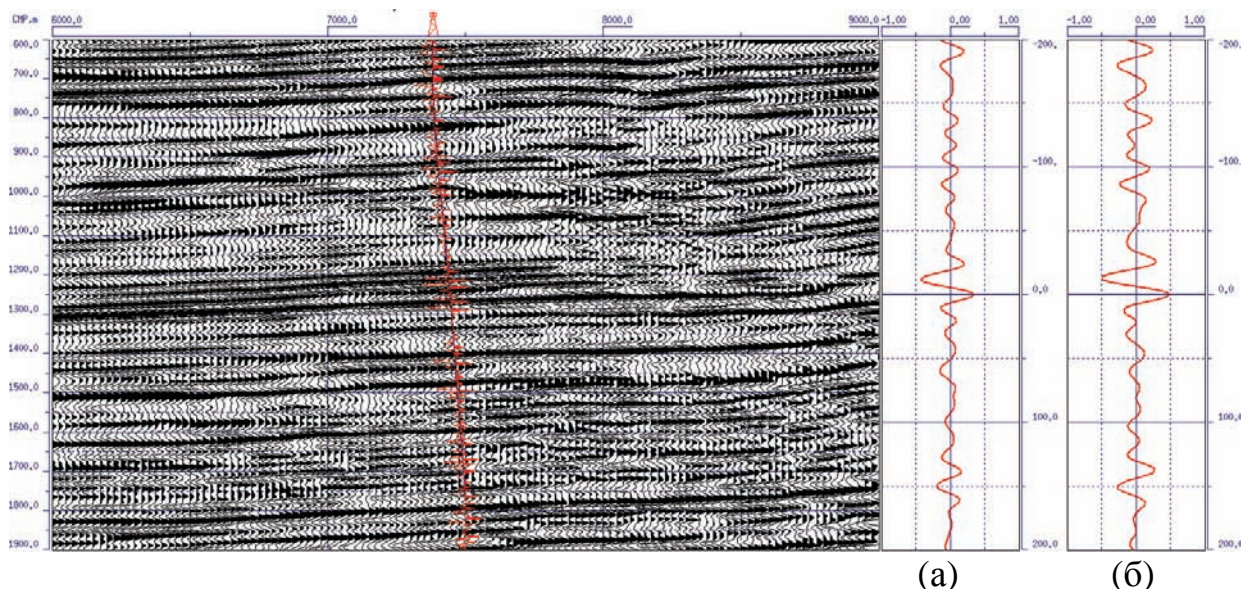


Рис.2: Корреляция с разрезом ОГТ трассы однократных отражений ВСП для продольных волн (а) и трассы нормализованных отражений по ближнему и дальнему ПВ с использованием обменных волн (б).

Метод восстановления нормального коэффициента отражения путем взвешенного суммирования характеристик разреза, полученных по продольным и по обменным отраженным волнам в ряде случаев дает не только количественный, но и качественный эффект. При некоторых условиях изображение участка границы на отраженных волнах не формируется. Добавление информации, присутствующей в обменных волнах, позволяет восстановить изображение этого участка, а также повысить разрешенность изображения. Изображения, полученные по данной методике, по аналогии с трассой нормализованных отражений назовем *изображениями нормализованных отражений*.

Эффект расширения спектра, возникающий при суммировании отражательных характеристик по продольным и обменным поперечным волнам, позволяет рассчитать динамически более разрешенное поле импедансов по изображению. Ряд отражающих горизонтов на поле акустических импедансов, полученных по изображению продольных отраженных волн выглядят не контрастно, что затрудняет интерпретацию материала. Эти дефекты устраняются при расчете импедансов по изображению нормализованных отражений, несущему информацию не только о продольных, но и об обменных отраженных волнах. Кроме повышения контрастности изменяются соотношения между импедансами ряда границ, что делает количественную интерпретацию более достоверной.

Выводы:

1. Отмечено улучшение качества привязки с данным ГИС и ОГТ, результатов ВСП, полученных по предложенной методике.
2. Подчеркнуто повышение контрастности изображения ВСП и поля импедансов, а также отмечен качественный прирост информативности для результатов по сравнению с полученными традиционными методами.
3. Совокупность положительных результатов и общность предложенного в [1-2] метода позволяет наметить пути эффективного использования обменных волн в наземной сейсмике.

Литература:

1. К.В. Баранов, А.А. Табаков, А.В. Баев, Л.В. Севастьянов, А.В. Беленова. Оценка отражательных характеристик среды по комбинации PP- и PS-волн из нескольких пунктов взрыва, *Гальперинские чтения-2006, Тезисы докладов*. Москва, 2006
2. Л.В. Севастьянов, А.А. Табаков, А.В. Баев, К.В. Баранов Частное решение обратной динамической задачи сейсмике восстановления среды по комбинации волн различных типов, *Гальперинские чтения-2007, Тезисы докладов*. Москва, 2007

3. К. Аки, П. Ричардс *Количественная сейсмология. Теория и методы*. Москва, Наука, 1983

4. R.T. Shuey A simplification of the Zoeppritz equations. *Geophysics*, 1985, v.50, pp. 609-614

5. R.S. Spratt, N.R. Goins, T.J. Fitch *Pseudo-Shear--The Analysis of AVO in Castagna J.P., Backus M.M., Eds, Offset-dependent reflectivity – Theory and practice of AVO analysis*, Soc. of Exploration Geophysicists, 1993, pp.37-56

СОСТАВНЫЕ КИНЕМАТИЧЕСКИЕ ПОПРАВКИ ДЛЯ АНАЛИЗА СКОРОСТЕЙ ПО ВЫБОРКАМ ОСТ, ОТВ, ОТП В ТЕХНОЛОГИИ СВЧ

Ю.А.Степченков*, А.А.Мухин*, А.А.Табаков**,
Д.А.Мухин*, А.С.Колосов*

(* ООО «УНИС», Санкт-Петербург, ** ООО «ГЕОВЕРС», Москва)

COMPOSITE KINEMATICS CORRECTIONS FOR VELOCITIES ANALYSIS ON CDP, CSP, CRP SUITS IN HDS TECHNOLOGY

U.A.Stepchenkov*, A.A.Mukhin*, A.A.Tabakov**,
D.A.Mukhin*, A.S.Kolosov*

(* UNIS Ltd., Saint Petersburg, ** GEOVERS Ltd., Moscow)

Аннотация.

В работе предложен устойчивый метод оценки кинематических параметров отраженных волн поверхностной сейсморазведки, используемый для анализа скоростей в технологии СВЧ. Представлена универсальная модель построения годографов отраженных волн. Показаны результаты кинематического анализа отражений для реальных данных. Важным применением метода является получение достоверных исходных данных для решения обратной кинематической задачи восстановления параметров среды.

Abstract.

The paper represents sure method of reflected waves kinematics parameters estimation for surface seismic. This method can be used for velocity analysis in HDS technology. Universal model for reflected waves hodograph construction is produced. The results of kinematics analysis of reflections for real data are shown. Significant application of this method is the source data for inverse kinematics problem solution obtaining.

Важным этапом технологии сейсморазведки высокой четкости (СВЧ) является определение кинематических параметров отраженных волн. Это позволяет, в сочетании с методами расчета статических поправок, получить распределение скоростей вдоль сейсмического профиля и построить достоверную модель среды. В работе представлен алгоритм автоматического нахождения составных кинематических поправок

однократно-отраженных волн на сейсмограммах ОСТ, ОТВ и ОТП для построения соответствующих годографов. Составные поправки образованы гиперболической частью отраженной волны, а также дополнительными слагаемыми уточняющего полинома заданной степени.

С учетом статических и кинематических поправок, годограф отраженной волны в выборке ОСТ, ОТВ или ОТП для некоторой точки среды может быть представлен в следующем виде:

$$t(x, L) = \sqrt{t_0^2(x) + p^2(x)L^2} + k_1(x)L + k_2(x)L^2 + \dots + k_n(x)L^n + \Delta t_{st}(x), \quad (1)$$

где t_0 – двойное время пробега отраженной волны по нормали от поверхности к границе раздела в среде, p – параметр гиперболы отраженной волны, L – удаление ПВ-ПП, k_1, k_2, \dots, k_n – коэффициенты уточняющего полинома, x – поверхностная координата вдоль профиля, Δt_{st} – статические поправки за ПВ и ПП. В случае выборки ОСТ коэффициент наклона годографа k_1 должен обращаться в ноль в силу симметричности системы наблюдения. Целью представленного алгоритма является определение величин p, k_1, k_2, \dots, k_n для всех однократно-отраженных волн, которые могут быть выявлены на исходных сейсмограммах.

После введения в исходные сейсмограммы статических поправок, полученных методом, рассмотренным в [1], применяется алгоритм автоматического вычисления кинематических параметров, который состоит из нескольких этапов. На первом этапе для каждой сейсмограммы в соответствующей сортировке трасс (ОСТ, ОТВ или ОТП) перебором в заданном диапазоне параметра p строятся теоретические годографы гиперболического вида [2]. По построенным годографам в трассы вводятся соответствующие сдвиги, вычисляются коэффициенты подобия трасс. Результатом такого перебора являются спектры когерентности отраженных волн, максимумы которых соответствуют точкам совпадения теоретического годографа (1) с осью синфазности отраженной волны. На следующем этапе по максимумам спектров проводятся кривые распределения гиперболических параметров $p(x, t)$, которые затем сглаживаются с весами, пропорциональными корреляциям отраженных волн вдоль направления соответствующего теоретического годографа (1) без учета дополнительных коэффициентов уточняющего полинома. Сглаживание проводится как вдоль поверхностной координаты на профиле, так и по времени на сейсмограммах. Для этого используется сглаживающий кубический сплайн [3], модифицированный на случай задания весовых коэффициентов для каждого узла. На заключительном этапе работы алгоритма определяются коэффициенты уточняющих полиномов k_1, k_2, \dots, k_n . Для этого гиперболические годографы аппроксимируются полиномами заданной степени [2]. В результате строятся кривые $k_1(x, t), k_2(x, t), \dots, k_n(x, t)$, которые затем сглаживаются вдоль профиля аналогично гиперболическим кривым.

Для тестирования предложенного метода были получены распределения кинематических поправок для реальных данных по профилю поверхностной сейсморазведки. Определялись параметры гипербол отраженных волн, а также первый и второй коэффициенты уточняющих полиномов. На рис. 1 показаны спектр когерентности и кривые кинематических параметров для сейсмограммы в выборке ОТВ. На рис. 2 представлены соответствующие кривые для сейсмограммы в выборке ОТП. Максимумы на кривых первого коэффициента уточняющего полинома в районе 2000 мс соответствуют наклону отражающего горизонта на профиле.

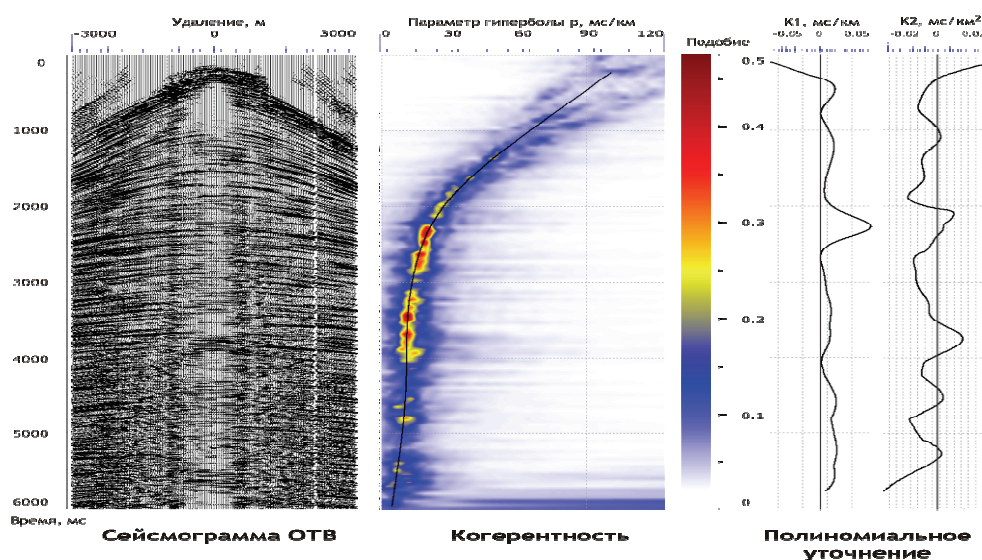


Рис. 1. Сейсмограмма ОТВ, спектр когерентности и кривые кинематических параметров отраженных волн.

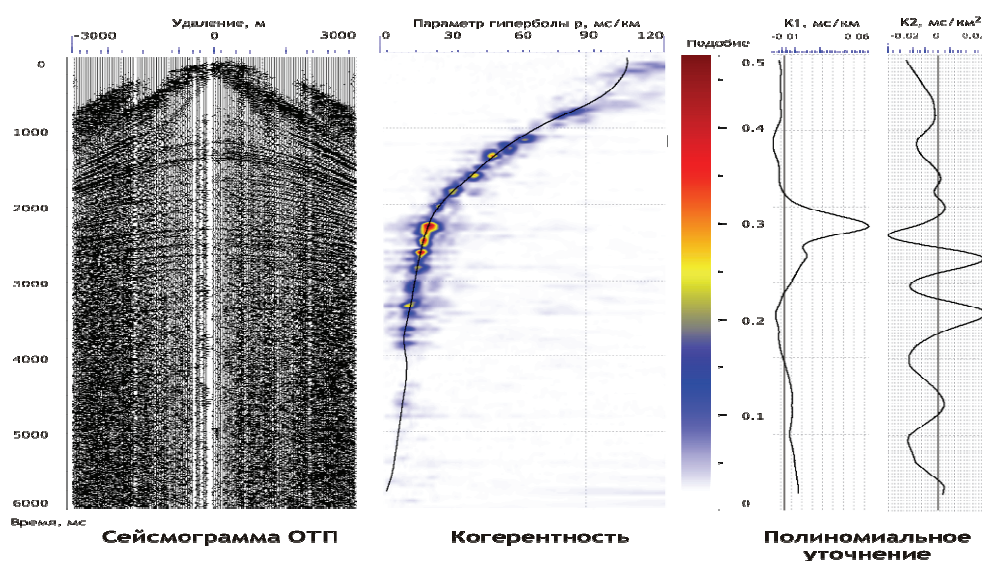


Рис. 2. Сейсмограмма ОТП, спектр когерентности и кривые кинематических параметров отраженных волн.

Спектр когерентности и кривые кинематических параметров для сейсмограммы в выборке ОСТ показаны на рис. 3. Абсолютные значения первого коэффициента, как и ожидалось, существенно меньше, чем эти значения для ОТВ и ОТП в силу симметричности системы наблюдения ОСТ, на что указывалось выше.

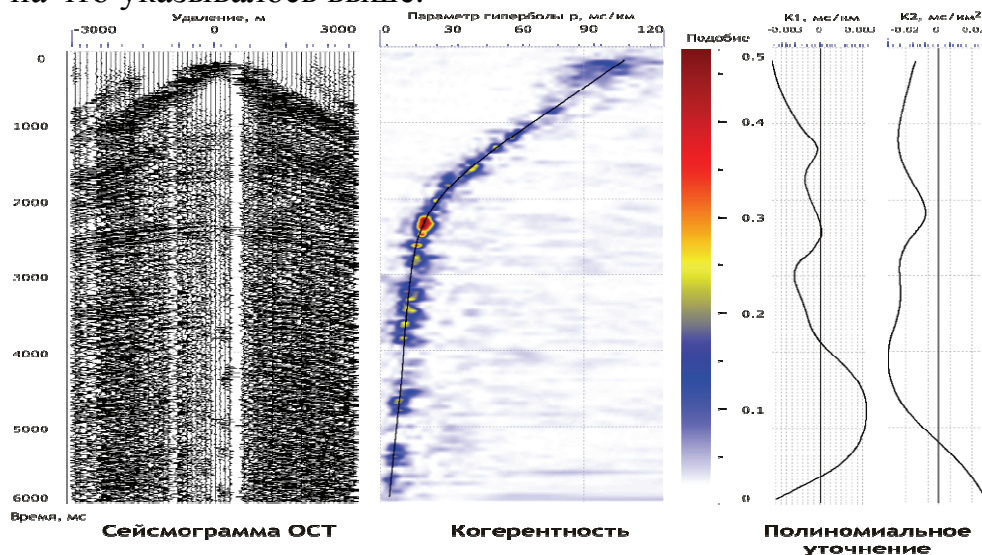


Рис. 3. Сейсмограмма ОСТ, спектр когерентности и кривые кинематических параметров отраженных волн.

На рис. 4,5,6 представлены распределения гиперболического параметра отраженных волн вдоль профиля для выборок ОТВ, ОТП и ОСТ соответственно.

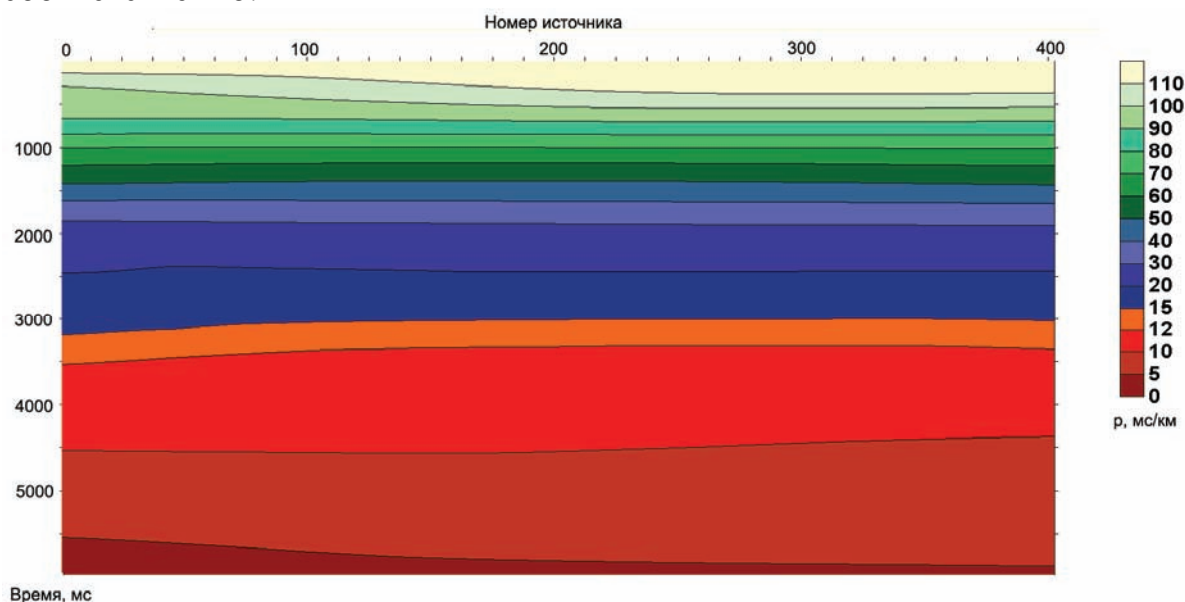


Рис. 4. Распределение кинематических поправок отраженных волн вдоль профиля в выборке ОТВ.

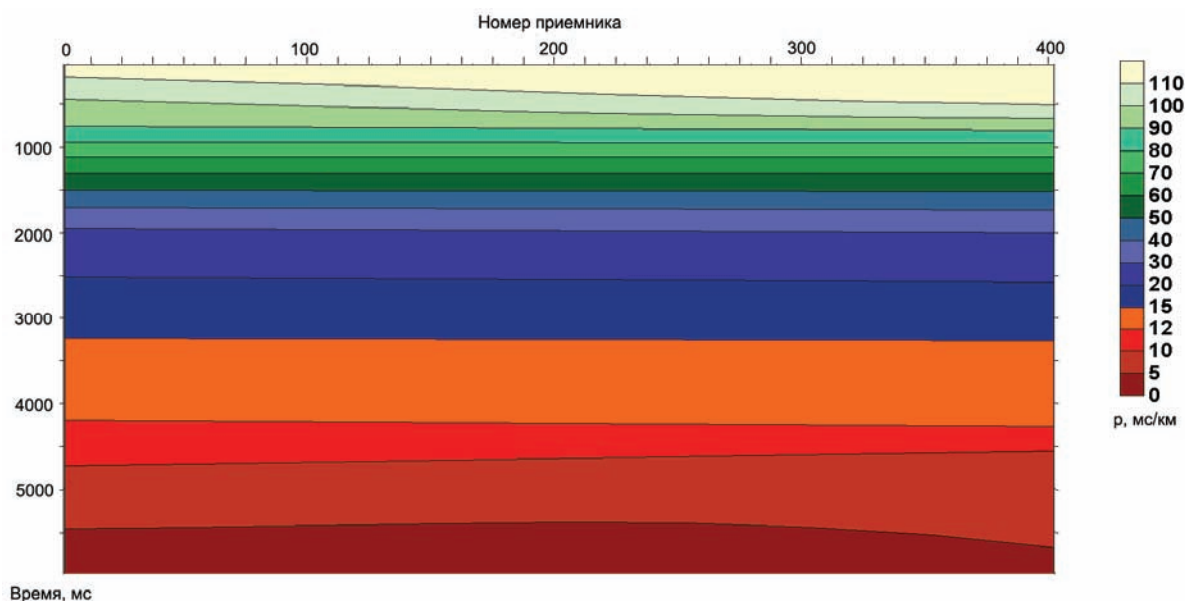


Рис. 5. Распределение кинематических поправок отраженных волн вдоль профиля в выборке ОТП.

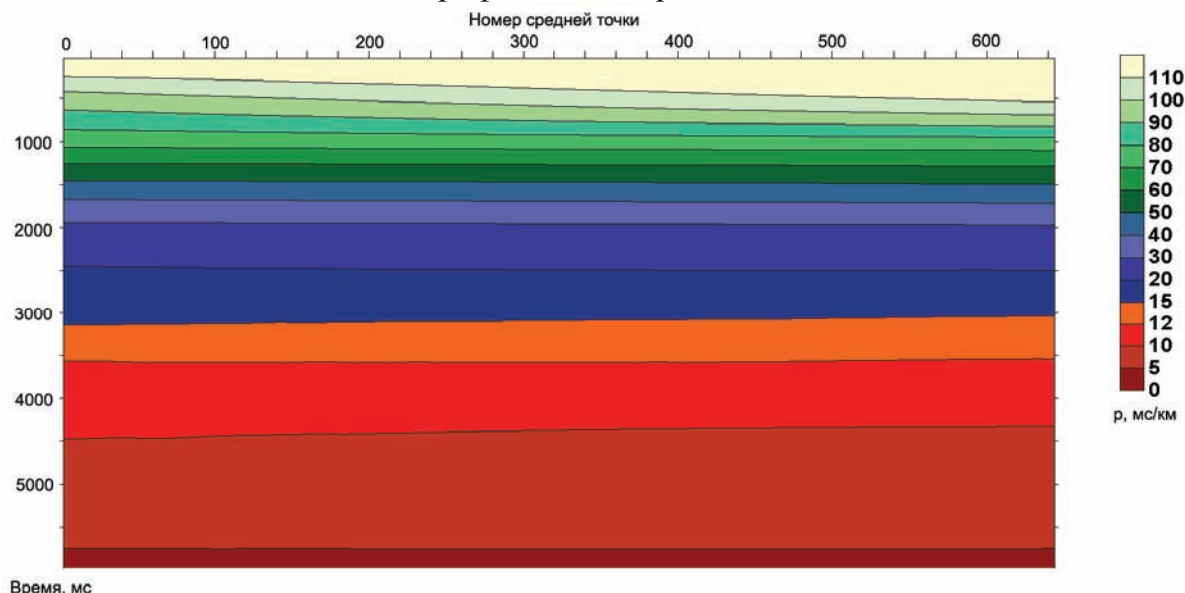


Рис. 6. Распределение кинематических поправок отраженных волн вдоль профиля в выборке ОСТ.

Таким образом, в работе представлена технология устойчивого определения кинематических параметров отраженных волн. Она позволяет построить универсальную модель годографа отражений (1), которая может быть использована в качестве исходных данных для решения обратной кинематической задачи восстановления параметров среды. Технология была проверена на реальных данных.

Список литературы

1. А.В.Копчиков, А.А.Табаков, В.Н.Ференци, В.Л.Елисеев. Коррекция статических поправок в методе “ПОЛИКОР” для обработки совмещенных поверхностно-скважинных наблюдений. Тезисы докладов научно-

практической конференции “Гальперинские чтения 2005”, С. 114-117, 2005.

2. Ю.А.Степченков, А.А.Табаков, И.А.Гирман, А.А.Мухин А.С.Колосов Д.А.Мухин, Автоматическое выделение отраженных волн на сейсмограммах ОПВ на поверхности с использованием матобеспечения ВСП. Тезисы докладов научно-практической конференции “Гальперинские чтения-2008”, С. 23-27, 2008.

3. В.Н.Троян, Ю.В.Киселев. Статистические методы обработки и интерпретации геофизических данных. СПб, 2000.

ЭФФЕКТИВНЫЕ МОДЕЛИ СЛОИСТЫХ ПЕРИОДИЧЕСКИХ СЕЙСМИЧЕСКИХ СРЕД

Л.А.Молотков
(ПОМИ РАН, С-Петербург)

EFFECTIVE MODELS OF STRATIFIED PERIODIC SEISMIC MEDIA

L.A.Molotkov
(PBMI RAS, S-Petersburg)

Аннотация

Для исследования распространения волн в слоистых периодических сейсмических средах устанавливаются эффективные модели, описываемые специальными уравнениями. В эффективных моделях строятся фронты, выводятся скорости распространения волн, учитываются анизотропия и затухание.

Abstract.

In order to investigate wave propagation in stratified periodic seismic media, it is useful to establish the effective models. These models are described by special equations. In the effective models, the wave fronts are constructed, the velocities of waves are determined, anisotropy and attenuation are taken into account.

Для исследования распространения волн в слоистых периодических средах полезно устанавливать эффективные модели. Рассматриваемые слои могут быть упругими, жидкими и пористыми слоями Био, насыщенными жидкостью. Контакт между слоями может быть жестким, скользящим и содержащим разрыв смещения или напряжения. Сама периодическая среда предполагается ограниченной общей толщиной H , а период -состоящим из двух слоев с толщинами h_1 и h_2 . Для вывода уравнений эффективных моделей в волновом поле слоистой периодической среды совершается предельный переход при

$$h_1 \rightarrow 0, h_2 \rightarrow 0, \theta_1 = h_1/(h_1 + h_2) = const, \theta_2 = h_2/(h_1 + h_2) = const, H = const.$$

Полученное волновое поле описывается уравнениями эффективной модели.

Первые работы по осреднению слоистых периодических упругих сред появились 100 лет тому назад. Однако в первых работах осреднение было или неполным, или с ошибками. Первым правильно усреднил слоистую периодическую упругую среду Ж.Бейкус в 1962 [1]. После этой работы появились проблема осреднения упругих и жидких слоев, осреднения с учетом контакта между слоями, анизотропии и поглощения. Вклад в эту проблему внесла работа автора (1979, [2]), использовавшего при осреднении матричный метод.

Следующим этапом развития теории эффективных моделей стало исследование волновых полей, описанных эффективными моделями слоистых сред и моделью Био. Для этих моделей были установлены источники, фронты и скорости распространения волн в полупространствах, в изолированном слое и в более сложных средах, описываемых эффективными моделями. По этой теме были написаны автором в 2001 г. монография [3] и в последующие годы множество статей.

В качестве примера рассмотрим эффективную модель среды, в которой чередуются упругие и жидкие слои. Эффективная модель является двухфазной. В ней распространяются передний фронт и “треугольный фронт” Для скоростей выводятся выражения.

Рассматриваемая периодическая среда экспериментально исследовалась в работе [4]. Тонкими твердыми слоями были очень тонкие слои алюминия и плексигласа, а жидкостью была вода. Теоретически рассчитанные скорости оказались в хорошем соответствии с экспериментально измеренными скоростями. Эти эксперименты подтвердили возможность применяемой методики осреднения.

Рассматриваемая эффективная модель является частным случаем трансверсально-изотропной среды Био. Используя этот факт, удастся в эту модель ввести поглощение, связанное с трением между упругими и жидкими слоями [5]. В результате, в уравнения эффективной модели вводятся члены, описывающие затухание.

Также исследовалось распространение волн в средах, содержащих пористые слои, описываемые уравнениями эффективной модели. Такие исследования были проведены в случае свободного пористого слоя и пористого слоя, расположенного между упругими полупространствами. В обоих случаях были построены дисперсионные кривые, описывающие зависимости фазовых скоростей от волновых чисел и частоты.

Работа была выполнена при финансовой поддержке РФФИ (грант 08-05-00285).

Литература.

1.G.Backus. Long-wave elastic anisotropy produced horizontal layering. J.Geoph.Res.1962. vol.67, N11, 4427-4440.

2.Л.А.Молотков. Об эквивалентности слоисто-периодических и трансверсально- изотропных сред. Зап. Научн. Семина. ЛОМИ.1979, 89, 219-233.

3.Л.А.Молотков. Исследование распространения волн в пористых и трещиноватых средах на основе эффективных моделей Био и слоистых сред. С-Петербург, Наука, 2001, 348с.

4.T.J.Plona, K.W.Winkler, M.Schoenberg. Acoustic waves in alternating fluid/solid layers. J. Acoust. Soc. Amer. 1987, vol.81, 1227-1234.

5.Л.А.Молотков. О затухании в эффективной модели, описывающей пористые и трещиноватые среды, насыщенные жидкостью. Зап. Научн. Семина. ПОМИ, 2003, 297, 216-229.

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА СУММИРОВАНИЯ ГАУССОВЫХ ПУЧКОВ К ЗАДАЧАМ ГЕОФИЗИКИ: МОДЕЛИРОВАНИЕ, МИГРАЦИЯ, ПОСТРОЕНИЕ СКОРОСТНОГО РАЗРЕЗА.

М. М. Попов

(ПОМИ имени В.А. Стеклова РАН, Санкт-Петербург, Россия)

APPLICATION OF THE GAUSSIAN BEAM SUMMATION METHOD IN GEOPHYSICS: MODELLING, MIGRATION, TOMOGRAPHY

M. M. Popov

(St. Petersburg V.A. Steklov Mathematical Institute, Russia)

Аннотация

В докладе излагаются ключевые моменты метода суммирования гауссовых пучков (МСГП) и обсуждаются возможности применения этого метода к задачам сейсморазведки, связанным с моделированием волновых полей, глубинной миграцией и томографией. Практическая эффективность предложенных методов демонстрируется с помощью стандартных синтетических тестов таких как: Salt Bag, BP Velocity и Sigsbee2A.

Abstract

In the presentation the key points of the Gaussian Beam Summation Method (GBSM) and its applications to problems of exploration geophysics related with modeling of wave fields, depth migration and tomography are discussed. The efficiency of the proposed methods is demonstrated on the synthetic benchmark datasets such as: Salt Bag, BP Velocity and Sigsbee2A.

Алгоритмы, основанные на лучевом представлении волновых полей, являются в настоящее время основным инструментом вычислительной геофизики. Их достоинствами являются наглядность, простота программной реализации, высокая эффективность и легкость переноса на распределенные вычислительные системы. Однако они обладают и значительными недостатками, такими как, например, появление сингулярностей при описании волнового поля на каустиках, трудности с учетом поздних вступлений и т.п. Это приводит к деградации результатов

моделирования и миграции Кирхгофа в том случае, когда исследуемый геофизический объект имеет сложную структуру, приводящую к многочисленным каустикам. Использование лучевого приближения в алгоритмах томографии для итеративного восстановления скоростной модели среды на основе записанных на сейсмической поверхности отраженных и/или рефрагированных волн также приводит к ряду естественных ограничений, таких как необходимость трудоемкого выделения сейсмических волн на сейсмограммах, ограниченность разрешения восстановленной скорости шириной первой зоны Френеля и, что наиболее важно, почти полной невозможность восстановления структуры среды расположенной под массивными соляными включениями сложной формы.

В свою очередь методы моделирования, глубинной миграции до суммирования и томографии, основанные на применении конечно-разностных схем лишены большинства недостатков лучевых методов, но требуют значительно больших вычислительных ресурсов и более точного знания начальной скоростной модели среды.

В 1980-х годах в ленинградской математической школе по теории дифракции и распространению волн был создан и развит метод суммирования гауссовых пучков (МСГП) для расчета волновых полей различной физической природы. Он позволил преодолеть проблемы с каустиками и в тоже время сохранил отмеченные выше преимущества лучевого подхода. В последнее время МСГП стал активно использоваться в ПОМИ им. В.А. Стеклова для построения алгоритмов вычислительной сейсморазведки.

В настоящем докладе излагаются основные идеи применения МСГП в прикладных геофизических задачах, таких как моделирование сейсмических волн в сложных средах, глубинная миграция до суммирования и восстановление скоростных разрезов по сейсмическим данным.

Моделирование. Основную идею МСГП можно наглядно описать следующим образом. Для того, чтобы вычислить волновое поле в некоторой точке M , необходимо построить веер лучей, более или менее равномерно покрывающих некоторую окрестность M . Для каждого такого луча строится гауссов пучок, распространяющийся вдоль него. Затем вклады гауссовых пучков в M суммируются по всем лучам веера. Поскольку гауссовы пучки не имеют особенностей на каустиках, построенный таким образом численный алгоритм приближенного вычисления волнового поля не зависит как от положения M относительно каустики, так и от ее геометрической структуры. Ввиду того, что амплитуда гауссова пучка быстро убывает при удалении от центрального луча, существенный вклад в величину амплитуды волнового поля в точке M дают лишь те из них, которые оказываются удаленными от M не более

чем на полуширину пучка. Уже первые численные эксперименты, выполненные в 1980-х годах, показали, что для построения волнового поля с относительной ошибкой порядка 5%, необходимо просуммировать вклады около 20 гауссовых пучков. При наличии в среде границ необходимо строить отраженные и преломленные гауссовы пучки подобно тому, как это делается в лучевом методе.

В наших исследованиях мы использовали основанные на МСПП алгоритмы моделирования для построения синтетических сейсмограмм, оценки освещенности выделенных интерфейсов в области миграции, а также как составную часть нашего алгоритма томографии.

Глубинная миграция до суммирования. Наша схема применения МСПП к задаче миграции может быть наглядно описана следующим образом. Предположим, что на сейсмограмме имеется отраженная волна. Если мы продолжим ее обратно во времени вглубь области миграции одновременно с построением прямого волнового поля, используя заданную начальную и достаточно сглаженную скоростную модель, и фиксируем ее в таком положении, где обе волны окажутся когерентны, т.е. совпадут по фазе, то мы получим изображение отражающего интерфейса, который породил исходную волну на сейсмограмме. Однако, поскольку условие когерентности прямого и обратно продолженного волновых полей на отражающей границе является только необходимым, но не достаточным условием, последующее суммирование мигрированных изображений, построенных по сейсмограммам, соответствующим разным позициям источников или приемников, позволяет подавить области, где прямое и обратное поля оказываются случайно когерентны, тем самым, улучшая качество изображения.

В качестве преимущества нашего алгоритма миграции отметим следующее: 1) отсутствие проблем с каустиками; 2) возможность обработки сейсмических данных, соответствующих произвольной конфигурации источников и приемников (включая ВСП), расположенных как на сейсмической поверхности так и внутри скважин; 3) естественное включение/исключение из процесса миграции запаздывающих вступлений; 4) ориентированность алгоритма на прицельную миграцию; 5) возможность построения изображений в истинных амплитудах; 6) простота адаптации алгоритма к выполнению на распределенных вычислительных системах, в том числе и кластерах гибридной структуры.

Следует отметить, что наш метод глубинной миграции до суммирования существенно отличается от метода, предложенного в 2001 году Хиллом (N.R. Hill), в котором также используются элементы МСПП. Метод Хилла является дальнейшим развитием алгоритма глубинной миграции до суммирования Кирхгофа, где каждый отдельный луч, выходящий из общей средней точки на сейсмической поверхности, заменен одним гауссовым пучком, который переносит в глубину

соответствующую угловую компоненту сейсмограммы общей средней точки, сосредоточенную на заранее заданном интервале. Хотя алгоритм Хилла дает возможность использовать при построении сейсмических изображений не только первые, но и более поздние вступления, его метод не позволяет учесть все вступления и вычислить правильные амплитуды волновых полей, что является препятствием к построению изображений в истинных амплитудах. Тем не менее, метод Хилла обладает высокой производительностью и позволяет получать визуально качественные сейсмические изображения.

Томография. Наш алгоритм итеративного восстановления скоростной модели по известным сейсмическим данным построен на использовании характерных особенностей МСГП. Используя локальную когерентность гауссовых пучков в выбранной точке изображения, полученного по результатам миграции после суммирования, которая выполнена по начальной скоростной модели, и осуществляя затем демиграцию, автоматическую фильтрацию и выбор подобных вступлений, отсортированных по углам выхода луча, мы получаем возможность избежать трудоемкого ручного выделения сейсмических волн на соответствующих сейсмограммах. Используя моделирование с гауссовыми пучками, мы вычисляем невязку между замеренными и смоделированными вступлениями, учитывая при этом, в отличие от лучевой томографии, также информацию, содержащуюся в амплитудах. Основными достоинствами нашего алгоритма является практически полная независимость получаемого результата от качества начальной скоростной модели и возможность восстановления среды под массивными соляными включениями, что является крайне трудной или даже неразрешимой задачей для существующих методов как лучевой, так и волновой томографии.

**ФУНДАМЕНТАЛЬНАЯ И ПРИКЛАДНАЯ ГЕОФИЗИКА
ДЛЯ ПРОБЛЕМ ПОИСКА И ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ**

А.В.Николаев

(Институт физики Земли РАН, Москва)

**FOUNDAMENTAL AND APPLIED GEOPHYSICS FOR
PROSPECTING AND EXPLORATION OF
HYDROCARBONS**

A.V.Nikolaev

(Institute of Physics of the Earth, RAS, Moscow)

Поиск, разведка и эксплуатация месторождений углеводородов на протяжении почти 100 лет является главным двигателем развития этих методов. Облик, методы, аппаратура формировались в основном теми требованиями, которые предъявляли к ним задачи нефтяной геофизики –

геофизической разведки. Параллельно этому развивалась и иная геофизика, изучение земных физических полей, ориентированное задачами исследования глубоких недр Земли, ее геодинамических процессов, строения, физическими и химическими свойствами геовещества.

Геофизическая разведка зародилась сравнительно недавно. Первый патент на метод изучения строения земных недр сейсмическими волнами был выдан в 1919 году немецкому профессору Минтропу, который перед тем использовал сейсмическую регистрацию взрывов артиллерийских снарядов для коррекции стрельбы во время Первой мировой войны. Таким образом, сейсморазведка была порождена военной сейсмологией.

Сейсмология – древняя наука. До середины 19 века она развивалась как раздел геологии и географии, опираясь на географические описания сильных землетрясений. В середине прошлого века появились первые сейсмографы со сравнительно низкой чувствительностью, до 100. В 1900 году была создана первая международная организация, объединившая примерно 30 сейсмических станций для изучения землетрясений – вообще, и для их прогноза – в частности.

В 1902 году академиком Б.Б.Голицыным была создана высокочувствительная аппаратура для регистрации слабых сейсмических сигналов – местных слабых и удаленных землетрясений, микросейсм.

Развитие сети сейсмологических наблюдений происходило неравномерно. Оно было и остается теперь в зависимости от актов возникновения разрушительных землетрясений, цунами. Наиболее значительные землетрясения минувшего столетия в России: Верненское землетрясение 1910 года, Ялтинское землетрясение 1927, Ашхабадское (Туркмения) 1958, Хаитское (Таджикистан) 1949, Ташкентское (Узбекистан) 1966, Спитакское (Армения) 1948, Нефтегорское (Сахалин) 1995, Ноглицкое (Сев. Камчатка) 2002 года. Ташкентское землетрясение заурядно по магнитуде $M=5,5$, но оно дало мощный импульс развитию методов прогноза землетрясений, основанных на обработке многодисциплинарной информации.

Задачи разведочной и большой геофизики похожи по содержанию, их методы различны и обогащают друг друга.

В 70-80-х годах прошлого века произошло изменение общего мировоззрения в науках о Земле. В основе геофизики лежат представления о свойствах, присущих горным породам. Классическая модель горной породы, использовавшаяся в геофизической разведке и в «большой геофизике», предполагала локальную однородность и непрерывность геофизических характеристик в пределах определенных областей Земли, неизменность ее свойств во времени, линейность физических характеристик и геофизических процессов, пассивность (среда поглощает энергию зондирующих ее полей, но не излучает ее) и отсутствие взаимодействия полей между собой. Новая концепция свойств горных

пород, «геофизической среды», создана 30-40 лет назад школой академика М.А.Садовского. Она отвергает эти постулаты: реальная среда иерархически неоднородна, «кусковата» во всем диапазоне пространственных масштабов, нелинейна по физическим свойствам и соответственно по характеру протекающих в ней динамических процессов, изменчива во времени, активна – излучает энергию в виде тепла, сейсмической, акустической и электромагнитной эмиссии, характеризуется взаимодействием геофизических полей разной природы.

Новая модель геофизической среды таит в себе много неудобств, начиная со сложности аналитического описания и невозможности предсказания событий даже на относительно небольших временах их развития. Однако только она способна правдиво описать огромное разнообразие возможных путей развития процессов, объяснить, а не отвергнуть как неправдоподобные, удивительные, редко наблюдаемые события.

Сказанное не означает, что существующая линейная модель среды не имеет права на существование. Она не только обладает простотой и необыкновенной аналитической привлекательностью, но и достаточно верно описывает волновые и медленные геологические процессы и несет при этом информацию о нелинейных свойствах среды в виде сравнительно небольших добавок, которые можно выявить и использовать в качестве ценной дополнительной информации о структуре и свойствах среды.

Новые технические возможности. Точное позиционирование плюс точное время обеспечивают возможность применения криволинейных профилей и свободной расстановки приборов. Непрерывная регистрация, отсутствие проводных соединений. Большой частотный и динамический диапазоны обеспечивают глубокую обработку данных. Это создало и в сейморазведке, и в сейсмологии возможность применения новых методов геофизического мониторинга. Эти методы используют идеи сейсмической томографии и ее модификаций, основанных на применении взрывных и невзрывных сейсмических источников, в том числе источников шумовых: потока микроземлетрясений, сейсмической эмиссии, шума, сопровождающего крип, медленные деформационные процессы.

Вездесущность сейсмической эмиссии, ее широкий динамический диапазон, нелинейность и чувствительность к внешним воздействиям позволило создать новые методы геофизического мониторинга, основанные на приливных деформациях, связанных с вращением Земли и связанные с ним относительными движениями Луны и Солнца. В данном случае земной прилив – это стандартный механический сигнал известной формы, проявляющийся в ритмических изменениях полей разной природы – сейсмических, сейсмо- и электромагнитных эмиссионных, электрических, магнитных, гравитационных.

Институтом физики Земли разработаны методы сейсмической томографии на пассивных источниках – микросейсмах и землетрясениях. Методы прошли технические испытания и были применены для поиска термальных вод в Исландии, для изучения сейсмоактивных зон литосферы Исландского шельфа, для изучения вулканов Камчатки и Японии, нефтяных месторождений на Северном Кавказе, в Астраханской области, Татарии. Метод назван «эмиссионная томография», он прошел в свое время аттестацию на месторождениях Боливии (по договору с Бритиш Петролеум. 1984-1986гг). В настоящее время разработан метод вертикальной сейсмической томографии на поверхностных волнах Релея. Его опробование в Астрахани, в Белоруссии, в Татарии, в Забайкалье показало уникальные возможности метода, использующего волны Релея в полосе длин волн 100 – 10000 м. Таким образом, пассивная сейсмика открывает новые перспективы применения для поиска и разведки углеводородов в сложных нефтепоисковых условиях.

Таким образом, возможности геофизики применительно к задачам непрерывного мониторинга многократно расширяются, они позволяют решить те проблемы, которые прежними методами не решались вообще, либо их решение было связано с преодолением слишком больших трудностей.

Новые идеи часто с трудом внедряются в науку, поначалу отвергаются общественным мнением и часто забываются. Часто считают, что новое – это забытое старое. Тому много примеров, когда идеи сначала отвергались, забывались, а затем возникали снова. Сейчас это происходит с результатами исследования влияния орбитального движения планет Солнечной системы на сейсмологические, геодинамические и некоторые другие процессы.

Неразгаданные загадки геофизики, парадоксы: сверхскорости распространения сигналов, в том числе сверхслабых, влияние сверх удаленных источников геофизических полей, телекинез и многое другое. Отвергаемые современным мировоззрением, эти факты ждут, возможно, своего часа, нового признания и внедрения в поиск и добычу углеводородов, прогноз землетрясений и других геодинамических процессов и явлений.

FUNDAMENTAL AND APPLIED GEOPHYSICS FOR PURPOSES OF SURVEY AND PRODUCTION OF HYDROCARBONS

A.V. Hikolaev

(Institute of Physics of the Earth, RAS)

During nearly last 100 years, retrieval, survey and operation of hydrocarbon deposits is the main motor for the development of these methods. Profile, methods and hardware were mainly formed by the requirements specified for them by petroleum geophysics tasks - geophysical surveying. In

parallel, different geophysics was developed, which studied physical fields of the Earth oriented by tasks of surveying deep entrails of the Earth, its geodynamic processes, structure, physical and chemical properties of the geosubstance.

Geophysical survey was originated rather recently. The first patent on the method of studying the entrails of the Earth by seismic waves was issued in 1919 to German Professor Mintrop, who has previously used seismic registration shell explosions for shooting correction during the World War I. Thus, seismic survey originated from the military seismology.

Seismology is the ancient science. By the mid 19th century, it was developed as a section of geology and geography, basing on geographical descriptions of strong earthquakes. In the mid 20th century, first seismographs with relatively low sensitivity, up to 100, were made. In 1900, the first international organization that united about 30 seismic stations for studying earthquakes, generally and for their forecasting, in particular.

In 1902, Academician B.B. Golytsyn created a highly sensitive device for registration of weak seismic signals – local weak and remote earthquakes, microseisms.

The seismic observation network was developed irregularly. It was and remains still depending on acts of occurrence of destructive earthquakes and tsunamis. The most significant earthquakes of the past century in Russia are: Vernenskoe earthquake in 1910, earthquake in Yalta in 1927, Ashkhabad (Turkmenia) in 1948, Khaitskoe (Tadzhikistan) in 1949, Tashkent (Uzbekistan) in 1966, Spitak (Armenia) in 1988, Neftegorskoe (Sakhalin) in 1995, Nogliki (North Kamchatka) in 2002. The earthquake in Tashkent was of ordinary magnitude $M = 5.5$, but it gave a powerful pulse to development of earthquake forecasting methods based on processing of multidisciplinary information.

The tasks of survey and large geophysics have similar content, but their methods are different and enrich one another.

In 1970-80's the common outlook to sciences about the Earth changed. Geophysics is based on the ideas about properties inherent to mountain rocks. Classical model of the mine rock used in geophysical survey and in the "large geophysics" suggested local homogeneity and continuity of geophysical characteristics within definite areas of the Earth, stability of its properties with time, linearity of physical characteristics and geophysical processes, passivity (the medium absorbs energy of fields probing it, but does not irradiate it) and the absence of field interaction with one another. A new concepts of mine rocks, the "geophysical medium", was created in 30-40 years ago by the school of Academician M.A. Sadovsky. It ignores these postulates: the real medium is hierarchically inhomogeneous, "dustless" in the whole range of spatial scales, nonlinear by physical properties and, correspondingly, by type of processes proceeding in it, variable with time, active – that means it irradiates energy as

heat, seismic, acoustic and electromagnetic emission, and is characterized by interaction of geophysical fields of different nature.

The new model of the geophysical medium shows many drawbacks, including complexity of the analytical description and impossibility to predict events for even relatively short times of their development. However, it is the only one capable of truly description of the exceeding variety of possible ways of the process development, explanation rather than override both improbable, amazing, and rarely observed events.

The above-said does not mean that the existing linear model is dead. It is not just simple and rather attractive as an analytical model, it also rather well describes wave and slow geological processes and, hence, is informative about nonlinear properties of the medium in the form of relatively small additives, which may be detected and used as an important complementary information to the structure and properties of the medium.

New technical capabilities. Precise positioning plus exact time provide a possibility of applying nonstraight lines and free location of devices, continuous registration, and wireless connections. Broad frequency and dynamic ranges provide deep data treatment. This gave an opportunity to use new methods of geophysical monitoring both in seismic survey and in seismology. These methods apply ideas of seismic tomography and its modifications based on the application of explosive and non-explosive seismic sources, including sound ones: microearthquakes flow, seismic emission, noise accompanying creep, slow deformation processes.

Ubiquity of the seismic emission, its broad dynamic range, new methods of geophysical monitoring based on tidal deformations due to rotation of the Earth and relative movements of the Moon and the Sun. In this case, the earth tide is a standard mechanical signal of the known shape manifested in rhythmic changes of the fields of different nature – seismic, seismomagnetic and electromagnetic emission, electrical, magnetic, and gravitational.

Recently a new method of vertical seismic tomography is developed in IPE RAS. Its consist of surface Releigh Waves in the range of 100 to 10000 wavelenth, depth of investigations is 10-10000m.

Thus, capabilities of geophysics applied to the tasks of continuous monitoring are multiply increased; they allow solving those problems which might not be solved by previous methods or their solution was associated with overcoming too many obstacles.

Very often new ideas are hardly introduced into the science, are primarily rejected by the public opinion and are often forgotten. It is often considered that the new is the forgotten old. There are many examples of this, when ideas was first rejected, forgotten, and then appeared again. Now this happens with the results of study of orbital motion of planets in the Solar system on geodynamic, geodynamic and some other processes.

Unsolved mysteries of geophysics and the paradoxes are: ultra speeds of signal spreading, including superweak ones, the influence of super remote sources of geophysical fields, telekinesis and many others. Rejected by the modern world outlook, these facts, apparently, are waiting for their time coming, their new recognition and introduction to surveying and production of hydrocarbons, forecasting of earthquakes and other geodynamic processes and phenomena.

**НЕЙРОСЕТЕВЫЕ МОДЕЛИ И ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ
ДЛЯ ПОИСКА ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ЗАВИСИМОСТЕЙ –
ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА**

Д.В. Логинов
(ОАО "ЦГЭ", Москва)

**NEURAL NET MODELS AND ITS USING FOR GEOPHYSICAL
DEPENDENCIES - THEORY AND PRACTICE**

D.V. Loginov
(CGE JSC, Moscow)

Аннотация.

Искусственные нейронные сети (ANN) представляют собой обучающиеся, адаптивные математические модели. Они успешно используются в разных областях для решения задач классификации, кластеризации, регрессии и других. В данной работе кратко представлены исторические предпосылки и теоретические основы нейронных сетей. Основное внимание уделено инновационному характеру нейронных сетей, смысловому содержанию нейросетевых моделей, основных этапов их создания и использования. Приводится перечень их достоинств и недостатков по сравнению с другими известными методами аппроксимации и восстановления регрессионных зависимостей. На простых аналитических моделях демонстрируются важные закономерности и особенности нейросетевого подхода. Представлены тесные взаимосвязи теории нейронных сетей и статистических методов. На реальном практическом материале приведен пример построения, обучения и применения нейронных сетей двух классов - сети прямого распространения (MLP) и сети обобщенной регрессионной зависимости (GRNN) для решения задачи аппроксимации сложных зависимостей между сейсмическими и скважинными данными и геолого-геофизическими, коллекторскими свойствами в межскважинном пространстве. Показаны пути улучшения точности нейросетевой аппроксимации. Приведен метод и результаты оценки достоверности аппроксимации, полученной с помощью нейросетевых моделей.

Abstract.

Artificial neural nets (ANN) are the self-learning, adaptive mathematical models. ANN successfully used in different areas to solve the classification problems, for data clustering, for regression task and many others. This article represents historical aspects and theoretical background of the neural nets. The main attention is focused on the innovation character of the neural nets, the ideas' content of the neural models, main stages of its construction and using. There is a list of advantages and disadvantages between neural nets and other, more traditional methods of solving approximation and regression tasks. Special analytical models demonstrated important regularities and features of the neural net paradigm. There were represented close relationships between neural nets theory and statistical methods. The real data was used to build an example of the creating, learning and using of the two neural nets classes - feed-forward neural net (MLP) and general regression neural net (GRNN). This is an example to approximate complex relationships between seismic and well data and geological, geophysical and collectors' properties in the space between wells. There were shown possible ways to improve the accuracy of the neural net approximation. Also there was represented one of the method to value the confidence of the neural net model approximation.

Сегодня нейронные сети можно рассматривать как часть большой дисциплины - машинного обучения. Машинное обучение - обширный подраздел искусственного интеллекта и математической статистики, изучающий методы построения алгоритмов, способных обучаться на основе эмпирических данных [1]. В эту область входит решение задач классификации, кластеризации, регрессионного анализа и других важных задач. В рамках задачи поиска геофизических зависимостей мы рассматриваем задачу регрессионного анализа - нахождение зависимости математического ожидания случайной величины от свободных переменных, при помощи нейронных сетей. Задачи классификации и кластеризации также могут решаться при помощи нейронных сетей, однако в данном докладе эти задачи рассматриваются как вспомогательные.

Нейронные сети создавались как модели биологических нейронных сетей, на которых, как мы полагаем сегодня, основаны механизмы мышления. Математические модели нейронных сетей абстрагируют некоторые важные элементы организации и функционирования биологических нейронных сетей. Несмотря на простоту используемых моделей применение нейронных сетей позволило решить задачи распознавания текста и изображений, понимания и синтеза речи, обработки сложных временных рядов, нахождения скрытых нелинейных закономерностей в данных и многих других.

История создания нейронных сетей в виде работоспособных математических моделей начинается с 40-х годов XX века. Разработка

детальных математических моделей отражена в работах У.Маккалоха и Питса [3], Д.Хебба [4], Ф.Розенблатта [5], Видроу [6] и других [7].

Математической основой применения нейронных сетей служит теорема суперпозиции Колмогорова [8]. В приложении к сетям прямого распространения на ее основе доказана теорема Хехта-Нильсена [9] о возможности представления любой непрерывной функции в виде трехслойной нейронной сети прямого распространения. Приведенные теоремы являются теоремами существования и не дают способа построения нейронных сетей, однако доказывают обоснованность их применения, как универсальных аппроксиматоров.

Нейронная сеть представляет собой связанную сеть простых элементов с локальной памятью – нейронов. Связи между нейронами содержат веса, которые усиливают или ослабляют проходящие сигналы. Нейрон является функциональным элементом и преобразует суммарный взвешенный сигнал, поступающий на него от других нейронов с помощью нелинейной функции – функции активации. Обычно существует входная часть, на которую подаются входные сигналы и выходная часть, которая представляет отклик сети на заданные входные сигналы.

Применение сети происходит в два этапа. Первый этап – обучение, при котором на специальной обучающей выборке, задающей известное отображение из пространства входных данных в пространство выходных данных, происходит итеративная корректировка весов. Каждый цикл итерации включает проверку расхождения заданного выхода и отклика сети. Если расхождение велико, то с помощью специальных алгоритмов обучения веса корректируются и начинается новый цикл обучения.

По окончании обучения веса сети фиксируются. Теперь обученная сеть представляет собой одну сложную функцию, задающую найденную в процессе обучения аппроксимацию заданного отображения. Если на вход подаются новые данные, то отклик сети есть результат применения этой функции ко входным данным.

Нейронные сети отличаются топологией сети (ее архитектурой), характеристиками нейронов и обучающими алгоритмами. Адаптация или обучение являются главной областью исследования в области нейронных сетей. Связь со статистическими методами определяется тем, что начальное распределение весов сети задается случайным образом. Каждое повторение процедуры обучения дает иной, отличающийся результат аппроксимации. Обученная нейронная сеть представляет собой нелинейную регрессионную модель со специальными функциями в узлах – нейронах.

Для улучшения стабильности результатов используют методы совместного обучения множества сетей и конечная аппроксимация задается не одной, лучшей сетью, а некоторой взвешенной суммой выходов всех сетей. Такой метод позволяет усреднить отклик сетей и

лучше промоделировать данные в областях, не входящих в начальную выборку. Помимо этого, многократное повторение процесса обучения задает некоторое выходное распределение отклика множества сетей, с помощью которого можно получить оценки ошибок нейросетевой аппроксимации.

В докладе приведен пример решения задачи нахождения зависимостей между сейсмическими данными и значениями прогнозных параметров (геофизических свойств), заданных в точках пересечения скважин с горизонтами с помощью нейросетевых моделей. Для решения задачи используются наборы сейсмических атрибутов (преобразований исходного волнового поля). Приведены два решения, полученные с помощью двух различных нейронных сетей, многослойного перцептрона (глобальной аппроксимации) и сети обобщенной регрессии (локальной аппроксимацией). Приведено сравнение метода с методом множественной линейной регрессии, а также оценки ошибок, получаемые в результате нейросетевого моделирования.

Литература.

[1] http://www.machinelearning.ru/wiki/index.php?title=Категория:Машинное_обучение

[2] Lippman R.E. An Introduction to Computing with Neural Nets, IEEE, ASSP Magazine, April 1987, P. 4-22

[3] W.S. McCulloch, and W.Pitts, "A Logical Calculus and the Ideas Imminent in Nervous Activity", Bulletin of Mathematical Biophysics, 5, P. 115-133, 1943

[4] D.O Hebb, The Organization of Behavior, John Wiley & Sons, New York, 1949

[5] R. Rosenblatt, Principles of Neurodynamics, New York, Spartan Books, 1959

[6] B. Widrow, and M.E. Hoff, "Adaptive Switching Circuits", 1960 IR WESCON Conv, Record, Part 4, 96-104, August 1960.

[7] T.E.Posch, "Models of the Generation and Processing of Signals by Nerve Cells: A Categorically Indexed Abridged Bibliography", USCEE Report 290, August 1968.

[8] Колмогоров А.Н. О представлении непрерывных функций нескольких переменных в виде суперпозиции непрерывных функций одного переменного и сложения. Доклады АН СССР. – 1957. – Т.114 – N5 – с.953-956

[9] Hecht-Nielsen R. Kolmogorov mapping neural network existence theorem. In IEEE First. Int. Conf. on Neural Networks. - San Diego: SOS Printing, 1987. – Vol.3-P.11-13.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ УПРУГИХ ИМПЕДАНСОВ В МЕТОДЕ ВСП: РЕЗУЛЬТАТЫ И ДАЛЬНЕЙШИЕ ПЕРСПЕКТИВЫ

Г.А.Шехтман *, В.М.Кузнецов*, В.А. Редекон **
(*ГФУП «ВНИИГеофизика», **ООО «ВИМСЕЙС»)

EVALUATION OF ELASTIC IMPEDANCES AT VSP METHOD: RESULTS AND FURTHER PROSPECTS

G.A.Shekhtman*, V.M.Kuznetsov*, V.A.Redekop**
*VNIIGeofizika, Moscow, **Vimseis, Moscow

Аннотация.

Наряду с определением упругого импеданса по продольным отраженным волнам и упругого сдвигового импеданса по обменным отраженным волнам, впервые рассчитаны сдвиговые импедансы по монотипным поперечным отраженным волнам, регистрируемым при ВСП с ненаправленными источниками колебаний. При определении сдвиговых импедансов по отраженным волнам, возникающим при наклонном падении лучей на отражающую границу, предлагается предпочтение отдавать монотипным поперечным волнам, которые позволяют сохранить физический смысл определяемых сдвиговых импедансов при углах падения луча, близких к нормальному.

Abstract.

Together with elastic impedance determining on compressional reflected waves and elastic shear impedance determining on converted reflected waves, the first time shear impedance was calculated on monotype shear reflected waves, recorded at VSP with an undirected source of vibrations. When determining shear impedances on reflected waves, arising at oblique angle of a ray incidence on the reflecting boundary the preference is suggested to give for monotype shear waves, which allow to preserve the physical sense of the determined shear impedances when the angle of the ray incidence is close to the normal one.

Записи ВСП путем амплитудной инверсии можно преобразовывать в упругие и сдвиговые импедансы, учитывая специфику регистрации сейсмических колебаний внутри среды. Наибольшие трудности возникают при этом на этапе предварительной обработки записей непродольного ВСП (НВСП), когда требуется учет таких факторов, как изменение амплитуд отраженных волн при пересечении ими контрастных пластов покрывающей толщи, геометрическое расхождение волн, неупругое затухание и др. После их учета на амплитудных разрезах, полученных путем миграции, будет проявляться суммарный эффект. Он обусловлен изменением амплитуд в связи с изменением углов падения волн в разные точки приема и изменением отражающих свойств сейсмической границы. Разделить эти два эффекта на разрезах НВСП практически невозможно. В описываемых работах ослабление эффекта изменения амплитуд в связи с

изменением углов падения в разные точки границы достигалось путем нормирования амплитуд отражений от целевого горизонта на амплитуды ближайшего опорного горизонта, отличающегося выдержанностью физических свойств и явно не содержащего аномальных отражающих участков в пределах околоскважинного пространства

Остановимся подробнее на корректности определения сдвигового импеданса лишь по обменным волнам, которые для этой цели используют в настоящее время во всем мире в наземной и скважинной сейсморазведке [4, 5, 10].

По обменным отраженным волнам, амплитуда которых зависит от угла падения волны i на отражающую границу, от скоростей распространения поперечных волн и плотностей контактирующих пород, сдвиговый упругий импеданс (shear elastic impedance, сокращенно - SEI) определяют по формуле [10], в которой показатели степени для скорости V_S и плотности ρ линейно зависят от величины $\sin i$:

$$SEI(i_p) = V_S^{m(K, i_p)} \rho^{n(K, i_p)},$$

где

$$m(K, i_p) = 4K \sin(i_p) [1 - \frac{1}{2}(1 + 2K) \sin^2(i_p)],$$

$$n(K, i_p) = (1 + 2K) \sin(i_p) [1 - \frac{K(1 + \frac{3}{2}K)}{(1 + 2K)} \sin^2(i_p)],$$

а величина $K = V_S/V_P$, равная отношению средних значений скоростей по разные стороны от отражающей границы, полагается константой.

Значение SEI , определяемое этой формулой, уменьшается с уменьшением угла падения продольной волны i_p на отражающую границу, в пределе стремясь к значению, равному единице для нормального падения луча. Ясно, что из стремления к нулю амплитуды обменной отраженной волны при стремлении угла падения падающей продольной волны к нулю не должно следовать столь абсурдное предельное значение этого сейсмического атрибута. Поэтому вполне можно согласиться с определением величины SEI как *абстракции* [3]. По нашему мнению, физически оправданное определение сдвигового импеданса вытекает из рассмотрения этой величины для условия *монотипной поперечной волны*, отражающейся от рассматриваемой границы.

Из формулы для приближенного значения коэффициента отражения для монотипной поперечной отраженной волны [1] можно получить выражение для сдвигового импеданса (обозначим его аббревиатурой SI). Для случая нормального падения луча на отражающую границу оно сохраняет физический смысл подобно тому, как значение упругого импеданса для продольных отраженных волн в случае нормального падения совпадает со значением акустического импеданса:

$$SI = \rho V_S \rho^{-2 \sin^2 i} V_S^{\frac{\operatorname{tg}^2 i - 8 \sin^2 i}{2}}.$$

Сравним полученное выражение для SE с выражением для упругого импеданса EI [9]:

$$EI = V_p^{(1+tg^2 i)} V_s^{(-8K \sin^2 i)} \rho^{(1-4K \sin^2 i)},$$

где $K = V_s^2 / V_p^2$.

Легко видеть, что при стремлении угла падения волны на границу i к нулю значение SI стремится к величине ρV_s , а значение EI - к величине ρV_p . Таким образом, привлечение поперечных монотипных, а не обменных, волн для определения сдвигового импеданса позволяет иметь дело с реальным физическим параметром SI . При переходе от непродольного вертикального профиля к продольному он будет сохранять свое значение и может также быть определен непосредственно по записям ВСП, полученным с ближнего ПВ.

Монотипные поперечные волны при работах ВСП, выполняемых по классической устоявшейся методике, регистрируют при возбуждении колебаний импульсным или вибрационным *направленными* источниками, специально для этого предназначенными. Однако при работах *ненаправленным* источником формируется широкий диапазон волн, которые падают на отражающие целевые границы и затем отражаются от них как волны поперечные. К ним можно отнести обменные волны, испытавшие обмен на сейсмических границах в покрывающей толще [7], а также поперечные волны, сформировавшиеся непосредственно вблизи источника колебаний из-за анизотропии верхней части разреза.

Падающие поперечные волны, регистрируемые на u -компоненте, давно используют в практике работ ВСП для определения сейсмических скоростей. Цуг падающих поперечных волн можно использовать в качестве опорного сигнала при деконволюции отраженных поперечных волн с целью последующего построения глубинных разрезов НВСП на монотипных поперечных волнах. Имеются успешные примеры такой обработки записей, полученных в условиях Восточной Сибири [6]. Приведем примеры амплитудной инверсии данных ВСП, полученных на Верхнечонском месторождении, расположенном на Непском своде на севере Иркутской области [2].

В результате инверсии разрезы амплитуд на продольных (PP) и обменных (PS) отраженных волнах, а также поперечных (SS) отраженных волнах были преобразованы соответственно в разрезы кажущихся упругих импедансов (EI), кажущихся упругих сдвиговых импедансов (SEI) и кажущихся сдвиговых импедансов (SI). Разрезы SI получены впервые (рис. 1). Примечательно, что разрезы SEI и SI оказались близки между собой по качеству и более выразительными, чем разрезы кажущегося импеданса EI .

Полученные значения импедансов были затем с использованием корреляционных зависимостей пересчитаны в значения пористости для целевых горизонтов, по которым строили карты пористостей.

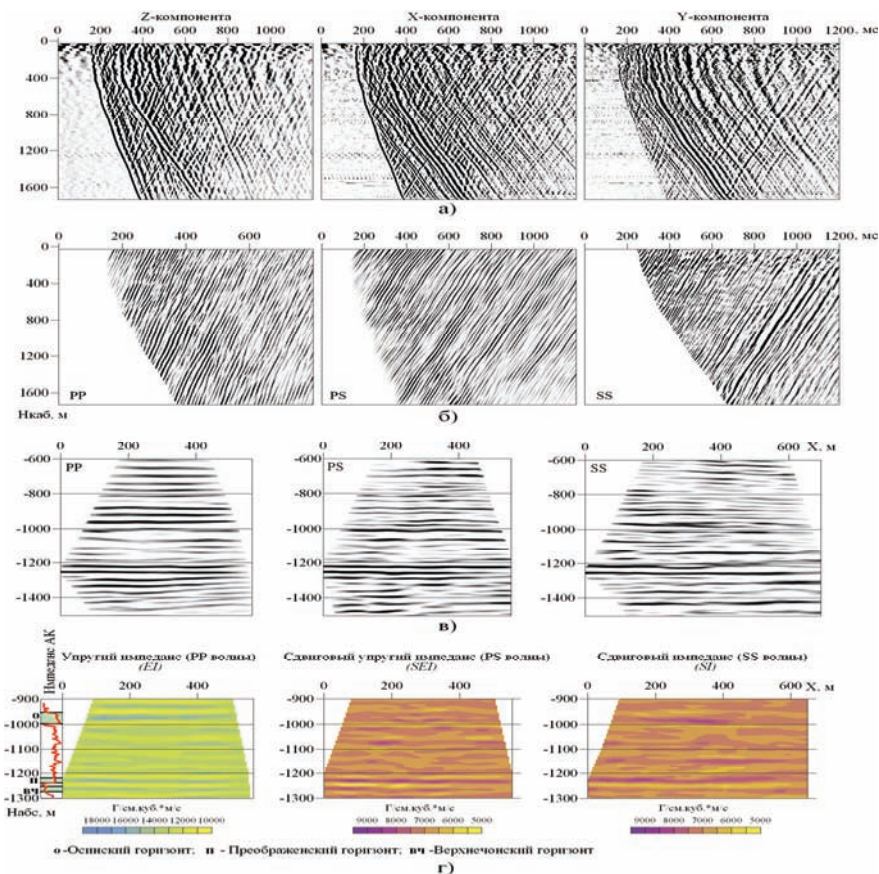


Рис. 1. Примеры результатов основных этапов обработки: а) исходные сейсмограммы X,Y,Z-компонент; б) поля отраженных волн; в) глубинные мигрированные разрезы; г) глубинные разрезы кажущихся импедансов.

Выводы:

1. Определение сдвигового импеданса по монотипным поперечным отраженным волнам или обменным отраженным волнам с обменом на границах в верхней толще разреза дает возможность получить значение физического параметра, сохраняющего физический смысл в случае нормального падения луча на отражающую границу.

2. Амплитудная инверсия данных НВСП по глубинным разрезам, полученным путем миграции, имеет существенные ограничения. Разработка математического обеспечения, позволяющего определять упругие и сдвиговые импедансы непосредственно по сейсмограммам с учетом особенностей регистрации волн внутри слоистой покрывающей толщи, может позволить существенно повысить разрешающую способность и точность метода.

3. Впервые полученные по монотипным отраженным поперечным волнам обнадеживающие значения сдвигового импеданса дают основание рекомендовать продолжение исследований в этом направлении.

Литература

1. Аки К., Ричардс П. , 1983, Количественная сейсмология, т. 1: М., Мир, с.519.

2. Барышев Л.А., Редекон В.А., Шехтман Г.А., 2009, Возможности изучения терригенных коллекторов наземной и скважинной сейсморазведкой в Восточной Сибири//Технологии сейсморазведки, 2, 64-76.

3. Петров Е.И., 2005, Исследование возможностей и разработка методики совместного АВО-анализа на продольных и обменных отраженных волнах//Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата физико-математических наук, с. 25.

4. Петров Е.И., Керусов И.Н., Тихонов А.А., Шалаева Н.В., 2004, Прогнозирование фильтрационно-емкостных свойств в околоскважинном пространстве по данным многокомпонентного выносного ВСП: Каротажник, 3 – 4 (116-117), 208-211.

5. Петров Е.И., Шалаева Н.В., 2004, Использование динамических особенностей данных многоволновой сейсморазведки для прогноза коллекторских свойств//Технологии сейсморазведки, 2, с. 100-104.

6. Шехтман Г.А., Кузнецов В.М., Бодякин В.А., Дёка А.А., 2008, Первые результаты комплексирования непродольного ВСП и ВСП с подвижным источником в Восточной Сибири// «Гальперинские чтения-2008», доклады и тезисы, с. 41-46.

7. Шехтман Г.А., Кузнецов В.М., Жуков А.П., Коротков И.П., Бурлаков А.В., 2006, Расширение типов волн, используемых в сейсморазведке: предпосылки и результаты// Технологии сейсморазведки, 3, 30-34.

8. Chopra S., Marfurt K.J., 2005, Seismic attributes – a historical perspective: Geophysics, v. 70, № 5, P 3SO-28SO.

9. Connolly P., 1999, Elastic impedance: The Leading Edge, v. 18, № 4, 438-452.

10. Duffaut K., Allos T., Landro M., Rogno H., 2000, Shear-wave elastic impedance: The Leading Edge, v. 19, № 11, 1222-1229.

**АЛГОРИТМ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ ИНВЕРСИИ
ДАННЫХ НАЗЕМНОЙ СЕЙСМИКИ И ВЕРТИКАЛЬНОГО
СЕЙСМИЧЕСКОГО ПРОФИЛИРОВАНИЯ ДЛЯ
КОЛИЧЕСТВЕННОГО АНАЛИЗА ПОЛЯ СКОРОСТЕЙ**

Галина Енджеёвска-Тычковска
(Институт нефти и газа, Польша, Краков)

**ALGORITHM FOR SIMULTANEOUS INVERSION OF SURFACE
SEISMICS AND VERTICAL SEISMIC PROFILING DATA FOR
QUANTITATIVE ASSESSMENT OF VELOCITY FIELD**

Halina Jedrzejowska-Tyczkowska
(Oil and Gas Institute, Cracow, Poland)

Аннотация.

Часто бывает сложно оценить эффективную сейсмическую скорость по отраженным волнам.

Упругий импеданс представляет собой относительно простую концепцию, однако он требует дополнительных аппроксимаций и калибровки для получения истинных скоростей.

В докладе демонстрируется, как можно решить проблему несоответствия результатов расчета скоростей, полученных в ходе различных полевых наблюдений с использованием объединенной инверсии данных наземной сейсмоки и ВСП, где интервальные скорости ВСП используются в качестве эталона.

Abstract.

It is often difficult to estimate the effective seismic velocity from reflection data.

Elastic impedance is relatively simple concept still definition of true velocity needs various ways of approximations and calibrations.

In this paper I demonstrate how we can overcome this problem of inequality of the results of velocity calculation received from different field measurements, using joint inversion of seismic and VSP Data, where interval velocities from VSP are using like templates.

ИСТОКОБРАЗНАЯ АППРОКСИМАЦИЯ В ЗАДАЧАХ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ И ЭЛЕКТРОРАЗВЕДКИ

П.Н. Александров *, А.Н.Александров **

(* ЦГЭМИ ИФЗ РАН, Троицк,

** ОАО «Саратовнефтегеофизика», Саратов)

SOURCEWISE APPROXIMATION IN PROBLEMS OF SEISMIC PROSPECTING AND GEOELECTRICS

P.N. Aleksandrov *, A.N. Aleksandrov **

(*GEMRC IPE RAS, Troitsk, ** Saratovneftegeophysica JSC, Saratov)

Аннотация.

Истокообразная аппроксимация широко используется в задачах гравиразведки и магниторазведки. Настоящее исследование посвящено применению ее к задачам сейсморазведки и электроразведки.

Annotation.

The sourcewise approximation used in problems of gravity prospecting and prospecting. The present research devote adaptation the sourcewise approximation to problems of the seismic prospecting and geoelectrics.

Суть истокообразной аппроксимации заключается в коррелировании наблюдаемого поля с функцией Грина уравнения, которому подчиняется соответствующее физическое поле. Основная цель – нахождение избыточных токов, смещений и напряжений, плотности и

намагниченности, распределенных в геологической среде (нижнем полупространстве).

Пусть Z_0 - сейсмический импеданс полупространства с параметрами первого слоя, тогда можем получить $\Delta \mathbf{S} = \mathbf{S} - Z_0^{-1} \mathbf{P}_z^{st} = (Z^{-1} - Z_0^{-1}) \mathbf{P}_z^{st}$ (см. Приложение 1). Правая часть этого выражения определяет аномальное поле, связанное с неоднородным строением нижнего полупространства. В частности, для изотропного слоистого полупространства элемент разности сейсмических импедансов будет иметь вид $\Delta z = z_{xy} - z_{xy}^0$. Коррелируя это выражение по частоте ω с соответствующим элементом тензорной функции Грина $G = G(\omega)$ уравнений Ламе с упругими параметрами среды первого слоя и изначально заданным местоположением источника z_s в виде дельта-функции Дирака, получим коэффициент корреляции для разных местоположений источника

$$r(z_s) = \int_{-\infty}^{\infty} \Delta z(\omega) \overline{G(\omega)} d\omega,$$

где черта сверху означает комплексно - сопряженную величину.

На рис. 1 представлены результаты истокообразной аппроксимации сейсмических данных для неоднородного полупространства, параметры которого указаны в таблице 1.

Таблица 1.

Толщина слоя (м)	500	50	100	500	∞
Скорость продольных волн (м/с)	4000	4500	4000	4250	5000
Скорость поперечных волн (м/с)	4000/1.7	4500/1.7	4000/1.7	4250/1.7	5000/1.7
Плотность (кг/м ³)	2000	2000	2000	2000	2000

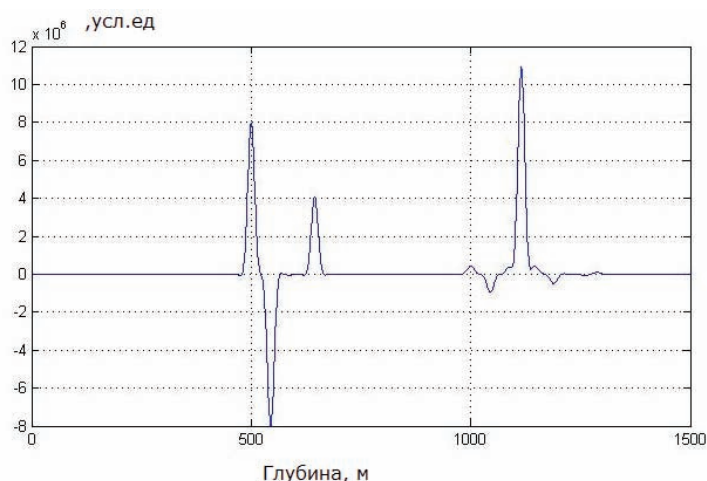


Рис.1. Результат истокообразной аппроксимации данных вибросейсморазведки – коэффициент корреляции между наблюдаемым сейсмическим полем и функцией Грина уравнений Ламе с упругими

параметрами первого слоя. По оси ординат отложено значение коэффициента корреляции в зависимости от местоположения источника по глубине.

Для данных магнитотеллурического зондирования (МТЗ) данная аппроксимация требует использования преобразования Лапласа вместо преобразования Фурье по временной переменной. Иначе говоря, использования комплексной частоты. Это приводит к применению экспоненциального спектра. В этом случае достаточно заменить частоту ω на мнимую величину $\omega = i\alpha^2$, $i = \sqrt{-1}$. Остальные операции остаются такими же, как и в случае истокообразной аппроксимации данных виброрейсморазведки. Для модели среды, представленной в таблице 2, результат истокообразной аппроксимации изображен на рис.2.

Таблица 2.

Толщина слоя (м)	500	50	100	500	∞
Удельное сопротивление (Ом/м)	100	50	100	66.6660	20

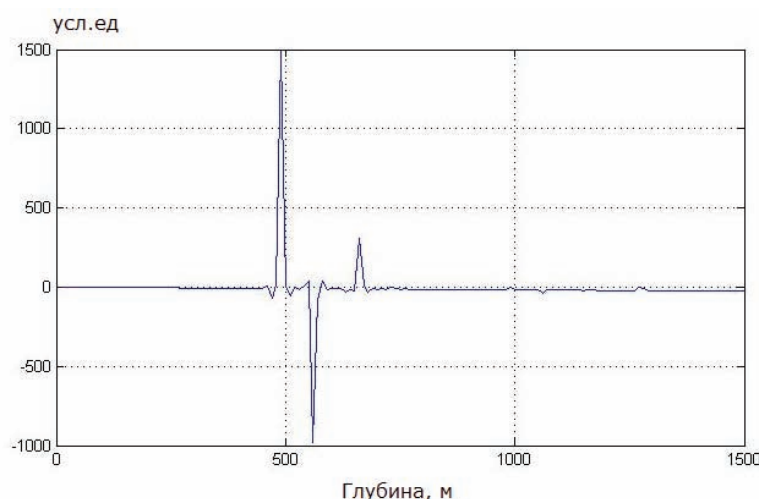


Рис.2. Результат истокообразной аппроксимации данных МТЗ - коэффициент корреляции между магнитотеллурическим импедансом для горизонтально слоистой среды и соответствующим элементом тензорной функции Грина уравнений Максвелла с электрическими параметрами первого слоя. По оси ординат отложено значение коэффициента корреляции в зависимости от местоположения источника по глубине.

Как следует из рис.1 и рис.2, истокообразная аппроксимация позволяет получать местоположение границ изменения физических параметров. Это дает основание не только определять строение геологической среды, но и в последующем находить физические параметры выделенных неоднородностей.

Приложение 1.

Все математические модели физических полей являются системами дифференциальных уравнений первого порядка в частных производных.

Для одномерных сред (горизонтально-слоистая среда) с использованием преобразование Фурье по горизонтальным координатам и времени эти модели могут быть сведены к системам обыкновенных дифференциальных уравнений первого порядка $\frac{\partial \mathbf{X}}{\partial z} = A\mathbf{X}$, решение которой имеет вид

$$\mathbf{X}^n(z_n) = \left(\prod_{j=0}^{n-1} e^{A^j h_j} \right) \mathbf{X}^0, \text{ где } h_j - \text{толщина } j\text{-го слоя, } n - \text{номер последнего слоя}$$

бесконечной толщины; \mathbf{X}^0 - вектор-столбец, заданный на дневной поверхности, поскольку при $z = z_0$ (данная плоскость совпадает с поверхностью земля-воздух) должно выполняться $\mathbf{X}^1(z_0) = \mathbf{X}^0$; z_n - глубина залегания последней границы; A^j - передаточная матрица j -го слоя, которая в общем случае, как и поле \mathbf{X} , зависит от пространственных k_x, k_y и временной ω частот. В слое бесконечной толщины из представления $\mathbf{X}^n(z) = e^{A^n(z-z_n)} \mathbf{X}^n(z_n)$ выделим решение \mathbf{X}^- , возрастающее при $z \rightarrow +\infty$ и решение \mathbf{X}^+ , убывающее при $z \rightarrow +\infty$: $\mathbf{X}^n(z) = \mathbf{X}^+ + \mathbf{X}^-$, основываясь на знаке действительной части собственных значений матрицы A^n . Удовлетворяя условию на бесконечности, необходимо положить $\mathbf{X}^+ = C\tilde{S}C^{-1}\mathbf{X}^n(z) = 0$ везде, в том числе и при $z \rightarrow z_n$. C - матрица, составленная из собственных векторов матрицы A^n . \tilde{S} - матрица, получающаяся из единичной матрицы заменой диагональных элементов нулем, если действительная часть соответствующего собственного значения меньше нуля, и единицей, если действительная часть соответствующего собственного значения больше нуля. Отсюда вытекает связь между компонентами поля \mathbf{X}^0 :

$$C\tilde{S}C^{-1}\mathbf{X}^n(z) = C\tilde{S}C^{-1}\left(\prod_{j=0}^{n-1} e^{A^j h_j}\right)\mathbf{X}^0 = D\mathbf{X}^0 = 0, \quad D = \begin{pmatrix} d_{11} & d_{12} \\ d_{21} & d_{22} \end{pmatrix}, \quad Z = -d_{11}^{-1}d_{12} = -d_{21}^{-1}d_{22}.$$

Для задачи МТЗ, вводя соответствующий вектор $\mathbf{X} = \begin{pmatrix} \mathbf{H}_\tau \\ \mathbf{E}_\tau \end{pmatrix}$, получим:

$$\mathbf{E}_\tau = Z\mathbf{H}_\tau.$$

Для задачи вибросейсморазведки получим: $\mathbf{X} = \begin{pmatrix} \mathbf{P}_z \\ \mathbf{S} \end{pmatrix}$, $\mathbf{P}_z = \mathbf{P}_z^{st}$, $\mathbf{S} = Z^{-1}\mathbf{P}_z^{st}$.

Раздел 2. Интегрированная обработка, интерпретация и прогноз нефтегазонасыщенности по данным наземно-скважинных наблюдений с применением новых разработок.

Integrated Processing, Interpretation and Prediction of Hydrocarbon Saturation from the Surface - Downhole Data, Using Innovations.

**КОМПЬЮТЕРНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПРОГНОЗА
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НА ОСНОВЕ КОМПЛЕКСИРОВАНИЯ
ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ В ЕДИНОМ КООРДИНАТНОМ
ПРОСТРАНСТВЕ (x, t₀) ПРИ РЕГИОНАЛЬНЫХ
И ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТАХ**

Смилевец Н.П., Чернышов С.А.
(ООО «СК GeoВизор», Москва)

**COMPUTER TECHNOLOGY FOR FOR OIL AND GAS PRESENCE
FORECAST BY INTEGRATED INTERPRETATION OF DIFFERENT
GEOPHYSICAL METHODS DATA IN UNIFIED COORDINATES IN
TIME SEISMIC SECTION ON REGIONAL AND
EXPLORATION STAGE**

N.P. Smilevets, S.A. Chernyshov
(SC GeoVisor Ltd., Moscow)

Аннотация.

Предлагается оригинальный подход к комплексной интерпретации геолого-геофизической информации на основе адекватного представления наблюдаемых данных в единой информационной среде - плоскости временного сейсмического разреза. Преобразование в единую с сейсморазведкой систему координат (x, t₀) данных электроразведки и ГИС с последующим наложением их на временной сейсмический разрез снижает неоднозначность истолкования сейсмических аномалий и позволяет на основе принципов сейсмоэлектростратиграфии выполнить более достоверную корреляцию одноименных сейсмогеоэлектрических границ и построить согласованную модель разреза. В процессе параметризации согласованной модели для целевых интервалов с улучшенными коллекторскими свойствами рассчитываются комплексные сейсмогеоэлектрические характеристики, реагирующие на наличие залежи углеводородов в разрезе, и по их ранжированию с учетом фильтрационно-емкостных свойств коллекторов выделяются перспективные в нефтегазоносном отношении объекты. Эффективность такого подхода показана на примере использования технологии как на поисково-разведочном, так и на эксплуатационном этапах геологоразведочных работ.

Abstract.

We propose original method to integrated interpretation of geology and geophysical information on the base of coincident presentation of field data in unified coordinates – time seismic section. Conversion of electromagnetic survey results and well-logging data to the seismic time section allows to decrease ambiguity of seismic structures and anomalies interpretation and to construct more trustworthy seismic correlation and model of section on the base of seismic-electromagnetic-stratigraphy ideas. Parameterization of prospective layers of section model with integrated seismic-geolectrical parameter, which responds to oil/gas presence, and ranging according to prior information considering layer properties allows to detect most prospective objects. Effectiveness of “GeoVisor” technology is illustrated with samples of our results on exploration and production stages.

В настоящее время практически исчерпан фонд антиклинальных структур, и основные геологоразведочные работы направлены на поиск ловушек неантиклинального типа, характеризующихся сложным геологическим строением (слабой морфологической выраженностью, литологической неоднородностью, наличием зон тектонических нарушений, примыканием к склонам соляных структур и т.д.). Решить эту задачу с помощью только одной сейсморазведки не всегда удастся однозначно. Поэтому использование сейсморазведчиками независимо полученной информации других геофизических методов (в частности, данных электроразведки или ГИС) позволит получить более однозначный результат. Но для этого необходимо, чтобы:

- Электроразведка (или другие геофизические методы) отрабатывалась по единой сетке профилей с 2D-сейсморазведкой, либо в пределах площади 3D-сейсморазведки;
- обработка полевых материалов осуществлялась по схожим графам с учетом разрешающей способности комплексируемых методов;
- комплексный анализ результатов сейсмо - и электроразведки выполняется в едином информационном пространстве с привлечением материалов ГИС и охватывает все стадии интерпретационного процесса.

Всем этим требованиям удовлетворяет технология «GeoVisor», предназначенная для комплексной интерпретации геолого-геофизической информации в единой информационной среде - плоскости временного сейсмического разреза. В результате совмещения с сейсмическим разрезом основных характеристик несейсмических методов (электро-, грави- и магниторазведки) и данных ГИС, на экране компьютера создается единое информационное пространство, внутри которого происходит накопление сведений об одних и тех же аномалиеобразующих объектах. Комплексная корректировка их формы, размеров, конфигурации с учетом динамики сейсмического поля позволяет из множества вариантов интерпретации

выбрать модель, не противоречащую всему объему геолого-геофизической информации.

Технология представляет собой законченный инструмент для создания согласованной физико-геологической модели (ФГМ) изучаемой среды и включает в себя все этапы интерпретации от ввода результатов полевых измерений до прогноза нефтегазоносности и определения контуров предполагаемой залежи углеводородов. Технология разработана с учетом всех требований, предъявляемых к современным интерпретационным пакетам, и может быть использована как на региональном, так и поисково-разведочном этапах изучения территории. Технология «GeoVisor» не имеет идеологических аналогов в России и за рубежом.

Технология «GeoVisor» включает в себя четыре крупных самостоятельных программных модуля:

- Модуль специализированной, углубленной обработки данных различных наземных и морских модификаций электроразведки (МТЗ, ЗСБ, ЗС-ЧЗ, ВР-ВП, ДНМЭ), осуществляющий на основе согласования с данными электрокаротажа (в интерактивном режиме) построение одномерных и двумерных геоэлектрических моделей и расчет параметров вызванной поляризации (ВП) (для методов ЗС-ЧЗ, ВР-ВП, ДНМЭ).

- Потенциальный модуль, осуществляющий построение геоплотностных и геомагнитных моделей на основе решения прямой и обратной задач грави- и магниторазведки.

- Модуль совместного анализа сейсмических, геоэлектрических, геоплотностных и геомагнитных данных и материалов ГИС (акустический и электрический, сейсмический каротажи, ВСП) на базе их представления в единой информационной среде (плоскости временного сейсмического разреза). На выходе блока формируется согласованная физико-геологическая модель разреза, каждый комплекс которой параметризован значениями скоростей, плотностей, сопротивлений и намагниченностей. При наложении на временной сейсмический разрез интегральных характеристик сейсмического и электромагнитного полей, по зонам их градиентного изменения, выделяются области развития тектонических нарушений с прогнозной оценкой их проводящих или экранирующих свойств. При наложении на временной сейсмический разрез геоплотностных и геомагнитных моделей, соответственно, выделяются области возможного развития коллекторов; и магнитных неоднородностей в отложениях осадочного чехла и фундамента. На выходе данного модуля формируется согласованная ФГМ, отвечающая всему объему геолого-геофизической информации.

- Модуль прогноза нефтегазоносности перспективных интервалов модели на основе расчета комплексного сейсмоэлектроразведочного параметра (КП), учитывающего литолого-фациальную изменчивость

отложений и отвечающего за изменение характера их флюидонасыщения и параметров вызванной поляризации, реагирующих на наличие залежи УВ в разрезе. На выходе модуля формируются схемы распределения аномалий КП в масштабе (x, t0). Их наложение на временной сейсмический разрез обеспечивает стратиграфическую привязку выявленных аномалий комплексного параметра, а совместный анализ с динамикой волнового поля и структурной ситуацией разреза позволяет спрогнозировать тип залежи УВ. При площадных исследованиях строятся схемы распределения аномалий вызванной поляризации (ВП) и КП для различных стратиграфических интервалов разреза, которые совмещаются со схемами распределения зон улучшенных коллекторов, со структурными картами по основным целевым горизонтам и т.д. Это обеспечивает возможность разделения многопластовых залежей УВ (с учетом разрешающей способности электроразведки), определения их пространственного положения на различных стратиграфических уровнях, что является главным фактором при оптимизации поисково-разведочного бурения.



Рис. 1. Блок-схема программного комплекса технологии GeoVisor

Компьютерная технология «GeoVisor» прошла широкое опытно-промышленное опробование, как на региональном, так и на поисково-разведочном этапах геологоразведочных работ в различных нефтегазоносных регионах России (Прикаспийская, Бузулукская, Южно-Тургайская впадины, Московская синеклиза, Казанско-Кажимский прогиб, Токмовский свод, Мордовия, Восточная и Западная Сибирь), Казахстана, Китая и Индонезии. Построенные на ее основе согласованные ФГМ и прогноз нефтегазоносности подтверждены результатами последующего

бурения. На сегодняшний день успешность нашего прогноза составляет 75% - 85%:

В докладе приведены примеры использования технологии «GeoVisor» при поиске сложно построенных ловушек УВ на суше и на море. (рис.2)

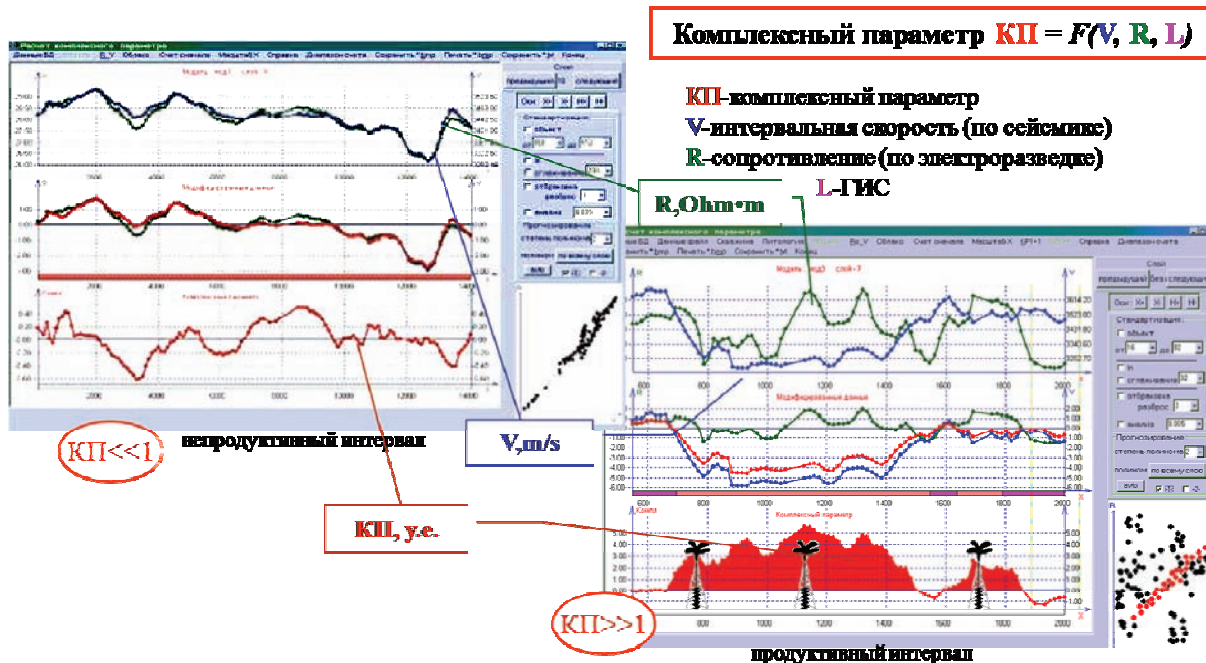


Рис.2. Литеральное изменение скорости, сопротивления и КП для продуктивных и непродуктивных интервалов разреза

ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЕ И СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ КАК ОСНОВА УСПЕШНОСТИ ПРОГНОЗА КОЛЛЕКТОРОВ В КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

В.И. Митасов*, В.А. Кондратьев**, И.А., Кушмар*, В.П. Семенов*
 (*ВНИГРИ, г. Санкт-Петербург, **ФГУП «Иркутскгеофизика», г.Иркутск)

PETROPHYSICAL AND SEISMIC-GEOLOGICAL MODELING AS A BASIS OF SUCCESS OF FORECASTING THE RESERVOIR ROCKS IN THE CARBONATE DEPOSITS OF EASTERN SIBERIA

V.I. Mitasov*, V.A. Kondratiev**, I.A., Kushmar*, V.P. Semenov*
 (*VNIGRI, St. Peterburg, **FGUP «Irkutskgeophysika»)

Аннотация.

Залежи УВ в карбонатных отложениях приурочены, как правило, к ловушкам неантиклинального типа. Развитие коллекторов в них обусловлено вторичными процессами: выщелачиванием, растворением и т.д. Разница в пористости между коллектором и неколлектором достигает очень малых величин – до долей процента.

При прогнозировании коллекторов такие тонкие эффекты должны быть выявлены по атрибутам сейсмического сигнала (амплитуд, энергий и др.). Для этих целей необходимо иметь детальное представление о петрофизических параметрах горной породы (пористости, минеральном составе и т.д.).

Для установления коррелятивов между атрибутами сейсмического сигнала и петрофизическими параметрами строится геоакустическая модель, связывающая их между собой.

В докладе на практических примерах показаны этапы сейсмогеологического моделирования, включающего построение моделей следующих типов: 1) петрофизической; 2) геоакустической; 3) сейсмогеологической.

Показано, что увеличение ёмкостных свойств и плотности пород приводит к уменьшению скорости распространения упругих колебаний, акустической жесткости и коэффициентов отражения. Это является физической основой и физической предпосылкой для прогноза развития коллекторов в карбонатном разрезе по характеру изменения атрибутов сейсмического сигнала.

Abstract.

As a rule, hydrocarbon pools in carbonate deposits are confined to non-anticline traps. Development of reservoir rocks in them are due to the secondary processes: leaching, solution and others.

The difference in porosity between reservoir rocks and non-reservoir rocks is very small – to percent portions. In reservoir forecasting, such differences must be recognized on the attributes of a seismic signal (amplitude, energy and others). For this purpose it is necessary to have a detailed idea of rock petrophysical parameters (porosity, mineral composition and others).

A geoacoustic model, linking the attributes of a seismic signal with petrophysical parameters is developed for establishing correlativity between them.

The stages of seismic-geological modeling, which includes the development of petrophysical, geoacoustic and seismic-geological models, are shown on practical examples.

It is shown that increasing rock capacity properties and density results in decreasing the velocity of advancing elastic fluctuations, acoustic rigidity and reflection coefficients. It presents a physical basis and a physical prerequisite for forecasting the development of reservoir rocks in a carbonate section by the character of changing the attributes of a seismic signal.

Залежи УВ в карбонатных отложениях венда-нижнего кембрия юга Сибирской платформы приурочены, как правило, к ловушкам неантиклинального типа. Залегая на моноклиналях, они ограничены разрывными нарушениями, зонами замещения и выклинивания. Развитие коллекторов в них обусловлено обычно вторичными процессами:

выщелачиванием, растворением, уплотнением матрицы известковистой породы при её доломитизации и т.д.

Критерием, по которому в карбонатных породах выделяются коллектора, служит, обычно, граничное значение пористости. При пористости, меньшей граничной, порода относится к неколлекторам, большей – к коллекторам. Разница в пористости между коллектором и неколлектором может достигать очень малых величин – до долей процента. Например, для условий Восточной Сибири граничное значение пористости численно, равно в среднем 6%. Порода при 5% пористости – еще не коллектор, при 7% - она уверенно относится к коллекторам. Положение усугубляется еще и тем, что в формировании сейсмического волнового поля главенствующую роль играет именно твердая фаза породы, т.е. её минералогический состав и структурно-текстурные особенности. Так, если порода характеризуется пористостью, равной 7%, то это значит, что твердая фаза этой породы составляет 93%, которая и формирует основное волновое поле. Т.е. информация, присутствующая в сейсмическом сигнале, на 93% отображает свойства твердой фазы породы, а на долю пор и каверн остается всего 7%. Это подтверждается фактическим характером изменения амплитуд сейсмического сигнала при появлении коллекторов, которое составляет всего 5-7%.

Выявление столь тонких эффектов в сейсмическом волновом поле является основной задачей сейсмогеологического моделирования при прогнозировании коллекторов в карбонатных породах. Для её успешного решения необходимо детально изучить структуру и объем порового пространства изучаемых пород, определить на количественном уровне их минералогический состав, выделить коллектора, оценить их эффективные толщины и т.д. Все эти параметры устанавливаются по данным исследования скважин посредством петрофизического моделирования, осуществляемом с использованием современных геоинформационных технологий на основе углубленной комплексной интерпретации данных ГИС, керна, испытаний и геохимических исследований.

Карбонатные породы характеризуются сложной структурой пор. Здесь наряду с первичными межзерновыми порами встречаются поры вторичного происхождения (каверны, и трещины). Грань между ними условна (рис.1). Первые, размеры которых заметно меньше размеров зерен твердой фазы породы, могут плавно переходить во вторые, где их размеры уже соизмеримы с размерами зерен. Вторичные процессы могут также ухудшать коллекторские свойства вследствие выпадения солей в твердый осадок солей из предельно минерализованных пластовых вод. Это может привести к полной или частичной закупорке всех дренирующих каналов и превратить породу из коллектора в неколлектор. Именно такие тонкие эффекты и необходимо выявлять при сейсмогеологическом моделировании.

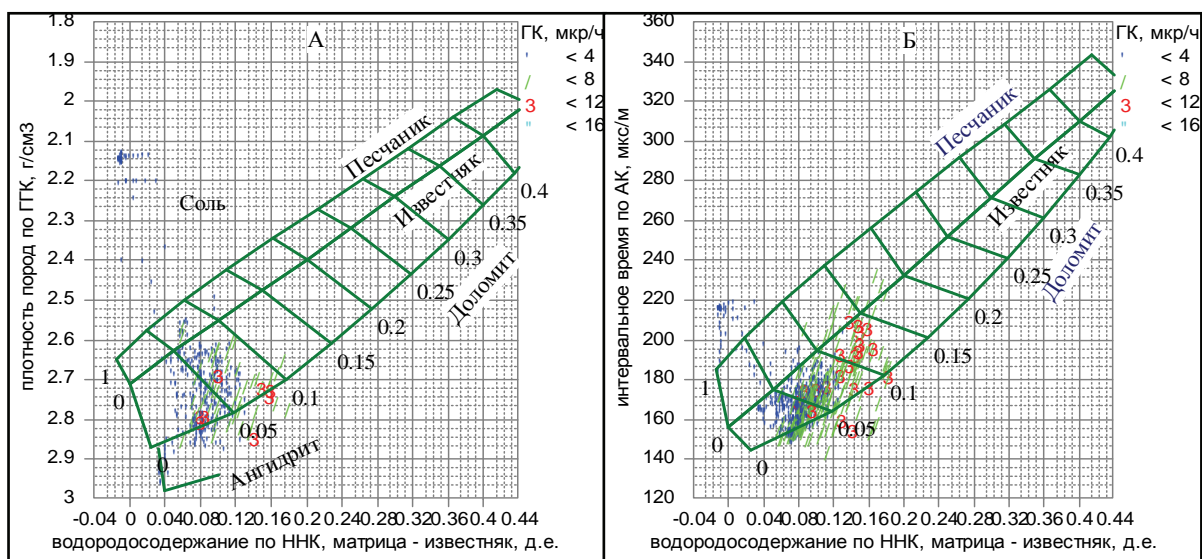


Рис.1. Характер распределения индикационных точек в поле интерпретационных палеток, связывающих показания методов ГГК-АК-НН. Юг сибирской платформы, скважина № 5 Даниловская, усть-кутский горизонт, карбонатные отложения

Т.к. вся необходимая петрофизическая информация содержится в неявном виде как в каротажных кривых, так и в сейсмическом волновом поле, то установив коррелятивы между параметрами петрофизической модели и атрибутами сейсмического сигнала можно с большей долей уверенности прогнозировать в карбонатном разрезе коллектора. Т.к. детальность и точность определения петрофизических параметров по данным бурения скважин несоизмеримо выше, чем определение физических свойств пород по данным сейморазведки, то между этапами построения петрофизической и сейсмогеологической моделей выделяется этап геоакустического моделирования. Его основной задачей является определение пластовых скоростей, акустических жесткостей, коэффициентов отражения сейсмических упругих волн и т.д.

Таким образом, технология сейсмогеологического моделирования предопределяет последовательное построение моделей следующих типов: 1) петрофизической; 2) геоакустической; 3) сейсмогеологической.

При построении **петрофизической модели** на количественном уровне определяются: объемные содержания основных минеральных компонентов; коэффициент пористости; тип коллектора; эффективные толщины и т.д., а также изучается характер взаимосвязи между ними. Все эти данные являются основой для построения базовых теоретических петрофизических моделей, связывающих между собой физические и геологические параметры с учетом их минералогической принадлежности. В свою очередь они служат основой для построения соответствующих интерпретационных палеток, связывающих показания методов гамма-гамма плотностного и акустического методов каротажа с нейтронным

методом (ГГК-АК-НК). Пример подобных палеток приведен на рис.1. Практическая реализация таких палеток заключается в решении соответствующей системы уравнений, связывающих значения замеренных геофизических и искомых геологических параметров. Пример петрофизической модели приведен на рис.2.

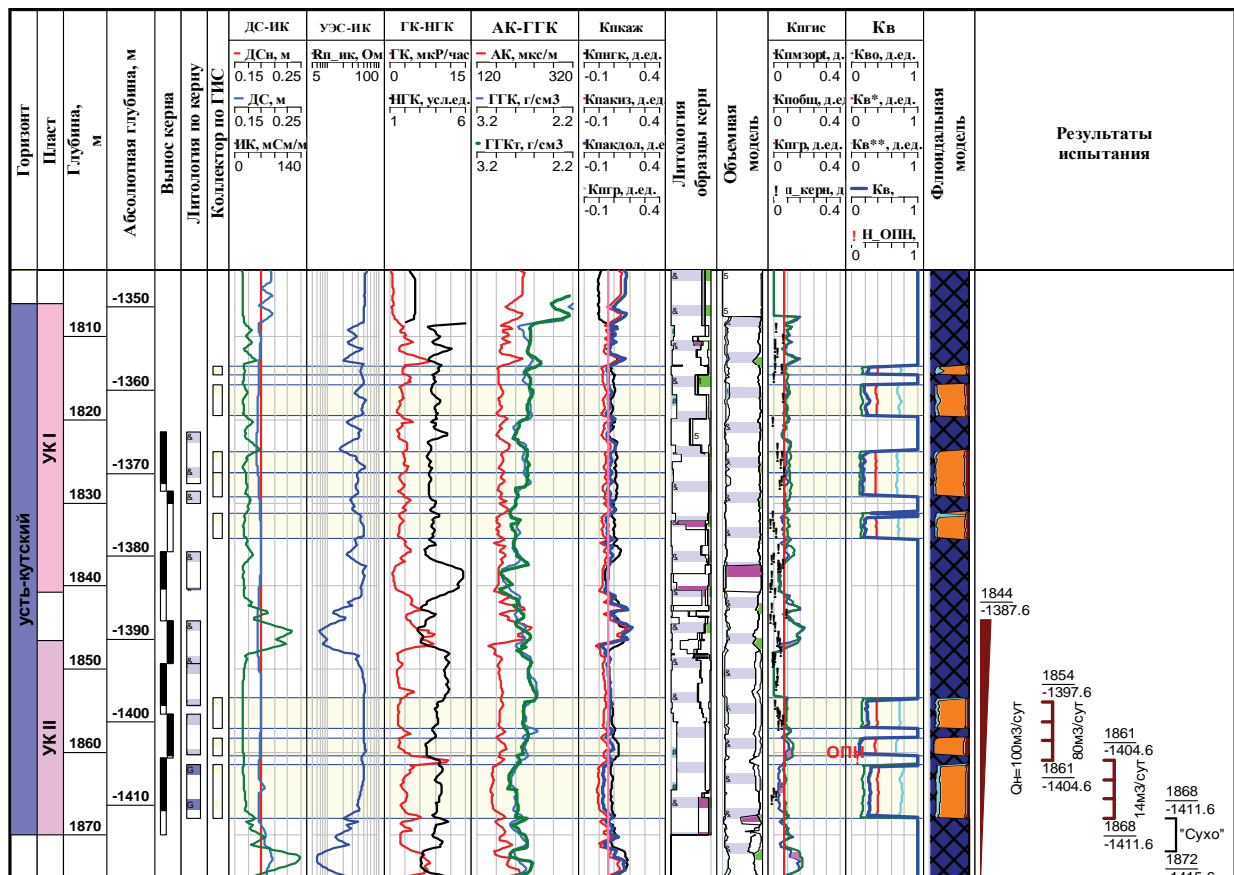


Рис. 2. Петрофизическая модель усть-кутского горизонта по скважине № 5 Даниловского месторождения.

Эти данные служат основой для построения **геоакустической модели**. Пластовые скорости разреза довольно уверенно определяются по кривой интервального времени, регистрируемой при АК. При наличии плотностного каротажа эта задача решается тривиально и обычно никаких сложностей не вызывает. При отсутствии ГГКП, что является типичным случаем в практике каротажа, плотность может быть определена по параметрам петрофизической модели. Пример построения геоакустической модели с элементами петрофизической и сейсмогеологической моделей приведен на рис.3.

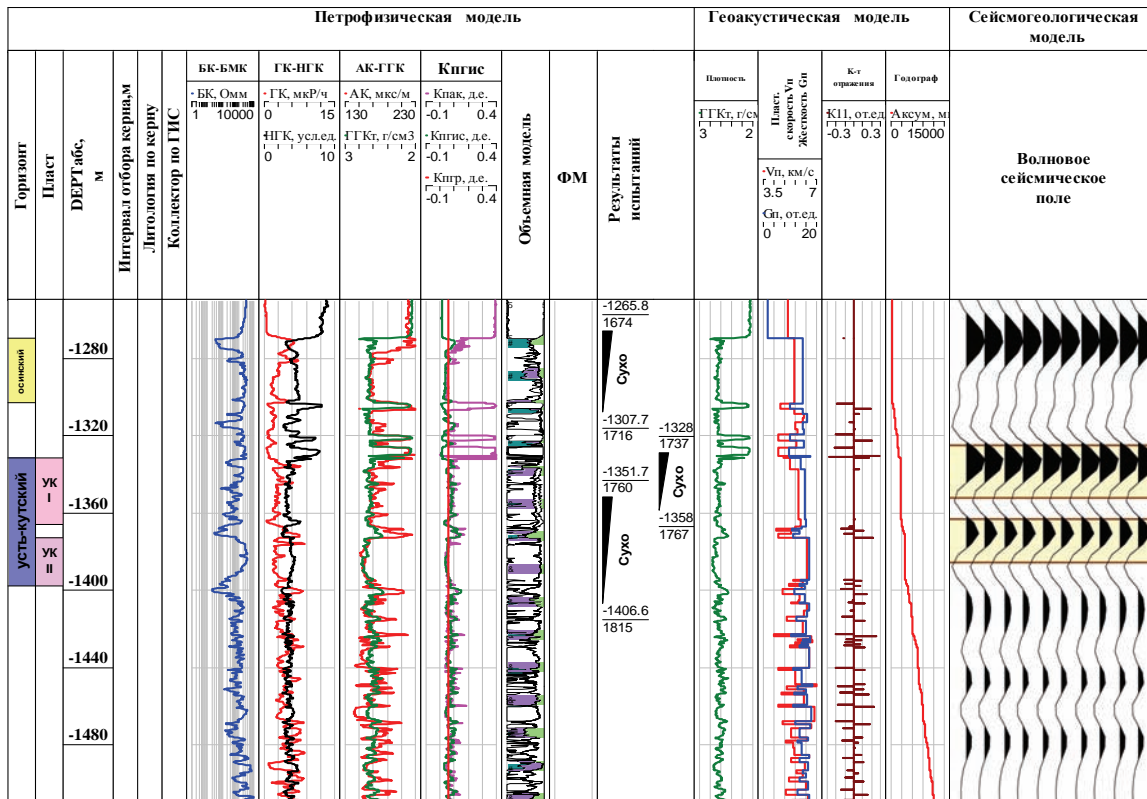


Рис. 3. Элементы петрофизической, геоакустической и сейсмогеологической моделей усть-кутского горизонта по скважине № 10 в случае отсутствия коллекторов. Даниловское месторождение.

Построение **сейсмогеологической модели** заключается в установлении коррелятивов между параметрами петрофизической и геоакустической моделей с атрибутами сейсмического поля, с помощью которых можно было бы прогнозировать характер развития коллекторов. Было установлено, что амплитуда сейсмического сигнала в карбонатном разрезе ниже в коллекторе, по сравнению с неколлектором (рис.4, 5). Это обусловлено разуплотнением пород при увеличении их ёмкостных свойств, что приводит к уменьшению плотности и скорости распространения упругих колебаний (рис. 6). В свою очередь их изменение вызывает более резкое ослабление акустической жесткости изучаемых горных пород и соответственно коэффициентов отражения. Это является физической основой и весьма благоприятной предпосылкой для прогноза развития коллекторов в карбонатном разрезе по характеру изменения атрибутов сейсмического сигнала (амплитуд, энергий и др.).

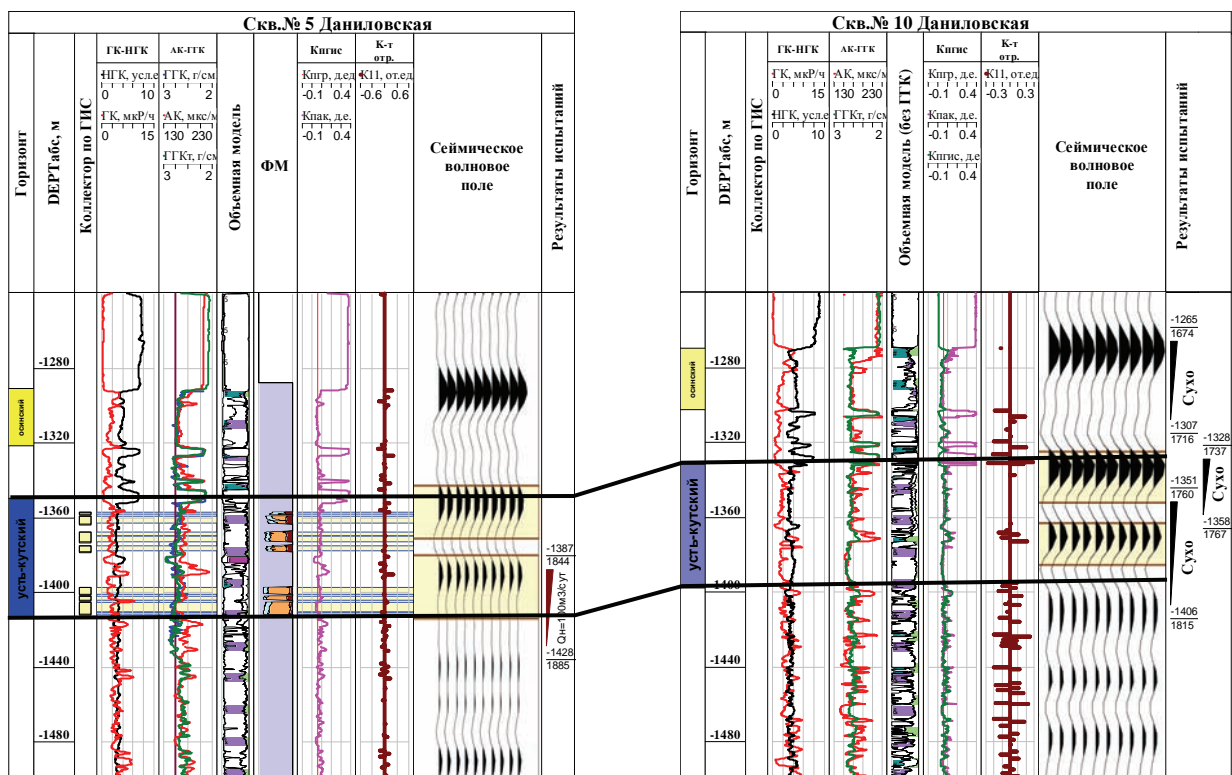


Рис. 4. Сопоставление сейсмогеологических моделей по скважинам 5–10 Даниловского месторождения.

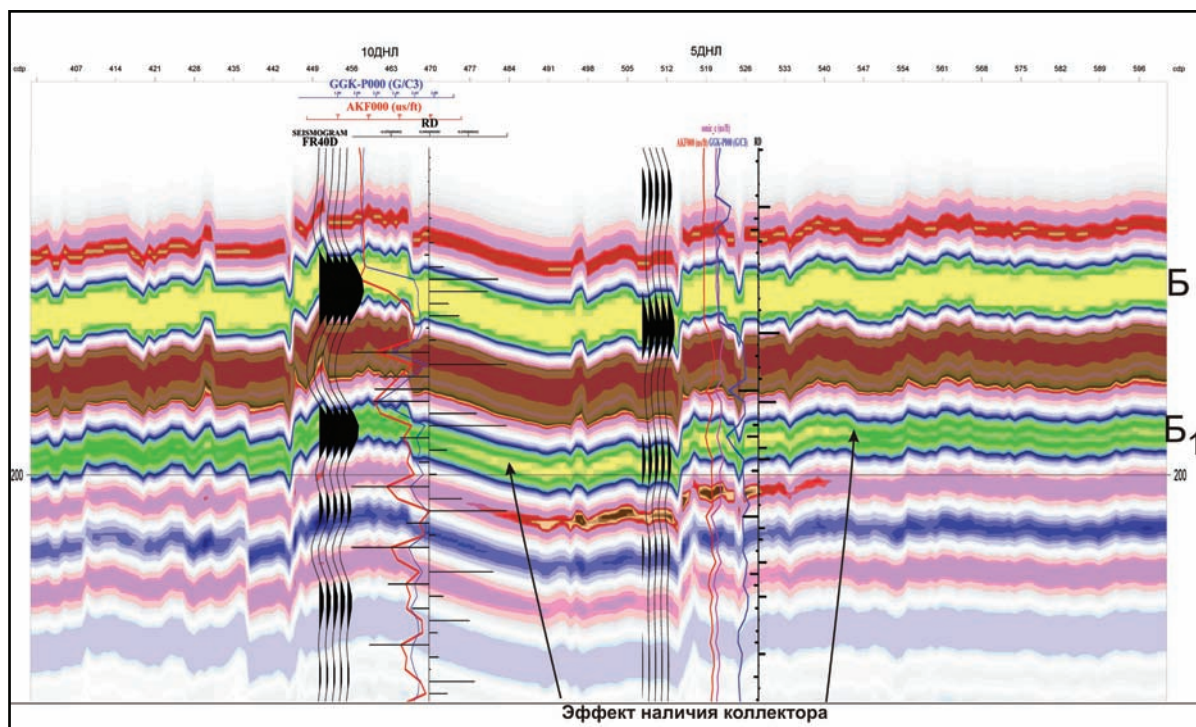


Рис. 5. Фрагмент результата двумерного моделирования по поиску отображения коллекторов в усть-кутском горизонте скважин 5 и 10 Даниловских.

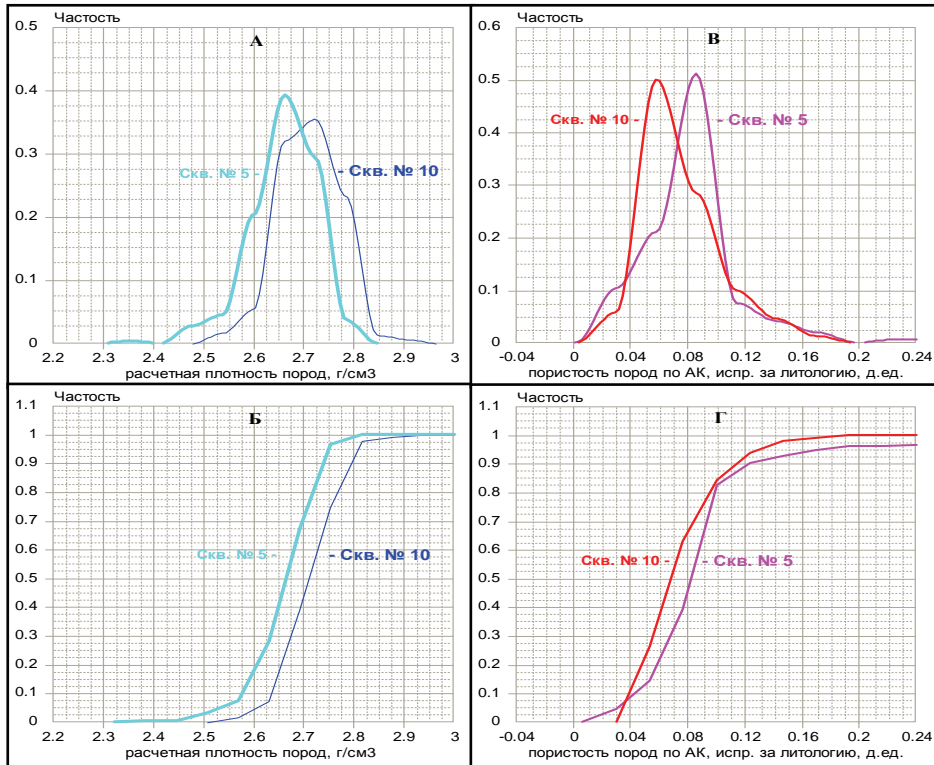


Рис. 6. Сопоставление дифференциальных (19А, 19В) и интегральных (19Б,19Г) расчетных значений плотности (19А, 19Б) и коэффициента пористости (19В, 19Г) по скважинам 5 и 10, усть-кутский горизонт Даниловского месторождения.

**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ
 ДАННЫХ НАЗЕМНОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ И ВСП ДЛЯ ОЦЕНКИ
 ВОЗМОЖНОСТЕЙ СЕЙСМИЧЕСКОГО МЕТОДА В УСЛОВИЯХ
 ЮГА СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ**

О.О. Адамович

(ООО “Геофизические Системы Данных”, Москва)

**MATHEMATICAL MODELING OF LAND SEISMIC AND VSP DATA
 FOR ESTIMATING SEISMIC METHOD POTENTIAL IN
 CONDITIONS OF SOUTH OF EASTERN SEIBERIA-PLATE**

O.O Adamovich

(“Geophysical Data Systems” Ltd, Moscow)

Аннотация

В работе представлены результаты по оценке возможностей сейсмического метода в условиях одного из месторождений юга сибирской платформы на основе математического полноволнового двумерного моделирования методом конечных разностей. Упругая модель разреза содержала интервал от дневной поверхности до глубины 1700 м и

содержала основные продуктивные интервалы осадочного чехла. Ее построение выполнялось с использованием скважинных данных и учетом информации о поведении геологических границ. Рассчитанные синтетические сейсмические данные 2D и сейсмограммы ВСП были подвергнуты обработке и интерпретации. Проведен анализ эффективности группирования сейсмоприемников с различными параметрами групп. Выполнены структурные построения, произведена оценка точности. С применением геостатистического подхода и использованием результатов псевдоакустической инверсии, а также с привлечением результатов одномерного сейсмогеологического моделирования, оценена возможность прогноза свойств продуктивного горизонта с использованием данных сейсморазведки.

Abstract

This report presents the results of estimation of seismic method potential in the conditions of south of Siberian-plate based on the results of mathematical full-wave two-dimensional finite-differences modeling. Elastic model was built from the day surface up to 1700 m and contained main productive intervals of sedimentary cover. The model was built using well data and information about main geological boundaries. Calculated synthetic seismic and VSP data was processed and interpreted. Analysis of receiver arrays efficiency with different parameters was done. Time-to-depth conversion and accuracy estimation were carried out. Possibility of properties determination for main productive horizon was estimated using geostatistics approach, results of pseudoacoustic inversion and attracting results of one-dimensional seismogeological modeling.

Данная работа посвящена результатам геофизических исследований, выполненных для уточнения представлений об особенностях сейсмических волновых полей, получаемых в условиях одного из месторождений юга сибирской платформы с использованием математического моделирования. Целевым назначением работ являлась оценка возможности восстановления свойств продуктивных интервалов с использованием данных сейсморазведки и ВСП, а так же рекомендация системы наблюдений сейсморазведки 3Д и ВСП. Для решения поставленной задачи было выполнено двумерное математическое сейсмогеологическое моделирование и проведена обработка и интерпретация синтетических сейсмических данных. Работу можно разделить на четыре части:

1. Построение модели упругих свойств (Скорость продольных волн, скорость поперечных волн, плотность) исследуемой области с использованием скважинных данных в виде акустического и плотностного каротажей, одномерное математическое моделирование и сейсмогеологическое моделирование

2. Подготовка данных для проведения двумерного конечно-разностного моделирования, выбор и тестирование основных параметров

моделирования, проведение двумерного конечно-разностного моделирования данных наземной сейсморазведки и ВСП

3. Анализ полученных результатов, выбор оптимальных систем наблюдений наземной сейсморазведки 3Д и ВСП.

4. Обработка и интерпретация синтетических данных.

В результате выполненных работ были получены следующие результаты.

1. Проанализированы данные по 10 скважинам исследуемого участка. Выполнено построение упругих одномерных моделей в точках данных скважин от дневной поверхности. Разработана методика построения упругой модели на основе статистических скважинных зависимостей и осреднения по Бэкусу. Проведен анализ упругих свойств целевого интервала. Выполнено одномерное сейсмогеологическое моделирование изменения свойств целевых пластов. Выполнена оценка влияния этих изменений на форму сейсмической записи. Проведено одномерное математическое моделирование сейсмограмм ВСП и проведен анализ полученного волнового поля. Выявлена значительная роль кратных волн (вплоть до смен полярности записи в пределах целевого интервала (рис.1))

2. Построена двумерная упругая сеточная модель разреза месторождения с использованием данных по 10 скважинам на основе корреляции основных маркеров между скважинами и интерполяции упругих свойств в соответствии с корреляцией (рис.2). На основе сравнения результатов одномерного аналитического решения волнового уравнения и двумерного решения методом конечных-разностей выбраны основные параметры проведения конечно-разностного моделирования. Вдоль профиля рассчитаны 784 синтетические сейсмограммы, отвечающие системе наблюдений МОВ ОГТ-2D и 10 2-х компонентных сейсмограмм ВСП.

3. Была проведена стандартная обработка 2D синтетических сейсмических материалов и данных ВСП в предположении об отсутствии точной информации (скоростной модели и формы используемого импульса) (рис.3). При обработке удалось добиться практически полного подавления поверхностной волны, также волн со значительными кинематическими отличиями от отраженных волн (кратные обменные волны, связанные с ВЧР). Проведен анализ полученного волнового поля по полученным сейсмограммам ВСП и анализ динамики различных типов волн.

4. Выполнен анализ эффективности процедуры группирования сейсмоприемников при различных параметрах групп. Показано, что при отсутствии мелких приповерхностных неоднородностей при увеличении базы группирования происходит повышение качества данных. Наличие же мелких приповерхностных неоднородностей отрицательно сказывается на

качестве данных с группированием. При сильной неоднородности ВЧР точечный прием характеризуется наилучшим коэффициентом качества.

5. Проведена интерпретация синтетического разреза в предположении об отсутствии исходной модели. Выполнены структурные построения с оценкой точности. Для целевого интервала погрешность определения глубин составляет 20 м.

6. Выполнена оценка погрешности прогноза свойств в межскважинном пространстве. Полученный в результате обработки синтетических данных разрез был подвергнут интерпретации с применением стандартного для производственных работ подхода. Была выполнена попытка провести количественный прогноз коллекторских свойств целевого горизонта с использованием геостатистического анализа. При прогнозе использовались результаты псевдоакустической инверсии. Для оценки возможности прогноза свойств целевых интервалов было выполнено псевдоакустическое преобразование. На первом этапе, на основе результатов привязки, строилась начальная модель. Эта модель использовалась в дальнейшем в качестве источника информации об акустических свойствах среды на частотах, отсутствующих в сейсмических данных. Полученная модель и сейсмический разрез подавались на вход инверсии. В используемом алгоритме осуществляется итеративный подбор такого решения, которое бы минимизировало разницу между синтетической трассой и трассой временного разреза при условии ограниченного отклонения решения от начальной модели (Constrained inversion). При расчетах использовался импульс, оцененный на этапе сейсмической привязки. Очевидно, что для прямого пересчета в акустические и, тем более, литофизические параметры целевых интервалов данный результат непригоден, однако его вполне можно использовать в качестве независимого сейсмического атрибута при геостатистическом анализе. Альтернативным способом по отношению к детерминистическому определению литофизических параметров целевых пластов путем их непосредственного пересчета из псевдоакустического импеданса является геостатистический подход. В рамках данной работы была выполнена попытка оценить возможности данного метода по отношению к пластам целевого горизонта. Для этого проводился поиск статистических зависимостей между динамическими параметрами сейсмической записи и параметрами пластов в точках скважин. В результате проведенного анализа можно сделать вывод, что хотя прогноз свойств целевых пластов с применением геостатистического подхода дает положительные результаты, однако в ряде случаев ошибки такого предсказания могут существенно превышать оцененную статистическими методами погрешность. Использование детерминистических методов прогноза, основанных на результатах псевдоакустической инверсии, в данных условиях не эффективно.

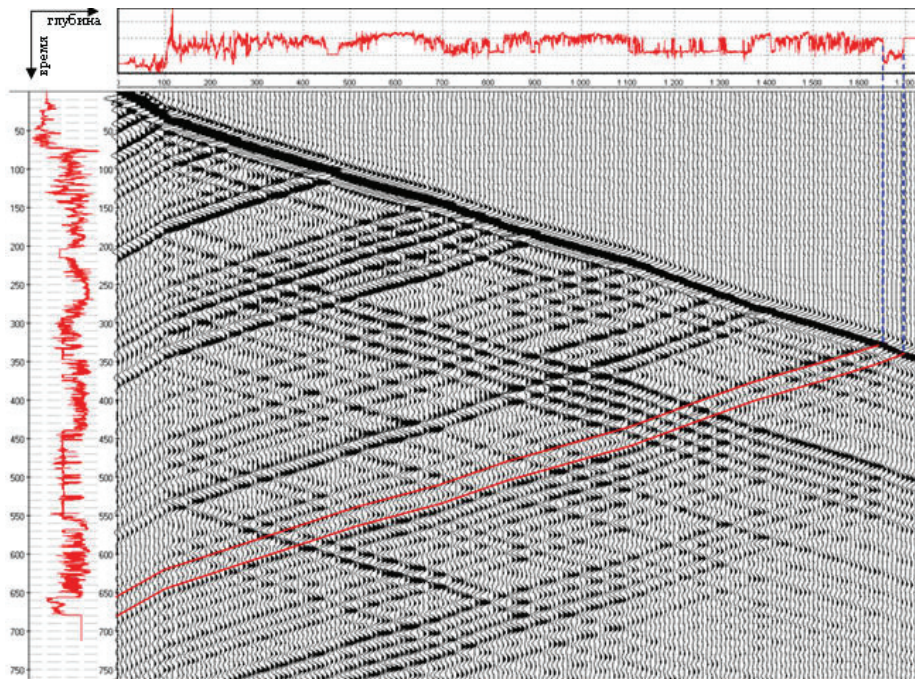


Рис. 1. Синтетические сейсмограммы ВСП нормального падения.

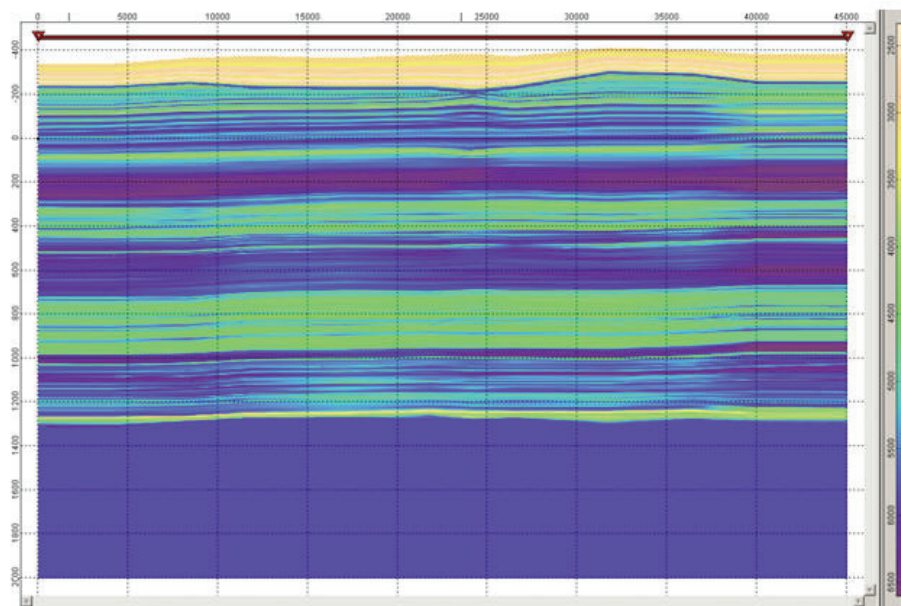
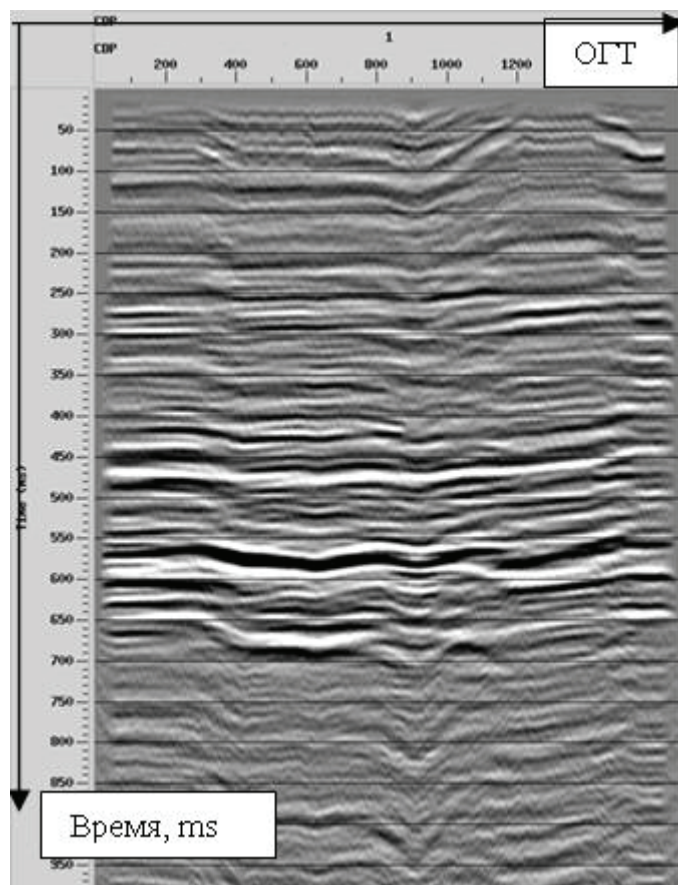


Рис. 2. Двумерная модель месторождения, использованная для расчета синтетических сейсмограмм. Цветом показано распределение скоростей продольных волн.



Список литературы

1. Аки К., Ричардс П. Количественная сейсмология. Москва “Мир”, 1983.
2. Барышев Л.А. Подход к динамической интерпретации отраженных волн на основе физико-геологических и петрофизических моделей: Геофизика, спецвыпуск Технологии сейсморазведки - I , 31-35, М, 2002.
3. Клаербоут. Дж.Ф. Теоретические основы обработки геофизической информации с приложением к разведке нефти. – Пер. с англ., М.:Недра, 1981.
4. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири (выпуск 7 – Непско-Ботуобинский регион) /Конторович А.Э., Сурков В.С., Трофимук А.А., Шемин Г.Г и др., Новосибирск, 1994.
5. Backus G.E. Long-Wave Elastic Anisotropy Produced by Horizontal Layering, 1962, Journal of Geophysical Research, Vol.67, No11.
6. Kurt J. Marfurt. Accuracy of finite-difference and finite-element modeling of the scalar and elastic wave equations, Geophysics. Vol. 49, no. 5 (may 1984); P. 533-549.

ИЛЛЮСТРАЦИИ УНИКАЛЬНЫХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ВСП ПРИ ИЗУЧЕНИИ СТРОЕНИЯ РЕЗЕРВУАРОВ УГЛЕВОДОРОДОВ

А.Н. Амиров*, А.А. Терёхин*

Казанский государственный университет (КГУ)*

ILLUSTRATION UNIQUE RESOURCES VSP OF RESERVOIR ANALYSIS HYDROCARBON

A.N. Amirov*, A.A. Tereokhin*

*Kazan State University(*KSU)*

Аннотация

Приводятся примеры применения ВСП, позволившие получить сведения о горных породах, недостижимые с помощью наземной сейсморазведки и ГИС.

Abstract

Examples of application of the VSP are given, which illustrate possibilities of obtaining the information about rock inaccessible by the instrumentality of exploration seismology and LOG.

Известные преимущества ВСП перед наземной сейсморазведкой и ГИС позволяют получить существенную дополнительную информацию о строении и свойствах продуктивных отложений.

Высокая разрешающая способность ВСП позволяет выявить в перспективных отложениях сравнительно маломасштабные неоднородности (разрывные нарушения небольшой амплитуды, литологические экраны, узкие зоны повышенной трещиноватости), обнаружение которых невозможно с помощью наземной сейсморазведки. В докладе приводятся примеры выявления таких неоднородностей в пределах нефтяных месторождений Республики Татарстан (РТ).

Активное использование параметров прямой и обменных волн, формирующихся на субвертикальных границах раздела позволили установить их положение, а также прогнозировать контура газовых залежей. Это иллюстрируется результатами полученными на территории Украины.

Повышение информативности ВСП при изучении прискважинной зоны по сравнению с данными ГИС обусловлена увеличением радиуса исследований, применением источников возбуждения расположенных за пределами скважины, регистрацией полного вектора колебаний (применение приемников скорости смещения, а не давления). Приводятся примеры, иллюстрирующие возможности ВСП при определении углов наклона пластов, оценки параметров трещиноватости и результатов ГРП. Исследования проведены на территории Крыма и РТ.

Сведения, получаемые с помощью ВСП, могут оказать существенную помощь в оптимизации освоения залежей УВ и особенно на поздних стадиях геологоразведочных работ.

ТОМОГРАФИЧЕСКИЙ ПОДХОД ПРИ ИЗУЧЕНИИ НЕОДНОРОДНОСТЕЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА МЕТОДОМ НВСП

А.А.Алабушин*, М.В.Чертенков**, А.Н.Касимов***, В.А.Редекон****
(*ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», г.Усинск, **ОАО НК «ЛУКОЙЛ» г.Москва,
ОАО «МАГЭ» г.Москва, *ООО «ВимСейс Технология» г.Москва).

TOMOGRAPHIC APPROACH TO THE STUDY OF HETEROGENEITY OF GEOLOGICAL SECTION WITH THE VSP METHOD

Alabushin A.A.*, Chertenkov M.V.**, Kasimov, A.N.***, Redekop VA****
(*ООО LUKOIL-Komi Usinsk, **ОАО НК LUKOIL ОАО Moscow,
MAGE "Moscow", *ООО VimSeys Technology", Moscow).

Аннотация.

Рассмотрен способ учета неоднородностей в скоростной модели среды по проходящим волнам. Показана эффективность способа в решении реальных геологических задач.

Abstract.

The method of accounting irregularities in the velocity model of the environment by transmitted waves is considered. The efficiency of the method was shown in solving real geological problems.

Детальное изучение геологического разреза околоскважинного пространства является одной из наиболее актуальных и достаточно сложных задач геологоразведки.

Успешное решение этой задачи в практике скважинных сейсмических исследований в ряде случаев осложняется наличием локальных зон, существенно отличающихся от окружающих пород по физико-механическим свойствам. Такие неоднородности, находящиеся на пути подхода волн к целевым геологическим границам, искажают их миграционные изображения на глубинных и временных разрезах. Искажения на глубинных разрезах проявляются как ошибки в глубине и интенсивности отражения вдоль горизонта. В других случаях, таких как зоны трещиноватости или зоны теплового воздействия, сами эти неоднородности являются объектом исследования.

Выявлению таких «промежуточных неоднородностей» геологического разреза и учету их влияния на параметры волнового поля на основе томографического подхода [1] уделено внимание в данной работе.

В докладе рассмотрены методические аспекты проектирования работ НВСП, обработки и интерпретации данных при изучении и локализации промежуточных неоднородностей геологического разреза.

Томографический подход, заключающийся в определении скоростной модели среды по проходящим волнам, для изучения локальных неоднородностей разреза в комплексе с моделированием волновых полей

(полноволновым или лучевым) был использован при интерпретации измеренных в скважине скоростных параметров на ряде месторождений Тимано – Печоры с целью:

- локализации зоны теплового воздействия на пласт твердой нефти;
- построения геологической модели в зоне резкой неоднородности карбонатных отложений

Литература

1. Сейсмическая томография с приложениями в глобальной сейсмологии и разведочной геофизике. Под редакцией Г.Нолета. Москва, «Мир», 1990.

НЕКОТОРЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ СТРУКТУРЫ РЕЗЕРВУАРА, ОПРЕДЕЛЯЕМЫЕ ПО ПОЛЯМ ИНТЕРФЕРЕНЦИОННЫХ ВОЛН.

Г.В. Голикова, К.Ю. Санников, А.П. Мочалов.
(СПбГУ, физический факультет, г.Санкт-Петербург.)

DETERMINATION OF SOME ELEMENTS OF THE RESERVOIRS STRUCTURE BY INTERFERENCE WAVES.

GV Golikova, KY Sannikov, AP Mochalov.
(St. Petersburg State University, Department of Physics, StPetersburg.)

Аннотация.

Выполнена обработка и интерпретация полевых сейсмических наблюдений, зарегистрированных над месторождением нефти. На основе спектрального и вейвлет-анализа построен разрез продуктивного интервала среды вдоль обрабатываемых профилей. В ходе анализа полученных результатов обнаружено существенное изменение мощности продуктивных отложений, выявлена граница водонефтяного контакта и положение разрывных нарушений.

Abstract.

The processing and interpretation of seismic data over the reservoirs was executed. Essential change of layers thickness of productive deposits was detection using spectrum and weivlet analyses. The positions of oil water contact and faults also was definition.

В процессе обработки и интерпретации 3-х компонентных ВСП полей волн, формируемых в осадочных флюидонасыщенных отложениях, было отмечено образование аномального поля. Оно отличалось от обычных продольных колебаний частотой записи, поляризацией и выходом вектора поляризации из плоскости падения. В дальнейшем образование аномального поля удалось связать с коллекторами. Было высказано предположение о существовании на границах коллекторов условий контактов с частичным проскальзыванием. Благодаря этому внутри коллекторов образуются интерференционные волны. Образования

интерференционных Волн в случае моделей с условиями проскальзывания на границах было подтверждено теоретическими расчетами.

В настоящее время за рубежом наблюдается развитие направления частотной декомпозиции сейсмического поля, которая широко используется для решения различных геологических задач. Высоким технологическим уровнем выделяются работы. Последние рассматривают вопросы анализа частот аномальных сейсмических полей на больших территориях, применяя статистическую обработку. Определяемые при этом некоторые средние принципиальные компоненты позволяют, по мнению авторов, уверенно выделять каналы или волноводы.

Предлагаемое сообщение посвящено рассмотрению результатов изучения спектральных характеристик волнового поля в резервуаре и является продолжением исследований [1,2] Целью работ являлось выявление круга практических задач, решаемых с помощью подхода частотной декомпозиции. В настоящем сообщении предполагаем, остановиться на решении следующих задач:

а) Оценка возможности определения основных волнообразующих границ резервуара и вычисление мощности коллектора.

б) Опробование вейвлет-преобразования для частотно-временного анализа поля.

в) Выявление основных свойств поля, регистрируемого вблизи сейсмических разломов.

г) Определение В.Н.К. (водонефтяного контакта)

Решение поставленных задач.

А. Ранее на предыдущих Гальперинских Чтениях отмечалось, что объектом изучения являются отраженные волны, образованные в нефтенасыщенном резервуаре мощностью 120 м. Для выполнения частотной декомпозиции был сформулирован подход, включающий в себя построение модели залежи с учетом данных по глубокой скважине и выполнение теоретических расчетов. Отдельные слои модели были разделены контактами с проскальзыванием. Анализ полученных результатов показал, что каждый слой модели характеризуется своей индивидуальной частотой. При внимательном рассмотрении совокупности экспериментальных спектральных кривых оказалось, что число наблюдаемых экстремумов на амплитудных спектрах превосходит количество учтенных в модели слоев. Мы остановились на прослеживании одного наиболее мощного коллектора ($h \sim 30$ м, $f = 37,5$ гц) Наборы кривых, предположительно относящиеся к данному коллектору содержали экстремум ~ 37 гц и некоторый набор близких к нему частот. Мы предполагаем, что наличие набора частот связано с присоединением к основному телу коллектора дополнительных более тонких слоев. В результате суммарная мощность продуктивной части разреза может возрасти. Это предположение является основной гипотезой,

используемой в процессе определения мощности продуктивной части. По трем имеющимся в нашем распоряжении профилям наблюдается набор частот в интервале 22-45 гц, предположительно связанный с продуктивной частью разреза. В процессе обработки было замечено, что указанный набор разделяется на три-четыре совокупности со средними значениями 37,30 и 22гц. Значения средних на разных участках профилей могут изменяться на 1-2гц. Существенным является разность средних между совокупностями ($f \sim 7-8$ гц), которая может приводить к приращению мощности коллектора до 10 метров. Для наглядности частоты максимумов амплитудных спектров для разных ПК разных профилей сведены в таблицы. Фрагмент одной таблицы отражает приращение мощностей основного коллектора. Заметим, что вычисление мощностей слоев производится по формуле, приведенный в [3] см.таблицу.

В. Построение разреза. По данным Δh , помещенных в таблицах можно построить разрез продуктивной части. Кровлю основного коллектора совместим с линией 0 (ноль) и предположим, что она горизонтальна. Все остальные линии с помощью Δh строятся, как приращение от подошвы основного коллектора или от его кровли в зависимости от знака Δt .

Таким образом, на построенном разрезе оказались нанесенными контакты с проскальзыванием, существующие в реальном разрезе. В слоях между контактами образуются интерференционные волны. Разрез в целом состоит из отдельных фрагментов. Прослеживание границ между фрагментами прерывается. С помощью таких разрезов можно снимать мощность продуктивной части разреза в разных точках профилей и строить карты мощностей. Наименьшие мощности 30-37 метров продуктивного разреза отмечается в районе пикетов ПК 45-50, а наибольшие до 60 метров на пикетах 17-20; мощности до 45 метров наблюдаю на ПК 27-35.

Наблюдаемые разрывы в прослеживании границ связаны с разломами. Обратим особое внимание на использование вейвлет-преобразования. Большим достоинством преобразования является то обстоятельство, что помимо амплитуд спектральных компонент на выходе преобразования выдаются времена вступления изучаемых частот (волн). Это послужило основанием некоторые из наблюдаемых частот (волн) подсоединить к волне отраженной от основного тела-коллектора благодаря близости времен их регистрации. Знание времен регистрации позволяет нам уточнять природу волн. Так была проинтерпретирована волна, частота которой составляет 22-24 герца и образована она в слое между кровлей основного коллектора и ВНК.

Д. Анализ спектральных амплитуд.

Анализ амплитуд частотных компонент для основного коллектора показывает сильную 4х изменчивость в пределах рассматриваемых

профилей. Малые амплитуды от $0,03 \cdot 10^{-2}$ до $0,09 \cdot 10^{-2}$ отвечают нефтенасыщенным участкам среды. Повышенные значения амплитуд от $0,11 \cdot 10^{-2}$ до $0,30 \cdot 10^{-2}$ мы связываем с водонасыщением разреза.

Основные результаты

Предложен подход к интерпретации интерференционного поля, формируемого в конкретном нефтенасыщенном резервуаре. В процессе частотной декомпозиции поля по трем наземным профилям выявлено наличие некоторого набора частот, что позволило выполнить построение разрезов, состоящих из контактов с проскальзыванием и являющихся основными волнообразующими границами. Показана возможность определения мощности продуктивной части разреза в разных точках исследуемой площади. Приведенные таблицы и разрезы позволяют судить о наращивании мощности основного коллектора. Построена граница водонефтяного контакта и выявлены аномальные области, связанные с разломами. По данным поведения спектральных амплитуд поля, связанного с основным коллектором, четко проявляются восточный и западный контур резервуара.

Таблица, показывающая вычисление мощности дополнительных слоев.

ПК	f_0	h_0	t_0	f_1	h_1	t_1	Δh	Δt	f_2	h_2	t_2	Δh_2	Δt_2
10	36	31.1	2.452						27	41.5	2.442	10.4	0.010
11	37	30.2	2.456						27	41.5	2.448	11.3	0.008
12									27	41.5	2.450		
13									28	40	2.440		
14	37	30.2	2.392	30	37.3	2.4	7.1	-0.008	27	41.5	2.412	11.3	-0.020
15	36	31.1	2.412	30	37.3	2.426	6.2	-0.014	27	41.5	2.45	10.4	-0.033
16	35	32	2.488										
17	35	32	2.758	30	37.3	2.76	5.3						
18	37	30.2	2.402	29	38.6	2.4	8.4	0.002					
19	34	33	2.410	28	40.0	2.402	7.0	0.008					
20	38	29.5	2.420	30	37.3	2.394	7.8	+0.026					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10				

Столбец 1-пикеты профиля; столбец 2-частота волны, формируемой в основном теле коллектора; 3-мощность основного тела коллектора; 5-частота следующей совокупности f_1 , 6-мощность слоя, содержащая основное тело плюс дополнительные слои; столбец 4-время регистрации волны t , формируемой в основном теле коллектора и определенной в результате вейвлет преобразования; 7-время регистрации волны образованной в слое 0 плюс дополнительный слой; 8-приращение мощности продуктивной части коллектора; 9- Δt приращение времени в слое добавке. В столбцах t выписывается двойное время пробега поперечной волны в дополнительных пропластках.

Литература.

1. Г.В.Голикова, А.А.Ковтун, М.В.Чижова: “Образование интерференционного поля в коллекторе и результаты его интерпретации” Технология сейсморазведки N2 с-54-59.

2.Г.В.Голикова И.В.Чижова: “Природа волн, формируемых в коллекторах, и выделение флюидонасыщенных интервалов разреза” с 27-77

3.Л.А.Молотков: “О распространении низкочастотных колебаний в жидких полупространствах, разделенных упругим тонким слоем” В кн. Вопросы динам.теории распространения сейсмических волн, V, Из-во ЛГУ, 1961, с.281-302.

4.Введение в вейвлет-преобразование. Robipolika, Iowa State University.Перевод Грибунин В.Г. 59с

5.J.Liu, K.Marfurt: “Instantaneous spectral attributes to deconvolve channels”, Geophysics vol.72 N2, 2007, p.23-31.

6.Hao Guo, Kurt J. Marfurt and Jianlei Liu: “Principal component spectral analysis” Geophysics, vol 74 N4, 2009 p.35-43.

ПОПЕРЕЧНЫЕ ВОЛНЫ В ПРИКАМЬЕ. ИСТОЧНИКИ, ОБРАБОТКА, ИНТЕРПРЕТАЦИЯ

Ю.В.Чудинов, А.В. Расстегаев*, Н.А.Богомолова, И.А.Тимошенко,
Л.Н.Коровко

ОАО «Пермнефтегеофизика», г.Пермь

** Пермский политехнический государственный университет, г.Пермь*

SHEAR WAVES IN THE KAMA AREA. SOURCES, PROCESSING, INTERPRETATION.

Yu.V. Chudinov, A.V. Rasstegaev*, N.A. Bogomolova, I.A. Timoshenko,
L.N.Korovko

*Permneftegeofizika JSC, * Perm Politechnical State University,
Perm City Russia,*

С целью повышения геологической информативности сейсмических материалов в ОАО «Пермнефтегеофизика» используются наблюдения поперечных волн. В скважинной сейсморазведке ПМ НВСП, при использовании источника вертикальной силы, регистрируются упругие колебания обменных волн (PS) – поперечных волн, возникающих на контрастных границах в верхней части разреза от падающих продольных волн. В наземной сейсморазведке применение поперечных волн осуществляется только в качестве экспериментальных работ. Создание стабильного мощного источника поперечных волн позволило бы перевести все сейсморазведочные работы на регистрацию полного вектора сигнала. В работе приводится опыт по созданию источников поперечных волн на базе расфазированных вибраторов и на платформе устаревшего вооружения.

В конце 80–х. ученые Пермского политехнического института вместе с сейсморазведчиками в рамках конверсии создали источник поперечных волн на базе миномета образца 1938 года, состоявшего на вооружении

советской армии /3/. Для него разработали специальную плиту с грунтозацепами и специальный тип заряда. В качестве снаряда была использована на первом этапе песчаная смесь, которая заменена в процессе экспериментов более дешевым сырьем – водой. Источник сейсмических колебаний ИСК-2 работал в вертикальном положении (продольные волны) и в двух противоположных наклонных вариантах (\pm воздействие, поперечные волны).

С помощью ИСК-2 был выполнен полный комплекс сейсморазведочных работ – полевые работы по профилю длиной в 6.5 км и прямой микросейсмокартаж (МСК) в скважинах глубиной до 100 м. Работы проводились по методу ОГТ регистрацией Р - волн и SH – волн в режиме \pm воздействие. Для уменьшения звуковых помех была применена фланговая система наблюдений с выносом пункта возбуждения 200 м при шаге между пикетами приема и возбуждения 25 м. Кратность суммирования по ОГТ по основным отражающим горизонтам - 24. На рис.1 приведены исходные сейсмограммы \pm воздействия (А,Б) и суммарная сейсмограмма (В), на которой Р - волны значительно ослаблены вследствие взаимного вычитания с противоположным знаком /1,2/, а также результаты расчета статических поправок по продольным и поперечным волнам. В качестве опорных значений поправок были использованы данные МСК.

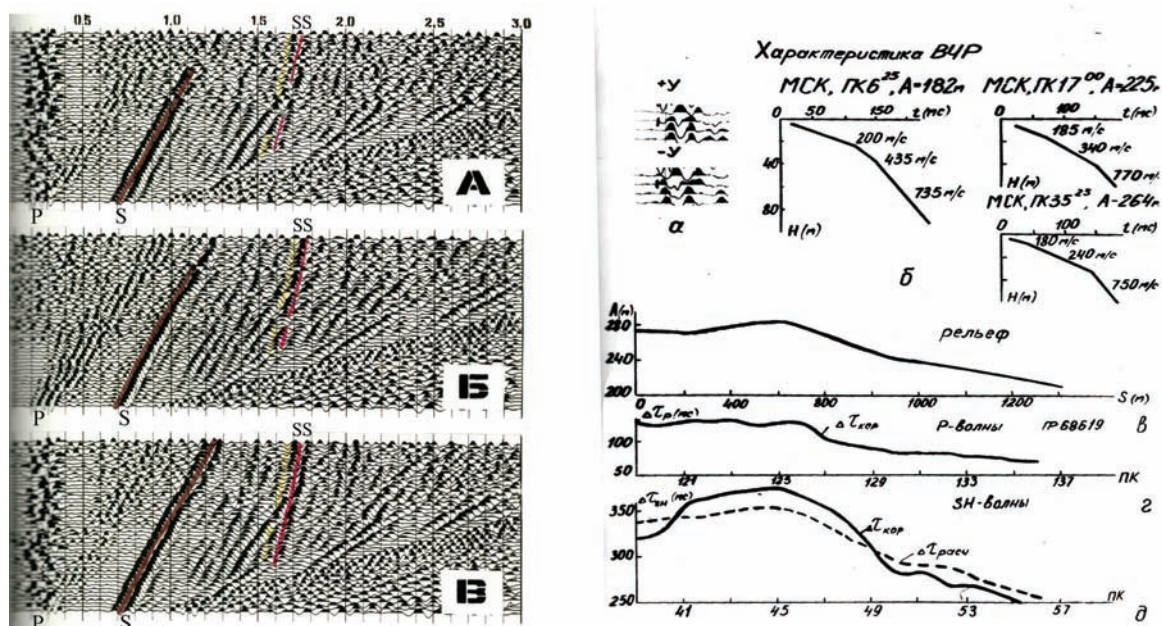


Рис.1. Результаты работ с источником поперечных волн ИСК-2

В ходе исследований были получены временные разрезы по Р и SH – волнам хорошего качества. Академик из Новосибирска Пузырев Н.М. дал положительный отзыв о данных исследованиях, но применение в производстве они не получили из-за многих причин – начала перестройки, резко подскочившие цены и т.д. За три года был создан легкий, переносной

источник, экологически чистый, не причиняющий вреда окружающей среде. Возможно, эти пионерские работы просто опередили свое время. Не сомневаюсь, что источники такого типа еще будут востребованы на разведке недр.

В этом году нами были проведены эксперименты по созданию источника поперечных волн на основе двух вибраторов, которые работали с некоторыми фазовыми задержками относительно друг друга. Регистрация упругих колебаний ПМ НВСП производилась в скважине глубиной 200 м. Удаление центра вибраторов, параллельно установленных вдоль профиля - 54 м.

Лучший вариант соотношения падающих продольных и поперечных волн зафиксирован от воздействия вибраторов с фазовой задержкой (ΦZ) 135° . На рис. 2 представлены исходные волновые поля ZXY компонент, ориентированные в направлении пункта возбуждения: а) исходное поле с $\Phi Z=0^\circ$, б) волновое поле с вычитанием падающих и восходящих P – волн с $\Phi Z=0^\circ$, в) волновое поле с вычитанием падающих и восходящих P – волн с $\Phi Z=135^\circ$. Видно, что падающие обменные (Ps) и поперечные (S) волны с воздействием одного вибратора с $\Phi Z=135^\circ$ значительно качественнее, чем при работе двух вибраторов без задержки ($\Phi Z=0^\circ$). При работе вибраторов с $\Phi Z=135^\circ$ отмечается разное падение значений амплитуд P и S волн. Амплитуды P – волн уменьшаются в 2.1, S – волн – в 1.1 раза.

Положительный результат эксперимента очевиден, следовательно, необходимо продолжить исследования в этом направлении. Изменение положения вибраторов относительно друг друга, регистрация упругих колебаний в глубокой скважине и другие опыты можно без особого труда проделать в любой сейсмической организации. Авторы работы призывают участников конференции самим убедиться в том, что источник поперечных волн может быть создан на базе расфазированных вибраторов, либо на платформе устаревшего вооружения.

При работах ПМ НВСП хорошие поперечные волны можно зарегистрировать только в обменном варианте при наличии в ВЧР резких, акустически контрастных границ. В районах со слабо дифференцированным разрезом источник сдвиговых волн позволит получать разрезы по поперечным волнам. Совместная интерпретация результатов по продольным и поперечным волнам значительно повысит геологическую информативность сейсмических исследований.

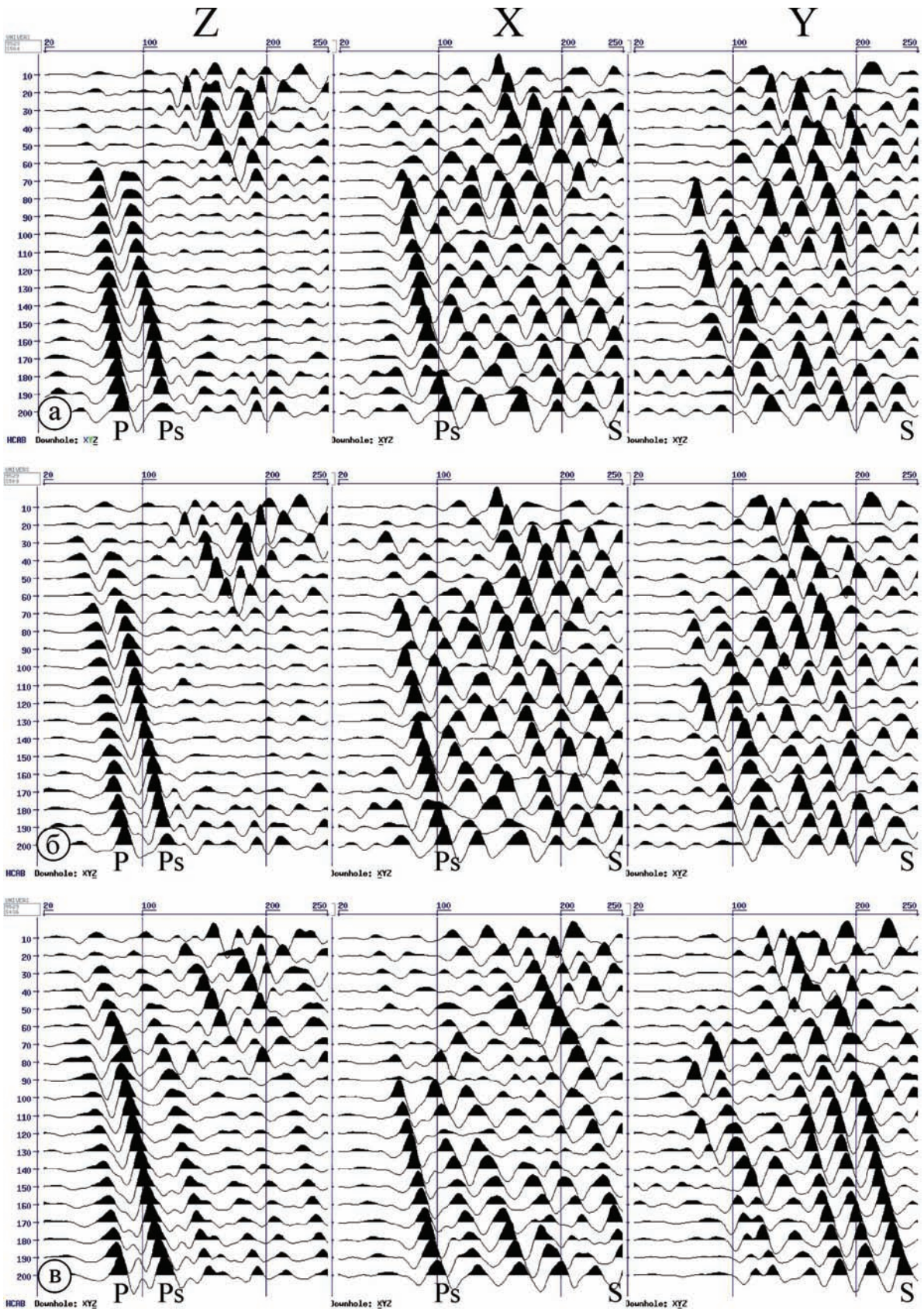


Рис.2. Волновые поля от вибраторов: а) исходное поле с $\Phi_3=0^0$, б) волновое поле с вычитанием падающих и восходящих P – волн с $\Phi_3=0^0$, в) волновое поле с вычитанием падающих и восходящих P – волн с $\Phi_3=135^0$

Литература.

1. Гальперин Е.И. Вертикальное сейсмическое профилирование. 2-е изд., М., Недра, 1982, с. 344.
2. Пузырев Н.Н., Тригубов А.В., Бродов Л.Ю. и др. Сейсмическая разведка методом поперечных и обменных волн. М.: «Недра», 1985, с. 277.
3. Загуляев Михаил. Оружие разведчиков. ПЕРМСКАЯ НЕФТЬ., рег.корпор.газета, №3 (252), 2009.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПОЛЯ ГИДРОВОЛН ПРИ ВСП ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ТРЕЩИНЫ ГИДРОРАЗРЫВА

А.В. Деров*, Г.А. Максимов**,
Д.В. Александров***, М.Ю. Лазарьков***, Б.М. Каштан***
(* МИФИ, г. Москва, ** АКИН, Москва, ** СПбГУ, г. Санкт Петербург)

MODELING OF TUBE WAVES AT VSP FOR ESTIMATION OF HYDRO FRACTURE PARAMETERS

A.V. Derov*, G.A. Maximov**,
D.V. Alexandrov***, M.Yu. Lazarkov***, B.M. Kashtan***
(* MEPHI, Moscow, AKIN, Moscow, ** SPbSU, Saint Petersburg)

Аннотация

В докладе рассмотрена задача о возбуждении волнового поля в скважине, пересекающей трещину гидроразрыва конечного размера, при падении на нее внешней сейсмической волны при ВСП. Разработана эффективная аналитическая модель как для расчета поля медленной моды трещины, так и полей объемных волн и гидроволн в скважине. Прямое сравнение полей в скважине и трещине, рассчитанных по разработанной методике и на основе конечно-разностного моделирования, показало их хорошее совпадение. Проведенные расчеты показали, что вторичные гидроволны, сгенерированные из-за падения сейсмического поля на край трещины, имеют тот же порядок амплитуд, что и у объемных волн, регистрируемых в скважине при ВСП. Это позволяет использовать эти вторичные гидроволны для оценки размеров трещины гидроразрыва.

Abstract

The problem on wave field excitation in a well, intersecting a finite size fracture, under action of external seismic field at VSP is considered in the report. The effective analytical model is developed for calculation of the slow fracture mode and for body and tube waves in a well. The direct comparison of wave fields in a well and in a crack calculated by the developed approach and by the finite-difference code shows their good coincidence. The fulfilled calculations showed that the secondary tube waves, generated due to interaction of the external seismic wave with fracture edge, have the same order of

amplitudes as for body waves registered in a well at VSP. It allows us to use the secondary tube waves for estimation of hydrofracture size.

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 за счет использования гидроволн, возбужденных в скважине под действием внешнего сейсмического поля. Если трещина, пересекающая скважину, имеет линейные размеры большие или сравнимые с длиной 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 гидроволны в скважине. Если эти гидроволны могут быть зарегистрированы в скважине, то линейный размер трещины может быть оценен по временной задержке между этими волнами. Ключевым вопросом в таком подходе является возможность зарегистрировать вторичные гидроволны, возникшие от собственной моды, пришедшей от края трещины, где она генерируется внешней сейсмической волной.

Таким образом, существует задача о возбуждении внешним сейсмическим полем волн давления в скважине, которая пересекает флюидо-заполненную трещину конечного размера.

Малость раскрытия трещины 2δ и радиуса скважины R по сравнению с длиной сейсмической волны позволяют 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. Уравнение, описывающее распространение медленной моды в трещине в пространственно-временном представлении является псевдо дифференциальным волновым уравнением и может быть записано в виде [2]:

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

где P - давление флюида, σ_{zz}^{Σ} - полное нормальное напряжение, приложенное к обоим берегам трещины. ρ_f и c_f - плотность флюида и скорость звука в нем, и для одномерной задачи, оператор $H[P]$, имеет следующее представление [2]:

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

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 (1) является аналогом волнового уравнения для гидроволны в скважине [1,3]. Таким образом, чтобы описать волновое поле в системе скважина-трещина под действием внешней сейсмической волны, имеется два волновых уравнения: 1) для гидроволны и 2) для медленной моды в трещине (1), и 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.

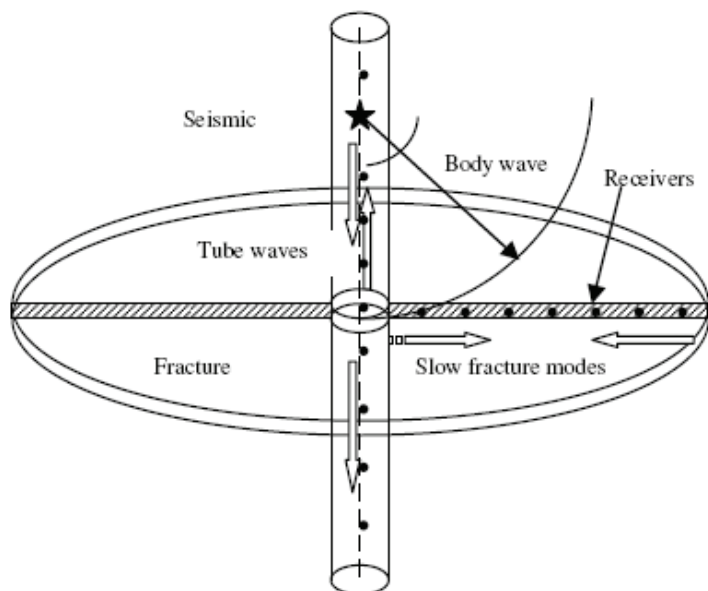
В качестве граничного условия на краю трещины, можно использовать смешенное граничное условие, выведенное в [4] для забоя скважины.

$$P + \frac{\rho_0}{\rho_f} \frac{c_l}{i\omega} \frac{\partial P}{\partial x} = -\sigma_{xx}^0 - i\omega \rho_0 c_l u_x^0 \quad (3)$$

Основной эффект, который должен быть проверен в рамках описанного подхода, состоит в корректном описании амплитуды медленной моды в трещине при ее генерации внешним сейсмическим полем на концах трещины. Чтобы сделать такую проверку, была использована программа конечно-разностного моделирования сейсмо-акустических полей с цилиндрической симметрией в окрестности скважины. С учетом такой возможности, развитый подход (1) - (3) был адаптирован для цилиндрической геометрии.

Геометрия задачи показана на рис.1. Трещина в данном случае представляется в виде тонкого диска с радиусом 19 м и толщиной 1 см, заполненного водой. Концы края трещины являются прямоугольными. Точечный источник продольных волн расположен в скважине на оси симметрии на удалении 20 м от плоскости трещины. Источник излучает

сферический импульс давления с формой в виде второй производной от гауссовой функции с характерной длительностью, соответствующей частоте 700 Гц. Он соответствует продольной волне с длиной порядка 6 м в окружающей упругой среде. Приемники давления расположены как внутри трещины равномерно с шагом 1 м, так и в скважине равномерно с шагом 2 м.



В докладе приведено сравнение волнового поля в трещине, рассчитанного по конечно-разностной методике и по разработанной аналитической модели. Представленное сравнение показывает почти полное совпадение амплитуд и даже деталей профилей сгенерированной медленной собственной моды в трещине при расчете как по конечно-разностной методике, так и разработанной аналитической модели.

Аналогичное сравнение для волнового поля давления в скважине показывает, что гидрографы объемных волн, рассчитанные по конечно-разностной методике и по аналитической модели, совпадают, но имеется определенное отличие в их амплитудах, что связано с нарушением геометрического приближения в окрестности скважины, использованного для описания объемных волн в аналитической модели. Гидроволна, которая сгенерирована объемными волнами от источника, упавшими на край трещины, практически совпадает при конечно-разностном и аналитическом расчетах. Амплитуда этой гидроволны оказывается даже большей, чем амплитуды объемных волн, регистрируемых в скважине. Структура этой гидроволны позволяет различать даже вклады от объемных продольной и поперечной волн, которые были ее источником.

Следует отметить, что поскольку регистрация объемных сейсмических волн в скважине является освоенной технологией ВСП, то и

регистрация гидроволн с той же и даже большей амплитудой также представляется вполне реалистичной. Оценка именно этого эффекта и являлась основной целью данной работы.

Таким образом, выполненная проверка разработанной аналитической модели для описания волнового поля в скважине, пересекаемой трещиной конечного размера, подтверждает справедливость разработанного подхода и сделанным на его основе выводе о возможности оценки размера трещины гидроразрыва на основе анализа поля гидроволн, зарегистрированных в скважине.

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

Литература

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 трещин в окрестности скважины методом вертикального сейсмоакустического профилирования. // *Акуст. журн.* 2002, Т.48, №3, с.331-339.

4. Максимов Г.А., Ионов А.М. О граничном условии на дне скважины при моделировании прямых задач вертикального сейсмического профилирования. // *Акуст. журн.* 1998, Т.44, №4, с.510-518.

Раздел 3. Оборудование и технология получения данных
Devices and Acquisition Technologies

ВСП И НЕ ТОЛЬКО

Уильям Х.Холл

BEYOND VSP

W. H. Hall, D. Gruszkowski
(Avalon Sciences Ltd)

Достижения в разработке скважинных сейсмоприемников, передаче, контроле и регистрации информации с них привели к всестороннему повышению качества данных и скорости их получения. Традиционно сейсмоприемники используются в отрасли для получения многоуровневых и высококачественных данных ВСП с использованием всех традиционных конфигураций съемки ВСП.

Сегодня в обстановке высоких требований к защите окружающей среды разрабатываются технологии ВСП, учитывающие все преимущества и опыт, накопленный в ходе эволюции ВСП.

Но широко применяемые теперь методы повышения нефтеотдачи, адаптируемые к особенностям коллекторов и характеристикам углеводородов, мировое законодательство в отношении добычи и хранения углеводородов, как, например, растущее использование геологических структур в качестве подземных хранилищ, требуют новых или усовершенствованных технологий. Эти процессы ведут не только к более широкому использованию ВСП как метода, но и к усовершенствованию технических и программных средств ВСП для разведки, средне- и долгосрочного мониторинга, контроля и дискретизации микросейсмоданных.

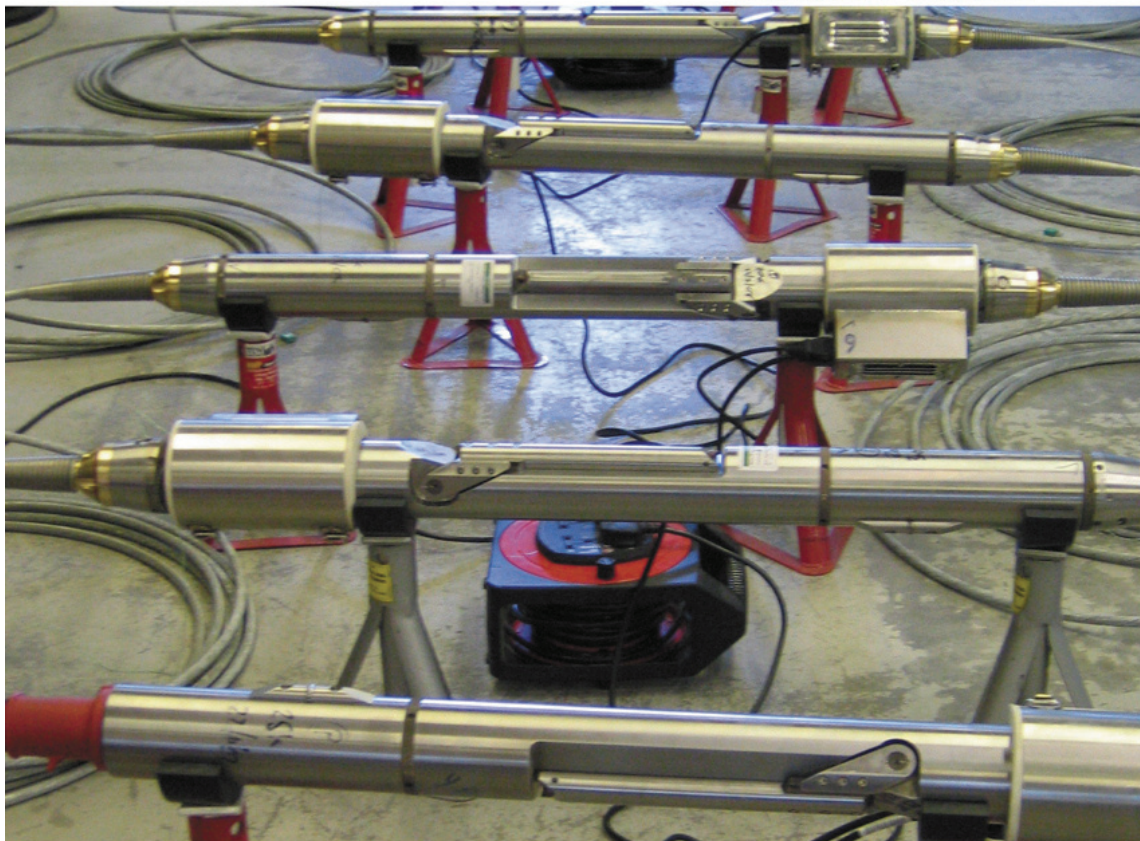
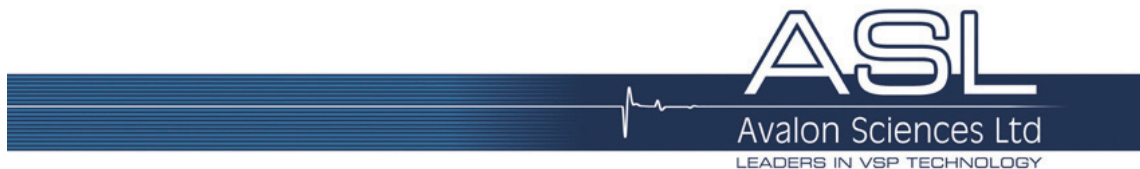
Презентация компании Авалон Сайенсис осветит все эти вопросы с точки зрения технологии и коммерческой перспективы, расскажет, какую продукцию разрабатывает и выпускает компания и ее партнеры и как эта продукция используется.

Beyond VSP.

W.H. Hall D. Gruszkowski
(Avalon Sciences Limited)

Advancements in down-hole geophones and its data transmission, control and recording have led to a total improvement in both quality and speed of data acquisitions. The traditional use of these geophones has been to provide the industry with multi-level receivers to record high quality VSP survey for all traditional survey configurations.

In today's business and environmental protection climate there are several technologies required that, if developed correctly, can adapt all the benefits of and lessons learnt from the VSP evolution.



Avalon Sciences Ltd (ASL) – ведущая мировая компания-изготовитель многоуровневых скважинных сейсмоприемников, систем регистрации и обработки данных ВСП и микросейсмических исследований. Вся продукция ASL обеспечивает пользователю получение данных высочайшего качества при минимальных затратах рабочего времени.

Зайдите на наш сайт WWW.AVALONSCIENCES.COM где вы можете ознакомиться с полным спектром продуктов ASL, и узнать, как эти продукты могут помочь вам в вашей работе.

ASL manufacture world leading down-hole multi-level seismic receivers, recording and processing systems for Mb3 surveys and MICRO-SEISMIC studies. All ASL products are designed to provide customers with the highest quality data with the minimum amount of operating time. Visit www.avalonsciences.com

Технические характеристики системы GEOCHAIN

- До 48 уровней регистрации данных
- Получение данных в режиме реального времени
- 24-разрядный аналого-цифровой преобразователь
- Усилие прижимного устройства 8:1
- До 180 градусов С
- Уникальная система охлаждения, обеспечивающая непрерывную работу аппаратуры
- 1700 атмосфер

To discover the full-range of ASL products and how they could benefit your business.

GEOCHAIN
Up to 48 levels
Real Time Data
24 Bit ADC
8:1 Locking force
180 Celsius Unique Cooling for continuous operation 1700 BAR

The now common use of Enhanced Oil Recovery Techniques (EOR) in various forms depending on oil and/or gas reservoir and hydrocarbon

characteristics, plus world-wide legislation for Carbon Capture and Storage (CCS) also known as Carbon Sequestration, plus increasing utilisation of geological structures prepared and used as underground hydrocarbon stores, modified or new technologies are required. These procedures not only lead to more uses of VSP but enhancements of VSP acquisition hardware and software for medium and long term monitoring, control and quantification of micro-seismic events representing the effectiveness and success of the various procedures.

The Avalon Sciences presentation will address the above issues from both technology and commercial perspectives, we will describe what ASL and their technology partners are developing and manufacturing and the uses being made of these products.

**ПРИМЕНЕНИЕ СКВАЖИННОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ
ДЛЯ СБОРА ДАННЫХ, НЕОБХОДИМЫХ ПРИ
ПРОЕКТИРОВАНИИ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ И
ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН**

А.К.Доронкин *, Р.М.Карабанова *, Н.Ф.Малов *,
А.А.Звегинцев *, Т.Н. Ишуев **

(*ООО «ТНГ-Групп», г. Бугульма, ** ООО «ТНГ-Геосейс», г. Бугульма)

**APPLICATION OF BOREHOLE SEISMIC SURVEY
FOR DATA ACQUISITION WHICH IS NECESSARY ON
DESIGNING OF DIRECTIONAL AND
HORIZONTAL WELLS**

A. Doronkin*, R. Karabanova*, N. Malov*, A. Zvegintsev*, T. Ishuev**
(*«TNG-Group», Bugulma, **«TNG-Geoseis», Bugulma)

Аннотация.

Рассмотрены геологические результаты исследований направленных на оптимизацию процесса разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах горизонтальными и наклонно-направленными скважинами. Проведён анализ результатов последующего бурения на данном участке и сделаны выводы о целесообразности проведения подобных исследований на этапах разработки и эксплуатации нефтяных месторождений.

Abstract.

It was studied the geological results of survey directed on process optimization of oil-pool development in carbonate reservoir by horizontal and directional wells. It was carried out the analysis of results due to subsequent drilling on the given site and conclusions are done relating to expediency of similar survey implementation during development and operation of oil deposits.

С целью обеспечения сырьевой базы нефтедобывающих предприятий, действующих на территории Ромашкинского месторождения, все больше внимания уделяется подготовке к разработке месторождений, приуроченных к локально-нефтеносным горизонтам, в первую очередь – к отложениям нижнего и среднего карбона. Поскольку продуктивные отложения турнейского и башкирско-серпуховского комплексов представлены порово-трещинным и трещинным типами коллекторов, изучение трещиноватости и ее преимущественной направленности имеет первоочередное значение при разработке этих залежей горизонтальными скважинами.

При проектировании горизонтальных скважин с целью их оптимального размещения для разработки нефтяных залежей важно иметь сведения о таких особенностях разреза вдоль проектируемых стволов, как: целостность и наклон продуктивных пластов, трещиноватость и фильтрационные свойства коллекторов, преимущественная направленность трещиноватости в горных породах.

Для сбора данных такого характера в ООО «ТНГ-Групп» на протяжении более 20 лет проводятся сейсмокаротажные исследования. Первые работы, под руководством Амирова А.Н., были выполнены в 1988 году на Куакбашской площади Ромашкинского месторождения [3]. В последующие годы исследования проводились кроме Ромашкинского, на Архангельском, Онбийском, Бавлинском, Ново-Елховском и других месторождениях Республики Татарстан, Оренбургской области, Красноярского края, Республиках Казахстан и Узбекистан.

Рассмотрим результаты сейсмокаротажных исследований в трех глубоких скважинах на Куакбашской площади Ромашкинского месторождения, направленные на повышение эффективности горизонтального бурения путем использования дополнительных данных о структурных особенностях и параметрах трещиноватости разреза.

Результаты работ.

Залежи нефти в серпуховских и башкирских отложениях являются массивными и контролируются вытянутым в субмеридиональном направлении Куакбашским валом, наиболее приподнятая часть которого находится в районе Шугуровского поднятия, где располагался участок сейсмокаротажных исследований. В карбонатном пласте серпуховского яруса наибольшее число пористо-проницаемых пропластков связано с протвинским горизонтом. Башкирские отложения представлены двумя пачками пород, индексируемыми $C_{бш-1}$, $C_{бш-2}$, рассматриваемыми как единый пласт $C_{бш}$. Башкирско-серпуховская толща характеризуется наибольшим развитием трещиноватости и представляет собой единую гидродинамическую систему, с единым ВНК.

Исследования по изучению параметров трещиноватости пород в продуктивных пластах глубоких скважин (рис.1) проведены двумя независимыми способами: способом возбужденной гидроволны и методом, основанном на феномене расщепления поперечной волны [1-3].

В скважине 134 исследованы башкирско-подольские отложения. По результатам исследований анизотропия выявлена в башкирских отложениях. Направление доминирующей трещиноватости в скв.134 в исследованном интервале составляет 110° – 130° .

В скв.135 исследованы окско-каширские отложения. В исследованных интервалах окско-каширских отложений анизотропия незначительна. Направление доминирующей трещиноватости пород равно 130° .

В скв.139 исследованы серпуховско-каширские отложения. Анизотропными являются породы башкирско-серпуховских отложений. По результатам изучения азимутальной подвижности флюида в продуктивных отложениях серпуховского яруса выявлены две системы трещиноватости (рис.1). Направление одной из систем трещиноватости составляет 100° и совпадает с направлением быстрой волны по результатам ПМ ВСП. Направление другой системы трещиноватости равно 170° , по этому направлению подвижность флюида максимальная. Примерно такое же направление трещиноватости (160°) выявлено и в пермских отложениях в мелкой скв.1, находящейся в 150м восточнее от скв.139.

В последствии на участке исследований были пробурены наклонно-направленные и горизонтальные скважины вскрывшие нефтяные пласты в отложениях башкирского или серпуховского ярусов. Погрешности в определения глубин кровли башкирского яруса по данным НВСП в основном составили 1-2 м.

Скв. 37823г и 37845г пробурены непосредственно в пределах участка исследований по отложениям протвинского горизонта. Горизонтальные стволы скважин были проведены в крест (скв. 37823г) и диагонально (скв. 37845г) направлению развития вертикальной трещиноватости определённой в скв. 134. Средние дебиты нефти, за 2006-2008 г.г., составили 18 т/сут и 14.7 т/сут соответственно. В скв. 37840г пробуренной несколько за пределами исследований ВСП положение горизонтального ствола совпадает с направлением развития трещиноватости, что возможно является причиной низких дебитов нефти (1.3 т/сут).

Таким образом, возможности ВСП позволяют проводить сейсмические исследования не только на традиционном для них этапе поиска месторождений, но и при разведке и эксплуатации месторождения. Именно на этих этапах затраты геологоразведочных работ на единицу изучаемого объекта среды наиболее высоки и существенно определяются стоимостью буровых работ. Оптимальное использование буровых работ за счёт широкого применения сейсморазведки позволяет повысить эффективность всего геологоразведочного процесса.



Рис.1 Результаты изучения структурных особенностей и параметров трещиноватости продуктивных отложений среднего карбона

Литература

1. Амиров Г.Н., Гальперин Е.И. Опыт и результаты применения ВСП для оценки фильтрационных свойств коллекторов. Нефтегазовая геология и геофизика. Экспресс информация, 1990. С. 25-31.
2. Амиров А.Н. и др. Исследования методом ВСП глубоких скважин и развитие методики и техники изучения околоскважинного пространства. Отчет опытно-производственной партии 23/89. ПО ТНГФ, г.Бугульма, 1991, 119с.
3. Гальперин Е.И. Вертикальное сейсмическое профилирование. Опыт и результаты. Москва, Наука, 1994.

О ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ВСП В НАКЛОННЫХ СКВАЖИНАХ

А.А. Мартюшев

(ООО «Геология резервуара», Тюмень)

USEFULNESS OF VSP IN DEVIATION WELLS

A.A.Martiushev

(Reservoir Geology LLC, Tyumen City)

Аннотация: В докладе говорится о проблемах проведения ВСП в скважинах с сильно искривленными стволами.

Abstract:

The paper discussed running VSP in severely deviated well bores.

Об особенностях проведения ВСП в наклонных скважинах писалось много, говорилось и обсуждалось, как в книгах и периодике так и на «Гальперинских чтениях». Тем не менее ситуация складывается таким образом, что вынуждает вновь вернуться к этой теме.

Хорошо известно, что ВСП в наклонных скважинах в горизонтально-слоистых средах следует проводить на вертикальных (центровых) лучах, перемещая источник сейсмических колебаний вдоль земной поверхности, а снаряд вдоль ствола скважины таким образом, чтобы они всегда находились на вертикальной линии [1].

Кроме этого, по мнению автора, пункт взрыва можно выносить в сторону диаметрально противоположную наклону скважины. Вынос пункта возбуждения в сторону, противоположную наклону скважины позволяет в известной степени увеличить область исследования околоскважинного пространства. На рисунке 1 схематично показано допустимое положение пунктов взрыва при проведении ВСП в наклонных скважинах.

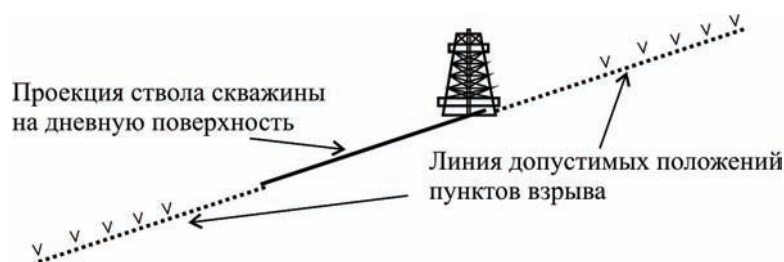


Рис.1. Схема допустимых положений ПВ при проведении ВСП в наклонных скважинах

К сожалению на практике, зачастую, дело обстоит по другому.

При проведении ВСП в наклонных скважинах, по неизвестным автору причинам, данное обстоятельство игнорируется, и пункты взрыва располагают не только по указанной схеме, но и в других направлениях. Еще более непонятна причина умалчивания некорректности конечных результатов геофизиков, которые обрабатывают эти данные.

Ниже приводится пример по одной из таких скважин.

На рисунке 2 показана схема расположения ПВ относительно устья скважины и красным цветом проекция ствола скважины на дневную поверхность.

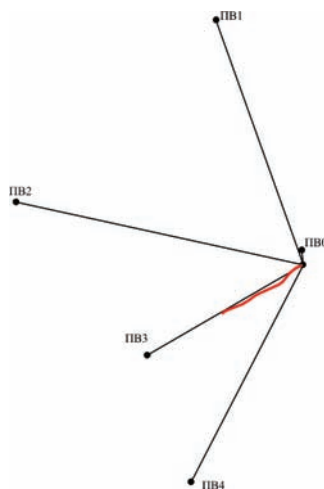


Рис.2. Схема расположения ПВ относительно устья скважины и проекция ствола скважины на дневную поверхность

Из сказанного выше следует, что в данной скважине проводить ВСП имеет смысл только из ПВ3.

Для того, что бы понять, что мы получаем при наблюдении из пунктов взрыва, стоящих не по линии наклона скважины были рассчитаны точки отражения по пластово-скоростной модели среды.

На рисунке 3 изображена проекция точек отражения на дневную поверхность при взрыве в точке ПВ2. Что мы на ней видим. То что, точки отражения разбросаны веером почти на 500 метров.

Естественно, получить корректный разрез при таких параметрах наблюдения невозможно. Т.е. построить разрез, рассчитав проекцию точек отражения, на какую либо вертикальную плоскость можно, но вот насколько этот самый разрез будет корректным?

Как уже говорилось выше, целесообразно будет строить разрез только из ПВ3.

В некотором роде можно понять нефтяников, которые заказывают работы ВСП из многих выносных пунктов и не обращают внимание на то, что скважина кривая. Здесь ставится цель при наименьших затратах решить поставленные геологические задачи.

Непонятно почему некоторые геофизики, выполняющие обработку, умалчивают о проблемах проведения ВСП в кривых скважинах? Почему разрезы, полученные из отнесенных в сторону ПВ от искривленного ствола, представляют как «нормальный» разрез?

По мнению автора тезисов нельзя держать нефтяников «в розовых очках». Необходимо четко показывать ограничения метода ВСП, связанные с конструкцией скважины.

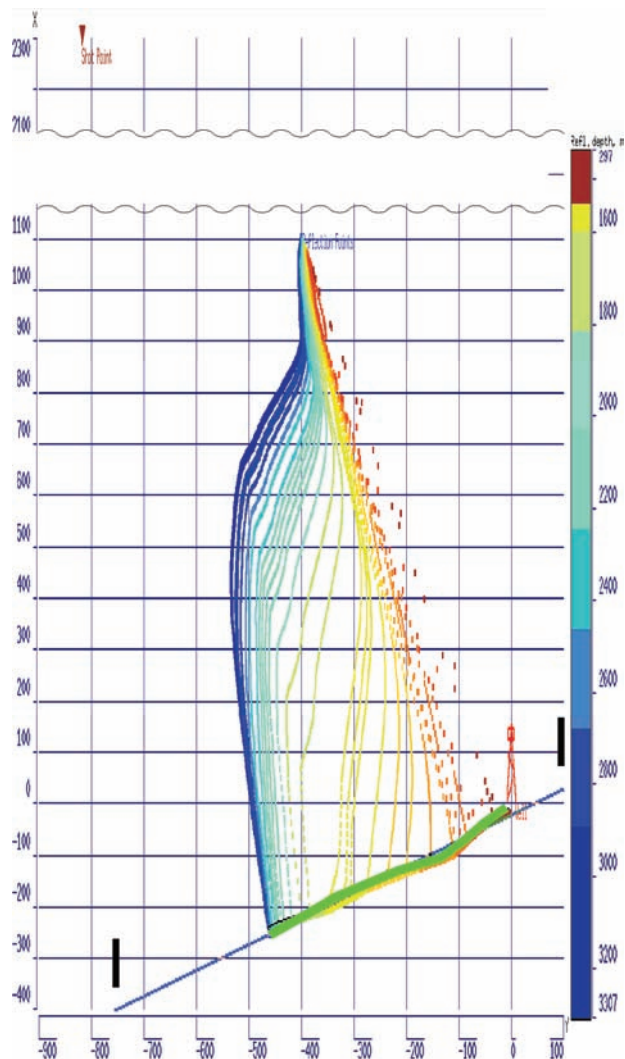


Рис. 3. Проекция точек отражения на дневную поверхность

Список литературы

1. Гальперин Е.И. Вертикальное сейсмическое профилирование. Опыт и результаты. М. Наука. 1994 с.44

ВОЗМОЖНОСТИ ИЗУЧЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРОВ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ НА ОСНОВЕ МНОВЛОНОВЫХ СКВАЖИННЫХ СЕЙСМИЧЕСКИХ НАБЛЮДЕНИЙ

Д. П. Земцова, А. Г. Погосян
(ОАО «ГАЗПРОМ ПРОМГАЗ»)

POSSIBILITIES OF STUDYING OF FILTRATIONAL PROPERTIES COLLECTORS OF COAL LAYERS ON THE BASIS OF MULTICOMPONENTAL WELL SEISMIC SUPERVISION

D. P. Zemtsova, A. G. Pogosyan
(JSC «GAZPROM PROMGAZ»)

Аннотация.

Обоснована эффективность количественной оценки упругодеформационных свойств среды при изучении фильтрационных свойств углей на основе данных многоволновой скважинной сейсморазведки. Опробована технология, позволившая выявить эмиссионную активность среды, обусловленную изменением макроструктуры внутренней микротрещиноватости.

Abstract.

Efficiency of a quantitative estimation of elastic-deformation properties of environment is proved at studying of Filtrational properties of coals on the basis of the data multi wave well seismic prospecting. The technology, allowed to reveal issue activity of environment caused by change of a macrostructure internal micro fracture is tested.

Введение

Среди угольных бассейнов России особое место принадлежит Кузбассу, как крупнейшему метанугольному бассейну мира, обладающему возможностями широкомасштабной добычи метана из угольных пластов. Прогнозные извлекаемые ресурсы метана в бассейне оцениваются в 13 трлн.м³. Данная оценка ресурсов метана соответствует глубине 1800-2000м. Большие глубины угольного бассейна сохраняют на отдаленную перспективу огромное количество метана, которое оценивается в 20 трлн. м³. [1]

Для начала добычи метана непосредственно из угольных пластов необходимо пробурить скважину. Однако если газ, содержащийся в песчанике, свободно выходит на поверхность за счет пластового давления, то в залежах угля необходимо создать каналы для его движения, Такой подход обусловлен тем, что газопромысловые свойства угольного пласта значительно отличаются от аналогичных свойств традиционных (песчаных, карбонатных) газовых коллекторов. Эти различия вызваны генетической и пространственной связью газа (метана) со своим коллектором - угольным веществом и его образование в процессе метаморфизма угля.

Между тем, кроме искусственно созданных каналов, на величину газоотдачи влияют также и фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) самой угольной породы, обусловленные внутренней микротрещиноватостью.

В связи с этим рассмотрены возможности применения скважинных исследований для оценки ФЕС угольных пластов как нетрадиционных газовых коллекторов.

Определение физико-механических свойств угольных пластов.

Важным фактором на прямую влияющим на фильтрационные свойства угольных коллекторов является геомеханическое состояние

геосреды, которое находит свое отражение в упруго-деформационных параметрах слагающих разрез горных пород.

Геомеханическое состояние углепородных толщ является фактором, способствующим оценке развития естественной трещиноватости и проницаемости пластов способствующих применению техногенных способов повышения проницаемости пластов и интенсификации (активизации) их газоотдачи.

В литературе физико-механические свойства углей Кузбасса и вмещающих угли горных пород изучены недостаточно, и нет количественно установленных значений упруго-деформационных модулей углепородного массива в условиях их естественного залегания, полученных на основе сейсмических данных.

Информационную базу для изучения физико-механических свойств метанугольного среды, в сложных сейсмогеологических условиях Кузбасса, составили данные опытно-методических исследований, проведенных по технологии многоволновых скважинных сейсмических наблюдений на экспериментальных полигонах в Кузбассе [2].

Применение трехкомпонентного скважинного приемного устройства позволило зарегистрировать не только продольные (PP), но и обменные (PS) и поперечные (S) падающие и отраженные волны. На основе сведений о скорости распространения продольных и поперечных волн осуществляется расчет упругих параметров среды по известным формулам из теории упругости, отражающих физико-механические свойства среды.

При этом проведенный предварительный анализ имеющихся зависимостей по двум скважинам упругих модулей от петрофизического состава слагающих метанугольный разрез горных пород показали высокую информативность физико-механических свойств, при выделении угольных пластов на фоне вмещающих пород. Выявлен наиболее чувствительный параметр-модуль сжатия, по отношению к составу угольного вещества и в частности зависимость сжимаемости углей от их зольности, использование которого открывает возможности для оценки качества углей с прогнозом их коллекторских свойств (см. рис. 1). Параметр сжимаемости углей оказался наиболее чувствительным параметром среды, отражающим физические свойства углей, принимая в целом высокие значения, на фоне плотных песчаников и алевролитов характеризуется низкими значениями $3-10 \cdot 10^{-2} \text{кПа}^{-1}$.

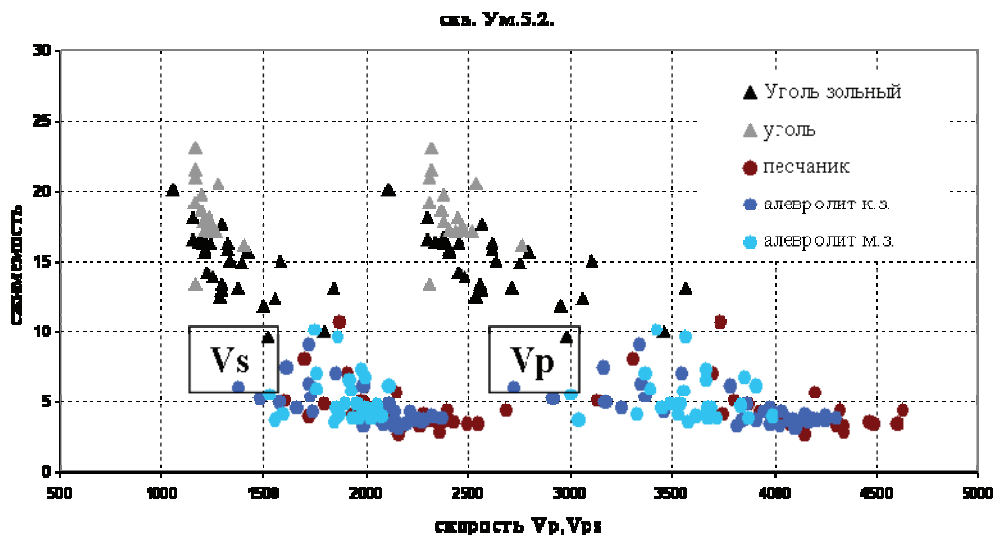


Рисунок 1 Зависимость сжимаемости от скоростей V_p , V_s для горных пород слагающих метаноугольный разрез.

Значения упругих характеристик разреза, полученные в околоскважинном пространстве по данным ВСП хорошо коррелируются с данными, полученными на основе скважинных (широкополосного акустического каротажа) и лабораторных исследований, по данным ВСП установлены наименьшие интервальные скорости по ассоциациям пачек угольных пластов №60-59 сосредоточенных в западном секторе околоскважинного пространства. Одновременно, к этому участку выявлена приуроченность минимальных значений модуля всестороннего сжатия K (характеризующая повышенную сжимаемость среды) (см. рис.2).

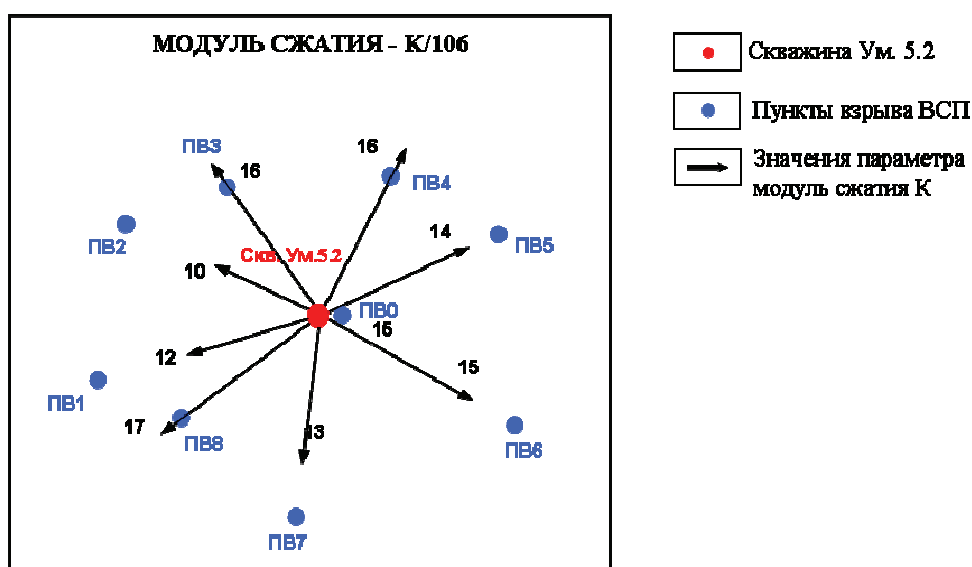


Рисунок 2 Распределение параметра сжимаемости угольного пласта в околоскважинном пространстве по данным ВСП

Возможность изучения волнового поля во внутренних точках среды, позволило не только исключить влияния поверхностных волн помех, и тем самым повысить качество данных, но и расширить энергетический спектр волновых полей, дополнив традиционный состав полезных волн, волнами разной природы и сейсмическими процессами, отражающими нелинейные свойства среды, и, прежде всего, его эмиссионную активность обусловленную внутренней микроструктурной неоднородностью.

Изучение внутренней микротрещиноватости угольных пластов.

В угольных коллекторах поровая межгранулярная проницаемость (на уровне матрицы) как таковая отсутствует, фильтрационные свойства угольных коллекторов обусловлены неоднородностями на мезо- и микроуровнях (трещинами), эти особенности угольных коллекторов диктуют необходимость создания специфического подхода в оценке фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) исходя из природы их проницаемости.

Известно, что наличие микроструктурных (значительно превышающие атомарный размер, но малые в масштабе длины упругой волны) неоднородностей, таких как микротрещины (контрастные по своим упругим параметрам по сравнению с однородной средой-матрицей), может приводить к аномальным проявлениям нелинейных свойств среды, значительно повышать интенсивность нелинейных акустических параметров и существенно менять сам качественный характер нелинейности (появление ярко выраженной частотной или амплитудной зависимости). При этом, линейные акустические характеристики среды могут оставаться почти неизменными, тем самым «структурная чувствительность» (на микроуровне) нелинейных свойств среды является значительно выше чем у линейных упругих параметров [3].

Таким образом, ярко выраженная структурная зависимость нелинейных проявлений и прежде всего эмиссионной активности микронеоднородных сред, может стать диагностически значимым критерием при определении внутренней микроструктурной неоднородности метаноугольной среды.

Изучение эмиссионной активности среды проводилось на основе спектрально-временного анализа волнового поля ВСП отработанного до и после гидродинамического воздействия на угольные пласты (обеспечивающего интенсификацию адсорбированного метана из угольных пластов и повышению газоотдачи) с целью оценки влияния на динамику ВП происходящих нелинейных сейсмических процессов после техногенного воздействия на структуру внутренней трещиноватости.

Результаты исследований сводятся к следующему: выявлено наличие зоны низкочастотной резонансной эмиссии по угольному пласту после проведенных работ гидроразрыва. Зона гидродинамического воздействия характеризуется понижением частоты и повышением энергии

геодинамического шума, что очевидно обусловлено активизацией процессов дегазации пластов и с изменениями напряженно-деформированного состояния НДС макроструктуры микротрещин после гидроразрыва, сопровождающиеся сейсмическими эмиссиями (см. рис.3).



Рисунок 3. Низкочастотная резонансная эмиссия в волновом поле геодинамического шума ВСП, обусловленная изменениями внутренней трещиноватости после применения гидроразрыва

Выводы

Существенные различия физико-механических свойств коллекторов угольных пластов и вмещающих их песчано-алевролитовых пород в Кузбассе позволяют рекомендовать с целью определения ФМС угленосных толщ многоволновые сейсмические исследования, обеспечивающие возможность построения упруго-деформационной модели среды.

Необходимо комплексировать возможность количественной оценки ФМС среды, на основе скважинных многоволновых наблюдений, с технологиями позволяющими характеризовать структурно-обусловленную неоднородность среды, на основе нелинейных представлений геофизической модели среды.

Ярко выраженная структурная зависимость нелинейных проявлений микронеоднородных сред может стать диагностически значимым критерием при определении внутренней микроструктурной неоднородности геологических сред, обусловленной их внутренней трещиноватостью.

Литература

1. Карасевич А.М., Земцова Д.П., Никитин А.А. Сейсморазведка при изучении метаноугольного разреза. -М.: ООО «ЦИТвП», 2008.-164с.
2. Земцова Д.П., Погосян А.Г. Возможности многоволновых скважинных исследований ПМ ВСП в условиях метаноугольного разреза Кузбасса. Геофизика №6, 2008 г., с. –
3. В.Ю.Зайцев, Н.В..Прончатов-Рубцов, «Неклассическая» структурно-обусловленная акустическая нелинейность: эксперименты и модели.

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И НЕКОТОРЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДА ВЕРТИКАЛЬНОГО СЕЙСМИЧЕСКОГО ПРОФИЛИРОВАНИЯ

Ю.Г.Антипин
ООО “НПЦ Геостра”

MODERN CONDITION AND SOME POSSIBILITIES OF INCREASE OF EFFICIENCY METHOD OF VERTICAL SEISMIC PROFILING

J.G.Antipin

Аннотация

В методе вертикального сейсмического профилирования (ВСП) создаются благоприятные условия для регистрации сейсмических колебаний в непосредственной близости к изучаемому объекту. Однако в реальной ситуации эти преимущества не всегда удается реализовать в полной мере. В докладе рассматривается влияние системы наблюдения и особенности скважинных зондов, определяющие эффективность метода ВСП и рекомендации по ее повышению.

Abstract

In a method of vertical seismic profiling (VSP) favorable conditions for registration of seismic fluctuations in immediate proximity to learn object are created. However in a real situation these advantages not always manage to be realised to the full. Here influence of system of supervision and feature logging tool, defining efficiency of method VSP and recommendations about its increase is considered.

Потенциальные возможности метода служат основой для постановки и ряда сложных геолого-геофизических задач и разработки способов их решения. Условно эти задачи разделяют на две группы. Одна из них включает задачи по изучению структурного строения около скважинного пространства, другая – задачи по изучению физических свойств пород и на этой основе литолого-стратиграфическое расчленение разреза, оценки

коллекторских свойств и насыщенности пород. Успешное решение этих задач можно обеспечить только с использованием всех характеристик сейсмических волн – кинематических, динамических и поляризационных. Очевидно, что для получения достоверных характеристик необходимо использовать данные, зарегистрированные не только качественной аппаратурой, но и при оптимальной системе наблюдений. Здесь, на примере материалов ВСП по одной из скважин Западной Сибири, показано влияние некоторых параметров системы наблюдений и конструкции прижима скважинного зонда на качество решения поставленных задач.

Системы наблюдения

Одним из недостатков систем наблюдений, которые часто применяется в этом регионе, является большое удаление пункта возбуждения от устья исследуемой скважины. При этом волновом поле, регистрируемое в верхней части содержит волны, частотные и скоростные диапазоны которых перекрываются. Разделить такое поле на составляющие пакеты волн и качественно выделить волны для оценки физических свойств пород в этой части разреза не представляется возможным.

Но прослеживание прямой волны может быть затруднено и на большой глубине. Так на рис. 1а. видно, что прямую волну на записях в интервале глубин 2080 – 2430м., содержащем изучаемый объект, выделить практически не возможно. Отсутствие прямой волны, пересекающей изучаемый объект, не позволит оценить его физические параметры.

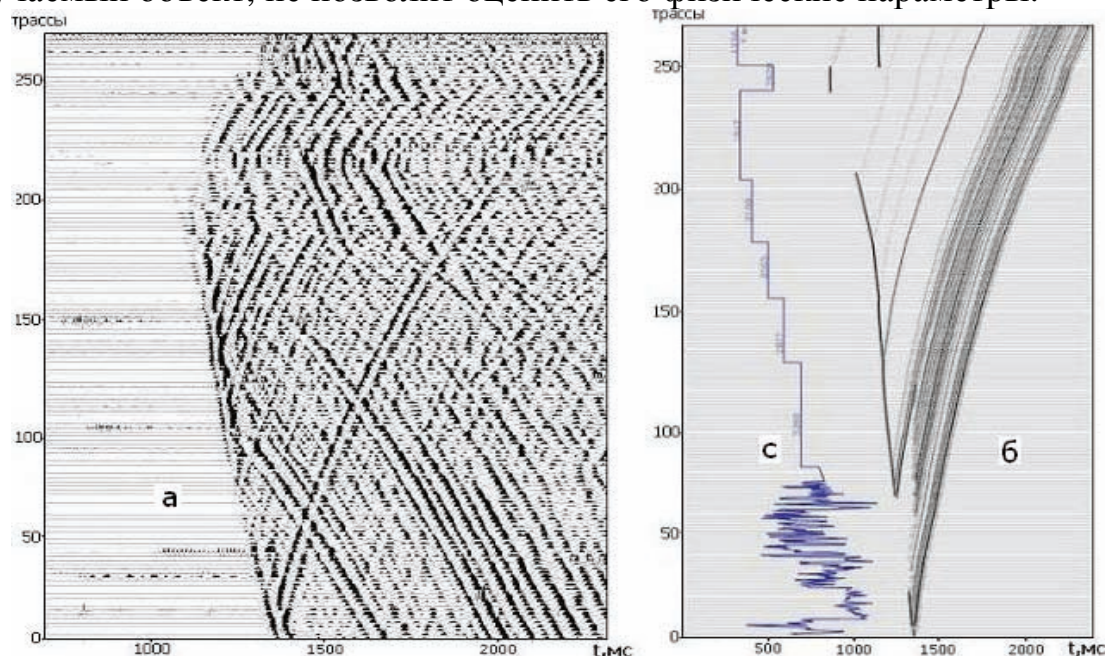


Рис.1. Реальное и синтетическое волновые поля НВСП
а – реальное волновое поле, зарегистрированное при удалении ПВ 2000м,
б – волновое синтетическое поле НВСП при таком же удалении,
с – скоростная комбинированная модель до глубины 2100м рассчитана по данным ВСП, а ниже – по данным АК

Синтетическое волновое поле показывает (рис. 1в), что в данном геологическом разрезе, в интервале глубин 2080 – 2430м действительно вертикальная составляющая прямой волны не может быть зарегистрирована при удалении ПВ на 2000м.

Следует заметить, что отсутствие прямой волны на синтетическом волновом поле удалось обнаружить только при использовании для расчета синтетического профиля скоростной тонкослоистой модели разреза.

Другим существенным недостатком проектируемых систем наблюдений является необоснованно большой интервал между точками регистрации по глубине. При большом интервале между точками наблюдения не представляется возможным качественно разделять волновые поля скоростными фильтрами из-за наложения составляющих спектра зеркальных частот волн-помех на спектр полезных волн. На рис. 2 показаны два варианта синтетических волновых полей НВСП после ввода кинематических поправок, рассчитанные с шагом по глубине 10м и 5м и

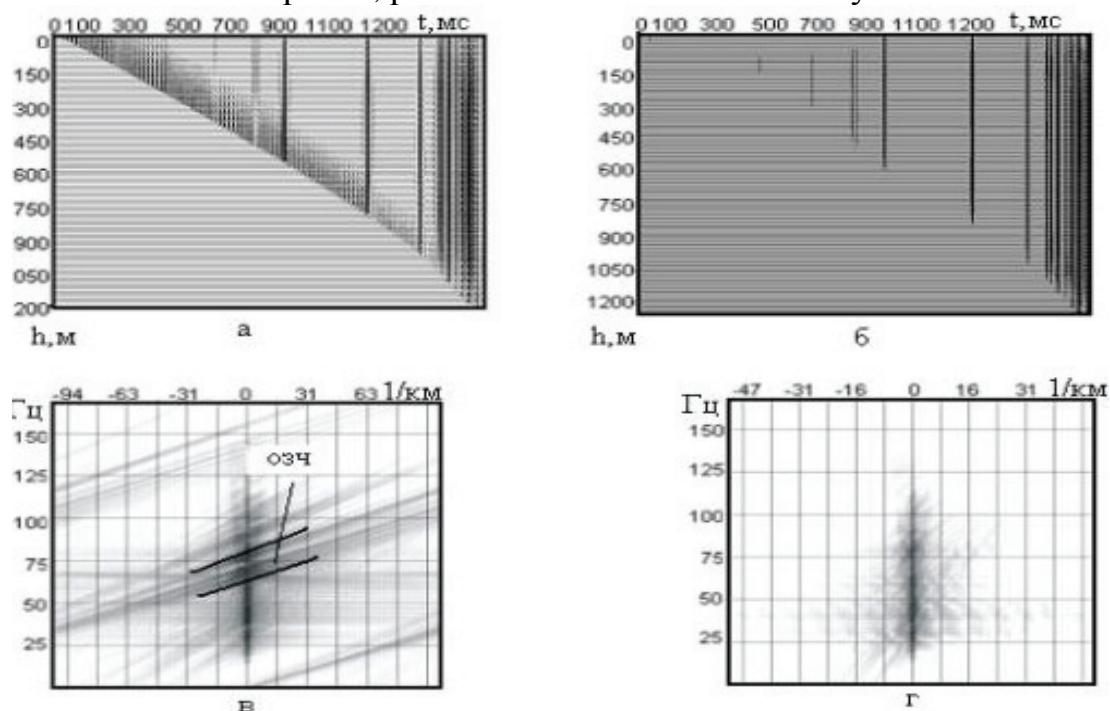


Рис.2. Модель волнового поля ВСП после ввода кинематических поправок и F-K фильтрации. а,б – волновые поля рассчитанные с шагом 10 м и 5 м соответственно; в,г – их двухмерные спектры

соответствующие им двумерные спектры. В первом случае в области первых вступлений образовались интенсивные регулярные волны – помехи, во втором случае (рис. 3б) в этой же области уровень помех существенно ослаблен. Здесь предлагается задавать шаг наблюдения по глубине Dx не более половины наименьшей мощности пласта и соответственно определять шаг дискретизации записей по времени Dt . $Dt = Dx / V_{max}$;

Скважинный зонд

Наиболее распространенным у нас в стране и за рубежом является скважинный зонд типа АСПУ, содержащий герметичный корпус, в котором размещены сейсмоприемники, блок электроники и управляемое электромеханическое прижимное устройство. Исполнительным механизмом прижима является один рычаг (рис. 3а), обеспечивающий контакт прибора со стенкой скважины. При этом асимметричное закрепление прибора относительно оси скважины порождает зависимость частотной характеристики от направления подхода волны в точку прима.

Для исключения этого недостатка предлагается закреплять прибор в скважине симметрично относительно оси скважины двумя группами рычагов по три рычага в группе (рис.3б). Группы разнесены по длине прибора. Разработан экспериментальный образец такого прибора СПАН-3. Часть результатов сравнительных испытаний его и прибора АСПУ приведены на рис.3а,б,в,г.

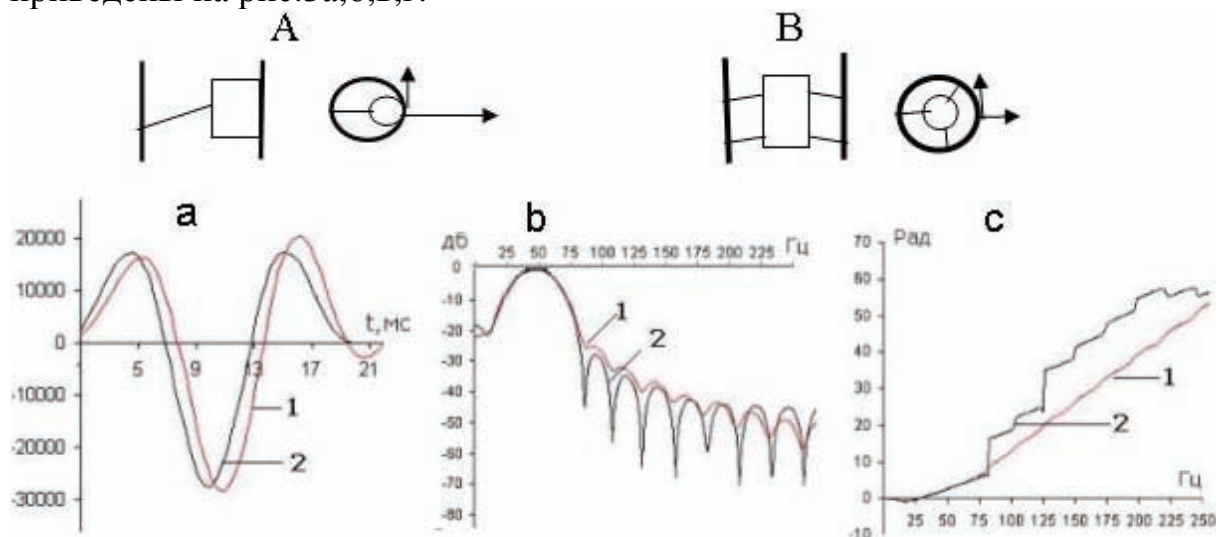


Рис.3 Схемы расположения приборов в скважине А– АСПУ, В– СПАН-3 и результаты испытаний: 1- записи сейсмических импульсов зондом СПАН-3, 2- зондом АСПУ, б– их амплитудные спектры и с– фазовые спектры.

На рисунках видны различия в форме сигналов и их амплитудных спектров. Особенно заметное различие наблюдается у фазовых спектров на частотах более 85 Гц [1]. Это значит, что шумы, возникающее на контакте прибора со средой у прибора АСПУ выше, чем у зонда СПАН-3 и превосходят уровень полезного сигнала. В этом случае применять деконволюцию для восстановления частотного состава записей выше 85Гц не рекомендуется.

Литература

1. Антипин Ю.Г., Антипин С.Ю., Фазовый спектр сейсмического сигнала как индикатор уровня шума скважинного сейсмического прибора. «Геофизический вестник» №3-4,2003, Ежемес. Информ. Бюл. ЕАГО.

2. Антипин С.Ю. Центрирующее прижимное устройство скважинных приборов. Патент № 2235201

СПОСОБ РЕГУЛИРОВАНИЯ ВЕЛИЧИНЫ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЙ КОРРЕКЦИИ В ТЕРМОСТОЙКОМ ПЕРЕДАТЧИКЕ.

Е.А. Виноградов, Ю.В. Антипкин.

ООО «НИИморгеофизика-Интерсервис» г. Мурманск

A WAY OF REGULATION OF SIZE OF PRELIMINARY CORRECTION IN THE HEAT-RESISTANT TRANSMITTER.

E.A. Vinogradov, J.V. Antipkin,

LLC "NIImorgeofizika-Interservis ", Murmansk

Аннотация

Метод предварительной коррекции цифрового сигнала в передатчике скважинного прибора путем изменения не амплитуды, а ширины корректирующего импульса.

Abstract

Method of a digital signal preemphasis in the transmitter of the downhole device by change of width of an corrective pulse instead of change of amplitude.

Передача данных в кодах АМІ (HDB3) и NRZ много лет используется в скважинной телеметрии на скорости 300кБод [1,2]. Однако дальнейшее требуемое увеличение скорости передачи данных до величин (500-800)кБод наталкивается на большую сложность настройки аналогового корректора при смене кабеля.

Задача настройки корректора приемника может быть упрощена путем применения предварительного корректора (ПК) в передатчике скважинного прибора. ПК позволяет заранее выровнять АЧХ участка кабеля длиной порядка 2-3км и одновременно обеспечивает энергетический выигрыш в отношении сигнал/помеха на входе приемника [3].

За рубежом ПК широко используются при передаче данных по витой паре в коде NRZ [4,5]. Корректирующее звено ПК обычно представляет собой однополюсный фильтр с конечной импульсной характеристикой (КИХ) на выходе передатчика. Передаточная функция КИХ фильтра описывается выражением: $F(\omega) = 1 - a * e^{-j\omega\Delta t}$, где a - коэффициент передачи программируемого усилителя, а Δt - длительность программируемой задержки. Желательный вид АЧХ фильтра получают раздельным, или совместным программированием длительности задержки и коэффициента передачи усилителя.

Эффективность ПК на основе КИХ фильтра во многом определяется рациональным выбором величины задержки Δt , которую выбирают как

целую или дробную часть тактового интервала(T). На рис.1 представлены АЧХ корректирующих фильтров при различных значениях Δt : T , $T/2$, $T/4$ и постоянной величине коэффициента коррекции ($a=0.6$). В докладе будет показано, что величина задержки $\Delta t = T/2$ является оптимальной и не требует изменения в процессе настройки.

Обычно каротажный кабель имеет длину 4-7км. Если данные передаются с тактовой частотой $F_T = 1/T = 500\text{КГц}$, то крутизна АЧХ кабеля на полутаковой частоте $F_T/2$ превысит величину 18дБ/окт. Для выравнивания подобной характеристики необходим корректор с соответствующей крутизной. Крутизна АЧХ рассматриваемых ПК ограничена величиной 6дБ/окт. Следовательно, полностью выровнять АЧХ всего кабеля с их помощью невозможно. Поэтому, демонстрация эффективности ПК, будет показана на примере выравнивания формы сигнала с выхода короткого отрезка кабеля длиной 2км. АЧХ кабеля приведена на Рис.2.

АЧХ рассмотренных ПК имеют обратный вид по отношению к АЧХ кабеля, что способствует снижению межсимвольных искажений(МСИ). Эффект применения известных ПК виден из сравнения формы не скорректированного (рис.3) и откорректированного (рис.4) сигналов на выходе короткого кабеля при передаче слова данных (0110100...) в коде NRZ. Видно, что в откорректированном сигнале МСИ практически отсутствуют.

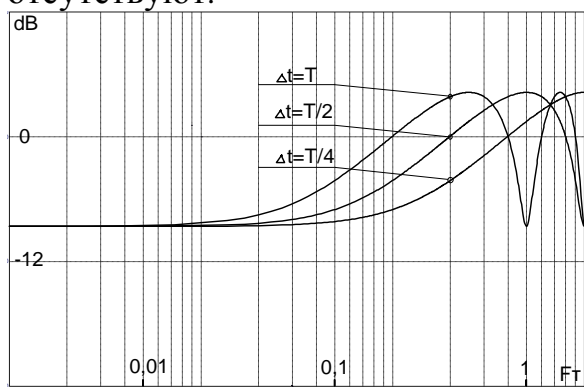


Рис.1 Семейство АЧХ КИХ фильтра.

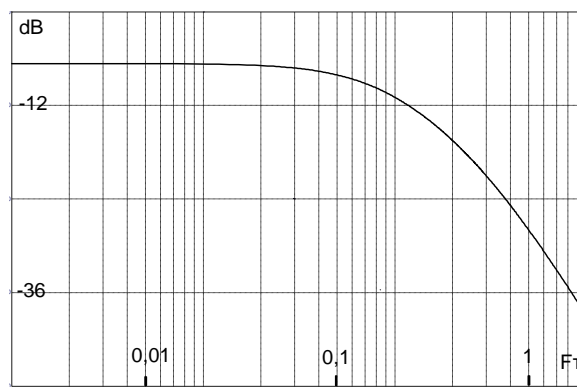


Рис.2 АЧХ короткого кабеля.

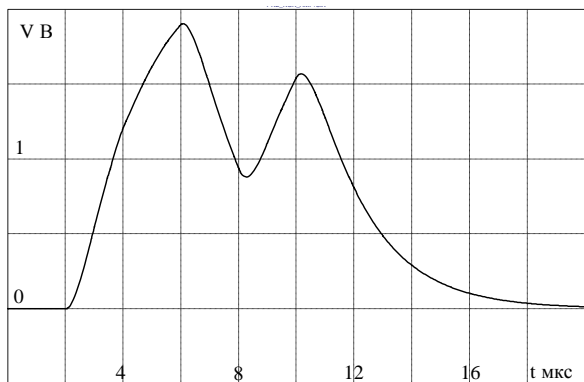


Рис. 3. Не скорректированный сигнал.

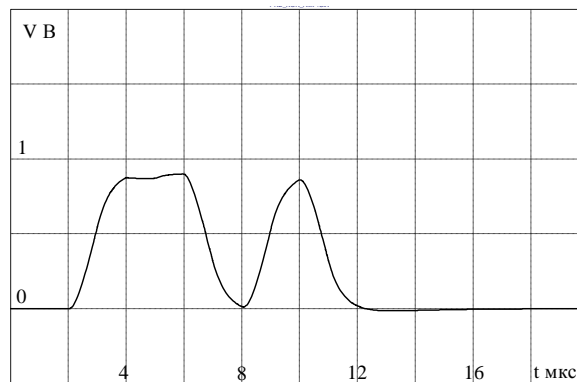


Рис. 4. Откорректированный сигнал.

Выходной сигнал рассматриваемых ПК аналоговый. Его получают путем комбинирования входного и изменяемой доли задержанного сигналов на линейном звене (схема вычитания). Очевидной основой схемы вычитания может служить мощный операционный усилитель. Термостойкость последнего недостаточна для использования в скважинном приборе, где температура превышает 150°C. Это является существенным недостатком известных способов регулировки величины предварительной коррекции.

С целью устранения указанного недостатка в качестве входного сигнала ПК предлагается использовать двоичные импульсы с укороченной длительностью. Это позволяет формировать задержанные корректирующие импульсы без временного перекрытия с входными импульсами. Для выполнения операции вычитания входные и разнополярные с ними задержанные импульсы посылаются в кабель поочередно. В этом случае основой схемы вычитания может служить ключевой формирователь, имеющий простую реализацию и обладающий высокой термостойкостью. В жиле кабеля импульсы фильтруются, перекрываются по времени, в результате чего происходит их желаемое комбинирование. Меняя ширину задержанного импульса, меняют его энергию, тем самым регулируют степень коррекции выходного сигнала.

На рис. 5 приведена одна из возможных схем ПК реализующего предлагаемый способ регулирования при передаче данных в коде NRZ. Временные диаграммы работы ПК приведены на рис. 6.

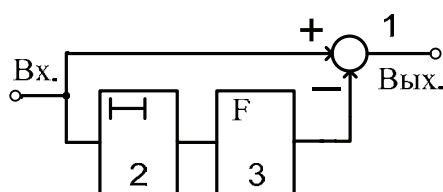


Рис. 5. Схема ПК для кода NRZ

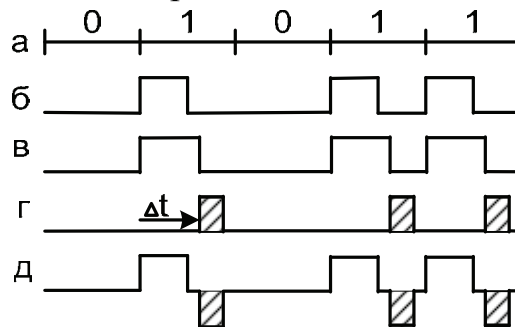


Рис. 6. Временные диаграммы работы.

Схема предлагаемого ПК подобна схеме КИХ фильтра, в которой усилитель с регулируемым коэффициентом передачи заменен одновибратором 3 с регулируемой длительностью импульса. Элемент задержки 2 также может быть одновибратором. Схема вычитания 1 может быть выполнена в виде формирователя разнополярных импульсов на двух ключах, которые запитаны от источников тока с противоположной полярностью и нагружены на общую нагрузку - линию связи.

На вход ПК поступает слово данных: 01011 в виде укороченных импульсов (рис. 6б). Длительность входных импульсов (рис. 6б) равна

половине длительности тактового интервала, границы которого обозначены на рис. 6а. Элемент задержки 2 запускается от фронта входных импульсов (рис. 6б) и формирует на своем выходе расширенные импульсы (рис. 6в). От заднего фронта расширенных импульсов (рис. 6в) запускается формирователь 3, вырабатывающий импульсы (рис. 6г), задержанные относительно входных импульсов (рис. 6б) на время величиной около $T/2$. Входные импульсы (рис. 6б) и задержанные импульсы (рис. 6г) поочередно поступают на противоположные входы схемы вычитания 1. В результате на выходе ПК формируется трех уровневый скорректированный сигнал (рис. 6д).

На рис. 7, 8 приведены сигналы на выходе короткого кабеля с характеристикой, изображенной на рис. 2. В первом случае (рис. 7) на вход кабеля подается сигнал: 0101100... в коде NRZ. Во втором случае (рис. 8), сигнал с выхода ПК (рис. 6д). Сравнение между собой сигналов изображенных на рис. 7 и рис. 8 показывает эффект применения предлагаемого способа. Видно, что в откорректированном сигнале, при величине коэффициента коррекции, $a=0.6$, практически отсутствуют межсимвольные искажения. Нижние частоты спектра сигнала в желаемой мере подавлены, а верхние частоты усилены. Заметно, что на отрезке сигнала расположенного между двумя единичными импульсами проявляется тактовая компонента, что является полезным свойством сигнала применительно к асинхронным системам связи.

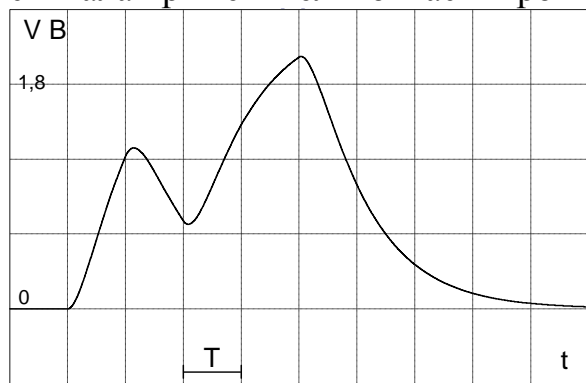


Рис. 7. Не скорректированный сигнал.

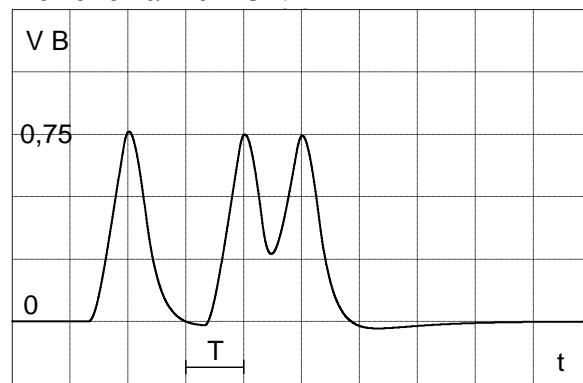


Рис. 8. Откорректированный сигнал.

Передача данных в коде NRZ в современной скважинной аппаратуре используется редко, поскольку для этого требуется отдельная жила кабеля. Гораздо чаще данные передают в балансном коде АМІ(HDB3) позволяющем совмещать жилы канала связи с цепями питания прибора. Поэтому предварительная коррекция линейного сигнала в коде АМІ представляет большой практический интерес.

На рис. 9 приведено устройство, где реализован один из возможных вариантов использования предлагаемого способа для формирования откорректированного сигнала в коде АМІ. Временные диаграммы работы устройства приведены на рис. 10.

Устройство (рис.9) содержит элемент задержки 4, мультивибратор с изменяемой длительностью импульса 5, триггер 6, ключи 7,8,9,10, две схемы ИЛИ 11,12, и выходной формирователь 13, выполняющий функцию схемы вычитания. В качестве элемента задержки 4 может использоваться мультивибратор, а в качестве ключей 7,8,9,10 - элементы 2И. Выходной формирователь 13 может быть выполнен на двух ключевых транзисторах, нагруженных на встречно включенные первичные обмотки выходного трансформатора.

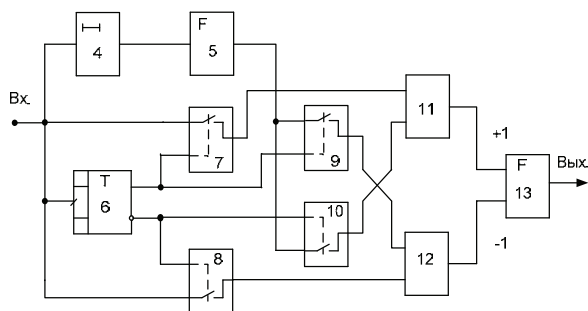


Рис. 9. Схема ПК для кода АМІ.

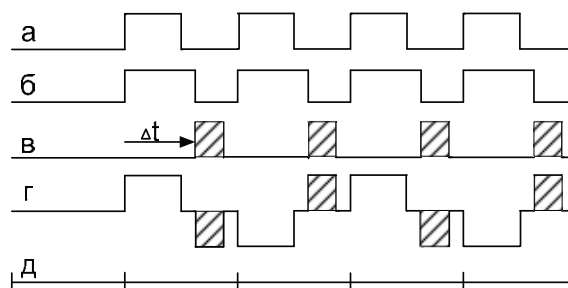


Рис. 10. Временные диаграммы работы.

При поступлении единичного импульса (рис.10а) во входных данных запускается элемент задержки 4, от заднего фронта импульса с выхода элемента задержки 4 (рис.10б), запускается мультивибратор 5, на выходе которого в границах тактового интервала (рис.10д) вырабатывается соответствующий ему корректирующий импульс (рис.10в). Так образуется пара импульсов подлежащих передаче.

Входы управления ключа 7, коммутирующего входные импульсы (рис.10а) и ключа 9, коммутирующего корректирующие импульсы (рис.10в) объединены между собой, а их выходы связаны через схемы ИЛИ 11, 12 с противоположными по знаку(+1,-1) входами выходного формирователя 13. Аналогичным образом организовано управление и прохождение указанных сигналов в ключах 8,10. Тем самым в рамках конкретного тактового интервала обеспечивается однозначная - противоположная полярность между входным (рис.10а) и соответствующим ему корректирующим импульсом(рис.10в).

Триггер 6 изменяет свое состояние на границе тактового интервала (рис.10д) при поступлении очередного единичного входного бита (рис.10а). Своими выходными сигналами с прямого и инверсного выходов он управляет работой ключей 7,8,9,10, поочередно направляя пару импульсов через схемы ИЛИ 11, 12 на те, или иные входы выходного формирователя 13. В результате на выходе формирователя 13 образуется откорректированный 3-х уровневый сигнал содержащий импульсы с чередующейся полярностью пар импульсов (рис.10г).

На рис. 11 и рис. 12 показаны сигналы в коде АМІ полученные на выходе отрезка кабеля с увеличенной до 3-х км длиной.

Данные передаются со скоростью 500кБод, коэффициент коррекции, $a=0,7$. Видно, что использование предлагаемого способа позволяет хорошо выровнять форму сигнала в линии. В спектре откорректированного сигнала заметно выросла доля полезных высокочастотных составляющих. Понятно, что при дальнейшем распространении по кабелю сигнал вновь исказится, но восстановить его форму в приемнике теперь будет значительно легче.

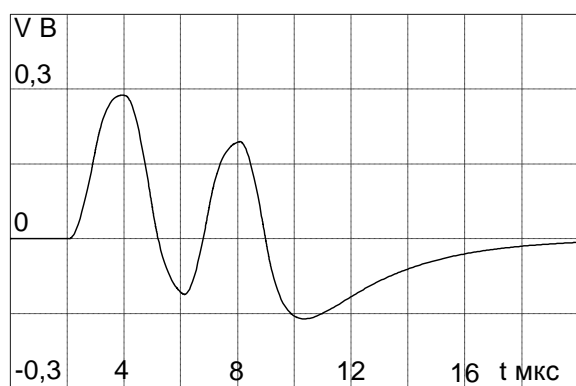


Рис. 11. Не корректированный сигнал.

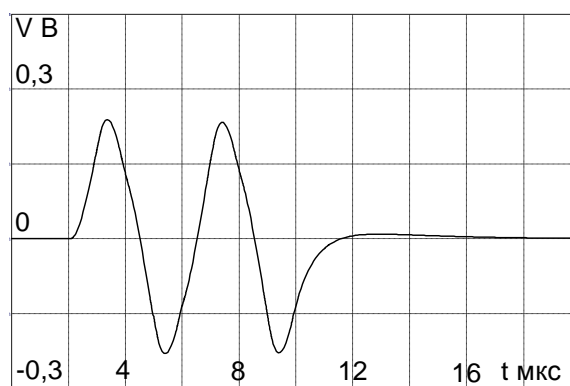


Рис. 12. Откорректированный сигнал.

Данный пример показывает, что использование предложенного способа коррекции достигается при незначительном усложнении схемы кодера АМІ. Важно отметить тот факт, что изменения не коснулись схемы формирователя разнополярных импульсов, следовательно, термостойкость кодера не понизилась.

Аналогичным образом уравнивающие импульсы можно вставить в сигнал с амплитудной манипуляцией, содержащий 4,5, и т. д. уровней. В результате сигнал в линии приобретет желаемое качество.

Список литературы

1. Е.А. Виноградов, Ю.В. Антипкин, А.В. Торцев. Скважинная телеметрия. Журнал «Технологии сейсморазведки» №2, 2006. с 48-53
2. Т.Н. Ишуев, А.К. Доронкин, Р.К. Сагдеев. Развитие техники и методики ВСП на основе разработки скважинных телеметрических систем регистрации с распределенных датчиков. Гальперинские чтения – 2006. Москва, ЦГЭ. Сборник рефератов. с 90-93
3. Прокис Дж. Цифровая связь. Пер. с англ./ Под ред. Д.Д. Кловского. - М.: Радио и связь. 2000.-800 с.: ил.
4. Baig, et al. Pre-emphasis circuitry and methods. Патент США 6,956,407
5. Savoj. Method and apparatus for performing transmit pre-emphasis. Патент США 7,155,164

Авторский указатель

		Стр.			Стр.	
А	Адамович О.О.	73	Малов Н.Ф.		96	
	Алабушкин А.А.	80	Мануков В.С.		2	
	Александров Д. В.	89	Мартюшев А.А.		100	
	Александров А.Н.	58	Митасов В.И.		66	
	Александров П.Н.	58	Молотков Л.А.		38	
	Амиров А.Н.	79	Мочалов А.П.		81	
	Антипкин Ю.В.	112	Мухин А.А.		5,8,23,33	
	Антипин Ю.Г.	108	Мухин Д.А.		8,11,19,23, 27, 33	
Б	Баев А.В.	23,27	Н Николаев А.В.		43	
	Богомолова Н.А	85	О Огуенко Д.В.		5,8,11,19,27	
В	Виноградов Е.А.	112	П Погосян А.Г.		102	
Г	Голикова Г.В.	81	Попов М.М.		40	
	Громыко В.М.	19	Р Расстегаев А.В.		85	
	W. H. Hall, D.	94	Редекоп В.А.		53,80	
	Gruszkowski		С Санников К.Ю.		81	
Д	Деров А.В.	89	Семенов В.П.		66	
	Доронкин А.К.	96	Смилевец Н.П.		62	
Е	Елисеев В.Л.	5,11,19,23, 27	Степченков Ю.А.		5,11,33	
	Енджиевска- Тычковска Галина	57	Т Табаков А.А.		5,8,11,19, 23, 27,33	
З	Звегинцев А.А.	96	Терехин А.А.		79	
	Земцова Д.П.	102	Тимошенко И.А.		85	
И	Ишуев Т.Н.	96	Туйков Д.Г.		23	
К	Калван Л.В.	27	Ш Шехтман Г.А.		53	
	Карабанова Р.М.	96	Ф Ференци В.Н.		8,11,27	
	Касимов А.Н.	80	Х Hall Willam (Билл Холл).		94	
	Каштан Б.М.	89	Ч Чернышов С.А.		62	
	Колосов А.С.	8,11,19,25, 27,33	Чертенков М.В.		80	
	Кондратьев В.А.	66	Чудинов Ю.В.		85	
	Копчиков А.В.	19				
	Коровко Л.Н.	85				
	Кузнецов В.М.	53				
	Кушмар И.А.	66				
	Л	Лазарьков М.Ю	89			
		Логинов Д.В.	49			
	М	Максимов Г.А.	89			
Максимов Е.М.		8				

Перечень организаций – участников, докладчиков и содокладчиков

- А** ООО «Анега» т/ф: (347) 241-54-91
E-mail: iareshetnikov@bngf.ru
- Б** РУП ПО «Белоруснефть» т.: 79-33-78; ф.: 79-33-82
E-mail: v.gromyko@beloil.gomel.by
БелНИГРИ, Гомель Т.: 79-33-78 / ф.: 79-33-82
- В** ВНИГРИ г. Санкт-Петербург т.: +7(812) 579-93-66 (доб. 101); ф: +7 (812) 275-57-56
E-mail: irinakushmar@yandex.ru
ОП "Спецгеофизика" ГФУП т.: (495) 994-23-18 / факс: (495) 994-27-13
"ВНИИГеофизика", Москва E-mail: spetsgeo@telcomnet.ru, market@telcomnet.ru
ГФУП "ВНИИГеофизика", т.: +7 (499) 264-67-10
г.Москва E-mail: gregs22@rambler.ru
ООО «ВимСейс Технология» Т.: 8 (495) 673-2881
г.Москва E-mail: vimseis@vimseis.ru
- Г** ООО «Газпромгеофизика» ПФ т.: (4942) 65-11-31; ф: (4942) 65 11 30
«Костромагеофизика», E-mail: coi.kostroma@gazpromgeofizika.ru
ООО «ГЕОВЕРС», г.Москва т: (499) 192-81-35; ф: (499) 192-81-35
ООО "УНИС", С.-Петербург). E-mail: vsp@cge.ru
ООО "Сервисная компания т.: 972-67-04 / факс: 160-24-00
ГеоВизор", г.Москва E-mail: info@geovisor.ru
ООО «Геология резервуара» т.: 8(3452) 200706; ф: (3452) 200704
г.Тюмень E-mail: mart@geores.ru
ГФУП «ВНИИГеофизика» т: +7 (499) 264-67-10
E-mail: gregs22@rambler.ru
ООО «Геофизические Системы т.:+7(495)234-27-94
Данных», Москва E-mail: aoleg@gds.ru
ООО « НПЦ Геостра» г. Уфа т.: +7 (347) 237-20-82 / ф.: +7 (347) 237-20-08
E-mail: AkhtyamovRA@bngf.ru
- И** Институт нефти и газа, т.: +4 (812)653-25-12 (ext.85);ф: (812)653-16-65
Польша, Краков E-mail: znzwincz@cyf-kr.edu.pl
ФГУП «Иркутскгеофизика», E-mail: ntruf@gic.irk.ru
г.Иркутск.
- З** ОАО "Зарубежгеология", т.: +7 (499) 241-15-15 / факс: +7 (499) 241-47-44
г.Москва
- К** ПФ «Красноярскгеофизика» т.: (391) 274-99-30; ф.: (391) 274-99-42
ООО "Газпром геофизика", E-mail: office@krgf.ru
г.Красноярск
Казанский государственный т.: +7(843)231-52-04
университет КГУ г.Казань E-mail: ater@ksu.ru
- Л** ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» т.: (8244) 5-63-32
г.Усинск E-mail: info@mage.ru
ОАО НК «ЛУКОЙЛ» т.: 495) 627 4444; ф: (495) 625 7016
г.Москва.
- М** ОАО «МАГЭ» г.Москва т.:(8152) 45 07 09; ф: (8152) 45 89 97

	МГУ, г. Москва	E-mail: info@mage.ru
	МИФИ, АКИН, г. Москва	E-mail: derov@mail.ru
Н	ООО «НОВИК»	т.: (342) 2903495 E-mail: novik@novikperm.ru
	ЗАО НПФ «ГИТАС»	т.: (34767) 51958; ф: (34767) 51958 E-mail: mamleev@gitas.ru
	ТОО НПФ «ДАНК»	т.: (727) 378-45-53; ф: (727) 378-46-27
	ООО НПЦ «Геостра»	т.: +7 (347) 2-37-20-08 E-mail: vsm@bngf.ru
	ООО «НИИморгеофизика-Интерсервис» г. Мурманск	т.: (8152) 44-39-72 E-mail: vspmor@mail.ru
С	СПбГУ, физический факультет	т.: 7+ (812) 428-43-22 E-mail: g-golikova@mail.ru
	ООО «Сервисная компания ГеоВизор»	т.: (495) 972-67-04 E-mail: info@geovisor.ru
	ООО «Славнефть - НПЦ», г.Тверь	т.: 4822-32-35-94; ф.: 4822-32-35-68 E-mail: tvergw@slavneft.ru
	СНИИГГиМС, г.Новосибирск	т.:+7 (923) 106-53-58 E-mail: mazay@sniiggims.ru
	ОП «Спецгеофизика» ГФУП «ВНИИГеофизика»	т.: (495) 994-23-18; ф.: (495) 994-27-13 E-mail: spetsgeo@telcomnet.ru
	ЗАО НПФ "СейсмоСетСервис", Республика Башкортостан / Октябрьский	т.: (34767) 5-29-90 & 5-29-08 / ф.: (34767) 5-29-90 E-mail: info@seismoset.ru
П	ОАО «Пермнефтегеофизика» г.Пермь	т.: (3422) 69-44-23; ф.: (3422) 69-29-89 E-mail: chudinov_j@pngf.com
	Пермский политехнический государственный университет	Т.: (3422) 69-44-23; ф.: (3422) 69-29-89 E-mail: chudinov_j@pngf.com
	ПОМИ имени В.А. Стеклова РАН, С-Петербург	т.: +7 (812) 312-40-58 / факс: +7 (812) 310-53-77 E-mail: admin@pdmi.ras.ru
Т	ООО «ТНГ-Геосейс» Республика Татарстан г.Бугульма	т.: (85594) 4-24-45; ф.: (85594) 4-10-13 E-mail: rvildanov@mail.ru
	ООО «ТНГ-Групп» г.Бугульма Республика Татарстан	т.: (85594) 7-14-01 E-mail: doronkin@tngf.tatneft.ru
	ТОО "Тобеарал Ойл" Республика Казахстан / Атырау	Тел. / факс: 8 (7122) 355154 E-mail: kryukov-av@mail.ru
	ЗАО "ПГО "Тюменьпромгеофизика", Россия / Мегион	т.: 9044565748 / факс: 8 (34663) 3-24-22 E-mail: Vvedenskii_VV@tpg.ru
Ц	ЦГЭМИ ИФЗ РАН	т.: +7 (916) 111-49-62 E-mail: alexandr@igemi.troitsk.ru
	ОАО «ЦГЭ» г.Москва	т.: (499) 943-58-13/ф(499) 192-64-15 E-mail: loginovdv@gmail.com

