



---

**«ГАЛЬПЕРИНСКИЕ ЧТЕНИЯ – 2006»**  
Научно-практическая конференция  
**«ВСП и трехмерные системы наблюдений  
в сейсморазведке»**

**GALPERIN READINGS – 2006**  
**VSP and 3D Acquisition Systems**

**ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ**

---

**ABSTRACTS**

---

Спонсоры / Sponsors:

**Schlumberger**

**EAGE-RACE**

**ПЕТРОАЛЬЯНС**  
Сервисная Компания

---

Москва, ЦГЭ  
26 – 30 ноября 2006

Настоящий сборник составлен из рефератов докладов, обсужденных на VI-ой научно-практической конференции «Гальперинские чтения – 2006», посвященной современным проблемам метода ВСП, его развитию в комплексе с сейсмическими наблюдениями 2D, 3D и практическими результатами применения полученных данных при изучении нефтяных и газовых месторождений.

Конференция состоялась в Москве 26 – 30 ноября 2006 г. Ее организовали и провели ОАО «ЦГЭ» и ООО «Геоверс» при поддержке ЕАГО и спонсорском содействии EAGE-PACE, СК «ПетроАльянс» и Московского отделения «Шлюмберже Рисеч энд Девелопмент».

На конференции представлены более 30 докладов и сообщений от более, чем 20 научных и производственных организаций России, Белоруссии, Украины, Казахстана, Польши и российско-европейских и американских подразделений Шлюмберже.

Материалы конференции по тематике размещены в 4-х разделах, хотя по содержанию докладов их компоновка носит условный характер, т.к. большинство докладов затрагивают смежные актуальные вопросы современного состояния метода ВСП.

В первом разделе сборника собраны доклады, рассматривающие развитие программно-методических разработок в методе ВСП, включая комплексирование ВСП с сейсморазведкой 2D, 3D, в том числе с применением трехкомпонентных наблюдений, одному из наиболее перспективных направлений развития сейсморазведки на нефть и газ.

Второй раздел освещает результаты применения различных способов обработки и интерпретации технологий регистрации и возбуждения сейсмических волн в различных сейсмогеологических условиях.

В третий раздел включены доклады, содержащие практические результаты проведения совместных наземно-скважинных наблюдений, которые показывают возможности геофизических методов изучения месторождений на стадиях их доразведки и эксплуатации, направленных на повышение нефтеотдачи продуктивных пластов.

Четвертый раздел содержит доклады о новинках и совершенствованиях аппаратуры и оборудования для ВСП.

Материалы конференции представляют интерес, прежде всего, для геологов нефтедобывающих компаний, для геофизиков-разведчиков, а также для студентов и аспирантов геолого-геофизических факультетов ВУЗов.

Оргкомитет

.....

Составление и редактирование сборника докладов  
выполнили Зингер Ю.Б. и Мануков В.С.,  
компьютерную верстку – Крупченкова Л.П. и Бонар Е.М.

## Содержание

Стр.

### Раздел I. Развитие программно-методических разработок

<p><i>А.А. Табаков, К.В. Баранов, В.Л. Елисеев, А.В. Решетников, А.В. Копчиков.</i> О принципах и актуальности совмещения наземных и скважинных наблюдений (3D+BCП, 2D+BCП).</p> <p><i>A.A. Tabakov, K.V. Baranov, V.L. Eliseev, A.V. Reshetnikov, A.V. Korchikov.</i> About Principles and Actuality of Combining Surface and Downhole Acquisition Geometries (3D+VSP, 2D+VSP) .....</p>	7
<p><i>Г.Н. Гогоненков, С.А. Кириллов, В.А. Ларичев, Г.А. Максимов.</i> Решение обратной динамической задачи восстановления свойств тонкослоистых пластов.</p> <p><i>G.N. Gogonenkov, S.A. Kirillov, V.A. Larichev, G.A. Maximov.</i> Recovery of Thin Formation Properties Through Seismic Amplitude Inversion.....</p>	10
<p><i>Галина Еджейовска-Тычковска, Роберт Бартон, Кристина Жуковска.</i> Анизотропия или частично упорядоченная разнородность.</p> <p><i>Halina Jedrzejowska-Tyczkowska, Robert Barton, Krystyna Zukowska.</i> Anisotropy or Partially Ordered Heterogeneity .....</p>	16
<p><i>А.А. Табаков, А.В. Баев, И.Е. Солтан, В.Н. Ференци, А.В. Беленова, А.В. Копчиков, Л.В. Севастьянов.</i> Исследование аналитического продолжения для расширения полезной части спектра в методе ВСП.</p> <p><i>A.A. Tabakov, A.V. Baev, I.E. Soltan, V.N. Ferentsi, A.V. Belenova, A.V. Korchikov, L.V. Sevastyanov.</i> Some Features of Analytical Continuation for Expanding of Useful Part of Spectra in VSP Method.....</p>	20
<p><i>А.В. Решетников, А.А. Табаков, А.А. Мухин, И.А. Гирман.</i> Методика расчета кинематических характеристик упругих волн лучевым методом в условиях множественных путей.</p> <p><i>A.V. Reshetnikov, A.A. Tabakov, A.A. Mukhin, I.A. Girman.</i> Technology of Calculation of Elastic Waves Kinematic Characteristics Using Ray-Tracing Method in Case of Multiple Ray Paths.....</p>	25
<p><i>Ю.В. Чудинов, Н.М. Кузнецова.</i> Работы поляризационным методом НВСП в сложных геологических условиях.</p> <p><i>Y.V. Chudinov, N.M. Kuznetsova.</i> Offset VSP Polarization Method Applied to Complex Geology Exploration .....</p>	27
<p><i>В.И. Булаев, В.В. Лесников.</i> Возможности применения вейвлет-преобразования в скважинной сейсморазведке.</p> <p><i>V. Bulayev, V. Lesnikov.</i> Application of Wavelet Transform for Well Seismic ..</p>	31
<p><i>К.В. Баранов, А.А. Табаков, А.В. Баев, Л.В. Севастьянов, А.В. Беленова.</i></p>	

Оценка отражательных характеристик среды по комбинации PP- и PS-волн из нескольких пунктов взрыва.	
<i>K.V.Baranov, A.A.Tabakov, A.V.Baev, L.V.Sevastyanov, A.V.Belenova.</i> Reflectivity Characteristics Estimations Using Combination of PP- and PS-Waves from Several Shot Points .....	34
<i>Ю.А.Степченко, А.В.Решетников, А.А.Табак, А.С.Колосов.</i> Построение скоростной модели среды по кратным волнам от нескольких источников ВСП.	
<i>Y.A.Stepchenkov, A.V.Reshetnikov, A.A.Tabakov, A.S.Kolosov.</i> Generation of Velocity Model Using Multiple Waves from Several VSP Sources .....	38
<i>Ю.Г.Антипин, Р.Я.Адиев, В.П.Федорова.</i> Рекомендации по повышению эффективности скважинной сейсморазведки.	
<i>Y.G.Antipin, R.Y.Adiyev, V.P.Fiodorova.</i> Recommendations on Improving Downhole Seismic Survey Effectiveness .....	41
<i>А.А.Мартышев, О.Ф.Тишечская, А.И.Лебедев, И.Л.Цибулин.</i> Оценка анизотропии геологического разреза по данным многокомпонентного ВСП.	
<i>A.A.Martyushev, O.F.Tishenskaya, A.I.Lebedev, I.L.Tsibulin.</i> Assessment of Anisotropy from Multicomponent VSP Data .....	44
<b>Раздел 2. Обработка и интерпретация данных ВСП.</b>	
<i>А.А.Тихонов, О.А.Федорова, В.А.Редекор.</i> Применение сейсмоакустических методов при формировании модели околоскважинного пространства.	
<i>A.A.Tikhonov, V.P.Fiodorova, V.A.Redekor.</i> Use of Seismic Acoustic Methods in Modeling the Near-Well Space .....	48
<i>Дж.Б.Ю.Халдорсен, В.Борланд, И.Низкоус.</i> Обработка данных ВСП с вибрационным сейсмическим источником.	
<i>J. B.U.Haldorsen, W.Borland, I.Nizkous.</i> Vibration VSP Data Processing.....	49
<i>Г.А.Шехтман, В.В.Попов.</i> Изучение структуры околоскважинного пространства по разностным и дифференциальным вертикальным годографам.	
<i>G.A.Shekhtman, V.V.Popov.</i> Study of Near-Borehole Structure from Subtractive and Differential Vertical Time-Depth Curves .....	54
<i>Г.А.Шехтман, В.А.Васильев, М.В.Губарев.</i> Применение деконволюции виброграмм ВСП в условиях Краснодарского края	
<i>G.A.Shekhtman, V.A.Vasilev, Gubarev M.V.</i> Using VSP Vibrograms Deconvolution in the Krasnodar Country Conditions .....	58
<i>В.М.Кузнецов, Г.А.Шехтман, В.З.Кокшаров.</i> Пример изучения структуры околоскважинного пространства в условиях Западной Сибири пространственной системой НВСП.	
<i>V.M.Kuznetsov, G.A.Shekhtman, V.Z.Koksharov.</i> An Example of the Near-	

Borehole Structure Study in the West Siberia Conditions With a Spatial Set of Offset VSP's .....	62
<i>Г.В.Голикова, М.В.Чижова.</i> Интерференционные волны, формируемые из удаленных пунктов взрыва.	
<i>G.V.Golikova, M.V.Chizhova.</i> Interference Events Emanating from Far Energy Sources .....	66
<i>В.А.Редекор, В.В.Помазанов, Д.Г.Риле, А.А.Тихонов.</i> Аддитивная деконволюция.	
<i>V.A.Redekor, V.V.Pomazanov, D.G.Rile, A.A.Tikhonov.</i> Additive Deconvolution .....	67
<b>Раздел 3. Практические результаты проведения совместных наземно-скважинных наблюдений.</b>	
<i>Дж. Ле Калвез, К.Таннер, Л.Беннет, Д.Сарвер, И.Низкоус, Ф.Петерман, Т.Кригган, Л.МакКарлей.</i> Применение микросейсмики для мониторинга ГРП в качестве нового метода изучения и разработки плотных газовых коллекторов.	
<i>J.H. Le Calvez, K.V.Tanner, L.Bennet, D.R.Sarver, W.D.Grant, I.Nizkous, F.L.Peterman, T.Creegan, L.McCarley.</i> Applying Microseismicity to Hydraulic Fracture Monitoring as a Tool to Improve the Understanding and Development of Tight Gas Reservoirs.....	71
<i>В.Ф.Пахомов, А.А.Сергеев, Е.Г.Каждан, Ф.Х.Салихова.</i> Опыт сервисного ВСП-сопровождения при поисках, разведке и разработке нефтяных месторождений в республике Башкортостан.	
<i>V.F.Pahomov, A.A.Sergeev, E.G.Kazhdan, F.H.Salihova.</i> The Experience of Service VSP-Support in Prospecting, Exploration and Development of Oil-Fields in the Republic of Bashkortostan .....	75
<i>А.Н.Амиров, А.А.Терехин.</i> Опыт применения поляризационного метода при сейсмических исследованиях на стадии доразведки и эксплуатации нефтяных залежей.	
<i>A.N.Amirov, A.A.Teriokhin.</i> Application of Polarization Method for Additional Seismic Exploration and While Regular Field Production .....	79
<i>В.А.Мишин, С.И.Александров, В.Х.Кивелиди, М.В.Переpečкин.</i> Практические методы миграции данных массивного 3D ВСП.	
<i>V.A.Mishin, S.I.Alexandrov, V.Ch.Kivelidy, M.V.Perepechkin.</i> Practical Migration of Massive 3D VSP Data .....	83
<b>Раздел 4. Оборудование и технологии получения данных</b>	
<i>В.А.Багмут, А.Э.Сайганов, В.А.Рюмин, А.В.Багмут.</i> Об аппаратуре, обеспечивающей возможность выполнения ПМ ВСП на больших глубинах.	
<i>V.A.Bagmut, A.E.Sayganov, V.A.Rjumin, A.V.Bagmut.</i> About Apparatus, Allowing to Execute of Implementation PM VSP at Deep Researches .....	87

<i>Т.Н.Ишугев, А.К.Доронкин, Р.К.Сагдеев.</i> Развитие техники и методики ВСП на основе разработки скважинных телеметрических систем регистрации с распределенных сейсмических датчиков. <i>T.N.Ishuev, A.K.Doronkin, R.K.Sagdeev.</i> Development of Tools and VSP Techniques on the Basis of Telemetry Borehole Recordings With the Allocated Seismic Sensors .....	90
<i>Е.А.Виноградов, И.Н.Усов, А.Д.Чигрин.</i> Динамический диапазон аппаратуры ВСП ЦСК-18. <i>Y.A.Vinogradov, I.N.Usov, A.D.Chigrin.</i> Dynamic Range of VSP Tsk-18 Aquisition System .....	94
<i>О.Л.Чен, В.А.Казнин, В.А.Шевелев.</i> Погружные пневматические источники ППИ-09, ППИ-10 для сейсморазведки. <i>O.L.Chen, V.A.Kaznin, V.A.Shevelev.</i> PPI-09 and PPI-10 Submersible Pneumatic Sources for Seismic Exploration .....	98
Авторский указатель .....	101
Перечень организаций-участников, докладчиков и содокладчиков .....	102

**О ПРИНЦИПАХ И АКТУАЛЬНОСТИ СОВМЕЩЕНИЯ НАЗЕМНЫХ И СКВАЖИННЫХ НАБЛЮДЕНИЙ (3D+ВСП, 2D+ВСП).**

А.А.Табакон\*, К.В.Баранов\*, В.Л.Елисеев\*, А.В.Решетников\*\*,  
А.В.Копчиков\*\*

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

**ABOUT PRINCIPLES AND ACTUALITY OF COMBINING SURFACE AND DOWNHOLE ACQUISITION GEOMETRIES (3D+VSP, 2D+VSP)**

A.A.Tabakov\*, K.V.Baranov\*, V.L.Eliseev\*, A.V.Reshetnikov\*\*,  
A.V.Kopchikov\*\*

\* *CGE, Moscow, \*\* Geovers, Ltd., Moscow*

**Аннотация**

В докладе рассматриваются вопросы дефицита ресурсов нефти и газа и актуальность увеличения коэффициентов извлечения. В качестве одного из ключевых направлений рассматривается повышение детальности и точности изучения продуктивных пластов. Для обоснования методов повышения разрешенности сейсморазведки рассмотрены недостатки и преимущества наземных и скважинных наблюдений. Предложено совместить преимущества наблюдений в скважине (ВСП) и на поверхности (2D, 3D) в рамках трехмерных систем наблюдений (2D+ВСП, 3D+ВСП). Полное использование этих преимуществ должно обеспечить возможность двукратного повышения разрешенности изучения продуктивных пластов.

**Abstract**

This paper is considering the oil and gas deficit problem and also actuality of increasing of extraction coefficient. Increasing of detail level and precision of productive layers exploration presented as a clue. Surface and downhole acquisitions disadvantages and advantages are discussed. Combining of surface (2D, 3D) and downhole (VSP) acquisitions geometries advantages as part of third dimensional acquisition system suggested as the way. Using of these benefits provides possibility of increasing of productive layers exploration resolution for twice.

С началом XXI века сформировался и продолжает нарастать дефицит энергоресурсов. В основе наиболее значительной части современной энергетики лежит индустрия по добыче, транспортировке, переработке и распределению ресурсов нефти и газа.

В связи с ограниченным диапазоном глубин (до 10 км) и сейсмологическими условиями (в виде осадочных бассейнов

континентальной и шельфовой частей земной коры) эти ресурсы ограничены и не восполняемы.

При этом, извлекаются лишь 50% от общего запаса нефти разрабатываемого месторождения, в то время как оставшиеся ресурсы в своей массе составляют основной резерв для поддержания достигнутого уровня добычи в будущем.

Для использования этих ресурсов применяются различные способы повышения нефтеотдачи. Но эффективное применение этих способов, также как и оптимальный первоначальный проект разработки, возможны только при наличии модели продуктивных пластов необходимой детальности.

Ключевым методом, обеспечивающим построение непрерывных объемных моделей продуктивных пластов на базе дискретных скважинных данных, является сейсморазведка. Однако разрешенность современной сейсморазведки не превышает в лучшем случае 20 м, а достоверность моделей продуктивных пластов заведомо не может считаться приемлемой для обоснованной оптимизации разработки.

Прогресс сейсморазведки в последние 10-15 лет после внедрения систем 3D практически остановился. Рабочий диапазон частот, как правило, ограничивается верхним порогом в 100 Гц.

Несмотря на создание и использование трехкомпонентных наземных и скважинных телеметрических систем и значительное усложнение матобеспечения поперечные волны также не стали основой для существенного повышения разрешенности и достоверности сейсморазведки.

В то же время в методе ВСП уже давно получила подтверждение возможность полезного использования продольных и поперечных волн в диапазоне частот до 250 Гц на базе модель-базированной обработки с использованием более корректных методов решения обратных задач геофизики. Однако, метод ВСП имеет весьма ограниченные возможности изучения среды на удалении от скважины.

Предложенный и развитый метод объединения преимуществ сейсморазведки на поверхности и в скважинах (3D+ВСП) фактически основан на трехмерных съемках по сравнению с двумерными системами 3D.

Предложенный метод неоднократно использовался в разных регионах России. Одним из последних успешных применений метода были работы, проведенные в 2006 году на территории Томской области. Здесь, в связи со сложными поверхностными условиями (наличием локальных заболоченных участков и торфяников), в записях наземных сейсмоприемников присутствовала существенная среднечастотная статика. Были проведены наблюдения 2D+ВСП на четырех профилях. Использование наблюдений зондом ВСП позволило скорректировать



влияние верхней части разреза в записях наземных сейсмоприемников. Фрагменты исходных данных для одного из профилей *до* и *после* введения статических поправок по системе 2D+ВСП приведены на *рис. 1*.

Полномасштабное развитие и внедрение трехмерных съемок позволяет рассчитывать на двукратное повышение разрешенности сейсморазведки с принципиально новой детальностью построения моделей продуктивных пластов. Следствием этого должно стать повышение объемов извлечения нефти и газа.

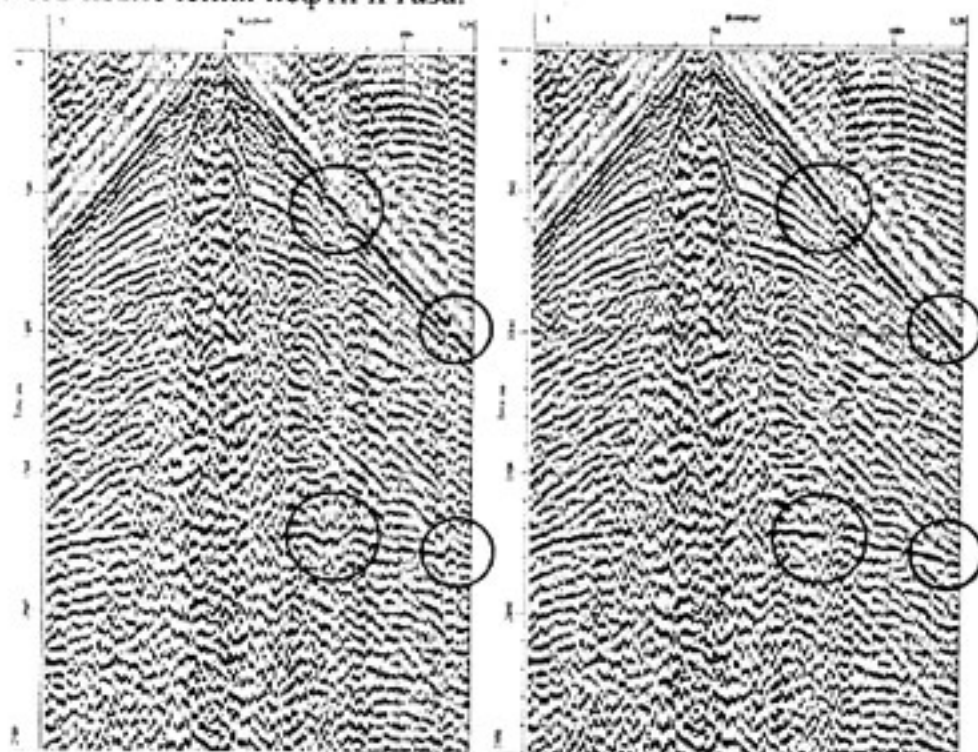


Рис. 1. Сейсмограмма общего пункта взрыва (ОПВ)  
 а – до ввода статических поправок,  
 б – после ввода статических поправок по системе 2D+ВСП.

#### Список литературы

1. А.Табakov. 3D Acquisition Geometries as the Way to Overcome Drawback of Conventional Seismic Technologies. Transactions of International Borehole Geophysical Symposium, P. 1-4, 2006
2. А.А.Табakov. Трехмерные, системы наблюдений и модель-базирующая обработка в сейсморазведке – ответ на вызовы нефтяной промышленности XXI века. Тезисы докладов научно-практической конференции «Гальперинские чтения – 2005», С. 8-12, 2005.

\*\*\*\*\*

# РЕШЕНИЕ ОБРАТНОЙ ДИНАМИЧЕСКОЙ ЗАДАЧИ ВОССТАНОВЛЕНИЯ СВОЙСТВ ТОНКОСЛОИСТЫХ ПЛАСТОВ

Г.Н.Гогоненков\*, С.А.Кириллов\*, В.А.Ларичев\*\*, Г.А.Максимов\*\*

\*ОАО "ЦГЭ», г. Москва, \*\*МИФИ, г. Москва

## RECOVERY OF THIN FORMATION PROPERTIES THROUGH SEISMIC AMPLITUDE INVERSION

G.N.Gogonenkov\*, S.A.Kirillov\*, V.A.Larichev\*\*, G.A.Maximov\*\*

\*CGE, Moscow, \*\*MEPhI, Moscow

### *Аннотация*

В докладе предлагается эффективный метод восстановления тонкослоистой (на масштабе, меньшем длины сейсмической волны) структуры пластов на основе динамической инверсии низкочастотных поверхностных сейсмических записей и учета данных скважинного акустического каротажа. В результате удается восстановить пространственную структуру и свойства отдельных слоев в тонкослоистой пачке между скважинами на масштабе, меньшем длины сейсмической волны.

### *Abstract*

In the report the effective method for reconstruction of thin layered structure of geological strata is suggested on the basis of dynamical inversion of low frequency surface seismic records and account of data of well acoustic logging. In result it is possible to reconstruct space structure and properties of separate layers in thin layered structure between wells on the scale less then wavelnngth.

*Введение.* В настоящее время предпринимаются попытки решать обратную задачу определения свойств тонкослоистых пластов на основе динамической инверсии поверхностных сейсмических записей. Существуют несколько вариантов такой инверсии [1 – 8]. В частности, одним из вариантов является, так называемый «аннилинг» [9] – вариант поиска глобального минимума функционала невязки, на основе статистического подбора параметров многопараметрической задачи, допускающего случайные выбросы параметров, удовлетворяющих определенной статистике. Однако стабильность результатов и скорость работы такого алгоритма не всегда являются удовлетворительными. Поэтому возникает задача о поиске более эффективных алгоритмов решения задачи инверсии для тонкослоистых пластов.

На основе ранее проведенных исследований, можно сделать следующие выводы:

1. В условиях тонкослоистой пачки, когда ее суммарная толщина меньше или сравнима с длиной сейсмической волны, обратная

задача восстановления параметров тонкослоистой структуры на основе низкочастотных сейсмических записей является некорректной, ввиду не единственности ее решения. Поскольку различные наборы параметров тонкослоистой пачки могут соответствовать одной и той же сейсмической записи.

2. При указанных условиях разумное решение обратной задачи может быть получено путем ее регуляризации, позволяющей выбрать из множества решений, минимизирующих функционал невязки то, которое удовлетворяет также некоторым дополнительным условиям.
3. В качестве дополнительных условий выступают: согласованность свойств среды с данными скважинного каротажа и представление о плавности изменения этих свойств в латеральном направлении.

*Метод решения.* В основе предлагаемого алгоритма лежит представление о слоистой структуре среды и ее медленной латеральной вариации, которая подразумевает ее топологическую эквивалентность по пространству. Это означает, что сохраняется порядок следования слоев осадочных пород тонкослоистой пачки. Можно предполагать при этом, что упругие свойства и плотности отдельного слоя также слабо меняются в латеральном направлении, так что их можно рассматривать как константы. При указанных предположениях свойства тонкослоистой пачки описываются слоисто-однородной структурой. Если упругие свойства слоев и их последовательность известны, то вся информация об отражающих свойствах тонкослоистой пачки заключена в толщинах отдельных слоев.

Таким образом, структура тонкослоистой пачки и ее вариация по пространству может быть описана в терминах границ, разделяющих слои с разными свойствами. При этом плавность изменения свойств тонкослоистой пачки в латеральном направлении будет соответствовать гладкому и медленному изменению отдельных границ. В таких условиях в качестве математического аппарата описания границ слоев удобно выбрать сплайновое описание.

В качестве главного регуляризатора задачи инверсии свойств среды по сейсмическим записям будем рассматривать данные скважинного каротажа, определяющие точную структуру тонкослоистой пачки в месте расположения скважины. Это означает, что в отдельных точках, соответствующих положению скважин, структура тонкослоистой пачки известна точно.

Таким образом, при указанных предположениях задача сейсмической инверсии может рассматриваться как задача о распространении данных скважинного каротажа на окружающее пространство с учетом корреляции этих данных с сейсмическими записями.

Ключевым моментом в возможности такой корреляции является согласованность тонкослоистой сейсмической модели, соответствующей каротажному разрешению, и сейсмической записи в окрестности скважины.

Поскольку рассматривается тонкослоистая пачка, суммарная толщина которой меньше или порядка длины сейсмической волны и, соответственно, толщины отдельных слоев много меньше длины волны, то в этих условиях для расчета отраженных от тонкослоистой пачки волн можно пользоваться борновским приближением, которое в данном случае соответствует учету однократно отраженных волн.

Наличие детальных скважинных данных при известной функции источника легко позволяет рассчитать сейсмическую запись в приближении однократно отраженных волн в интервале времен, соответствующих тонкослоистой пачке. Если каротажные данные верны, то в окрестности скважины полевая и расчетная записи должны совпадать.

Однако, на практике параметры функции источника известны весьма приблизительно, так что без дополнительных усилий получить хорошее соответствие расчетной записи по каротажным данным и реальной сейсмической записью весьма проблематично.

Поэтому возникает промежуточная обратная задача о поиске такой функции источника, которая при известной тонкослоистой структуре среды, соответствующей каротажным данным в окрестности интересующей тонкослоистой пачки, воспроизводит бы соответствующий участок сейсмической записи. Отметим, что в данном случае под функцией источника следует понимать сигнал, падающий непосредственно на тонкослоистую пачку, который может существенно отличаться от истинной функции взрывного источника на поверхности из-за наличия интерференционных и многократно отраженных волн, не говоря уже об эффектах, связанных с реальной не одномерной структурой среды и, например, затуханием.

Задача о поиске функции источника, согласующей сейсмическую запись с каротажными данными, может быть поставлена и решена как задача о поиске функции, свертка которой с последовательностью коэффициентов отражения, получаемых по каротажным данным, минимизирует квадрат ее отклонения от сейсмической записи. Опять-таки решение такой задачи предлагается искать на классе сплайновых функций, обеспечивающих необходимую гладкость и гибкость функции при минимальном числе свободных параметров.

Далее, если задача о выборе функции источника решена, то с помощью полученной функции источника можно уже решать обратную задачу об определении параметров структуры среды для записей вне скважины. В этом случае, как уже также было отмечено, в качестве регуляризатора, обеспечивающего единственность решения, выступает

сходство получаемой структуры с той, которая известна на скважине, а связь со скважиной прослеживается через медленную вариацию положения отдельных границ слоев и корреляцию этой вариации со всеми сейсмическими записями. При этом содержательной оказывается информация о прослеживаемых сейсмических границах, которая используется в качестве начального приближения.

В результате реализации предложенного алгоритма получается корректно поставленная обратная задача инверсии тонкослоистых пластов, которая с учетом указанной регуляризации имеет единственное решение и точно соответствует известным скважинным данным.

На основе предложенного подхода разработан алгоритм решения поставленной задачи. На его основе создана и протестирована расчетная программа, которая продемонстрировала эффективность данного подхода.

*Результаты расчетов.* В качестве тестовых расчетов было рассмотрено восстановление по двум типам данных. В первом варианте это данные реального сейсмического разреза, во втором варианте – это восстановление свойств по модельному сейсмическому разрезу, рассчитанному по программе *tesseral*. В последнем случае имелась возможность контролировать заданное в модели распределение свойств среды и между скважинами.

В каждом варианте в качестве исходной информации был представлен соответствующий сейсмический разрез, а также каротажная информация по двум скважинам, которые были привязаны к определенным записям на этих сейсмических разрезах. Каротажная информация соответствовала определенному интервалу глубин и включала распределения скоростей и плотностей.

На основе этих данных были проведены расчеты по восстановлению латерального распределения свойств среды (распределений плотности и скорости) между скважинами, результаты которых для модельной задачи представлены ниже.

На Рис. 1. Представлена интерполяция входного сигнала по разрезу между скважинами 168 и 192. Записи на скважинах согласованы с каротажными данными, соответствующими их входным сигналам с дисперсией  $10^{-4}$ .

На рис. 2. Показано сравнение исходных сейсмических записей (точки), их начального приближения (черная линия) и восстановленных записей (серая линия). Дисперсия между начальными и восстановленными данными составляет  $10^{-4}$ .

На Рис. 3. Показано сравнение начального, полученного путем интерполяции каротажных данных вдоль опорного сейсмического горизонта, (черная линия) и восстановленного (серая линия) распределения скоростей между скважинами 168 и 192.

Из приведенных результатов можно сделать вывод, что для рассматриваемых задач удастся в рамках регулярного и корректного подхода, сочетающего идеи интерполяции с решением обратной динамической задачи, восстановить тонкослоистую (на масштабе меньше длины волны) структуру среды между скважинами таким образом, что с одной стороны эта структура точно соответствует скважинным каротажным распределениям, а с другой стороны эта же структура практически точно воспроизводит сейсмические записи между скважинами с дисперсией на уровне  $10^{-4}$ .

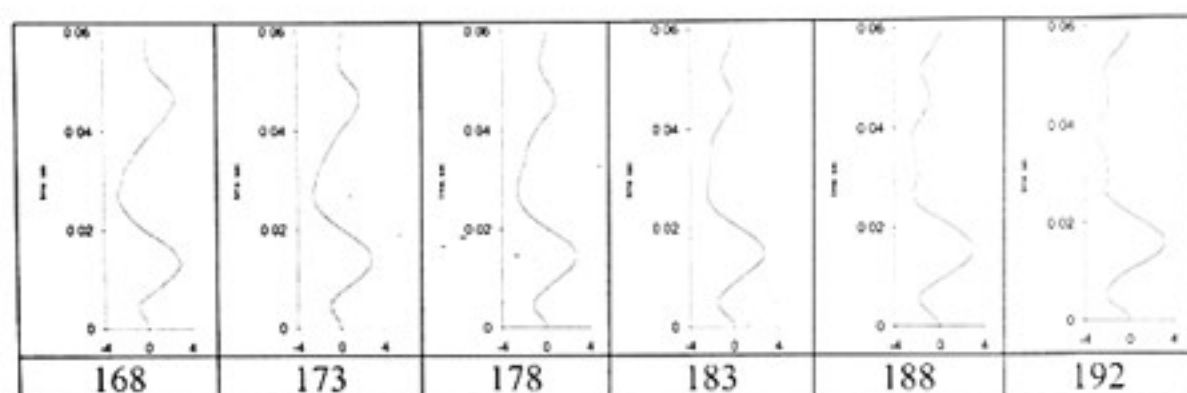


Рис. 1. Интерполяция входного сигнала по разрезу между скважинами 168 и 192. Входные сигналы на скважинах 168 и 192 согласуют каротажные данные с соответствующими им записями.

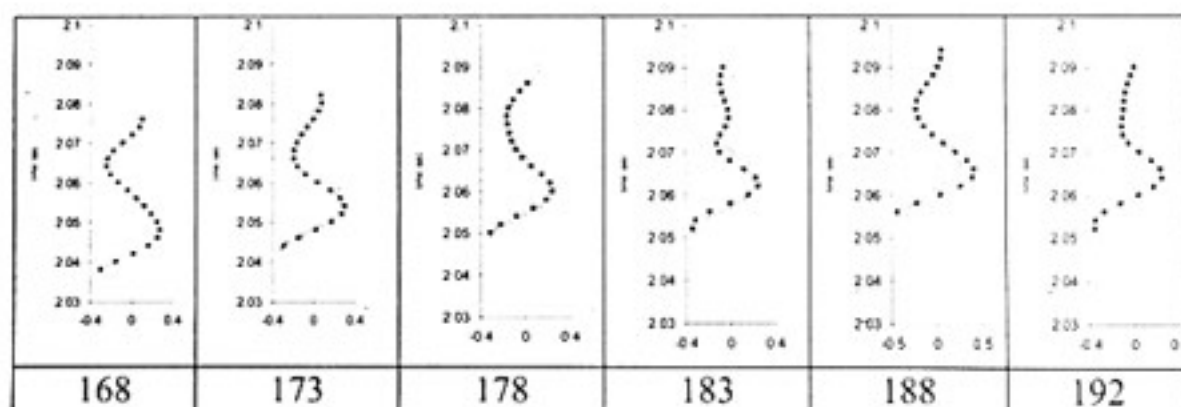


Рис. 2. Сравнение исходных сейсмических записей (точки), их начального приближения (черная линия) и восстановленных записей (серая линия). Дисперсия между исходными и восстановленными данными составляет  $10^{-4}$ .

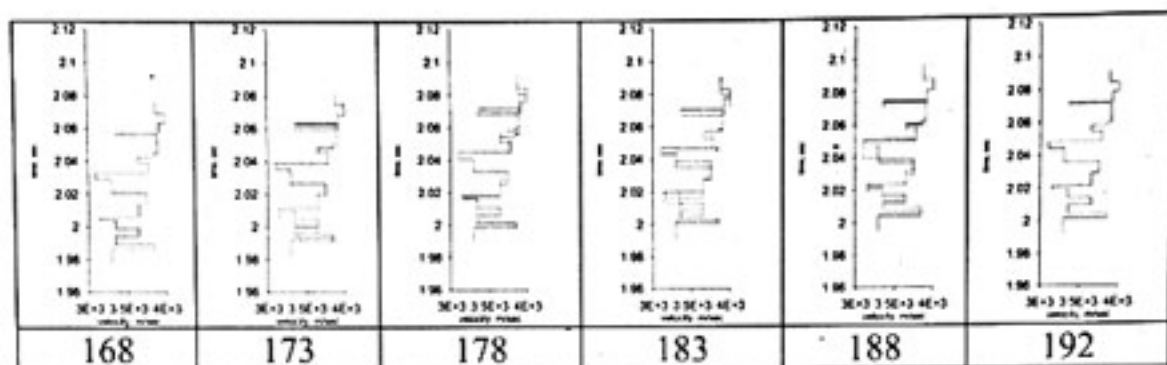


Рис. 3. Сравнение начального (черная линия) и восстановленного (серая линия) распределения скоростей между скважинами 168 и 192.

### Список литературы

1. A.Tarantola Inversion of seismic reflection data in the acoustic approximation. // *Geophysics* 1984, V.49. N.8, p. 1259 – 1266.
2. S.H.Gray The relationship between “direct, discrete” and “iterative, continues” one dimensional inverse methods. // *Geophysics* 1984, V.49. N.1, p. 54 – 59.
3. Y.Wang Sparseness-constrained least-squares inversion: Application to seismic wave reconstruction. // *Geophysics* 2003, V.68. N.5, p. 1633 – 1638.
4. F.P.Delprat Jannaud, Lailly A fundamental limitation for reconstruction of impedance profiles from seismic data. // *Geophysics* 2005, V.70. N.1, p. R1 – R14
5. M.K.Sen, Roy I.G. Computation of differential seismograms and iteration adaptive regularization in prestack waveform inversion. // *Geophysics* 2003, V.68. N.6, p. 2026 – 2039.
6. K.H.Lee, H.J.Kim Source-independent full-waveform inversion of seismic data. // *Geophysics* 2003, V.68. N.6, p. 2010 – 2015.
7. Fu L.-Y. Joint inversion of seismic data for acoustic impedance. // *Geophysics* 2004, V.69. N.4, p. 994 – 1004.
8. A.Malinverno, V.A.Briggs Expanded uncertainty quantification in inverse problems: Hierarchical Bayes and empirical Bayes. // *Geophysics* 2004, V.69, N4, p.1005 – 1016.
9. X.-Q.Ma Simultaneous inversion of prestack seismic data for rock properties using simulated annealing. // *Geophysics* 2002, V.67, N6, p. 1877 – 1885.

\*\*\*\*\*

## АНИЗОТРОПИЯ ИЛИ ЧАСТИЧНО УПОРЯДОЧЕННАЯ РАЗНОРОДНОСТЬ

Галина Еджейовска-Тычковска, Роберт Бартон, Кристина Жуковска.  
*Институт нефти и газа, г. Краков, Польша*

## ANISOTROPY OR PARTIALLY ORDERED HETEROGENEITY.

Halina Jedrzejowska-Tyczkowska, Robert Barton, Krystyna Zukowska.  
*Oil and Gas Institute, Krakow, POLAND*

### Search for azimuthal anisotropy. Case of T-3 well. Optimistic scenario.

#### *Аннотация*

Основная цель исследования заключалась в определении пространственного распределения трещиноватых систем в интервалах карбонатных коллекторов девона и объяснении причины получения разных результатов при изучении внешне очень похожих геологических объектов (t-3 и j-9).

#### *Abstract*

The main objective of our study was to determine spatial distribution of the fracture system existing in carbonate reservoir interval of devonian layer and to explain different results for two apparently very similar geological objects (t-3 and j-9)

**Introduction.** Our research project was focused on mapping fractures zones and lithological contacts. Utilizing spectral standardization (home idea of spectral decomposition) we improved vertical resolution and we founded a good correspondence between the more pronounced seismic events represented by seismic velocities and instantaneous frequencies in the zones of an increased fracturing, which have been the main target of the investigation. Because of the low quality of VSP data we use the PA data and its spectrum which is (together with velocity model), notable way allowing us to correlate the different results of different methods. We have worked with carbonate Devonian reservoir in depth 2000 – 2200 m and with the pay zone thickness about 50 – 60 m.

**Methodology.** How far the VSP study can help us? Beginning with seismic time section via acoustic inversion we attained the velocity depth section and good fitting with VSP measurements. On the basis of PA and VSP spectrum, desired spectrum was created ensuring the necessary resolution of seismic section. We call it criterion spectrum. The important step of our research is to create the depth-velocity model (with an aid of acoustic inversion). The anomaly of low velocity were compared with dipmeter (SED) and CAST measurements as well as with Pa curve. The good agreement of above three independent parameters confirmed our conception of the methodology. The procedure confirmed on vertical planes was applied to horizontal ones. For 4 consecutive



time windows the map of acoustic velocity was established. The map of acoustic velocity for: a- top of Devonian; b- top of Devonian (+10 ms); c- top of Devonian (+50 ms) were calculated. Different intensity of fractures presented before on vertical plane influences strongly distribution of horizontal velocity field. For larger window the direction NW-SE is stabilized. The distribution of velocities differs from each other in different intervals. For the first interval clearly pronounced anisotropy is observed.

During the analysis of fractures effects on seismic data, two representative attributes were found as the most significant: velocity and frequency. Correlation of these attributes is negative and good or very good. In the interval with clear symptoms of fractures the distribution of velocity and frequency is irregular with correlation coefficients in the range of 0,7. In the interval where the fractures symptoms disappear the distribution of both parameters is close to the normal (Gaussian) with weak coefficient of correlation. For a moment this principle was not analysed for other reservoir.

**Concluding remarks.** The results of the velocity and frequency analyses are synthetised by two dominant corresponding axes of the trend (max. velocity and min. frequency). The most significant behavior of mentioned above parameters is observed in the first time interval (1340-1450 ms) corresponding to carbonate layer at the depth 1950-2030m (after well curvature compensation). This trend is confirmed by the axis of maximal horizontal stresses defined from BREAKOUTS analysis. Our future challenges are explain and describe the geomechanical model of cracks and fractures responsible for the existing seismo-geological image.

The study area (about 12 km<sup>2</sup>) is situated in the South Eastern of Poland.

- The geological target: Devonian carbonate (depth -2202 m).

- The first information about the geological media was received from 3D seismic data.

Success factor for seismic fracture characterization is the acquisition of wide-azimuth, large offset data.

In our project, the acquisition scheme was limited by specific situation of the region of interest, e.i. airport vicinity. So, the quality of the seismic data was not satisfying. Frequency spectrum of wavelets do not allow to observe so subtle features as fractures system characteristics. Although in recent years 3D seismic data has demonstrated its usefulness in characterizing fractured reservoir, in our case it was not enough to reveal the distribution of fractures, especially because of the resolution of the data. Fortunately multi-component VSP data was available

Vertical or near-vertical heterogeneity encountered in the processed seismic data could result from changing of porosity connected with the differentiation of fracturing (as a function of depth). Indications from seismic data were checked with fracture information from borehole data. Two additional measurement

results obtained from CAST were incorporated on velocity depth section and interpreted.

Seismic profile across the structure shows possible location of Devonian measures. Middle Devonian reservoir horizon of the depth of 2003 to 2074m is sealed by higher laying argillaceous measures of Miocen age. One of the two drilled wells confirms the former supposition on possible fracture zone in Devonian strata. Clear macrofractures on the samples of the reservoir rock are observed.

The improvement of spectral characteristics allowed us to perform the high resolution acoustic inversion. The scale of the details seen on acoustic section gave opportunity to define the intervals with low velocity anomalies, superimposed to be connected with fracture zone (inside of the Devonian strata green colors).

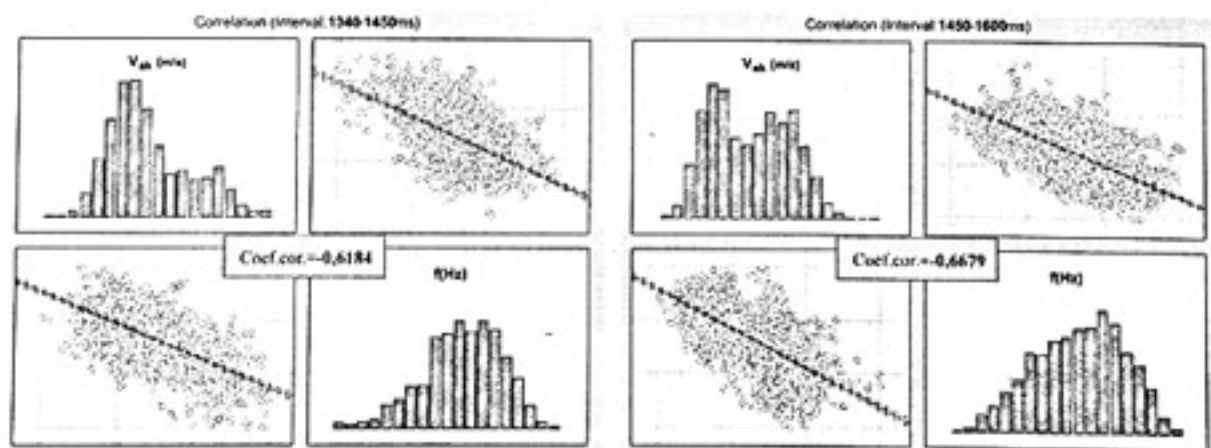
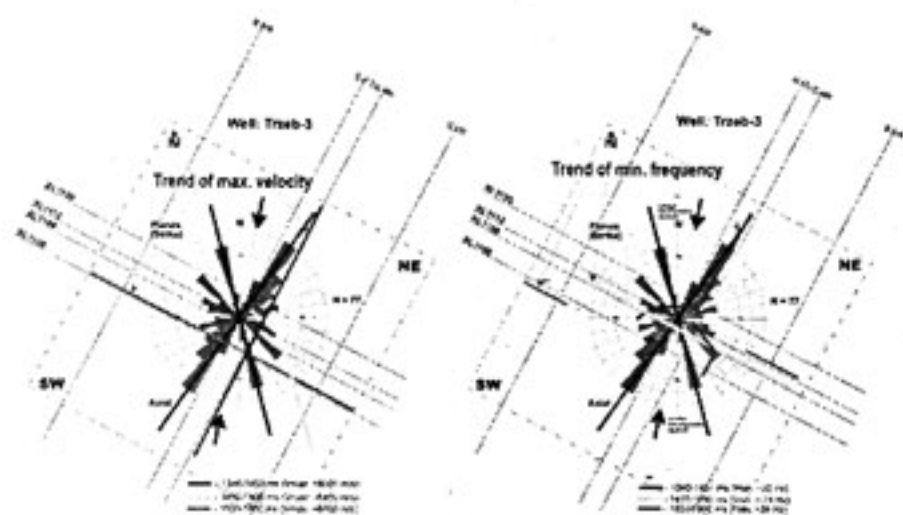
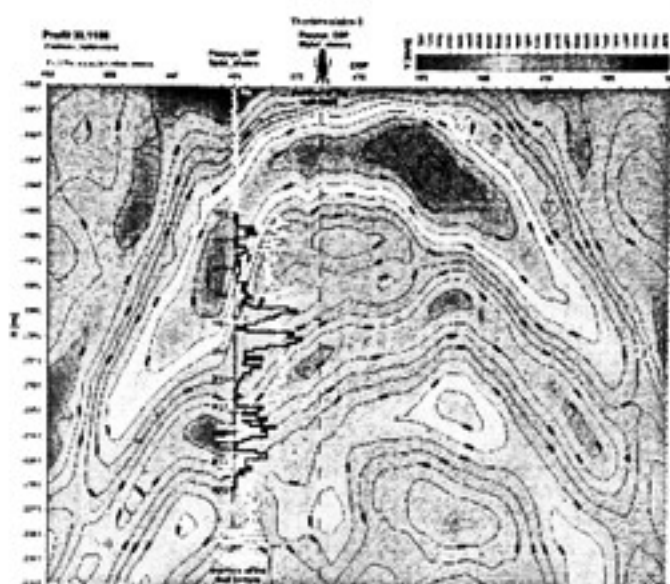
Dipmeter and CAST results of measurements in Devonian layer are presented against the background of stratigraphic column of the analysed well.

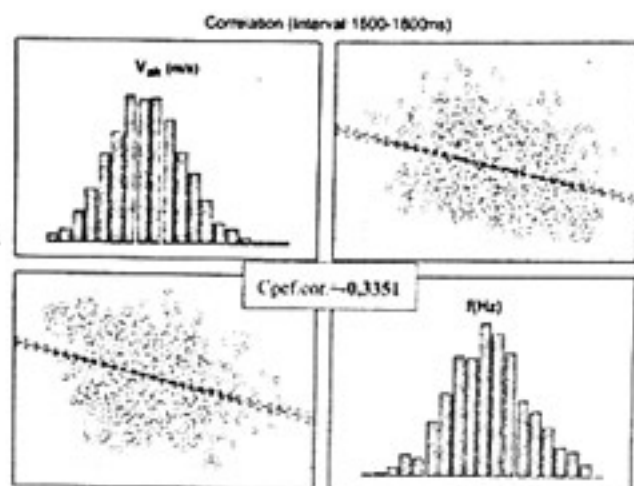
Two independent characteristics of fractures were calculated and compared with velocity depth distribution (the curvature of borehole was included). The first one is the macro-porosity [m-1] (percentage of the low amplitude signal along the well profile). It changes from 1 to 38% with 2 maximum values for our data. The second one is the intensity of the cracks received from dipmeter (SED) records and proceeded with ORATOR. Both mentioned parameters are correlated quite well. The maximum of macroporosity is confirmed by the intensity of cracks.

Next the statistical analysis of our data in vertical plane was performed. In four different intervals below the top of Devonian strata the Hilbert transformation and calibrated time-depth conversion were applicated as well as modeling of variogram. The special attention was paid to two attributes: velocity and frequency. The most pronounced vertical trend of velocity distribution in fracture zone was observed. For frequency the tendency is not so clear.

Anisotropy analysis of the velocity field and variogram modeling in vertical plane for 4 consecutives time intervals are characterized by axis of anisotropy.

Anisotropy analysis of instantaneous frequency and variogram modeling in vertical plane for 4 consecutives time intervals are characterized by axis of anisotropy. Differs of velocity is different from frequency distribution.





## References

1. E.Angerer, P.Lanfranchi: Fractured reservoir modeling from seismic to simulator: A reality? The Leading Edge, Vol. 22, No. 7, p. 684-689, 2003.
2. Dubrule O.: Geostatistics for Seismic Data Integration in Earth Models. SEG and EAGE, Distinguished Instructor Short Course, No. 6, 2003.
3. H.Igel, P.Mora, B.RioUet: Anisotropic wave propagation through finite-difference grids. Geophysics Vol. 60, No. 4, P. 1203-1216, 1995.
4. C.Mac Beth, H.Lynn: Applied Seismic Anisotropy: Theory, Background and Field Studies. Society of Exploration Geophysicists, Geophysics reprint series No. 20, 2000.
5. J.F.Sarg "Rick", J.S.Schuelke: Integrated seismic analysis of carbonate reservoirs: From the framework to the volume attributes. The Leading Edge, Vol. 22, No.7, p. 640-645, 2003.
6. L.Thomsen: Understanding Seismic Anisotropy in Exploration and Exploitation. SEG and EAGE, Distinguished Instructor Short Course, No. 5, 2002.
7. D.F.Winterstein: Velocity anisotropy terminology for geophysicists. Geophysics Vol. 55, No. 8, P. 1070-1088, 1990.
8. L.Vetri, E.Loinger, J.Gaiser, A.Grandi, H.Lynn: 3D/4C Emilio: Azimuth processing and anisotropy analysis in a fractured carbonate reservoir. The Leading Edge, Vol.

\*\*\*\*\*

## ИССЛЕДОВАНИЕ АНАЛИТИЧЕСКОГО ПРОДОЛЖЕНИЯ ДЛЯ РАСШИРЕНИЯ ПОЛЕЗНОЙ ЧАСТИ СПЕКТРА В МЕТОДЕ ВСП

А.А.Табаков\*, А.В.Баев\*\*, И.Е.Солтан\*\*, В.Н.Ференци\*\*\*,  
А.В.Беленова\*\*\*, А.В.Копчиков\*\*\*, Л.В.Севастьянов\*\*\*

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

\*\*\* ООО «ГЕОВЕРС», г. Москва

## SOME FEATURES OF ANALYTICAL CONTINUATION FOR EXPANDING OF USEFUL PART OF SPECTRA IN VSP METHOD

A.A.Tabakov\*, A.V.Baev\*\*, I.E.Soltan\*\*, V.N.Ferentsi\*\*\*,  
A.V.Belenova\*\*\*, A.V.Kopchikov\*\*\*, L.V.Sevastyanov\*\*\*

\* CGE, Moscow, \*\* Moscow State University,

\*\*\* Geovers, Ltd., Moscow)

### *Аннотация*

Восстановление высоких и низких частот – важный вопрос для различных прикладных задач ВСП, таких как предсказание акустического импеданса ниже забоя ствола скважины и экстраполяция каротажных данных вдали от скважины. Предлагается итеративный алгоритм для восстановления спектра импульсной сейсмограммы ВСП, являющийся численным методом аналитического продолжения. Рассматриваются численные результаты для модельных и реальных данных ВСП. Показано, что предложенный метод эффективен для данных с высоким отношением сигнала к шуму.

### *Abstract*

Restoration of high and low frequencies is an important problem to be solved for VSP data in many applications such as prediction of acoustic impedance beneath the bottom of hole and extrapolation of log data away from the well. An iterative algorithm is proposed for estimation of full spectrum of VSP pulse seismogram. The method is based on an analytical extension of spectrum. The computing results for simulated and real VSP data are discussed. It is shown that the method is effective for high signal to noise ratio VSP data.

*Введение.* В работе исследуется применимость численного метода аналитического продолжения спектров к модельным и реальным трассам ВСП.

Известно, что спектры получаемых изображений геологического разреза по данным ВСП также как и по данным наземных сейсмических наблюдений, значительно ограничены узкой полосой частот. Низкие частоты не пропускаются принимающей аппаратурой, а высокие сильно ослабляются при прохождении через поглощающую среду. К тому же эти частоты генерируются источником в меньшем объеме, нежели доминирующие частоты.

Имеются следующие основания для построения и практического применения предлагаемого метода:

- полная форма сигнала доступна из падающих волн;
- высокое отношение сигнала к шуму получается благодаря отсутствию поверхностных волн;
- высокие частоты не поглощаются низкоскоростными пластами (зоной малых скоростей);

- спектр трассы ВСП в отсутствие шумов является аналитической функцией, поскольку во временной области трасса ограничена слева точкой первого вступления, а справа быстро затухает;
- точные априорные ограничения могут быть взяты из модели, полученной для каротажных данных скважины и примененной к исходной записи ВСП.

**Метод.** Применяемый метод итеративной регуляризации [3] разработан для минимизации выпуклого функционала при ряде ограничений. Важной особенностью метода является его устойчивость к помехам.

Его применение к решению интегрального уравнения свертки  $Az = f$  приводит к алгоритму

$$z_{n+1} = \frac{1}{1 + \varepsilon_n} P_G [z_n - \beta A^*(Az_n - f)], \quad (1)$$

где  $z_n$  – приближенное решение на  $n$ -ом шаге;  $A$  – оператор свертки;  $f$  – известная реализация процесса свертки;  $P_G$  – оператор проектирования на ограниченную область;  $\beta > 0$ ,  $\varepsilon_n > 0$  – параметры алгоритма.

В данной задаче для получения идеальной импульсной сейсмограммы из записей ВСП выражение (1) можно записать следующем образом:

$$G_{n+1}(\omega) = \frac{1}{1 + \varepsilon_n} P_M [(1 - \beta S_d(\omega))G_n(\omega) + \beta S_u(\omega)], \quad (2)$$

где  $S_d(\omega)$  – падающая волна после деконволюции;  $S_u(\omega)$  – сейсмограмма после деконволюции;  $G_n(\omega)$  – полученный полный спектр на  $n$ -ой итерации;  $P_M$  – оператор проектирования на ограниченную область  $M$ ;  $\beta$  – весовой параметр исходного спектра;  $\varepsilon_n$  – параметр регуляризации.

Реальная процедура включает в себя наложение ограничения на амплитуды во временной области. Например, это может быть обнуление значений сейсмограммы (после деконволюции) до первых пиков в трассах ВСП. В частотной области это изменит каждую частотную компоненту. Следующее приближение импульсной сейсмограммы получается путем обратного преобразования Фурье взвешенной суммы исходного спектра и спектра, к которому применено ограничение проектирования. Итеративная процедура повторяется до тех пор, пока сейсмограмма не будет соответствовать всем ограничениям.

**Экспериментальные результаты.** Эффективность предложенной процедуры восстановления идеальной импульсной сейсмограммы была проверена на модельных данных ВСП. Модель была получена по данным акустического и плотностного каротажа одной из реальных скважин. Для этой модели было получено волновое поле с доминирующей частотой 40

Гц, к трассам которого добавлен белый шум порядка 2.5% от энергии трасс.

Обработка данных включает в себя разделение волн в исходном поле, оптимальную деконволюцию (параметр регуляризации – 0.001), а также аналитическое продолжение спектра с априорными ограничениями, полученными согласно модели. Предполагается, что неопределенность по амплитуде составляет 20% от модели.

Как можно видеть из рис. 1 (а, б), основная часть энергии трасс после деконволюции сосредоточена в интервале от 6 до 125 Гц и спектр, полученный после деконволюции отличается от спектра идеальной импульсной сейсмограммы (0-250 Гц), представленном на рис. 1 (с), в интервале, начиная со 100 Гц.

Продолженный спектр, представленный на рис. 1 (д), охватывает весь интервал частот (0 – 250 Гц), хотя и не соответствует в точности спектру идеальной импульсной сейсмограммы, представленной на рис. 1 (с).

Все сейсмограммы, полученные в результате продолжения спектров, являются значительно более разрешенными по сравнению с импульсными сейсмограммами, рассчитанными с помощью стандартного алгоритма оптимальной деконволюции.

Кроме того, исследуется сходимость метода, когда

$$\beta = \beta(\omega) = \begin{cases} 1, & \omega \in [\omega_1, \omega_2] \\ 0, & \omega \notin [\omega_1, \omega_2] \end{cases}$$

при условии ограниченности импульса по времени. Показано, что разрешающая способность метода быстро ослабляется вдоль оси времени, однако алгоритм характеризуется возможностью разрешения слабых отражений вблизи первых вступлений (рис. 2).

**Выводы.** Разработан алгоритм восстановления полного спектра для трасс ВСП. Показано, что для модельных трасс полезное разрешение может быть получено для уровня шума с интенсивностью 2.5% от энергии исходного сигнала. Имеется пример успешного применения алгоритма для обработки реальных данных ВСП.

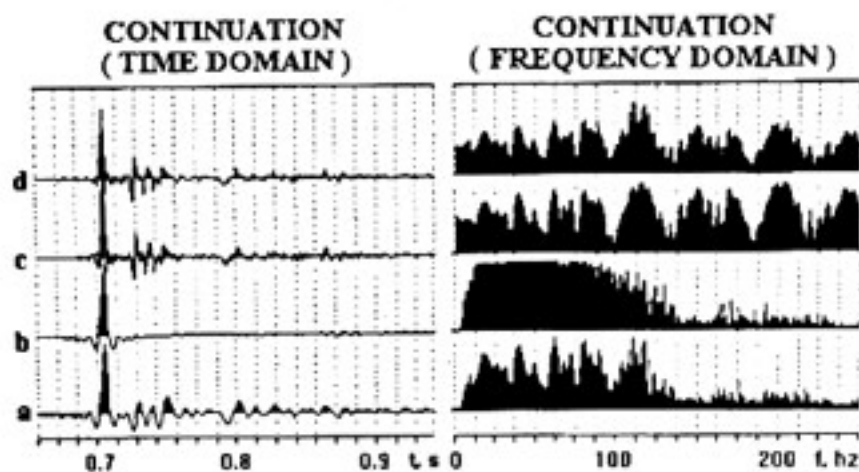


Рис. 1. Аналитическое продолжение спектра для одной модельной трассы во временной и частотной областях (а – модельная трасса после деконволюции, б – падающая волна после деконволюции, в – трасса после аналитического продолжения спектра, д – модельная импульсная сейсмограмма: 0-250 Гц)

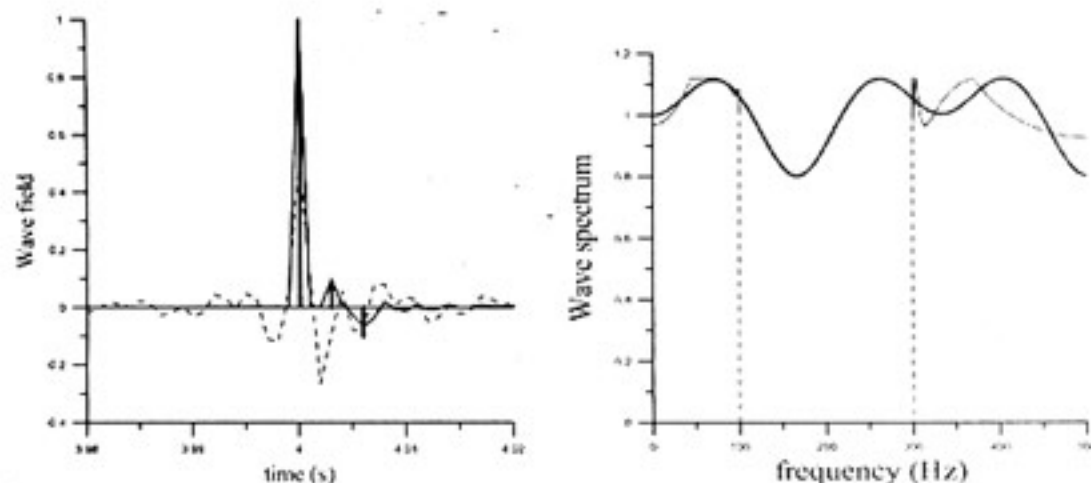


Рис. 2. Волновое поле (а) и его частотный спектр (б) для нулевой задержки по времени для 3-х импульсов («жирная» линия – эталонное волновое поле / частотный спектр, пунктирная линия – исходное волновое поле / частотный спектр, сплошная линия – волновое поле / частотный спектр после 1.000.000 итерации)

### Список литературы

1. Е.И.Гальперин. Вертикальное сейсмическое профилирование: опыт и результаты. 1994
2. А.Н.Тихонов, В.Я.Арсенин. Методы решения некорректных задач. 1984
3. А.Б.Бакушинский, А.В.Гончарский. Некорректные задачи. Численные методы и приложения. 1989.

\*\*\*\*\*



**МЕТОДИКА РАСЧЕТА КИНЕМАТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК  
УПРУГИХ ВОЛН ЛУЧЕВЫМ МЕТОДОМ В УСЛОВИЯХ  
МНОЖЕСТВЕННЫХ ПУТЕЙ**

А.В.Решетников\*, А.А.Табаков\*\*, А.А.Мухин\*, И.А.Гирман\*

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

**TECHNOLOGY OF CALCULATION OF ELASTIC WAVES  
KINEMATIC CHARACTERISTICS USING RAY-TRACING METHOD  
IN CASE OF MULTIPLE RAY PATHS**

A.V.Reshetnikov\*, A.A.Tabakov\*\*, A.A.Mukhin\*, I.A.Girman\*

\* Geovers, Ltd., Moscow, \*\* CGE, Moscow

**Аннотация**

В настоящей работе описывается методика расчета кинематических характеристик волн в двумерной модели в условиях множественных путей. Технология основана на применении лучевого метода. Идея метода состоит в том, что в процессе расчетов одновременно не прослеживается траектория луча от источника к приемнику. Вместо этого проводится расчет траекторий лучей от источника до ближайшей границы и от одной границы до другой в хронологическом порядке по ходу луча. Причем на каждой границе рассчитывается линейный источник (непрерывная функция угла выхода луча от координаты на границе). Непосредственно для расчета годографа выполняются вычисления траекторий лучей от последней границы до скважины.

**Abstract**

This work describes methods of wave's cinematic characteristics computation in 2D geological model and multiple ray paths conditions. The idea is to calculate the ray trajectories from source to the near bound and from one border to another (at ray path order), instead of monitoring ray trajectory from source to receiver. Moreover, at each border we should calculate linear source (continuous function of ray-out angle along the border). For every linear source its own hodograph can be calculated. In the case of multiple ways there are several linear sources, and therefore it is possible to calculate several separate hodographs, dispersed on this border.

В настоящее время при обработке сейсмических данных распространенным становится использование сложнопостроенных моделей геологической среды. Независимо от особенностей конкретной задачи (подавление кратных волн, восстановление скоростного разреза, миграция и др.) при численной реализации алгоритмов обработки, использующих скоростную модель среды, одной из основных процедур является моделирование кинематических параметров волновых полей различных типов. Часто в процессе решения прямых задач лучевым

методом для моделей со сложным строением (с криволинейными границами, с нарушениями и сложными законами распределения скоростей внутри одного геологического тела) возникает проблема учета множественности путей, т.е. ситуаций, когда разные лучи, рассеянные на одной границе, попадают в один и тот же сейсмоприемник. Физически это приводит к тому, что для волны данного типа образуется один (неоднозначный по времени), или несколько годографов, соответствующих рассеянию на разных участках одной и той же границы. В связи с этим возникает вопрос об эффективной методике решения прямых задач для моделей такого типа.

Суть используемого метода состоит в том, что при решении прямой задачи прослеживается траектория луча не от источника к приемнику, а от источника до ближайшей сейсмической границы, а затем от этой границы - до следующей и так далее. На каждой границе рассчитывается так называемый линейный источник - непрерывная функция угла выхода луча от точки на границе. Далее процесс вычисления траекторий распространения лучей сводится к расчету линейных источников для границ, находящихся по ходу луча. Очевидно, что в ситуации, когда модель среды такова, что становится возможным возникновение множественных лучей, на некоторой внутренней сейсмической границе будет образован один самопересекающийся или несколько линейных источников. Задача вычисления годографа сводится к прослеживанию лучей от линейных источников, лежащих на последней нерассеченной границе до скважины, что не представляет большой сложности в силу непрерывности функции линейного источника. Таким образом, в случае множественных путей мы получаем либо один неоднозначный по времени, либо несколько годографов, соответствующих одной и той же волне. Также, в силу непрерывности функции линейного источника, мы можем, без серьезных потерь точности, рассчитывать линейные источники и для кратных волн, что значительно упрощает расчет соответствующих годографов.

Данный метод был использован в реализации программы для интерактивного решения обратных задач (Динамическая Декомпозиция волновых полей и Реконструкция модели среды, ДДР), что позволило осуществлять разделение волнового поля вплоть до волн больших кратностей для сложных моделей без существенных потерь точности.

#### *Список литературы*

1. Г.И.Петрашень. Распространение волн в анизотропных упругих средах. С. 247, 1978
2. А.С.Алексеев, Б.Я.Гельчинский. О лучевом методе вычисления полей волн в случае - неоднородных сред с криволинейными

границами раздела. Вопросы динамической теории распространения волн, III, С. 11-107, 1959

3. А.А.Табачков, И.Е.Солтан, А.В.Решетников, В.В.Решетников. Динамическая декомпозиция волновых полей и реконструкция модели среды при обработке данных ВСП. Тезисы научно-практической конференции «Гальперинские чтения – 2002», С. 12-13, 2002
4. А.В.Решетников, В.В.Решетников, А.А.Табачков, В.Л.Елисеев. Применение лучевого метода в задаче динамической декомпозиции волновых полей и реконструкции модели по данным ВСП. Журнал «Технологии сейсморазведки», №1, С 66-70, 2004

\*\*\*\*\*

### РАБОТЫ ПОЛЯРИЗАЦИОННЫМ МЕТОДОМ НВСП В СЛОЖНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Ю.В.Чудинов, Н.М.Кузнецова

*ОАО «Пермнефтегеофизика», г. Пермь*

### OFFSET VSP POLARIZATION METHOD APPLIED TO COMPLEX GEOLOGY EXPLORATION

Y. V.Chudinov, N. M.Kuznetsova

*PermNefteGeofizika, Perm City, Russia*

#### *Аннотация*

В данной работе представлены результаты исследований поляризационным методом НВСП в двух районах Пермского края, которые характеризуются сложным строением геологического разреза.

#### *Abstract*

The paper presents results of surveying two complex geology prospects in the Perm Region by deploying polarization offset VSP method.

Впервые ОАО «Пермнефтегеофизика» были проведены работы ПМ НВСП в крайне сложных сейсмогеологических условиях Передовых складок Урала в среде с большими наклонами отражающих границ и развитием разломной тектоники.

Применение программы определения азимутов простирания и углов наклона отражающих границ из п/к «UNIVERS» и статистическая обработка результатов расчета позволили создать разнонаклонную модель среды с азимутом простирания  $290^{\circ}$  и с углами наклона отражающих границ от  $0$  до  $15^{\circ}$ . Пространственная обработка сейсмических материалов при использовании данной модели среды помогла создать вариант интерпретации, максимально приближенный к реальности. По результатам

исследований падающих продольных и поперечных волн проведен подробный анализ кинематических и поляризационных параметров, упругих постоянных /1, 2/. Для изучения поляризационных характеристик разреза были получены поля падающих поперечных волн с трех равноудаленных от устья скважины пунктов возбуждения. При определении трещиноватости горных пород была использована ранее разработанная методика /3/. По падающим поперечным волнам получены азимуты поляризации, проведена статистическая обработка данных и построены розы-диаграммы азимутов поляризации. Сделаны выводы о наличии трещиноватости в разрезе и преимущественном направлении систем трещин. Преимущественное направление трещин в аллохтонной части разреза  $300-330^{\circ}$ , в автохтонной части разреза – субширотное. Трещиноватость горных пород наблюдается по всему разрезу.

В исследуемой скважине практически по всем параметрам упругих постоянных наблюдаются аномальные эффекты. Сопротивление пород сдвигу, объемному расширению, одноосному сжатию намного превышает средние величины, определенных по Прикамью. Следовательно, можно предположить, что породы в околоскважинном пространстве до настоящего времени находятся под большим давлением со стороны Урала, разделены немного выше ОГ II<sup>K</sup> на верхнюю – аллохтонную и нижнюю – автохтонную части и имеют хорошо выраженную азимутальную анизотропию кинематических параметров и упругих постоянных.

Результатом комплексных работ по интерпретации данных наземной сейсморазведки и глубинных разрезов НВСП явилось создание единых структурных планов отражающих горизонтов, уточнение местоположения Всеволодо-Вильвенского надвига (ВВ). По исследованиям ПМ НВСП был сделан вывод о малой вероятности сохранения залежей УВ в пределах свода структуры.

На нефтяном месторождении в пределах юго-восточной части Висимской впадины были проведены наблюдения ПМ НВСП в двух скважинах, одна из них вскрыла визейский врез, образование которого сопровождалось размывом турне-фаменских отложений (рис. 1). Через скважины отработан наземный сейсморазведочный профиль в широтном направлении, в связи с чем, появилась уникальная возможность проверить работу программы деконволюции временного разреза ОГТ по трассе однократных отражений ВСП. Данная программа находится в составе п/к «UNIVERS» и предназначена для обработки данных наземной сейсморазведки с целью увеличения разрешенности временных разрезов ОГТ. При обработке сейсмограмм с ближнего пункта на обеих скважинах были определены скоростные модели, вдоль первых вступлений выполнено коридорное суммирование сейсмических записей отраженных волн, выведенных на вертикаль, получена трасса однократных отражений (ТОО). Авторами была проведена деконволюция временного разреза по

ТОО ВСП скв. 1 (рис. 1б) и по трассе однократных отражений скв. 2 (рис. 1в). Разрешенность сейсмических записей в обоих вариантах обработки значительно повысилась. В интервале визейской терригенной толщи после проведения процедуры деконволюции проявляется врез в виде линзовидного тела, не коррелируемый ранее на исходном временном разрезе. Данные исследования показали полную сходимость результатов, что доказывает реальное отображение среды на разрезах ОГТ после деконволюции их по ТОО ВСП.

Динамические преобразования временных разрезов ПМ НВСП (скв. 2) представлены на рис. 2. Разрезы мгновенной энергии, мгновенных фаз и частот были получены с помощью Гильберт-преобразования трасс временных разрезов. На них отчетливо прослеживается область развития эрозионного вреза, осложняющего поверхность фаменских карбонатных отложений. Область вреза на временных разрезах выделяется увеличением параметра  $\Delta T_0^{III-IIIK}$ ,  $T_0^{III}$ , на разрезах мгновенных фаз – появлением линзообразных тел, на разрезах мгновенных частот – областью повышенных значений (50 – 60 Гц). На глубинных разрезах в зоне развития вреза отмечается увеличение мощности визейской терригенной толщи, гипсометрически пониженные значения ОГ II<sup>II</sup>.

Данные исследования показывают, что совместная обработка скважинных данных и материалов ОГТ может привести к правильным выводам и интересным результатам.

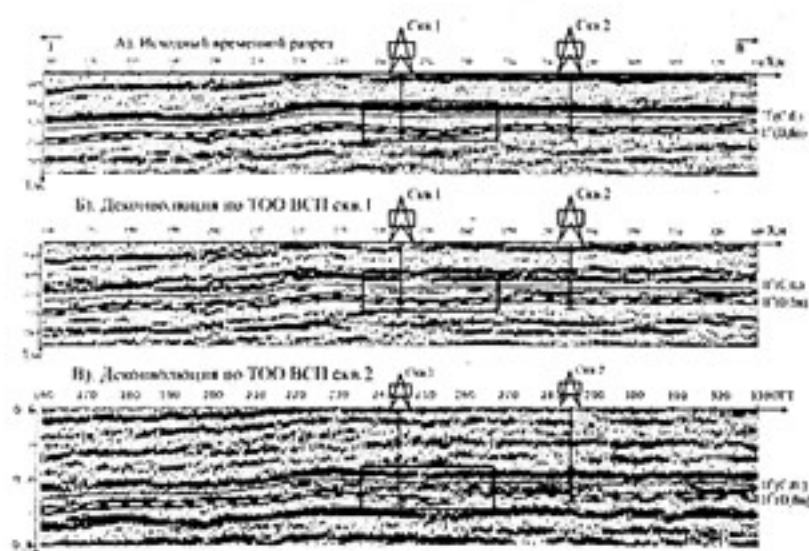


Рис. 1. Деконволюция временного разреза ОГТ по ТОО ВСП.

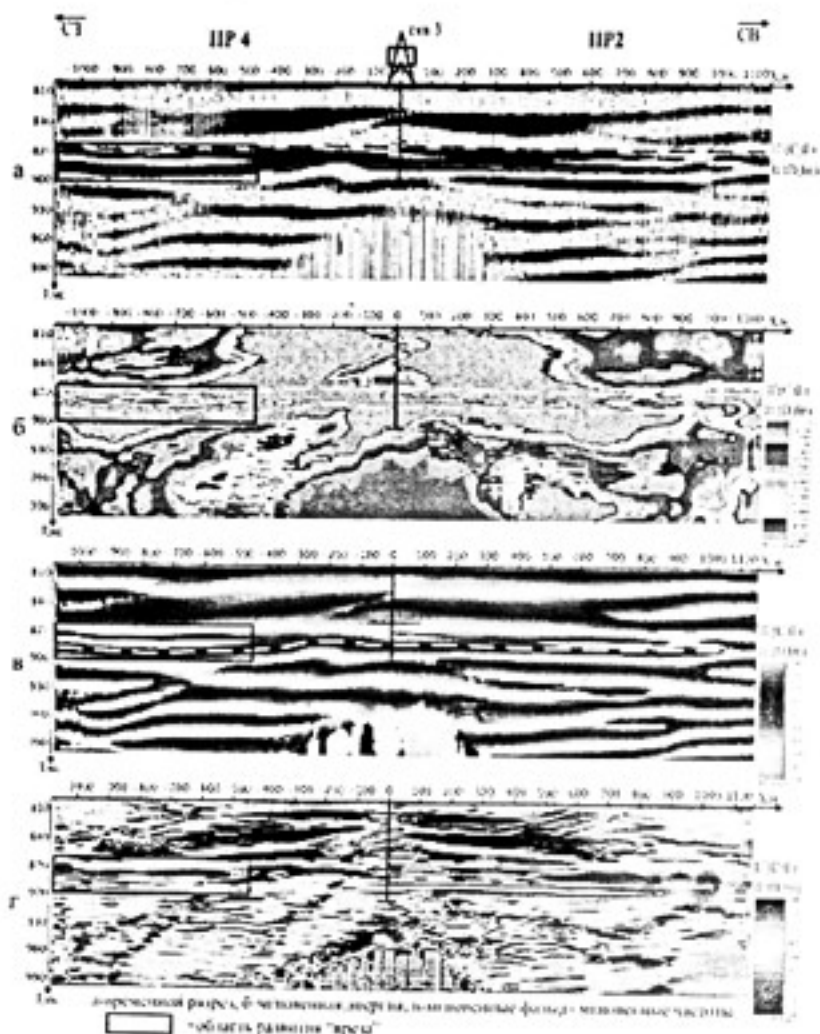


Рис. 2. Динамические преобразования временных разрезов ПМ НВСП.

**Благодарность.** Авторы работы выражают благодарность ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» за предоставленные материалы, а также благодарность Табакову А.А. и коллективу «Геоверс» за программный комплекс «UNIVERS», который уже 5 лет работает у нас без единого сбоя.

#### Список литературы

1. Е.И.Гальперин. Вертикальное сейсмическое профилирование. 2-е изд., М., Недра, 1982, 344 с.
2. Н.Н.Пузырев, А.В.Тригубов, Л.Ю.Бродов и др. Сейсмическая разведка методом поперечных и обменных волн., М.: Недра, 1985, 277 с.
3. Ю.В.Чудинов. Изучение трещиноватости горных пород поляризационным методом ВСП. Гальперинские чтения – 2004 (и/конф. на тему: ВСП и трехмерные системы наблюдения в сейсморазведке). Тезисы докладов, Москва, 2004.

\*\*\*\*\*

## ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ВЕЙВЛЕТ-ПРЕОБРАЗОВАНИЯ В СКВАЖИННОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКЕ

В.И.Булаев, В.В.Лесников  
ОАО «Башнефтегеофизика», г. Уфа

## APPLICATION OF WAVELET TRANSFORM FOR WELL SEISMIC

V.Bulayev, V.Lesnikov  
JSC "Bashneftegeofizika", Ufa, Russia

### *Аннотация*

В статье рассмотрены возможности использования вейвлет-преобразования в скважинной сейсморазведке, в частности, для сжатия сейсмических данных, а также для задач фильтрации.

### *Abstract*

This work considers a potential of wavelet transform for well seismic data, especially for compression and filtering.

В последнее время в различных отраслях науки и техники наблюдается ряд тенденций, говорящих о том, что методы цифровой обработки сигналов (ЦОС), базирующиеся на частотных преобразованиях, не в полной мере удовлетворяют предъявляемым требованиям [2]. Значительное повышение эффективности ЦОС можно ожидать от применения алгоритмов, использующих новые системы базисных функций разложения, в частности, так называемые всплески, или вейвлеты (wavelets) [1, 3]. В отличие от спектральных методов, вейвлет-анализ производится в плоскости частота-время, что позволяет выявить не только глобальные характеристики сигнала на всем временном интервале существования, но также и локальные возмущения.

Непрерывное вейвлет-преобразование (НВП) определяется следующим образом:

$$CWT_x^*(\tau, s) = \Psi_s^*(\tau, s) = \frac{1}{\sqrt{|s|}} \int x(t) \Psi^*\left(\frac{t-\tau}{s}\right) dt,$$

где  $\tau$  и  $s$  – параметры сдвига и масштаба соответственно;

$\Psi$  – функция преобразования, называемая материнским вейвлетом.

Термин «материнский» означает, что функции с различной шириной носителя, используемые в преобразовании, порождаются одной базовой функцией – материнским вейвлетом, т.е. материнский вейвлет является прототипом всех оконных функций.

При расчете НВП параметры  $\tau$  и  $s$  изменяются непрерывно, поэтому множество базисных функций избыточно. Необходима дискретизация этих значений при сохранении возможности восстановления сигнала из его преобразования. Это осуществляется применением дискретного вейвлет-преобразования (ДВП).

В ДВП для анализа сигнала на разных масштабах используются НЧ и ВЧ фильтры с импульсными характеристиками  $h[n]$  и  $g[n]$  соответственно:

$$y_{high}[k] = \sum_n x[n] \cdot g[2k - n],$$

$$y_{low}[k] = \sum_n x[n] \cdot h[2k - n],$$

где  $x[n]$  – исходный сигнал;

$y_{high}[k]$  и  $y_{low}[k]$  – прореженные в два раза выходы ВЧ и НЧ фильтров соответственно.

Разрешение сигнала, являющееся мерой количества детальной информации, изменяется за счет фильтрации, а масштаб изменяется за счет децимации и интерполяции сигнала. Децимация соответствует снижению частоты дискретизации или удалению некоторых отсчетов из сигнала. Интерполяция соответствует увеличению частоты дискретизации сигнала. Формула реконструкции сигнала записывается в виде:

$$x[n] = \sum_k (y_{high}[k] \cdot g[-n + 2k]) + (y_{low}[k] \cdot h[-n + 2k])$$

Вейвлеты открывают новые подходы в сокращении избыточности информации за счет более компактного представления исходных данных, что может быть использовано при хранении и передаче сейсмической информации. В частности, применение ДВП для компрессии данных ВСП позволило произвести сжатие до 30 раз при минимальных искажениях сейсмической записи.

Еще большие перспективы открываются при использовании вейвлет-преобразования для фильтрации данных [4]. Исследование возможностей вейвлет-фильтрации было проведено на материалах ВСП, полученных в Республике Башкортостан и Оренбургской области. Вейвлет-преобразование было реализовано в обрабатывающем комплексе GeoScis Pro, для экспериментов с данными ВСП использовались различные вейвлеты из банка фильтров.

Для выполнения вейвлет-фильтрации производилось одномерное прямое ДВП на 3 – 4 масштаба. Далее в результате анализа полученных волновых полей осуществлялось интерактивное редактирование каждого масштаба с целью подавления помех и выделения полезного сигнала. На заключительном этапе производилось обратное ДВП.

Сравнение исходных данных и данных, полученных после фильтрации, показало широкие перспективы использования вейвлет-преобразования при обработке данных ВСП. В частности, применение ДВП позволило отфильтровать «несейсмическую» высокочастотную составляющую волнового поля, находящуюся в полезной полосе частот Фурье-спектра сигнала, чего сложно было добиться путем применения стандартного НЧ-фильтра (рис. 1).

Перспективным является использование одномерного и двумерного вейвлет-преобразования для подавления различного рода помех, в



частности, трубной волны и гидроволны. Представляется возможным также применение процедуры вейвлет-фильтрации для выделения полезных волн, особенно в тех случаях, когда скоростные характеристики и параметры поляризации полезной волны и волны-помехи слабо различимы.

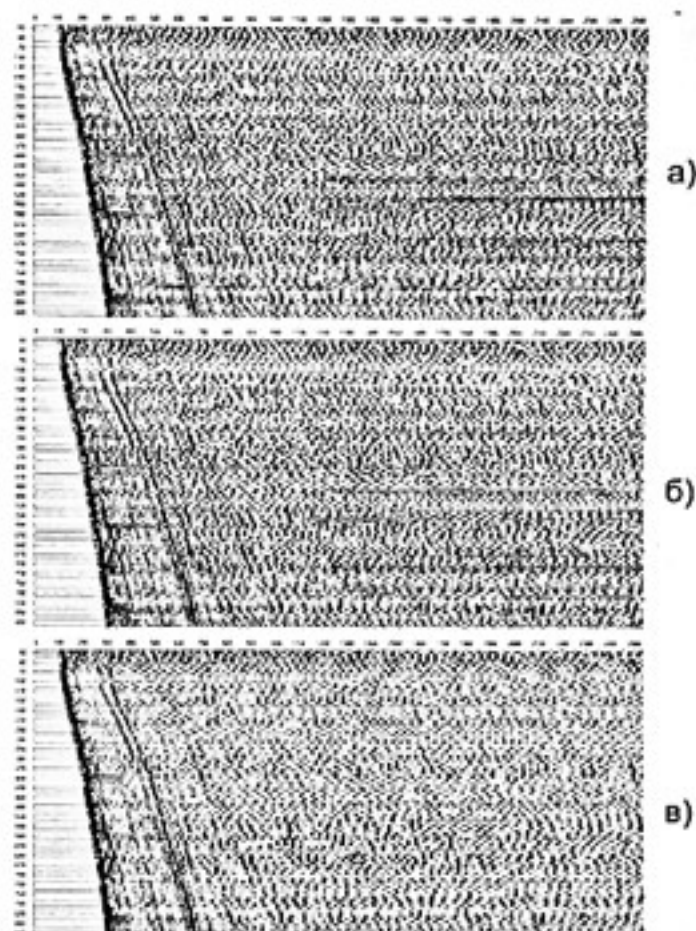


Рис. 1. Волновые поля ВСП. X-компонента.

- а) Исходное поле,
- б) Результат НЧ-фильтрации,
- в) Результат вейвлет-фильтрации.

#### *Список литературы*

1. И.М.Дремин, О.В.Иванов, В.А.Нечитайло. Вейвлеты и их использование. Успехи физических наук. Т. 171, №5. 2001.
2. В.П.Дьяконов. MATLAB 6.0/6.1/6.5/6.5+SP1 + Simulink 4/5. Обработка сигналов и изображений. – М.: СОЛОН-Пресс, 2005. – 592 с.
3. Л.В.Новиков Основы вейвлет-анализа сигналов. Учебное пособие. – Санкт-Петербург.: Модус, 1999. – 152 с.
4. А.А.Шевченко, Е.В.Битюкова. Применение вейвлет-анализа при обработке данных ВСП. Технологии сейсморазведки, № 2, 2006.

\*\*\*\*\*

## ОЦЕНКА ОТРАЖАТЕЛЬНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК СРЕДЫ ПО КОМБИНАЦИИ PP- И PS-ВОЛН ИЗ НЕСКОЛЬКИХ ПУНКТОВ ВЗРЫВА

К.В.Баранов\*, А.А.Табакон\*, А.В.Баев\*\*, Л.В.Севастьянов\*\*\*,  
А.В.Беленова\*\*\*

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

## REFLECTIVITY CHARACTERISTICS ESTIMATIONS USING COMBINATION OF PP- AND PS-WAVES FROM SEVERAL SHOT POINTS

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

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

### *Аннотация*

Представляется методика повышения качества привязки данных ВСП к данным ГИС и ОГТ путем суммирования трасс однократных отражений (ТОО) PP- и PS-волн из нескольких пунктов взрыва (ПВ). Эффективность методики продемонстрирована на модельных и реальных данных.

### *Abstract*

Method of increasing quality of CDP/LOG-VSP tie by stacking primary reflections of PP- and PS-waves from several shot points. The efficiency of this method was illustrated on synthetic and real data.

В стандартной методике обработки для привязки данных ВСП к данным ГИС и ОГТ используется трасса однократных отражений и акустический импеданс, полученные в результате обработки данных ближнего ПВ ВСП. Разрешенность и достоверность этих результатов зависит от отношения сигнал/шум исходных материалов.

В то же время геологическим заданием на работы обычно предусматривается и решение задач изучения околоскважинного пространства по данным удаленных пунктов возбуждения, волновые поля которых также содержат информацию о распределении акустических импедансов ближайшей окрестности скважины и могут быть использованы для повышения качества увязки данных ВСП с данными ГИС и ОГТ.

Очевидно, что трассы однократных отражений дальних ПВ могут быть получены по аналогичной методике, что и для ближнего ПВ. Для повышения отношения сигнал/шум предлагается просуммировать эти трассы с весами. Для расчета весов используются взаимокорреляционные функции (ВКФ) между каждой из пар трасс. Кроме того, анализ ВКФ и результатов увязки с данными ГИС позволяет осуществить контроль и выполнить коррекцию кабельных глубин для каждого ПВ.

Так как коэффициенты отражения зависят от угла падения исходной волны предложено суммировать трассы однократных отражений Р- и S-волн для каждого ПВ. На модельных данных было показано, что такой подход нивелирует зависимость коэффициентов отражения от угла падения, а так же повышает отношение сигнал/шум.

Таким образом, методика использования характеристик рассеяния из нескольких ПВ выглядит следующим образом:

- получение трасс однократных отражений продольных и обменных волн по всем ПВ в масштабе глубин;
- суммирование трассы однократных отражений продольных и обменных волн индивидуально для каждого ПВ – коррекция коэффициентов отражения за угол падения;
- расчет ВКФ между скорректированными трассами однократных отражений;
- определение весов и взаимных сдвигов трасс;
- коррекция кабельных глубин для каждого ПВ (если необходимо);
- весовое суммирование трасс всех ПВ;
- увязка с данными ГИС и ОГТ.

Для модельного эксперимента использовалась скоростная модель среды, полученная в результате обработки реальных данных ВСП. По этой модели были рассчитаны волновые поля для удаления ПВ 300 метров (ПВ1) и 1000 метров (ПВ2).

Проведена обработка волновых полей отраженных продольных и отраженных обменных волн: деконволюция по форме падающей волны, ввод кинематических поправок, коридорное суммирование и преобразование в масштаб глубин.

Для проверки методики получена эталонная трасса путем свертки идеальной импульсной сейсмограммы, построенной по модели среды, с заданным сигналом.

Коэффициент корреляции эталонной трассы с ТОО ПВ1 по продольным волнам составляет 0.88, после суммирования ТОО продольных и поперечных волн – 0.98. Для ПВ2 коэффициент изменился с 0.73 на 0.93. Это показывает, что суммирование продольных и поперечных волн нивелирует зависимость суммарного коэффициента от угла падения волны.

Также для ПВ1 и ПВ2 были получены ТОО с добавлением белого шума с уровнем интенсивности 10% от максимальной энергии сигнала. При этом коэффициент корреляции эталонной трассы с зашумленной ТОО продольной волны ближнего ПВ1 составляет 0.82. Коэффициент корреляции между эталонной трассой и комбинацией зашумленных ТОО двух ПВ составил 0.93 (рис. 1).

Проведенный эксперимент показывает, что данная методика может применяться для повышения отношения сигнал/шум в трассе однократных

отражений, используемой для привязки данных ВСП с данными ГИС и ОГТ.

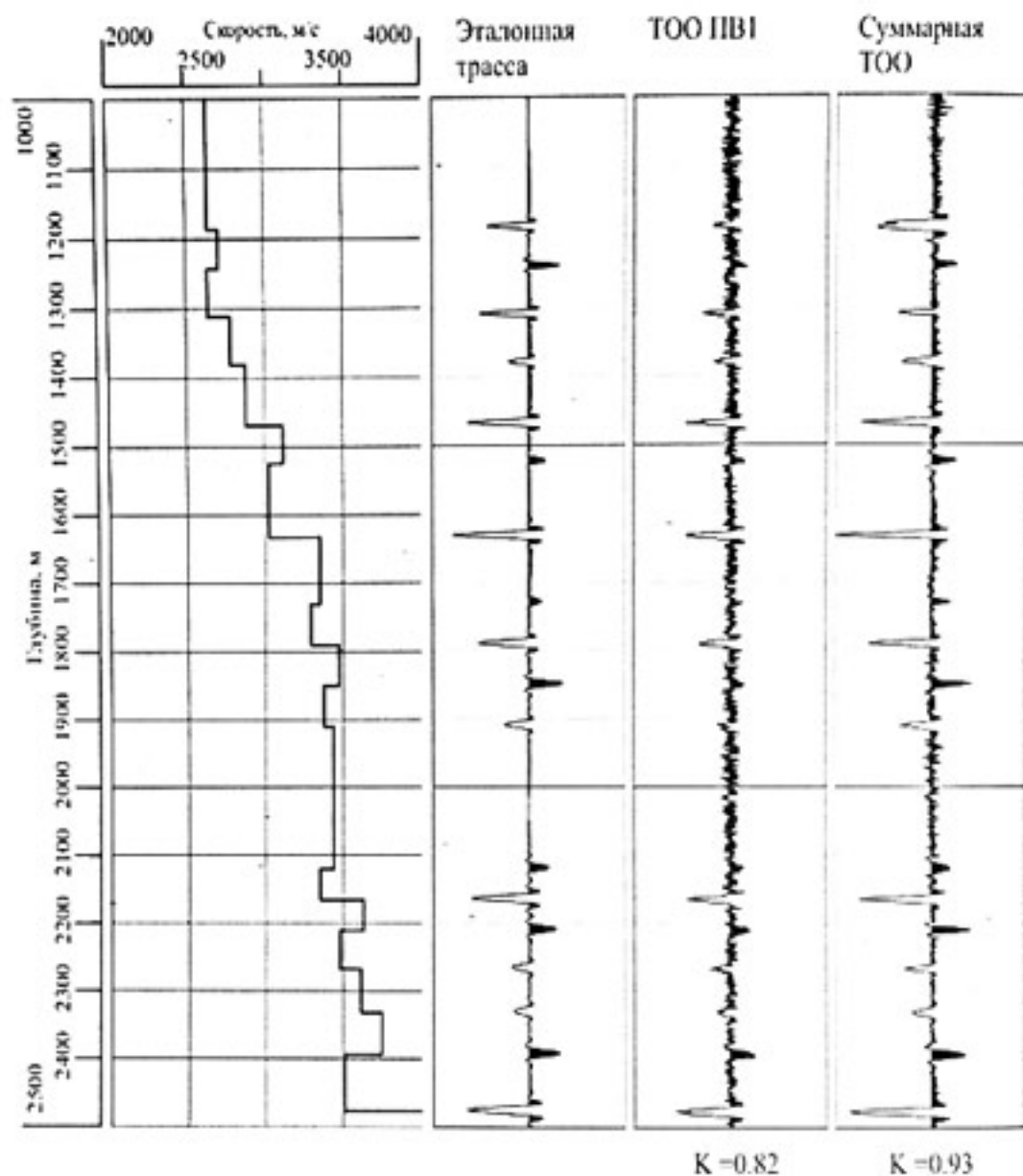


Рис. 1. Соответствие скоростной модели среды трассам однократных отражений, полученных в результате модельного эксперимента ( $K$  - коэффициент корреляции с эталонной трассой)

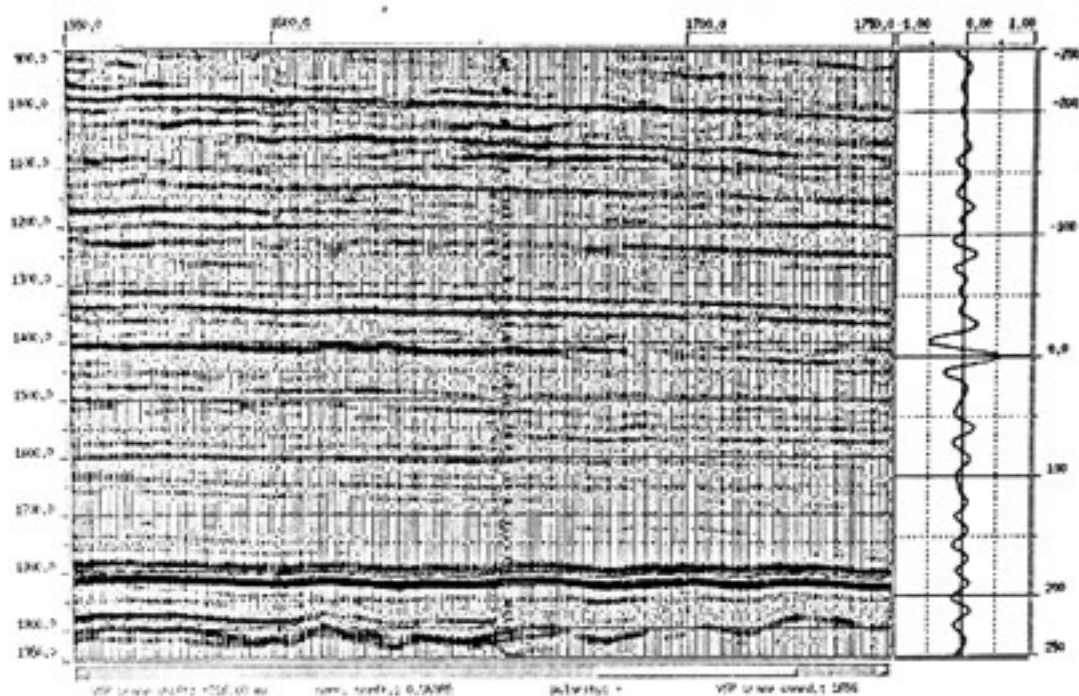


Рис. 2. Разрез ОГТ и суммарная трасса однократных отражений (на изображение ОГТ наложена суммарная ТОО, в правой части – соответствующая ВКФ).

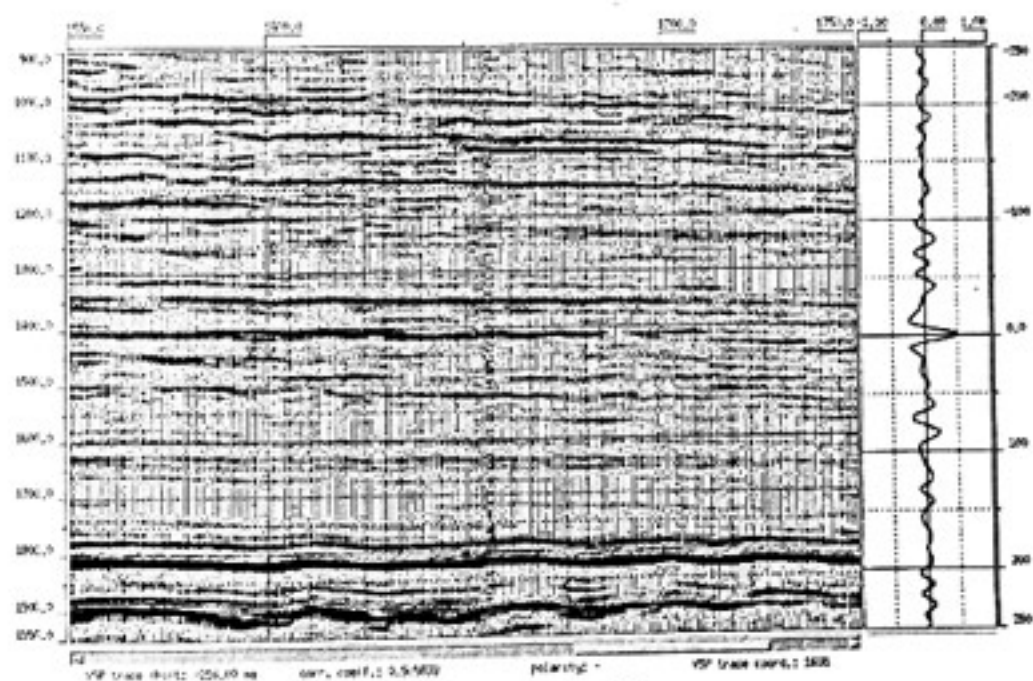


Рис. 3. Разрез ОГТ после деконволюции по трассе однократных отражений ближнего ПВ (на изображение ОГТ наложена ТОО ближнего ПВ, в правой части – соответствующая ВКФ).

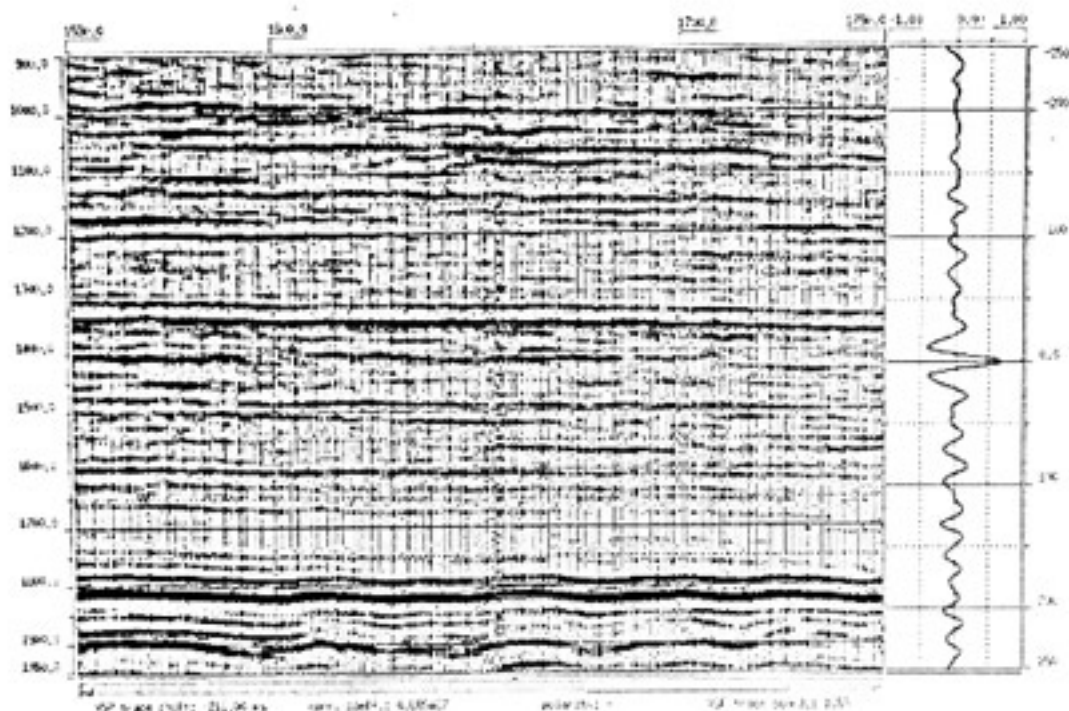


Рис. 4. Разрез ОГТ после деконволюции по суммарной трассе однократных отражений (на изображение ОГТ наложена суммарная ТОО ближнего ПВ, в правой части – соответствующая ВКФ).

Методика была успешно опробована и на реальных данных на одной из скважин Западной Сибири. Суммарная трасса однократных отражений имеет высокий коэффициент корреляции с трассой разреза ОГТ – 0.57 (рис. 2), против 0.44 при использовании ТОО только ближнего ПВ. В результате деконволюции разреза ОГТ по трассе ВСП, полученной только по ближнему ПВ, коэффициент корреляции (между трассой ВСП и трассой разреза ОГТ) увеличился до 0.51, но возрос уровень шумов и некоторые тонкие фазы потеряли корреляцию (рис. 3). После использования суммарной трассы для деконволюции ОГТ коэффициент корреляции составил 0.69, при этом форма сигнала ОГТ стала нуль-фазовой, а разрешенность увеличилась без заметного усиления уровня помех (рис. 4).

\*\*\*\*\*

## ПОСТРОЕНИЕ СКОРОСТНОЙ МОДЕЛИ СРЕДЫ ПО КРАТНЫМ ВОЛНАМ ОТ НЕСКОЛЬКИХ ИСТОЧНИКОВ ВСП

Ю.А.Степченков\*, А.В.Решетников\*, А.А.Табаков\*\*, А.С.Колосов\*

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

## GENERATION OF VELOCITY MODEL USING MULTIPLE WAVES FROM SEVERAL VSP SOURCES

Y.A.Stepchenkov\*, A.V.Reshetnikov\*, A.A.Tabakov\*\*, A.S.Kolosov\*

\* Geovers, Ltd., Moscow, \*\* CGE, Moscow

### *Аннотация*

В настоящей работе представлен метод оценки параметров скоростной модели среды по годографам сейсмических волн от нескольких источников ВСП. Показаны возможности кинематической инверсии годографов различных типов волн от нескольких источников с целью восстановления геометрии гладких отражающих границ, а также скоростей слоистой модели среды.

### *Abstract*

This work represents a method of complex velocity model parameters estimation using VSP travel times from several sources. The opportunities of kinematics inversion procedure for reconstruction of geometry of smooth model bounds and velocities with the use of VSP travel times of different types of waves (direct wave as well as monotype and converted primaries) from several sources are represented.

Одной из основных задач, решаемых с использованием метода ВСП, является определение параметров модели среды в околоскважинном пространстве, точность расчета которых составляет основу для получения качественных результатов последующей обработки. Как правило, нахождение кинематических характеристик среды осуществляется в несколько этапов, первым из которых является построение модели начального приближения. В дальнейшем осуществляется итеративный оптимизационный процесс инверсии годографов, который заключается в нахождении таких параметров модели, которые обеспечивают наилучшее совпадение расчетных и наблюдаемых времен прихода волн от источников к приемникам. Задача уточнения геометрии отражающих границ при помощи инверсии времен успешно решается для случая однородно-слоистой изотропной модели среды с отражающими границами, представленными в виде полиномов [1]. Также удастся получать хорошие результаты кинематической инверсии в случае аппроксимации отражающих границ кубическими сплайнами в системе наблюдения состоящей из глубокой скважины и одного источника, расположенного на поверхности [2].

В настоящей работе представлен метод решения обратной кинематической задачи на восстановление скоростей и градиентов скоростей продольных и поперечных волн слоистой модели среды с гладкими границами, аппроксимируемыми кубическими сплайнами, в системе наблюдения, состоящей из глубокой скважины и нескольких источников. В расчетах используется разбивка среды на пласты вдоль ствола скважины, времена прихода прямой волны, а также однократных отраженных и обменных волн, распространяющихся в среде от каждого источника к расположенным на скважине сейсмоприемникам. Времена

прихода волн различных типов вычисляются при помощи алгоритма слежения лучей в градиентных средах с гладкими границами [3].

Обратная кинематическая инверсия осуществляется в три основных этапа. На первом этапе аналогично [2] по годографам прямых волн от каждого источника приближенно вычисляются скорости распространения продольных волн в каждом слое. Отражающие границы при этом считаются горизонтальными. Следующим этапом является уточнение геометрии границ модели в виде полиномов, а также скоростей и вертикальных градиентов скоростей распространения по годографам прямых, отраженных и обменных волн, распространяющихся в среде от каждого источника к скважине. На заключительном этапе отражающие границы среды представляются кубическими сплайнами путем добавления некоторого набора узловых точек. Одна из узловых точек расположена на скважине и является неподвижной, в то время как остальные меняют свои положения в процессе оптимизации. Положения узловых точек ограничены требованием сохранения гладкости границы, что необходимо для выполнения условий корректности использования лучевого приближения для вычисления модельных годографов [3]. Уточнение кинематических параметров модели среды на втором и третьем этапе осуществляется путем минимизации многомерных функционалов невязок наблюдаемых и модельных годографов разных типов волн. Минимизация проводится с использованием модифицированного на случай ограничений алгоритма прямого поиска Хука-Дживса [4], который не требует гладкости функционала, а также хорошо приспособлен к ситуациям овражного поведения исследуемой функции.

#### *Список литературы*

1. И.В.Савин, Г.А.Шехтман. Обратная кинематическая задача ВСП для сред с неплоскими границами раздела, 1994.
2. Ю.А.Степченков, А.А.Табаков, А.В.Решетников, Н.В.Рыковская, К.В. Баранов. Оценка модели среды по полному векторному полю ВСП. Журнал «Технологии сейсморазведки», № 2, 2006.
3. А.В.Решетников, А.А.Мухин, А.А.Табаков, В.Л.Елисеев. Технология и результаты применения динамической декомпозиции и реконструкции (ДДР) на модельных данных. Журнал «Технологии сейсморазведки», № 2, 2006.
4. В.П.Гергель, В.А.Гришагин, С.Ю.Городецкий. Современные методы принятия оптимальных решений, 2001.

\*\*\*\*\*



# РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ СКВАЖИННОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ

Ю.Г.Антипин, Р.Я.Адиев, В.П.Федорова  
ОАО «Башнефтегеофизика», г. Уфа, Россия

## RECOMMENDATIONS ON IMPROVING DOWNHOLE SEISMIC SURVEY EFFECTIVENESS

Y. G. ANTIPIN, R. Y. Adiyev, V. P. Fiodorova  
JSC «Bashneftegeofizika», Ufa, Russia

### *Аннотация*

Несмотря на большое количество примеров успешного решения различных задач методами скважинной сейсморазведки, встречаются ситуации, когда не в полной мере или вообще не удастся получить ответы на вопросы, поставленные геологами-интерпретаторами. В данной статье описаны примеры, когда недостаточно продуманная и обоснованная система наблюдения в принципе не может способствовать получению исходных данных, обеспечивающих решение некоторых задач. В частности, показано влияние на качество исходных данных таких параметров системы наблюдения как удаление пункта возбуждения, шаг наблюдения по стволу скважины, а так же способов крепления приборов (т.е. конструкции прижима) в скважине.

### *Abstract*

Despite of a large number of tasks successful solved by well seismic, we can see a situation when it is impossible to receive answers to the questions put by geologists – interpreters. This article describes the examples when insufficiently thought-out and valid spread layout basically cannot provide the initial data guaranteeing decision of some problems. Particularly, influence on quality of initial data by such spread layout parameters as offset, span in borehole and manner of tools fastening (i.e. hold-down construction) in the well is shown.

Известно, что метод ВСП предназначен для решения широкого круга геолого-геофизических задач на основе регистрации сейсмического волнового поля в скважине, т.е. непосредственно внутри реальной среды. Такая система наблюдения, в отличие от наземной, способствует регистрации сейсмических волн с наименьшими искажениями, поскольку они не проходят верхний слой пород, наиболее поглощающий энергию высокочастотной составляющей сигналов. Казалось бы, при этом волновое поле ВСП должно быть более насыщено высокими частотами, чем регистрируемое на поверхности и должно обеспечивать получение более разрешенных по временным и пространственным координатам достоверных результатов обработки и интерпретации.

Но... в реальной ситуации эти преимущества не всегда приводят к ожидаемым результатам. Здесь мы изложим три принципиальные причины, приводящие к этому явлению и, в общем-то, ограничению возможностей метода.

Метод ВСП, как всякий метод исследований, включает следующие основные составляющие – аппаратура, технология и методика измерений, а так же обработка и интерпретация полученных результатов. Естественно, что с расширением круга решаемых задач, сложность которых возрастает быстрее, чем развиваются составляющие метода, время от времени необходимо выполнять анализ всех составляющих метода с целью оценки их принципиальной пригодности для решения вновь поставленных задач. Условно эти задачи можно разделить на две группы. В одну из них следует включить задачи по изучению структурного строения околоскважинного пространства, в другую – задачи по изучению физических свойств пород и на этой основе литолого-стратиграфического расчленения разреза, оценки коллекторских свойств и насыщенности пород. Успешное решение этих задач можно обеспечить только с использованием всех характеристик волн – кинематических, динамических и поляризационных. Для получения достоверных оценок этих характеристик необходимо использовать данные, зарегистрированные не только качественной аппаратурой с соответствующими техническими параметрами, но и при соблюдении технологии работ и обоснованной системы наблюдений для конкретной решаемой задачи. Очевидно, что технология и система наблюдений не может быть универсальной для различных геологических условий.

Рассмотрим пример, показывающий влияние только одного параметра системы наблюдений на качество получаемой информации в одном из геологических районов Западной Сибири. Одним из недостатков системы наблюдений, которая иногда применяется в этом регионе, является большое удаление пункта возбуждения от устья исследуемой скважины. Обоснованием этого часто служит лишь желание Заказчика охватить большую протяженность исследуемого участка. На рис. 1а приведена запись волнового поля ВСП зарегистрированного при удалении пункта возбуждения от устья скважины на 2000 м. Из этого рисунка видно, что в интервале глубин 2300 – 2400 м отсутствуют прямая волна и, соответственно, отраженные волны, которые могли бы образоваться на границах в этом интервале глубин, а видны лишь отраженные волны, образовавшиеся на более глубоких границах. Не искушенные интерпретаторы это явление часто объясняют недостатками аппаратуры (зонд не прижат к стенке скважины) или конструкцией скважины (плохое качество цементирования в этом интервале). Однако математическое моделирование волнового поля показало (рис. 1б), что в данном геологическом разрезе в этом интервале глубин при удалении 2000 м действительно прямая волна не может быть зарегистрирована и

соответственно здесь не будет и отраженных волн, несущих информацию о геологических объектах в этом интервале разреза. Этот пример подтверждает необходимость тщательного обоснования координат пункта возбуждения, используя для этого математическое моделирование на основе априорных сведений о геологическом строении разреза и глубине залегания изучаемых объектов. Причем моделирование необходимо выполнять по детальной характеристике разреза и, в первую очередь, на основе данных акустического каротажа.

Другим существенным недостатком применяемых систем наблюдений является необоснованно большой интервал между точками регистрации по глубине. Это приводит к появлению и наложению на спектр полезных волн составляющих зеркальных пространственных частот, что не позволяет качественно разделять волновые поля при использовании скоростных фильтров, в том числе и F-K-фильтрации. На примерах обработки синтетических и реальных записей волновых полей ВСП показано влияние величины интервала между точками наблюдения в скважине на временную и пространственную разрешенность конечных результатов работ (сейсмических разрезов).

В настоящее время при наблюдениях методами скважинной сейсморазведки интервал между точками наблюдения в скважине предлагается [1] задавать из тех же соображений, что и при наземной сейсморазведке [2]. А в наземной сейсморазведке интервал между сейсмоприемниками выбирают так, чтобы можно было уверенно проследить одни и те же фазы полезных волн на записях, зарегистрированных в соседних точках наблюдения. При этом сдвиг между фазами ( $Dt$ ) должен быть не более половины видимого периода ( $T$ ) на записях колебаний т.е.

$$Dt < T/2.$$

В этом случае создается возможность уверенной корреляции волн на соседних записях. Наоборот, при  $Dt > T/2$  возникает опасность потери корреляции. Поэтому в средних условиях нужно добиваться выполнения соотношения  $Dt \approx T/2$ . Отсюда, учитывая закон кажущихся скоростей, определяется  $Dx$  как

$$Dx = v \cdot T/2, \quad \text{где } v - \text{ кажущаяся скорость.}$$

Как видим, в предложенной методике шаг наблюдения по глубине и шаг дискретизации записей сейсмических колебаний по времени между собой явно не связаны и устанавливаются независимо друг от друга.

Наиболее близким по существу для определения шага наблюдения является способ, предложенный в [3], в котором явно выражена связь между шагом наблюдения по глубине и шагом дискретизации по времени. Здесь интервал  $Dx$  между точками наблюдения предлагается определять на основе максимальной частоты  $F_{\max}$  в спектре сигнала и минимальной скорости в разрезе –  $V_{\min}$

$$Dx \leq V_{\min} / (2 F_{\max}).$$

Однако и здесь не полностью выражена связь параметров системы наблюдения и аппаратуры с характеристикой разреза.

По материалам проведенных исследований предложены рекомендации по выбору шага наблюдений по скважине и дискретизации сейсмического сигнала по времени на основе априорных данных о физических свойствах и геологическом строении разреза.

Кроме этого, в докладе приведены новые данные о результатах сравнительных испытаний скважинных сейсмических зондов с боковым и центрирующим прижимами, показывающие преимущество последних.

### Список литературы

1. Е.И.Гальперин. Вертикальное сейсмическое профилирование. Москва, «Недра», 1982.
2. И.И.Гурвич. Сейсмическая разведка. М., Гостоптехиздат, 1960.
3. J.L.Mari, F.Coppens. Well seismic surveying. Paris, Editions Technip. 2003 (p. 42).

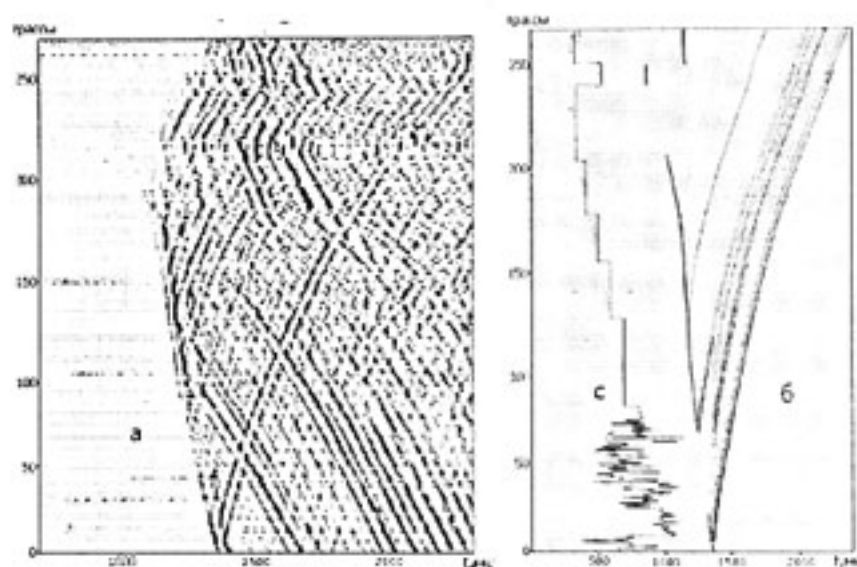


Рис. 1. Волновое поле.

\*\*\*\*\*

## ОЦЕНКА АНИЗОТРОПИИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА ПО ДАНЫМ МНОГОКОМПОНЕНТНОГО ВСП

А.А.Мартюшев, О.Ф.Тишенская, А.И.Лебедев, И.Л.Цибулин  
ООО «Геология резервуара», г. Тюмень

## ASSESSMENT OF ANISOTROPY FROM MULTICOMPONENT VSP DATA

A.A.Martyushev, O. F.Tishenskaya, A.I.Lebedev, I.L.Tsibulin  
LLC «Reservoir Geology», Tyumen

### *Аннотация*

Рассмотрены проблемы выявления анизотропных интервалов, анизотропия которых обусловлена вертикально направленной трещиноватостью на примере данных ВСП, полученных в высокоскоростном карбонатном разрезе.

### *Abstract*

The problem of identifying anisotropic interval is discussed, which anisotropy is caused by verticality of fractures recorded by a VSP survey in high-velocity carbonate section.

Современные методы в ВСП позволяют решать многие сложные геологические задачи. Одна из этих задач – выявление анизотропных интервалов разреза, в которых причиной анизотропии является направленная вертикальная трещиноватость.

Для выявления трещиноватых интервалов необходимо выявить интервалы, в которых поперечная волна расщепляется на быструю  $S_1$  и медленную  $S_2$ . Подобное расщепление может произойти только в том случае, если поперечная волна падает на трещиноватый интервал под углом, отличным от  $0^\circ$  и  $90^\circ$ .

Наиболее интенсивные нисходящие обменные волны на  $Y$  компоненте, с точкой обмена на глубине 370 м, наблюдаются на сейсмограмме ПВ1. Побочная компонента обменных волн на сейсмограмме ПВ2 близка к нулевой. Это означает, что интервал ниже точки обмена анизотропен и имеет направленную трещиноватость. Направление выносов ПВ1 и ПВ2 на юго-запад и на юг соответственно. Из этого следует, что направление выноса ПВ2 либо совпадает, либо перпендикулярно направлению преимущественной трещиноватости (рис.1).

По данным поляризационного анализа нисходящей обменной волны с точкой обмена на глубине 370 метров установлено, что анизотропными свойствами обладают два интервала разреза на глубинах от 870 до 1130 м и от 1470 до 1580 м. Временная задержка между быстрой и медленной волной достигает в первом интервале 3-4 мс, во втором – 6 мс (рис. 2).

Горизонтальная проекция вектора смещения быстрой обменной волны имеет азимут  $100^\circ$ . Из сказанного выше можно сделать предположение, что направление вектора смещения быстрой обменной волны и, связанное с ним направление преимущественной трещиноватости анизотропных интервалов разреза, носит субширотный характер. Проницаемость коллекторов в этом направлении будет максимальной. Предполагаемое направление преимущественной трещиноватости показано на рисунке 3

В связи с бурным развитием многокомпонентной наземной сейсморазведки методом 3D3C возникает вопрос, везде ли целесообразно проводить подобные дорогостоящие работы и что будет получено в

результате проведения таковых? Ответ на этот вопрос может дать многокомпонентное ВСП, проведенное на данной площади.

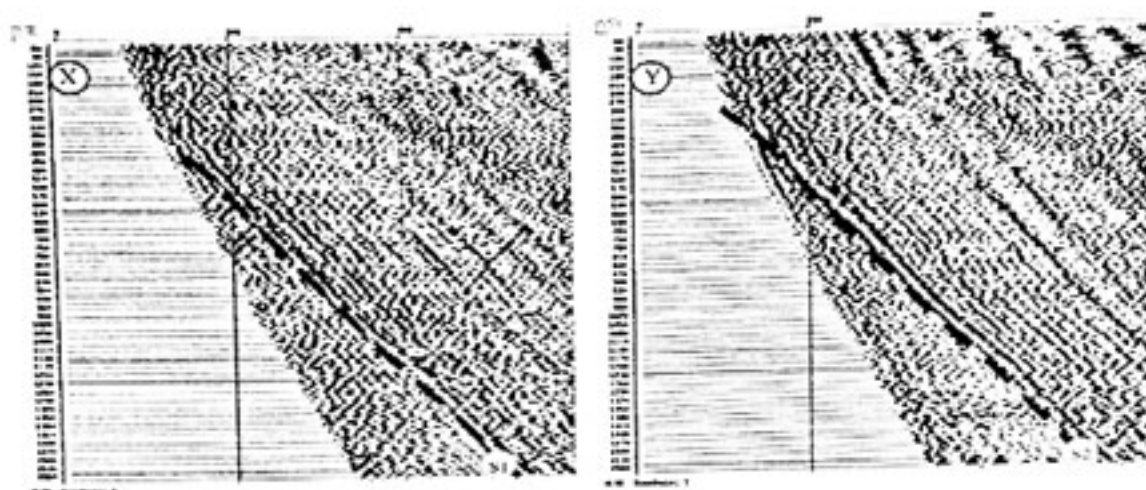


Рис. 1. ПВ1. исходное волновое поле горизонтальных компонент

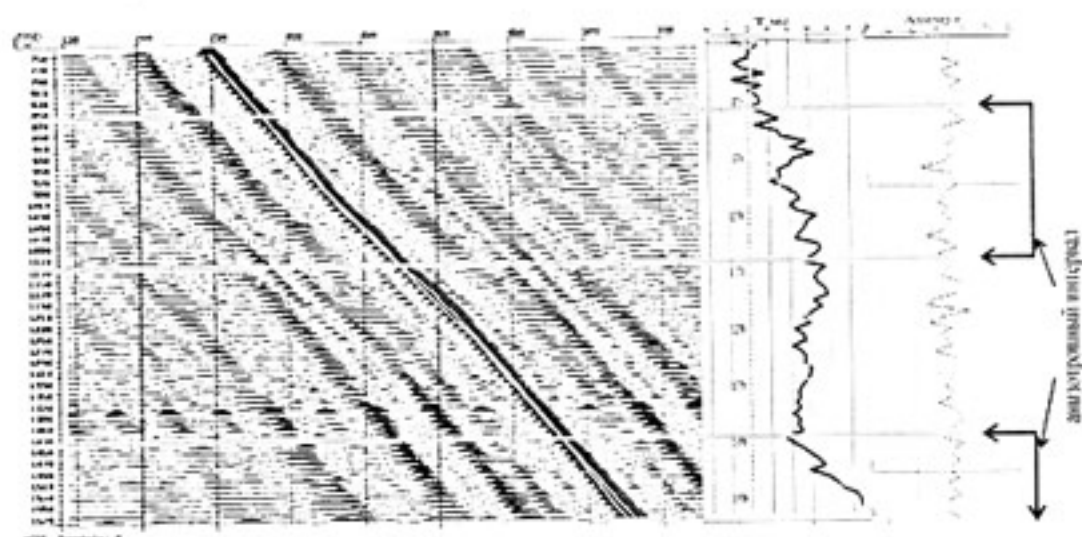
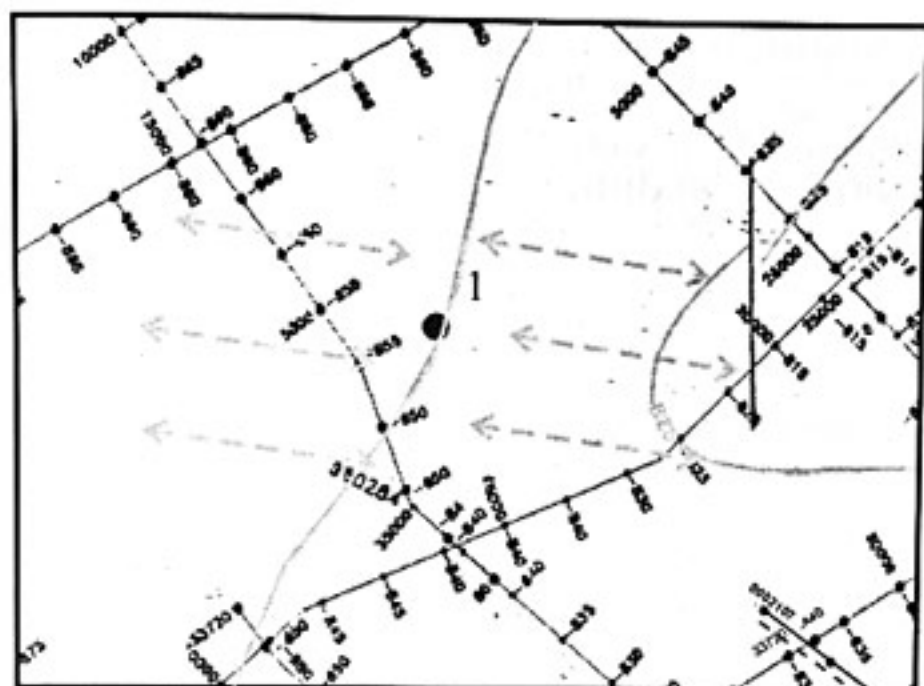


Рис. 2. Результат разделения быстрой и медленной падающих обменных волн и временной сдвиг между ними.



условные обозначения

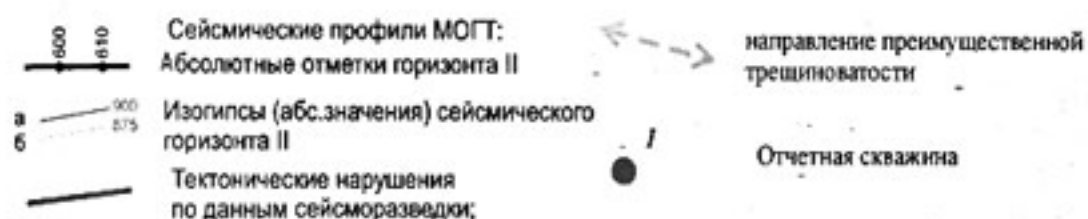


Рис. 3. Предполагаемое направление преимущественной трещиноватости.

\*\*\*\*\*

## ПРИМЕНЕНИЕ СЕЙМОАКУСТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ПРИ ФОРМИРОВАНИИ МОДЕЛИ ОКОЛОСКВАЖИННОГО ПРОСТРАНСТВА

А.А.Тихонов\*, О.А.Федорова\*\*, В.А.Редекор\*\*\*

\* СК «ПетроАльянс», г. Москва, \*\* «АЛЬТГЕО», г. Москва

\*\*\*ООО «ВимСейс Технологии», г. Москва

## USE OF SEISMIC ACOUSTIC METHODS IN MODELING THE NEAR-WELL SPACE

A.A.Tikhonov\* V.P.Fiodorova\*\*V.A.Redekop\*\*\*

\*PetroAlliance Services Co, Moscow, Russia

\*\*ALTGEO, Moscow, Russia, \*\*\*VimSeis Technology, Moscow, Russia

### *Аннотация*

Получение информации о распределении акустических свойств геологического разреза в околоскважинном пространстве является актуальной задачей при проектировании разработки коллектора. Преимущество скважинных сейсмических методов для решения этой задачи заключается в принципиальной возможности получения с высоким разрешением разрезов продольного (EI) и поперечного (SEI) импедансов. Однако, при решении этой задачи необходимо учесть большое количество факторов, влияющих на амплитуду сигнала. Настоящая работа посвящена обработке данных непродольного ВСП для получения информации о распределении упругих свойств в околоскважинном пространстве.

### *Abstract*

Acoustic properties of geological section are the source for estimating of important reservoir characteristics such as lithology or porosity. The advantages of borehole seismic over surface seismic make VSP data attractive for calculation of high-resolution acoustic (AI) and shear elastic (SEI) impedance sections.

On the other hand there are a number of factors affecting amplitude anomalies related to reflector acoustic properties variations.

This study was performed to find the way of offset VSP data processing preserving true amplitudes.

\*\*\*\*\*



## ОБРАБОТКА ДАННЫХ ВСП С ВИБРАЦИОННЫМ СЕЙСМИЧЕСКИМ ИСТОЧНИКОМ

Дж.Б.Ю. Халдорсен\*, В.Борланд\*\*, И.Низкоус\*\*\*

\*Schlumberger-Doll Research, Риджфилд, США,

\*\*Al Masood Tower - 16th fl, Абу-Даби, ОАЭ, \*\*\*Schlumberger, Россия

## VIBRATION VSP DATA PROCESSING

B.U.Haldorsen\*, W.Borland\*\*, I.Nizkous\*\*\*

\*Schlumberger-Doll Research, Ridgefield, USA,

\*\*Al Masood Tower - 16th fl, Abu Dhabi, UAE, \*\*\*Schlumberger, Russia

### Аннотация

Сейсмический вибратор представляет собой нелинейную систему и кроме сигнала на заданной частоте он, как правило, излучает энергию на высших гармониках этой частоты. При обычной обработке эти высокочастотные компоненты будут в худшем случае вносить вклад в фоновый шум или, в лучшем случае, будут просто теряться. В настоящей работе мы показываем, что при тщательной обработке данных ВСП можно выделить эти компоненты данных в виде полезного сигнала, помогающего существенно увеличить разрешение изображения ВСП.

### Abstract

Seismic vibrator is a non-linear system and in addition to the given frequency signal it radiates energy on the upper harmonics of this frequency. During regular data processing these high frequency components would be contribute to the noise level or lost. In the present work we show that during careful VSP data processing these high frequency components could be used as a signal that helps to increase VSP data resolution.

**Нелинейные искажения.** Сейсмический вибратор представляет собой источник с низкой амплитудой, обычно гидравлический, рассчитанный на генерирование сигналов в заданном диапазоне частот. Одной из часто отмечаемых проблем, связанных с сейсмическими вибраторами, является то, что такой вибратор кроме акустического сигнала в заданном частотном диапазоне генерирует также волны на высших гармониках данной частоты, т.е. на кратных частотах. На примере данных ближнего пункта ВСП, записанных в вертикальной скважине для компании Qatar Petroleum на их месторождении Dukhan в феврале 2003 г. Будут продемонстрированы особенности данных, их обработка, анализ проблемы кратных гармоник, а также наше решения этой проблемы.

Приемники располагались с интервалом 15 м практически на всем участке от поверхности до глубины приблизительно 2000 м. Вибратор располагался на расстоянии 150 м от буровой установки. На рис. 1 показана мгновенная частота «модельного свипа», рассчитанная в скользящем окне шириной 0,8 с, представляющая сигнал вибратора: 14

секундный линейный сигнал на частотах 8 – 120 Гц.

На рис. 2 приведены результаты аналогичного анализа, примененного к сигналу, зарегистрированному внутрискважинными приемниками на глубине приблизительно 1000 м, демонстрирующие картину, связанную с нелинейными искажениями: кроме заданного сигнала, представленного полосой высокой интенсивности, имеющей такой же наклон, как на Рис. 1, одновременно наблюдаются полосы сигнала на частотах, превышающих основную частоту в два, три и даже в четыре и пять раз, что приводит к расхождению линейных частотных полос на рис. 2. Корреляция трассы с частотно-временным соотношением, показанным на рис. 2, с сигналом, имеющим частотно-временное соотношение, показанное на рис. 1, позволяет получить:

Данные, ограниченные частотным диапазоном опорной трассы (в данном случае 8 – 120 Гц).

Данные, содержащие сигнал в интервале от удвоенного значения минимальной частоты (в данном случае 16 Гц) до максимальной (120 Гц).

На рис. 3 показаны первые 1,5 секунды исходных некоррелированных данных (начиная с 1 с). Перед описанием нашего предложения для улучшения обработки этих данных, рассмотрим обработку обычных коррелированных трасс, показанных на рис. 4. При корреляции кривая сигнала была сжата в аппроксимирующий импульс. Перед дальнейшей обработкой коррелированные трассы обрезаются до приемлемой длительности 2 с.

Следующим шагом обработки является деконволюция волнового поля. Мы используем много-трассный обратный фильтр в сочетании с методом наименьших квадратов, описанный Халдорсенем (Haldorsen) и др. в 1994 г. На рис. 5 представлен средний показатель когерентности, полученный в результате применения деконволюция со взвешиванием по показателю когерентности в 7-трассовом скользящем окне усреднения к данным, представленным на рис. 4. Хорошо видно, что плоская, высокоэнергетическая часть спектра ограничена частотами 8 – 120 Гц, т.е. диапазоном модельного сигнала.

*Деконволюция необработанных данных.* Зарегистрированные исходные и некоррелированные данные (например, на рис. 3) являются откликом на полный сигнал, излучаемый вибратором, включая энергию высокочастотных гармоник. Это ясно видно из анализа, представленного на рис. 2.

Для восстановления всей частотной полосы сигнала производится обработка исходных, некоррелированных данных, после предварительного использования коррелированных данных для определения времени вступления прямой волны. Определение полезной частотной полосы

данных мы оставляем для метода деконволюции с взвешиванием по показателю когерентности.

Сама обработка аналогична той, которая использовалась нами для коррелированных данных, единственное различие состоит в том, что мы теперь применяем эту обработку к некоррелированным данным.

На рис. 6 показаны результаты частотно-временного анализа усредненной формы исходного импульса, определенной на основе необработанных данных. Как и ожидалось, анализ показал присутствие значительной энергии на кратных частотах. На рис. 7 представлен спектр показателя когерентности, полученный в результате процесса деконволюции. На рис. 8 приведено подробное сравнение данных диапазона 8 – 120 Гц и данных всей полосы частот 8 – 200 Гц, явно демонстрирующее более высокое разрешение, получаемое в случае обработки некоррелированных данных. Способность метода деконволюции с взвешиванием по показателю когерентности извлекать относительно слабые сигналы на частотах, выходящих за пределы заданной полосы развертки, проявляется в том, что, несмотря на слабый уровень сигнала, уровень шума получается ниже, и результирующее отношение сигнал/шум оказывается достаточно хорошим.

*Сравнение с диаграммами акустического каротажа на продольных волнах.* На основе диаграмм плотностного каротажа и диаграмм каротажа медленности продольных волн можно построить синтетические сейсмограммы без кратных волн и сравнить их с результатами деконволюции данных ВСП.

Сравнение показывает, что:

1. Коридорная сумма данных ВСП после деконволюции является очень хорошим представлением отражающей способности в пределах частотной полосы данных.

2. Расширение частотной полосы приблизительно на 70%, полученное при использовании новой методики обработки, позволяет более детально охарактеризовать пласт.

*Выводы.* Сейсмический вибратор, представляя собой нелинейную систему, кроме сигнала на заданной частоте, излучает энергию на высших гармониках данной частоты. Для случая ВСП, показано, что эти гармоники, не учитываемые при обычной обработке, могут быть использованы в качестве полезного сигнала, при условии применения детерминистской деконволюции к некоррелированным исходным волновым формам. В случае использования процесса деконволюции с взвешиванием по показателю когерентности, этот процесс будет определять полезную ширину частотной полосы данных.

В случае набора данных, использованного в данной работе, этот новый метод обработки расширяет частотную полосу приблизительно на

70%. С другими наборами данных и в зависимости от частотной полосы сигнала вибратора, а также от характеристик грунта и скальной породы, фактическое улучшение разрешения изображения может быть меньше или больше указанного здесь.

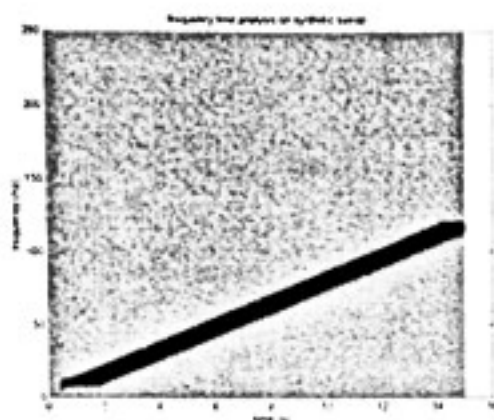


Рис. 1. Мгновенная частота сейсмического вибратора. Изменение от 8 до 120 Гц за 14 с.

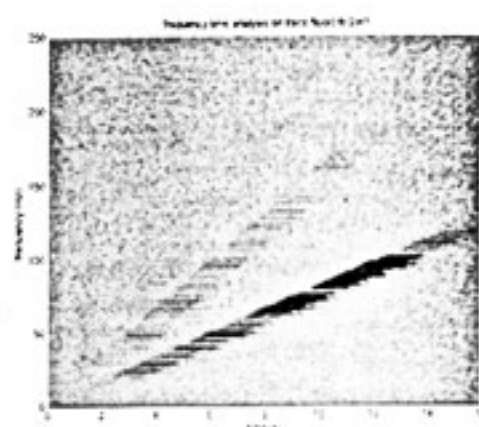


Рис. 2. Мгновенная частота для исходной необработанной трассы, взятой из средней части скважины.

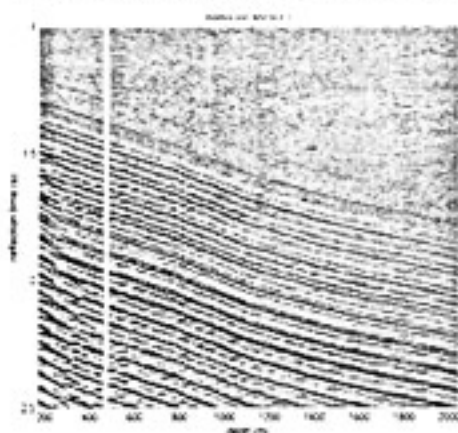


Рис. 3. Исходные данные, полученные с использованием сейсмического вибратора, генерирующего сигнал в диапазоне частот 8 – 120 Гц, записанные на глубинах 200 – 2000 м

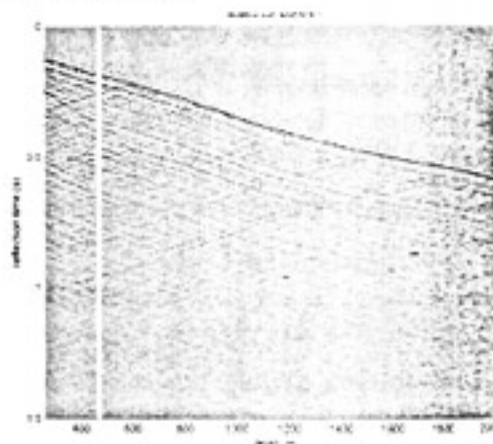


Рис. 4. Исходные коррелированные данные, полученные коррелированием зарегистрированного волнового поля с модельным свин-сигналом, частотный анализ которого представлен на рис. 1.

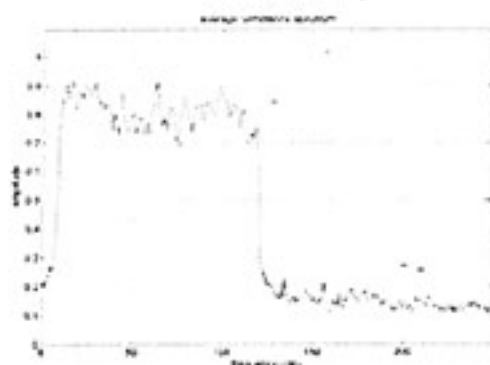


Рис. 5. Средний показатель когерентности, связанный с деконволюцией данных, представленных на рис. 4.

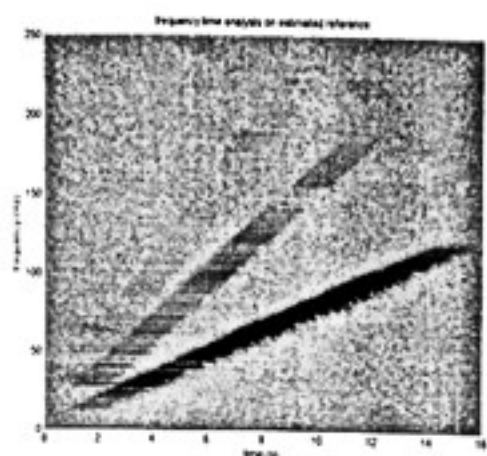


Рис. 6. Мгновенная частота усредненного сигнала, рассчитанного на основе исходных некоррелированных данных.

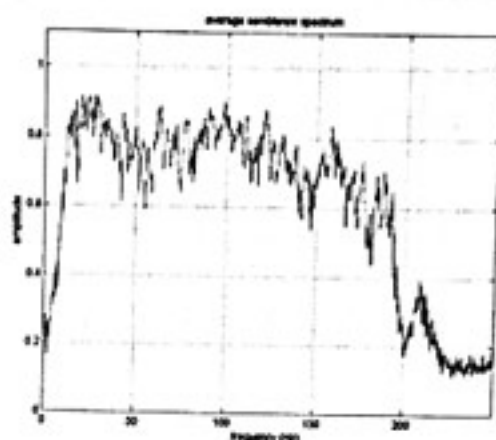
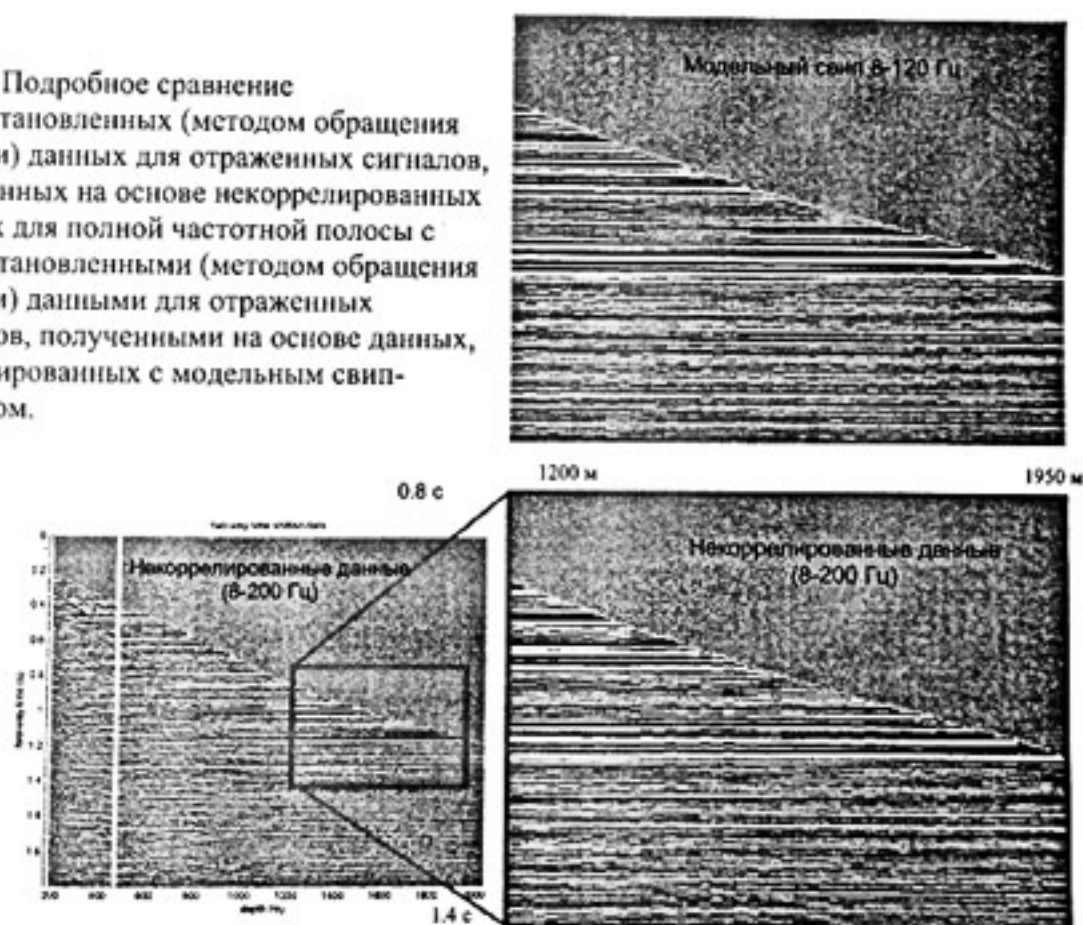


Рис. 7. Усредненный спектр показателя когерентности для сигнала, рассчитанного на основе исходных некоррелированных данных, представленных на рис. 3.

Рис. 8. Подробное сравнение 1) восстановленных (методом обращения свертки) данных для отраженных сигналов, полученных на основе некоррелированных данных для полной частотной полосы с 2) восстановленными (методом обращения свертки) данными для отраженных сигналов, полученными на основе данных, коррелированных с модельным свип-сигналом.



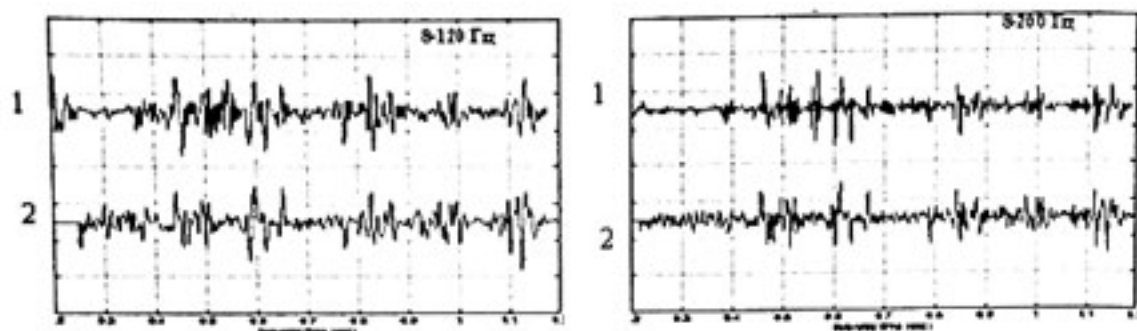


Рис. 9.2 – Синтетические сейсмограммы без кратных волн в сравнении с результатами коридорного суммирования;

1 – для двух различных вариантов обработки данных ВСП.

### *Список литературы*

1. J.B.U.Haldorsen, D.E.Miller, J.Walsh., Multichannel Wiener deconvolution of vertical seismic profiles, *Geophysics*, 59, 1500-1511.

\*\*\*\*\*

## **ИЗУЧЕНИЕ СТРУКТУРЫ ОКОЛОСКВАЖИННОГО ПРОСТРАНСТВА ПО РАЗНОСТНЫМ И ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫМ ВЕРТИКАЛЬНЫМ ГОДОГРАФАМ**

Г.А.Шехтман, В.В.Попов  
*ГФУП «ВНИИГеофизика», г. Москва*

## **STUDY OF NEAR-BOREHOLE STRUCTURE FROM SUBTRACTIVE AND DIFFERENTIAL VERTICAL TIME-DEPTH CURVES**

G.A.Shekhtman, V.V.Popov  
*VNIIGEOFIZIKA, Moscow*

### *Аннотация*

Введение статических сдвигов в число неизвестных параметров при решении обратных кинематических задач может не привести к успеху, особенно при обработке вертикальных продольных годографов, а также в случае изменения статических сдвигов в процессе отработки скважины. Предлагаемый альтернативный подход состоит в использовании разностных вертикальных годографов, получаемых путем формирования разностей времен прихода различных волн, регистрируемых в одних и тех же точках приема. Редуцированные разностные годографы позволяют сформировать пластовую модель более уверенно по сравнению с моделью, полученной для одиночных годографов. Предлагается, кроме того, использовать разности времен прихода одной и той же волны в различные точки приема, в которых колебания зарегистрированы от одного и того же воздействия. Тем самым устраняется влияние статических сдвигов на

определяемые сейсмические параметры в рамках принятой модели. Авторами разработаны алгоритмы и программы для ЭВМ, основанные на применении методов оптимизации к дифференциальным годографам волн различных типов и классов. Эффективность программ подтверждена модельными и экспериментальными результатами.

### *Abstract*

Adding static shifts to the number of unknowns in travel times inversion would not lead to the success, especially in processing of zero-offset vertical time-depth curves and also in the case of variation of the static shifts during the borehole measurements. Suggested alternative approach consists in using the subtractive vertical time-depth curves, obtained by calculating of time arrival differences for different waves recorded in the same receiver points. Reduced subtractive time-depth curves allow determining the layer model with higher assurance comparably with the one obtained for single time-depth curves. In addition, using the differences between time arrivals of the same wave from the same source to different receiver points is suggested. There through, influence of static shifts on the determined seismic parameters in the limits of the accepted model is eliminated. Algorithms and computer programs developed by the authors are based on applying of optimization methods to the differential time-depth curves for waves of different types and classes. Efficiency of the programs was confirmed by the results of model and experimental studies.

Раздельное использование одиночных вертикальных годографов для решения обратных кинематических задач приводит к необходимости учета содержащихся в них статических сдвигов. Сдвиги эти могут быть постоянными для всего годографа или непостоянными, изменяющимися в процессе отработки скважины. Постоянные сдвиги обычно определяют, вводя их в число неизвестных параметров наряду с определяемыми сейсмическими параметрами – пластовыми скоростями и геометрией сейсмических границ (Савин И.В., Шехтман Г.А., 1995). Однако на практике определение статического сдвига наталкивается на не вполне объяснимые трудности: при расчетах даже на моделях решение оптимизационной задачи может не сходиться к истинным значениям сейсмических параметров и статического сдвига (авторы применяли метод сопряженных градиентов и метод Левенберга-Марквардта). Возможно, эти трудности обусловлены плохой масштабированностью параметра статического сдвига либо тем, что целевая функция не является унимодальной. В тривиальном случае, когда вертикальный профиль близок к продольному и при этом в верхнем пласте времена прихода волн отсутствуют, пластовая скорость и статический сдвиг не определяются из-за их одинакового влияния на значения времен. В этом случае понижение скорости эквивалентно увеличению статического сдвига. Ясно, что присутствие в годографах больших статических сдвигов приводит к

значительным погрешностям в определении сейсмических скоростей. В наибольшей степени это проявляется в том случае, когда скорости определяют путем приведения годографов к вертикали, а не оптимизационными методами.

*Разностные* вертикальные годографы, полученные путем формирования разностей времен прихода волн в одни и те же точки приема при одном и том же воздействии сейсмического источника, не содержат упомянутых статических сдвигов. Для них существенна лишь стабильность формы сигналов, для которых формируется разность времен, и однозначное отождествление фаз сигнала на различных годографах. Это условие приводит к существенным ограничениям при использовании разностных годографов вместо одиночных годографов при решении обратных кинематических задач. Однако на начальном этапе обработки, когда осуществляют разбиение вертикальных годографов на звенья, соответствующие выделяемым пластам, использование разностных годографов позволяет выполнить такое разбиение более уверенно. При этом, как и для одиночных годографов, разбиение проводят после преобразования разностных годографов в годографы редуцированные путем вычитания тренда, соответствующего осредненной кажущейся скорости в пределах всей изучаемой толщи. Для формирования разностных годографов подходят любые пары одиночных годографов из набора проходящих и отраженных монотипных или обменных волн.

В условиях высокого уровня помех, а также в слабоконтрастных средах, трудно рассчитывать на получение достаточно качественных разностных годографов. В таких случаях преодолевать неоднозначность в определении сейсмических параметров, обусловленную статическими сдвигами, можно другим способом. В качестве такого, альтернативного, подхода нами предлагается использование *дифференциальных* годографов, формируемых из одиночных годографов путем вычисления разности времен прихода одной и той же волны в различные точки приема, в которых колебания зарегистрированы от одного и того же воздействия. При этом так же, как и для разностных годографов, при вычитании времен прихода волны в разные точки приема происходит устранение неизвестного статического сдвига, содержащегося в годографе. Решение обратной кинематической задачи осуществляется путем минимизации следующей целевой функции:

$$F = \sum_{k=1}^{K_a} \sum_{n=2}^{N_p} (T_{t_{k,n}} - T_{t_{k,n-1}} - T_{o_{k,n}} + T_{o_{k,n-1}})^2$$



Здесь  $K_a$  – количество воздействий источника;  $N_p$  – количество точек в зонде;  $T_{k,n}$  и  $T_{o,k,n}$  – соответственно теоретическое и наблюдаемое время при  $k$ -том воздействии в  $n$ -ной точке зонда.

Предлагаемый простой и эффективный способ, который мы назвали *способом дифференцированного годографа*, позволяет исключить расчет статических сдвигов на этапе определения сейсмических параметров среды и перенести его на заключительный этап – после того, как параметры среды будут определены. Статические сдвиги при этом будут представлять собой разность между временами наблюдаемого годографа и теоретического годографа, рассчитанного при уже определенных параметрах среды.

Весьма удобно решать данную оптимизационную задачу методом Левенберга-Марквардта. При этом требуется вычислять  $M = K_a \times (N_p - 1)$  значений, каждое из которых представляет собой отдельное слагаемое  $f_m$  (без возведения в квадрат), соответствующее выражению в скобке в приведенном выше выражении.

Рассмотрим для простоты случай горизонтально-слоистой модели среды и эллиптической зависимости скорости от направления луча. Время распространения прямой волны от источника  $(x_0, z_0)$  до  $i$ -го приемника  $(x_{L,i}, z_{L,i})$ , расположенного в  $L$ -том слое, выражается через координаты точек пересечения луча с границами  $(x_{l,i}, z_{l,i})$ :

$$T_{t_i} = \sum_{l=1}^L \frac{\sqrt{\Delta x_{l,i}^2 + A_l^2 \times \Delta z_l^2}}{V_l \times A_l},$$

где  $\Delta x_{l,i} = x_{l,i} - x_{l-1,i}$ ;  $\Delta z_l = z_l - z_{l-1}$ ;  $V_l$  – скорость;  $A_l$  – коэффициент анизотропии в  $l$ -том слое.

Для решения обратной кинематической задачи необходимо рассчитать якобиан (матрицу частных производных целевой функции по искомым параметрам). Требуемые для расчета якобиана производные функций  $f_m$  по сейсмическим параметрам  $A_l$ ,  $z_l$  и  $S_l$  ( $S_l$  – величина, обратная скорости) определяются при такой модели для прямой волны следующими формулами:

$$\frac{\partial f_m}{\partial A_l} = \frac{S_l}{A_l^2} \left[ \frac{\Delta x_{l,i-1}^2}{\sqrt{\Delta x_{l,i-1}^2 + A_l^2 (z_l - z_{l-1})^2}} - \frac{\Delta x_{l,i}^2}{\sqrt{\Delta x_{l,i}^2 + A_l^2 (z_l - z_{l-1})^2}} \right];$$

$$\frac{\partial f_m}{\partial S_l} = \frac{1}{A_l} \left[ \sqrt{\Delta x_{l,i}^2 + A_l^2 (z_l - z_{l-1})^2} - \sqrt{\Delta x_{l,i-1}^2 + A_l^2 (z_l - z_{l-1})^2} \right];$$

$$\frac{\partial f_m}{\partial z_1} = (z_1 - z_{l-1})A_l S_l \left[ \frac{1}{\sqrt{\Delta x_{l,i-1}^2 + A_l^2 (z_1 - z_{l-1})^2}} - \frac{1}{\sqrt{\Delta x_{l,i}^2 + A_l^2 (z_1 - z_{l-1})^2}} \right] -$$

$$-(z_{l+1} - z_1)A_{l+1} S_{l+1} \left[ \frac{1}{\sqrt{\Delta x_{l+1,i-1}^2 + A_{l+1}^2 (z_{l+1} - z_1)^2}} - \frac{1}{\sqrt{\Delta x_{l+1,i}^2 + A_{l+1}^2 (z_{l+1} - z_1)^2}} \right]$$

Эффективность программ, реализующих предлагаемый подход, подтверждена модельными и экспериментальными результатами.

\*\*\*\*\*

### ПРИМЕНЕНИЕ ДЕКОНВОЛЮЦИИ ВИБРОГРАММ ВСП В УСЛОВИЯХ КРАСНОДАРСКОГО КРАЯ

Г.А.Шехтман\*, В.А.Васильев\*\*, М.В.Губарев\*\*

\*ГФУП «ВНИИГеофизика», г. Москва

\*\*ООО «Нефтегазовая производственная экспедиция», г. Краснодар

### USING VSP VIBROGRAMS DECONVOLUTION IN THE KRASNODAR COUNTRY CONDITIONS

G.A.Shekhtman\*, V.A.Vasilev\*\*, M.V.Gubarev\*\*

\*VNIIGEOFIZIKA, Moscow

\*\*OIL-AND-GAS PRODUCTION EXPEDITION, Krasnodar

#### *Аннотация*

Сложная структура нефтеперспективных объектов в условиях Краснодарского края заставляет искать пути повышения разрешающей способности наземной и скважинной сейсморазведки. В методе ВСП к положительному результату привело применение деконволюции виброграмм ВСП с использованием вибросигнала, регистрируемого внутри среды, в качестве опорного сигнала. Продольное и непродольное ВСП, выполненные в двух скважинах, убедительно показали преимущества деконволюции виброграмм ВСП над корреляционной их обработкой. Эти преимущества, обеспечивающие повышение разрешенности метода ВСП, иллюстрируются сейсмограммами ВСП, спектрами записей, а также результатами миграции записей ВСП, полученных обоими способами обработки.

#### *Abstract*

Complex structure of oil-perspective objects in the Krasnodar country conditions causes to search for ways of increasing the resolving ability of

surface and borehole seismic. In the VSP method positive result was obtained by using of VSP vibrogram deconvolution with a reference vibro-signal, recorded inside the medium. Zero and offset VSP's, done in two boreholes, showed with conviction the advantages of VSP vibrogram deconvolution above the correlation processing of the ones. These advantages, providing increasing of VSP method resolution, are illustrated with VSP seismograms, record spectra and also with migration results of VSP records obtained with the two processing methods.

В задачу обработки данных ВСП, полученных в двух скважинах, расположенных на различных участках Краснодарского края, входило сопоставление результатов обработки виброграмм, выполненной двумя способами: путем стандартной корреляционной обработки, когда формируют коррелограммы путем корреляции виброграмм со свипом, излучаемым виброисточником, и путем деконволюции виброграмм с использованием вибросигнала, регистрируемого внутри среды, в качестве опорного сигнала. Сопоставляли между собой сейсмограммы в импульсной форме, полученные обоими способами, спектры сеймотрасс, а также глубинные разрезы, полученные путем миграции записей, полученных обоими способами.

На рис. 1 приведены коррелограмма ВСП и результат деконволюции виброграмм ВСП по одной и той же скважине. Легко видеть, что деконволюция виброграммы приводит к подавлению падающих волн, к отчетливо выраженной симметризации импульса прямой волны и к повышению разрешенности отраженных волн, приуроченных к границам во всей покрывающей толще.

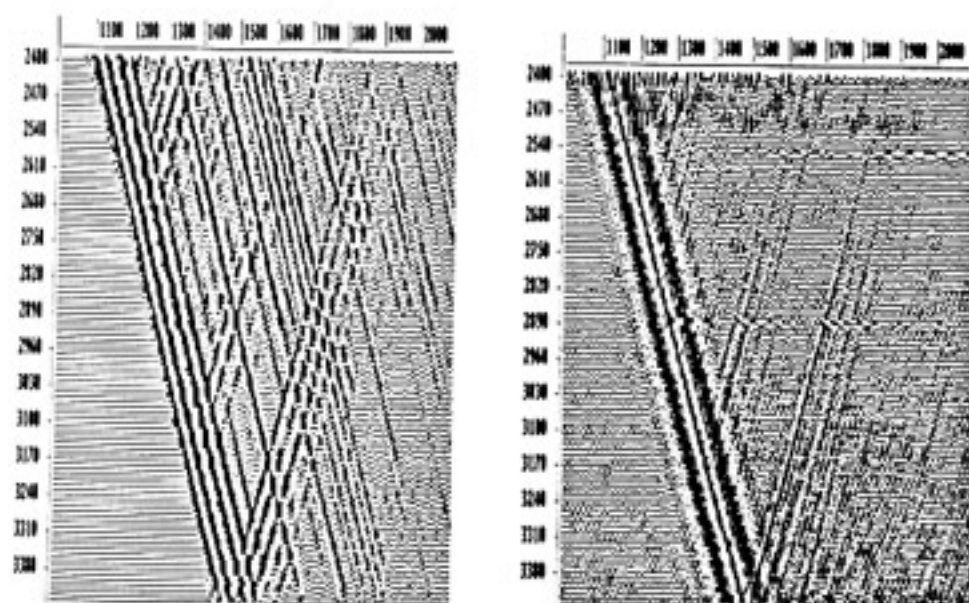


Рис. 1. Сопоставление коррелограммы ВСП (слева) с результатом деконволюции виброграммы ВСП (справа).

Деконволюция коррелограмм ВСП с использованием падающих волн в качестве опорного сигнала позволяет подавить падающие волны и повысить разрешенность волнового поля, приблизившись тем самым к тому результату, который получается непосредственно после деконволюции виброграмм. Однако относительная интенсивность высокочастотных компонент спектра сейсмотрасс коррелограммы, подвергнутой деконволюции, уступает относительной интенсивности аналогичных компонент в спектрах сейсмотрасс, полученных путем деконволюции виброграмм (рис. 2). Этот вывод согласуется с вполне обоснованными предпосылками для такого результата: ведь спектр исходных виброграмм более широкий, чем коррелограмм, полученных путем их корреляционной обработки.

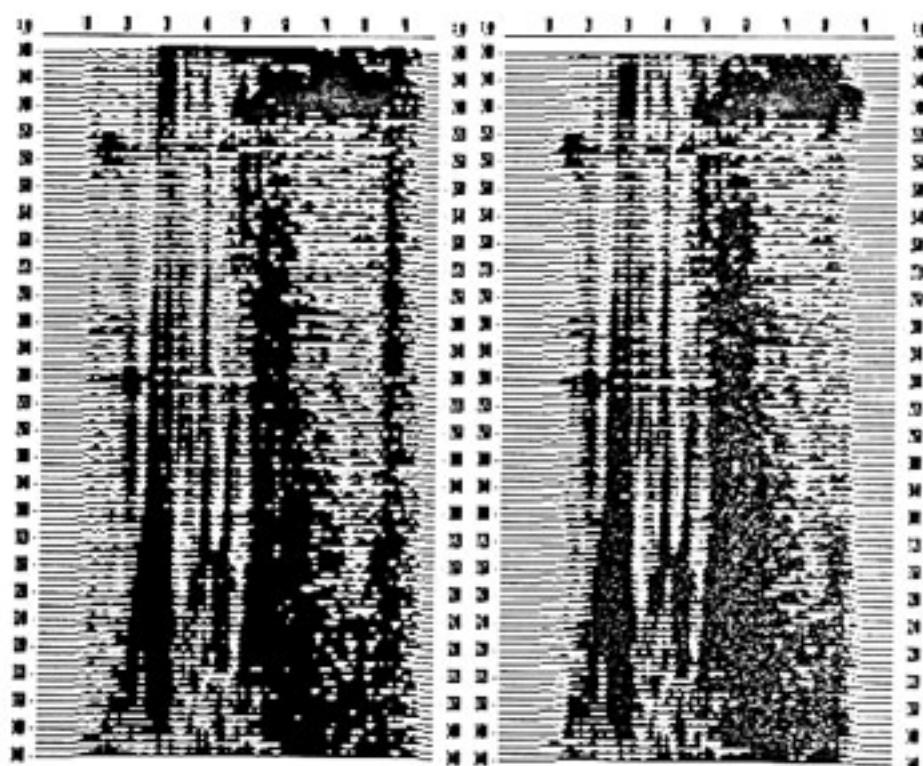


Рис. 2. Монтаж спектров сейсмотрасс виброграмм ВСП после их деконволюции (слева) и спектров коррелограмм после их деконволюции (справа).

Качественно близкий результат получен для НВСП во второй из отработанных скважин при удалении пункта возбуждения (ПВ), равном 800 м (рис. 3). Призобойная часть этой скважины находится в сложных тектонических условиях, что проявилось в аномальной поляризации продольной отраженной волны, преобладающей не на  $x$ -, а на  $y$ -компоненте.

Миграция записей, полученных путем деконволюции виброграмм, позволила получить глубинные разрезы, на которых в призабойной сложно построенной зоне удалось уверенно проследить границы, залегающие с угловым несогласием (рис. 4).

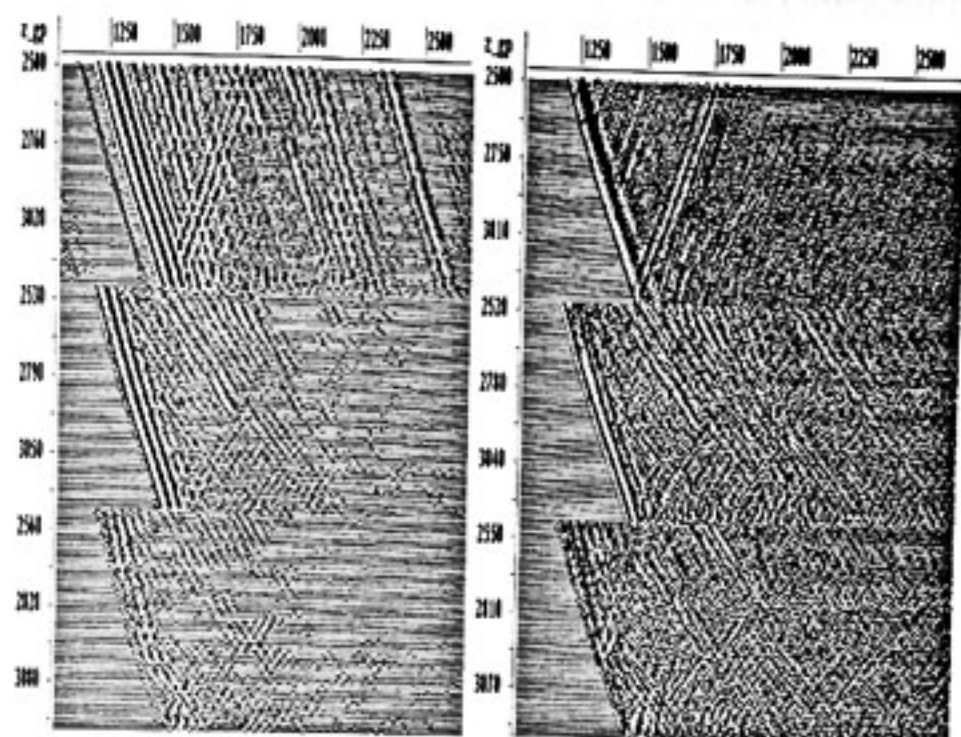


Рис. 3. Сопоставление коррелограмм ВСП (слева) с результатом деконволюции виброграмм ВСП (справа) для компонент z, x и y (сверху вниз).

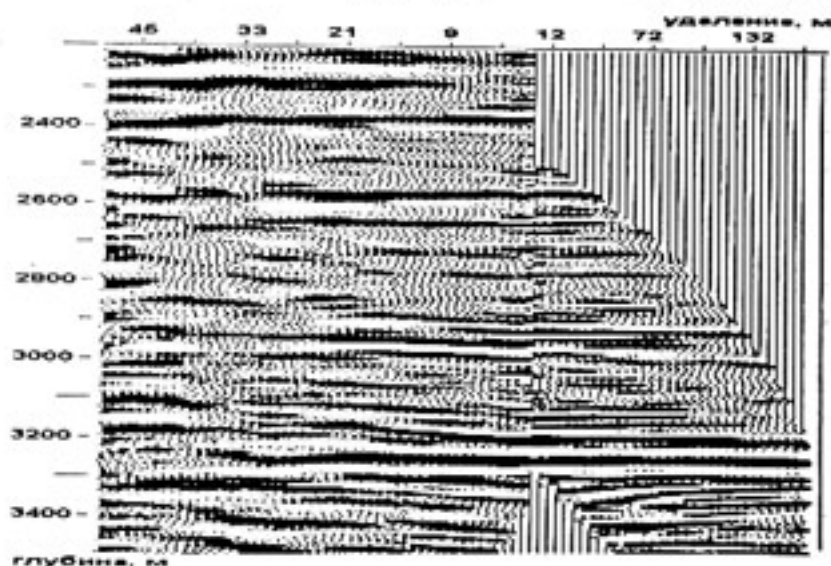


Рис. 4. Монтаж глубинных разрезов, полученных с ближнего (слева) и дальнего (справа) ПВ.

\*\*\*\*\*

**ПРИМЕР ИЗУЧЕНИЯ СТРУКТУРЫ ОКОЛОСКВАЖИННОГО  
ПРОСТРАНСТВА В УСЛОВИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ  
ПРОСТРАНСТВЕННОЙ СИСТЕМОЙ НВСП**

**В.М.Кузнецов\*, Г.А.Шехтман\*, В.З.Кокшаров\*\***

*\*ГФУП «ВНИИГеофизика», г. Москва,*

*\*\*ОАО «Тюменьнефтегеофизика», г. Тюмень*

**AN EXAMPLE OF THE NEAR-BOREHOLE STRUCTURE  
STUDY IN THE WEST SIBERIA CONDITIONS  
WITH A SPATIAL SET OF OFFSET VSPS**

**V.M.Kuznetsov\*, G.A.Shekhtman\*, V.Z.Koksharov\*\***

*\*VNIIGeofizika, Moscow, \*\*Tyumenneftegeofizika, TyumenCity*

***Аннотация***

Основной особенностью работ НВСП, выполненных на площади Комариная в Западной Сибири, была пространственная система наблюдений из 12 пунктов возбуждения, расположенных в разных азимутах на расстояниях до 1100 м от устья скважины. Это позволило уточнить геометрию отражающих границ с построением структурных карт по мигрированным глубинным разрезам, проследить в плане поведение коллектора по картам амплитуд и сделать выводы о направлении последующего бурения.

***Abstract***

The main feature of the offset VSP works, conducted in the Komarinaya area in West Siberia, consisted in using spatial system with 12 shot points, situated in different azimuths and offsets reaching about 1100 m from the wellhead. This allowed verifying the geometry of reflecting boundaries, to plot the structure maps using migrated depth sections and to make conclusions concerning the direction of subsequent drilling.

Отработка скважины модификацией НВСП из многих пунктов возбуждения (ПВ) и последующая обработка полученных записей сопряжены с большими трудозатратами, которые должны оправдываться соответствующим приростом информации. Качественно новые результаты можно получить, если работы проводятся из разноудаленных ПВ, рассредоточенных в различных азимутах. По существу система наблюдений становится при этом пространственной с вытекающими из этого преимуществами объемной скважинной сейсморазведки, или 3D-ВСП. В предельном случае, при значительном увеличении количества ПВ, реализуется модификация площадного ВСП (*Shekhtman et al, 1993*) при еще большем росте трудозатрат и увеличении времени на отработку скважины. На подобное усложнение методики работ пока идут редкие заказчики работ ВСП.

Скважина на площади Комариная, расположенной в Западной Сибири, была отработана из 12 ПВ, информация о выносе которых и азимутах ПВ приведена ниже в таблице.

Номер ПВ	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Азимут, град	344	77	25	77	335	270	171	171	218	221	25	335
Вынос, м	190	510	1090	810	1090	510	860	640	1040	510	630	600

При обработке данных по этой скважине основные трудности состояли в стыковке данных, полученных из различных ПВ. О достаточно высоком качестве достигнутой стыковки свидетельствует приведенный на рис. 1 монтаж из глубинных разрезов, полученных путем миграции записей из ПВ6 и ПВ8. Увязка данных ВСП с результатами ГИС, с временными разрезами НВСП и наземными разрезами МОГТ также выглядит вполне удовлетворительно (рис. 2).

Взаимоувязанные между собой глубинные разрезы, полученные из различных ПВ, позволили построить структурные схемы по горизонтам, представляющим разведочный интерес. Пример одной из таких схем приведен на рис. 3. Из нее следует, что отработанная методом ВСП скважина расположена в области локального поднятия, имеющего асимметричное строение по горизонту, расположенному в тюменской свите, и что более крутое падение границ имеет место в направлении на северо-запад и юго-запад. Кроме чисто гипсометрических особенностей, наблюдаются предположительно литологические особенности. С отдельных ПВ отчетливо наблюдаются контакты в слое, содержащемся в продуктивной толще. Наиболее наглядно они проявляются на глубинных разрезах, состыкованных с различных ПВ. Для приведенной на рис.4 карты амплитуд по горизонту в тюменской свите наиболее высокий уровень амплитуд соответствует направлению на северо-восток, хотя в целом высокий уровень амплитуд выдерживается в широком секторе, исключая диапазон направлений юг-восток. Это вполне стыкуется с информацией о гипсометрии данного горизонта, предположительно – коллектора, свидетельствуя о его большей выдержанности в направлении на север от скважины. В этом направлении рекомендовано было продолжить бурение.

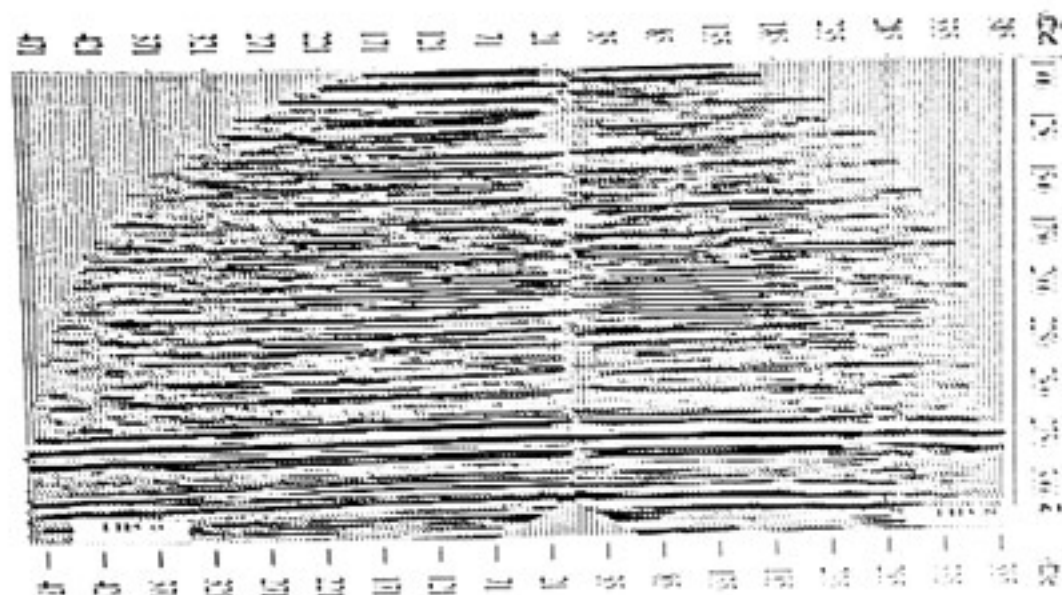


Рис. 1. Монтаж глубинных разрезов НВСП с ПВ 6 и ПВ 8.

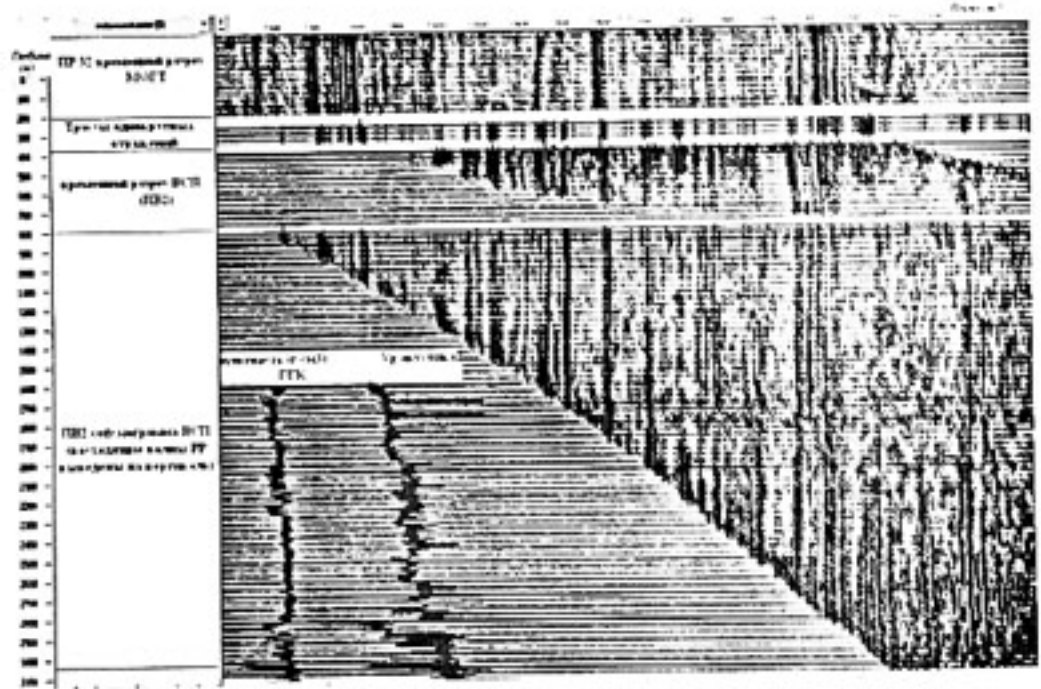


Рис. 2. Монтаж кривых ГИС, сейсмограммы ВСП и временных разрезов НВСП и МОГТ.



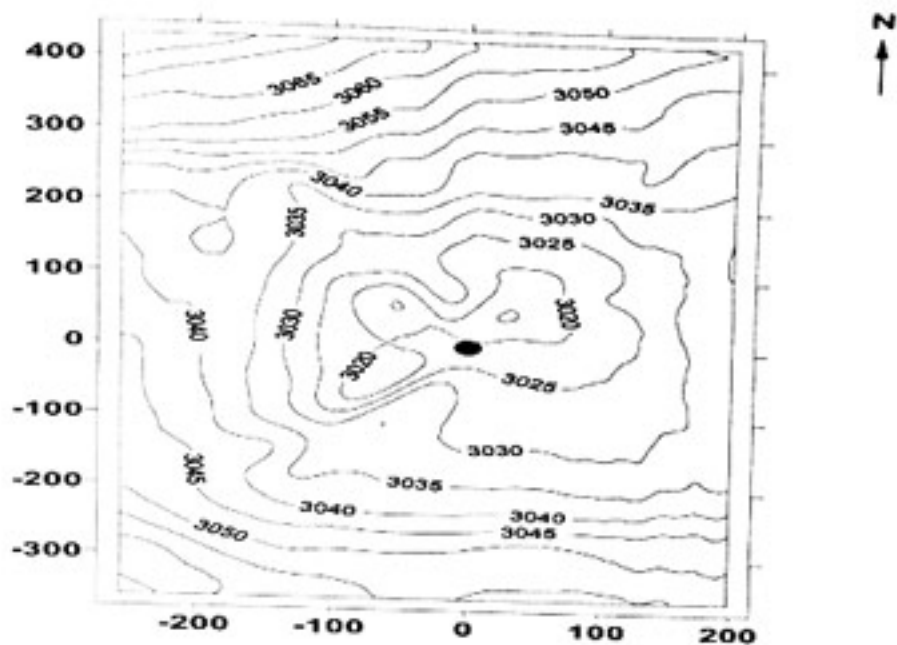


Рис. 3. Структурная схема по горизонту в тюменской свите.

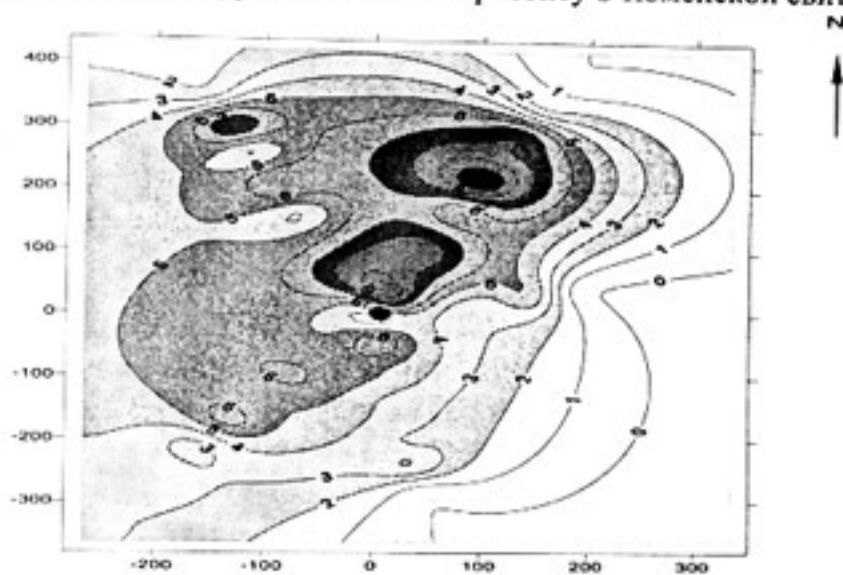


Рис. 4. Карта амплитуд по горизонту в тюменской свите.

\*\*\*\*\*

# ИНТЕРФЕРЕНЦИОННЫЕ ВОЛНЫ, ФОРМИРУЕМЫЕ ИЗ УДАЛЕННЫХ ПУНКТОВ ВЗРЫВА.

Г.В.Голикова, М.В.Чижова

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

## INTERFERENCE EVENTS EMANATING FROM FAR ENERGY SOURCES

G.V.Golikova, M.V.Chizhova

*V. A. Fok Physics Research Institute, St. Petersburg State University, Russia*

### *Аннотация*

Продолжается исследование свойств интерференционных волн, образованных в коллекторах с удалением источника от вертикали. Выполнено численное моделирование на модели слоистой пачки, содержащей тонкий коллектор с нефтью. Сопоставлены результаты расчетов с экспериментальными определениями спектральных и динамических характеристик волновых полей.

### *Abstract*

The investigation continues of interference waves generated in reservoir on dependence offset. Numerical modeling was done using layered model containing a thin oil reservoir. Theoretical results and spectral and dynamic characteristics of VSP wave fields are compared.

На «Гальперинских чтениях – 2005» мы выступали с сообщением, посвященным вопросу образования волн в коллекторах. Была поставлена некоторая точка в многолетних исследованиях по изучению аномальных особенностей волновых полей в осадочных флюидонасыщенных отложениях. Наконец, удалось подтвердить теоретическими расчетами факт существования полей интерференционных волн в таких разрезах. Получила также подтверждение ранее высказываемая гипотеза о разной природе волновых полей в осадочных отложениях. На реперах, характеризующих перепадом сейсмических параметров и жесткими контактами с вмещающей средой, образуются лучевые объемные волны. В коллекторах образуются интерференционные поля модального типа. Контакты с вмещающей средой являются контактами с частичным проскальзыванием. Наиболее яркой особенностью интерференционных полей является зависимость их частотной характеристики от суммарной мощности слоев, принимающих участие в их образовании. По спектральным особенностям волн прослеживается возможность выявления флюидонасыщенных интервалов разреза и интервалов с залежью.

Задачей настоящих работ являлось дальнейшее изучение свойств интерференционных волн с удалением источника от вертикали. Была

предпринята попытка проследить, на какое эпицентральное расстояние распространяются интерференционные волны и сохраняют ли они свои спектральные характеристики. Все это представляется важным для выяснения возможности прослеживания интерференционных волн при наземных наблюдениях.

Выполненное с этой целью численное моделирование показало, что с увеличением эпицентрального расстояния интенсивность интерференционных волн уменьшается и уменьшается длительность существования его во времени внутри коллектора. Однако максимум спектральной характеристики сохраняется.

Экспериментальные наблюдения показали, что при удалении источника на 1.5 км и глубине коллектора 2.8 км прекращает прослеживаться интерференционное поле. На дневной поверхности интервал прослеживания составляет 2.0 км. В тоже время, на расстояниях от 2.0 до 3.0 км интерференционное поле прослеживается с поперечной скоростью. Таким образом, в зависимости от угла падения прямой волны на коллектор, интерференционное поле излучается во вмещающую среду при небольших углах преимущественно как продольное колебание, а при больших, как поперечное. Спектральные характеристики этих колебаний сохраняются.

Поляризация изучаемого поля представляет собой сложную объемную фигуру, свидетельствуя о выходе его из плоскости падения. Есть все основания полагать, что поляризация формируется в коллекторе и основные ее черты прослеживаются до дневной поверхности (например, эллиптичность в плоскости падения и наличие азимута в горизонтальной плоскости).

По нашему мнению, надо учиться жить с новым объектом – интерференционные волны в коллекторах. Оно не безликое, его можно изучать и опознавать и оно расскажет нам многое о среде.

\*\*\*\*\*

#### **АДДИТИВНАЯ ДЕКОНВОЛЮЦИЯ**

**В.А.Редекор\*, В.В.Помазанов\*, Д.Г.Риле\*, А.А.Тихонов\*\***

**\*ООО «ВимСейс Технологии», \*\* СК «ПетроАльянс», г. Москва**

#### **ADDITIVE DECONVOLUTION**

**V.A.Redekor\*, V.V.Pomazanov\*, D.G.Rile\*, A.A.Tikhonov\*\***

**\*VimSeis Technology, Moscow, Russia**

**\*\*PetroAlliance Services Co, Moscow, Russia**

### **Аннотация**

Аддитивная деконволюция – это процедура, применяющаяся к сейсмическим трассам для определения однократных времен вступлений сигналов известной формы. В отличие от классической деконволюции по форме импульса, расчет оператора обратного фильтра не производится. Сейсмическая трасса при этом рассматривается как сумма взвешенных сигналов известной формы и шумовой составляющей. Для расчета коэффициентов вступлений импульсов применяется преобразование Фурье и метод наименьших квадратов.

### **Abstract**

Additive Deconvolution is a method applied to seismic traces for obtaining first join times of signals having predefined shape. Unlike the classic deconvolution the method does not involve the computing of reverse filter operator. A seismic trace is therefore considered as a sum of weighted signals of predefined shape and noise. To obtain the coefficients of joining impulses are used the Fourier transformation and the least-squares method.

Процедура сжатия сейсмических импульсов и ослабления кратных волн основана на представлении сейсмической трассы в виде суммы (смеси) сигналов, отличающихся по амплитуде и форме. В этом случае сейсмическая трасса представляется в виде:

$$Y(t) = \sum a_i I_i(t) + b(t), \text{ где}$$

$Y(t)$ -сейсмическая трасса;  
 $I_i(t)$ -сигналы известной формы;  
 $a_i$ -амплитудные коэффициенты сигналов;  
 $b(t)$ -шум;  
 $i=1 \dots n$ ,  $n$ -число сигналов;

Форма сигналов  $I_i(t)$  предполагается известной. Друг от друга сигналы могут отличаться и по форме и по времени вступления. Задача состоит в том, чтобы по суммарной трассе определить весовые множители для сигналов ее составляющих. Предположим, что форма падающего импульса нам известна, например, определена по полю падающих волн ВСП. Тогда для импульсов одинаковой формы и, считая каждый дискрет возможным временем вступления, можем записать:

$$Y_j = \sum a_i I_{ij} + b_j, \text{ где}$$

$i$  - номер импульса;  
 $j$  - номер отсчета трассы.

Здесь число отсчетов трассы  $Y_j$  равняется числу весовых коэффициентов  $a_i$ . Полученная система уравнений будет определенной и почти всегда несовместной из-за погрешностей в определении формы импульсов и шумовой составляющей суммарного сигнала. Для получения решения в нашем случае необходимо сделать систему переопределенной. Воспользовавшись тем, что спектр сигнала ограничен частотой Найквиста.

при помощи преобразования Фурье восстановим промежуточные отсчеты импульса и суммарной трассы. Проще всего, выполнив быстрое преобразование Фурье, и дополнив спектр нулями, получаем уменьшение шага дискретизации в 2,4 и т.д. раз. Тогда полученную систему уравнений можем записать в матричном виде

$$\mathbf{I}^* \mathbf{a} = \mathbf{Y} - \mathbf{B}, \text{ где}$$

$\mathbf{I}$  - прямоугольная матрица импульсов;

$\mathbf{a}$  - неизвестные коэффициенты;

$\mathbf{Y}$  - сейсмическая трасса;

$\mathbf{B}$  - вектор столбец ошибок (шум).

Дальнейший способ решения зависит от выбора минимизирующей функции:

$$\min_a \sum_j | \sum_i a_i I_{ij} - Y_j |^p, \text{ где } p \geq 1;$$

При  $1 \leq p < 2$  решение менее чувствительно к случайным ошибкам, но  $p=2$  (метод наименьших квадратов) позволяет получать более простые и быстродействующие расчетные схемы. Матричное уравнение, минимизирующее ошибки определения коэффициентов в смысле наименьших квадратов, будет:

$$\mathbf{I}^T \mathbf{I}^* \mathbf{a} = \mathbf{I}^T \mathbf{Y},$$

или

$$\mathbf{I}^T \mathbf{W} \mathbf{I}^* \mathbf{a} = \mathbf{I}^T \mathbf{W} \mathbf{Y}, \text{ где}$$

$\mathbf{W}$  - диагональная матрица весовых коэффициентов

Искомый вектор  $\mathbf{a}$  представляет трассу коэффициентов, характеризующих однократные коэффициенты вступления импульсов заданной формы. Процедура может применяться для выделения вступления импульсов любой формы, если эта форма заранее известна или оценена. На форму импульсов, составляющих суммарную трассу, ограничений (в смысле минимальной фазовости) не накладывается. Процедура может применяться к сейсмограммам ВСП как альтернатива сверточной деконволюции для подавления кратных волн и сжатия импульсов (Рис. 1). Также возможное применение - получение импульсной сейсмограммы из виброграммы. В этом случае в качестве импульсов принимается свип-сигнал. Сравнение двух способов получения импульсной сейсмограммы представлено на рисунке 2.

В отличие от классических способов деконволюции по форме импульса, в описанной выше процедуре исключен расчет оператора обратного фильтра, но результат применения процедуры аналогичен. Процедура может применяться во всех случаях, где сигналы, составляющие суммарную трассу, предполагаются известными.

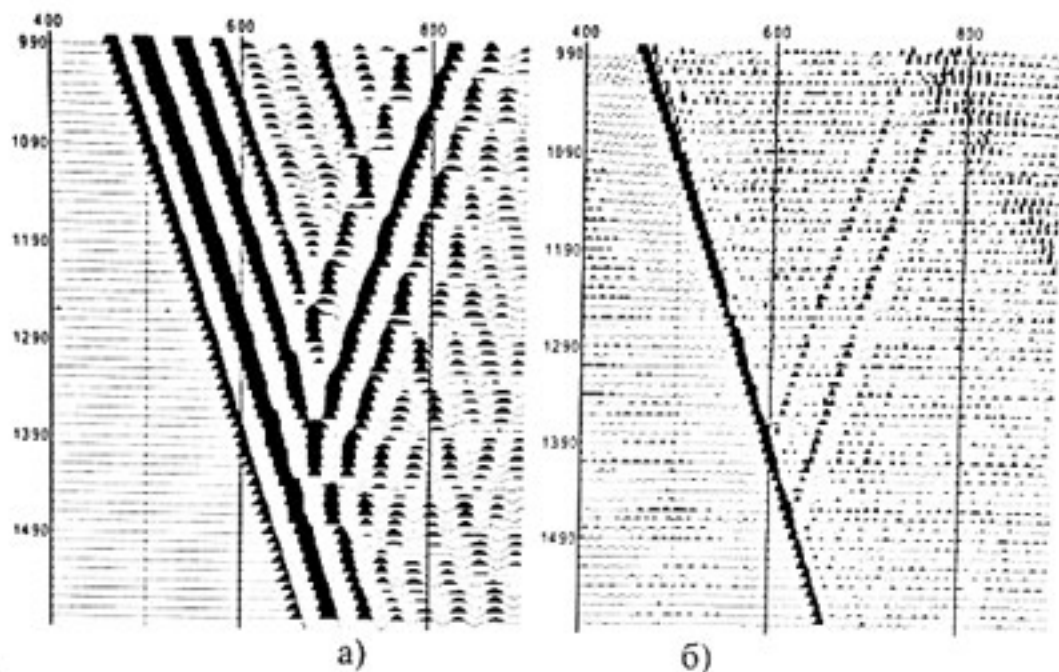


Рис. 1. а) Исходная сейсмограмма ВСП;  
 б) Сейсмограмма после применения аддитивной деконволюции.

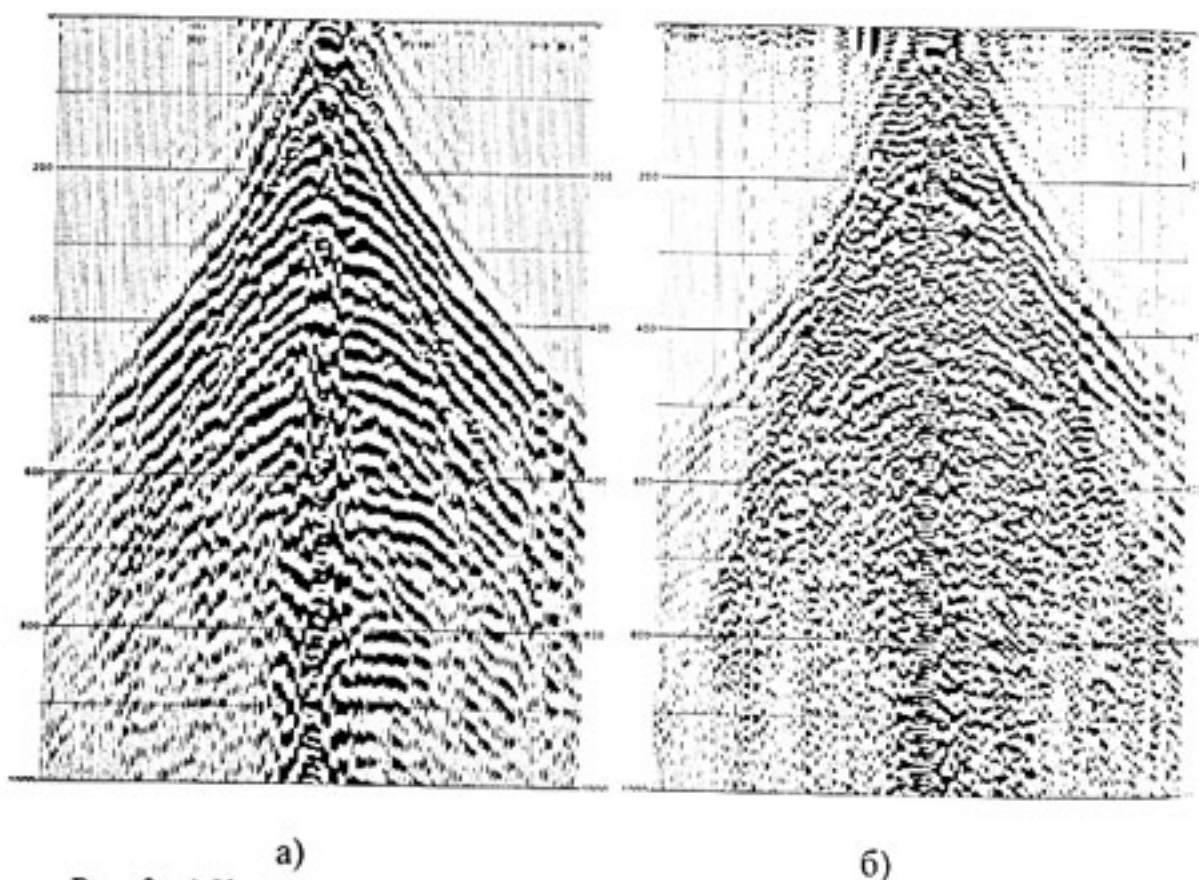


Рис. 2. а) Коррелограмма;  
 б) Аддитивная деконволюция.

\*\*\*\*\*

**ПРИМЕНЕНИЕ МИКРОСЕЙСМИКИ ДЛЯ МОНИТОРИНГА ГРП В КАЧЕСТВЕ НОВОГО МЕТОДА ИЗУЧЕНИЯ И РАЗРАБОТКИ ПЛОТНЫХ ГАЗОВЫХ КОЛЛЕКТОРОВ**

Дж.Ле Калвез\*, К.Таннер\*, Л.Беннет\*, Д.Сарвер\*, И.Низкоус\*\*,  
Ф.Петерман\*\*\*, Т.Кригган\*\*\*, Л.МакКарлей\*\*\*.

\*Schlumberger, США, \*\*Schlumberger, Россия,

\*\*\*Dominion Exploration and production Co., США.

**APPLYING MICROSEISMICITY TO HYDRAULIC FRACTURE MONITORING AS A TOOL TO IMPROVE THE UNDERSTANDING AND DEVELOPMENT OF TIGHT GAS RESERVOIRS**

J.H.Le Calvez\*, K.V.Tanner\*, L.Bennet\*, D.R.Sarver\*, W.D.Grant\*,  
I.Nizkous\*\*, F.L.Peterman\*\*\*, T.Creegan\*\*\*, L.McCarley\*\*\*

\*Schlumberger, USA, \*\*Schlumberger, Russia,

\*\*\*Dominion Exploration and production Co., USA.

**Аннотация**

Микросейсмический мониторинг трещин ГРП, реализованный с помощью системы StimMAP, дает возможность с высокой точностью определить геометрические параметры трещины или системы трещин (высоту, длину и азимут) в ходе гидроразрыва пласта. Наряду с этим микросейсмический мониторинг позволяет получить важную информацию о геологических и геофизических свойствах пласта, оптимизировать планирование следующего ГРП в том же районе. В презентации дано краткое описание и сравнение существующих методов мониторинга трещин ГРП, дается объяснение самого процесса микросейсмического мониторинга, а также приводятся несколько примеров применения данного метода.

**Abstract**

Real time microseismic monitoring of the growth of the hydraulic fractures in treatment wells, implemented in StimMAP system, allows high accuracy direct measurement of frac system geometry (height, length and azimuth) during fracturing as well as obtaining of useful information concerning formation geophysical and geological properties, optimization and planning of further fracturing in the same region. This presentation gives brief review and comparison of existed methods of fracturing monitoring, explains basics of microseismic monitoring and shows case study applications of the method.

### *Система микросейсмического мониторинга.*

ГРП и интенсификация добычи скважин особенно важна при разработке плотных газовых коллекторов. Повышение уровня добычи является, как правило, единственной мерой оценки успешности ГРП. Поэтому для оценки эффективности любой программы воздействия на скважину необходимо иметь ясные представления о геометрии распространения создаваемой трещины.

Технологии, существующие на сегодняшний день, позволяют использовать микросейсмический мониторинг ГРП для получения подробной информации для диагностики развития трещины и ее распространения. Обычно для микросейсмического мониторинга ГРП используется расстановка сейсмоприемников в соседней скважине.

Основными элементами системы микросейсмического мониторинга являются скважинный прибор (обычно расстановка трехкомпонентных сейсмоприемников) и телеметрическая система. Сейсмоприемники должны быть высокочувствительны, плотно прилегать к пласту и обеспечивать линейный отклик при получении сигналов в широком диапазоне частот и интенсивности. Кроме того, для обеспечения качества записи сигналов необходимо проведение проверки системы сбора данных до и после мониторинга. Картриджи телеметрической системы должны обеспечивать запись и передачу непрерывного потока информации, регистрируемой сейсмоприемниками, выдерживая при этом высокие давления и температуру характерные для интервала исследований.

### *Калиброванная скоростная модель.*

В течение многих лет для создания калиброванной модели геологической среды традиционно использовались методы сейсмокаротажа, вертикального сейсмического профилирования (ВСП) и уровня ВСП. До проведения ГРП скважинная сейсмика позволяет (1) провести калибровку записи акустических скоростей вдоль оси скважины, (2) оптимизировать положение прибора в скважине с учетом фоновых помех или акустических характеристик, (3) определить параметры анизотропии и (4) определить интервалы образования обменных волн.

### *Геологическая информация.*

Геологическая информация – это основной элемент при проектировании программы воздействия на пласт и интерпретации результатов такого воздействия. От свойств пород зависит выбор жидкости нагнетания, а также режим работы насоса. Особенности геологического разреза определяют выбор места расположения прибора в скважине, выбор интервала перфорации и характер движения флюида в пласте. Не смотря на это, влияние геологии на результаты интенсификации часто недооценивают, поскольку предполагается, что трещины ГРП симметричные и плоские.



### *Мониторинг ГРП.*

В данной работе мы представляем здесь результаты гидроразрыва в разной геологической обстановке с использованием микросейсмического мониторинга. В примерах (Рис. 1) мы показываем, что простые радиальные плоские трещины, прогнозируемые с использованием простых методов моделирования, генерируются только в очень редких случаях. При этом в большинстве случаев конечная геометрия распространения системы трещин является асимметричной (Рис.2) и определяется преимущественно геологическими несогласиями, такими как складки, разломы и плоскости напластования. Именно эти геологические неоднородности определяют геометрию системы трещин ГРП. Они могут ограничивать область распространения трещин, увеличивать фильтрацию жидкости ГРП в пласт, задерживать транспортировку проппанта и даже создавать сложную систему трещин ГРП. В конечном счете, все эти факторы влияют на продуктивность скважины.

В работе обсуждаются результаты многостадийного мониторинга ГРП, выполненного в 2004 году при интенсификации продуктивной скважины, ведущей добычу из плотного газового коллектора на поздней стадии разработки месторождения. Микросейсмический мониторинг проводился с целью определения геометрии распространения трещин ГРП в пластах Canyon Sand. Полученная информация и результаты интерпретации данных микросейсмике использовались для выдачи рекомендаций оператору по дальнейшей разработке месторождения (уплотнение сетки скважин, определение места заложения дополнительных скважин для уплотнения сетки, выбор способа заканчивания и т.д.)

Скважинная сейсмика на начальном этапе подтверждает оптимальное положение прибора в скважине, позволяющее учесть фоновые помехи и акустические связи. Помимо этого, проводится калибровка акустических скоростей. Все три фактора обеспечивают детальное изучение пластов на новом качественном уровне. Вся информация, необходимая для мониторинга и воздействия на скважину собирается воедино для построения калиброванной скоростной модели, которая в дальнейшем используется для точной обработки данных микросейсмике, записанных в течение одного дня проведения операции ГРП.

При интенсификации скважины в качестве жидкости гидроразрыва использовался титанат с двуокисью углерода. Пять из шести этапов были успешно реализованы без введения дополнительных корректировок в проект воздействия. Единственным ограничением на одном из этапов было давление на устье скважины. Все сканированные системы трещин были одинаково направлены. Высота раскрытия генерированных трещин превысила ожидаемые значения, а акустически определяемая эффективная

протяженность систем трещин по латерали соответствовала проекту. Превышение высоты раскрытия трещин над проектными значениями говорит о том, что до проектирования новых операций ГРП было бы хорошо провести оценку механических параметров среды (таких как напряжения в пластовых условиях, модуль Юнга, коэффициент Пуассона и др.) и использовать эти данные при моделировании ГРП. Для минимизации высоты раскрытия трещины рекомендуется применение жидкости ГРП с пониженной вязкостью и изменение темпов закачки. Сканированные системы трещин, все ориентированные вдоль одного азимута, предполагают, что выбранная система бурения была неадекватна для обеспечения оптимального дренажа. Поэтому было принято решение о дополнительном бурении для уплотнения сетки скважин. В настоящее время идет бурение скважин по уплотненной сетке. Чтобы дополнить ценность получаемой информации, мы проводим пропорциональный расчет динамики дебитов (с учетом корректировок, основанных на ожидаемых величинах). Это позволяет определить эффективную проницаемость, эффективную полудлину системы трещин, проводимость системы трещин и СКИН-фактор повреждения пласта.

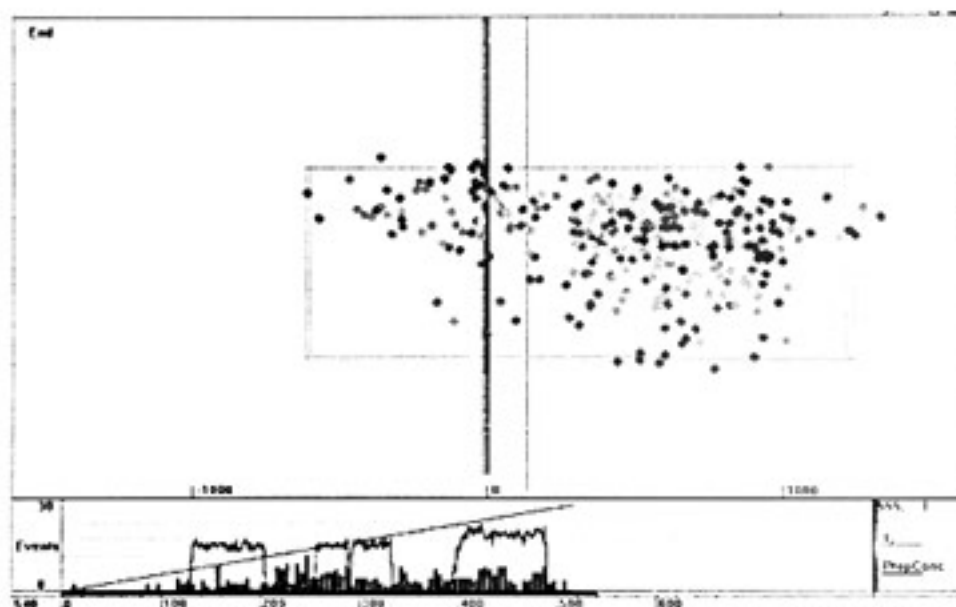


Рис. 1. Пример асимметричного расположения трещины ГРП в вертикальной скважине. Кружками показаны зарегистрированные микроземлетрясения, справа расположена наблюдательная скважина с приборами регистрации. Внизу показан график концентрации проппанта в зависимости от времени.

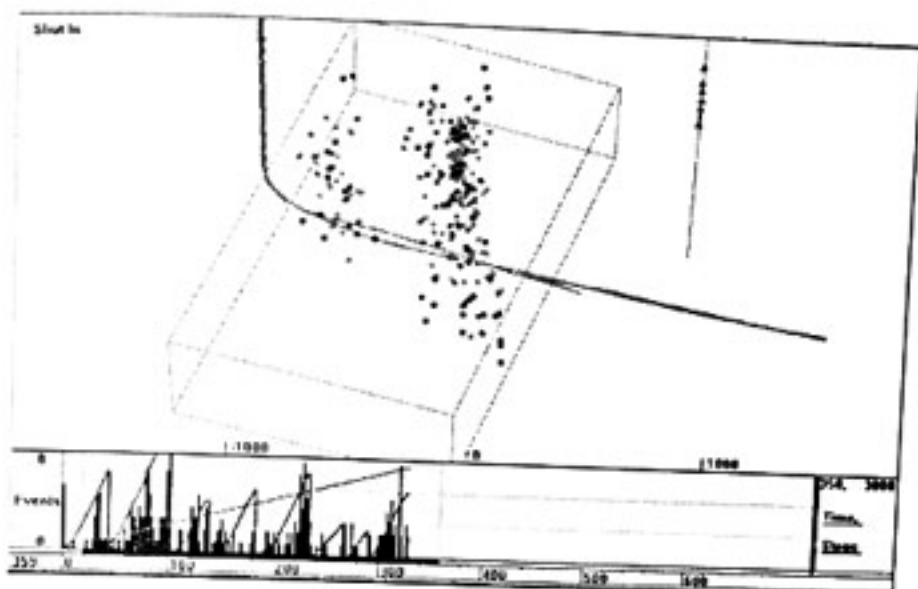


Рис. 2. Пример результата микросейсмического мониторинга для горизонтальной скважины. Кружками показаны зарегистрированные микроземлетрясения, справа расположена наблюдательная скважина с приборами регистрации. Внизу показан график числа зарегистрированных микросейсмических событий в зависимости от времени.

\*\*\*\*\*

**ОПЫТ СЕРВИСНОГО ВСП-СОПРОВОЖДЕНИЯ ПРИ ПОИСКАХ,  
РАЗВЕДКЕ И РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В  
РЕСПУБЛИКЕ БАШКОРТОСТАН**

В.Ф.Пахомов\*, А.А.Сергеев\*, Е.Г.Каждан\*, Ф.Х.Салихова\*  
\*ОАО «Башнефтегеофизика», г. Уфа

**THE EXPERIENCE OF SERVICE VSP-SUPPORT IN PROSPECTING,  
EXPLORATION AND DEVELOPMENT OF OIL-FIELDS IN THE  
REPUBLIC OF BASHKORTOSTAN**

V.F.Pakhomov, A.A.Sergeev, E.G.Kazhdan, F.H.Salikhova  
OJSC «Bashneftegeofizika», Ufa, Russia

**Аннотация**

В статье систематизированы функциональные возможности ВСП, успешно реализуемые в различных тектонических регионах Республики Башкортостан. На примерах взаимодействия между ОАО «АНК «Башнефть» и ОАО «Башнефтегеофизика» показана высокая эффективность и перспективность новой формы сотрудничества между нефтедобывающими и сервисными геофизическими организациями – ВСП-сопровождения глубокого бурения на различных этапах геолого-разведочных работ.

### **Abstract**

The functional potentialities of VSP, successfully applied to various tectonic areas of the Republic of Bashkortostan, are systematized in this Article. Ways of cooperation between OJSC "JSNC "Bashneft" and OJSC "Bashneftegeofizika", used as an example, show high efficiency and prospectiveness of the new form of cooperation between oil-production companies and servicing geophysical organizations – VSP-support of deep drilling at various stages of geological exploration.

С начала освоения и промышленного применения ВСП на территории Республики Башкортостан (с 1990г.) выполнено 258 наблюдений НВСП в глубоких скважинах. По результатам исследований рекомендовано 590 перспективных точек, из которых уже реализована 271 скважина (45,9% от числа рекомендованных).

Сопоставление результатов ВСП с априорными геолого-геофизическими данными и результатами последующего глубокого бурения на исследованных участках позволило выявить и систематизировать несколько важных практических функций скважинной сейсморазведки:

1) Прогнозирование нефтеперспективности (положительный прогноз).

Результаты проверки бурением рекомендаций по ВСП свидетельствуют о высокой и стабильной эффективности метода в различных тектонических регионах Башкирии. Общая подтверждаемость рекомендаций построений и заключений составляет 95,7%. подтверждаемость прогнозов нефтеносности – 94,4%.

2) Прогнозирование неперспективных участков (отрицательный прогноз).

Высказываемое иногда мнение о том, что в окрестностях продуктивных скважин характер развития нефтенасыщенных коллекторов может быть легко предсказан и без проведения дополнительных детальных исследований, категорически опровергается многочисленными фактами. когда отклонения от обозначенных контуров динамических аномалий (прогнозных контуров нефтеносности) в окрестностях исследованных скважин (даже незначительные – менее 50 м) приводят к отрицательным результатам. Массовое использование ВСП способно существенно снизить риск отрицательных результатов при бурении новых скважин и соответственно повысить общую рентабельность геолого-разведочных работ. Результативность метода получила высокую оценку со стороны наших региональных партнёров и заказчиков – ОАО «АНК «Башнефть» и её подразделений [2, 5].

3) Корректировка предшествующих оценок перспективности, сделанных по ранее выполненным геолого-геофизическим исследованиям (корректирующая функция).

В практике применения метода ВСП на территории Республики Башкортостан имеют место многочисленные случаи расхождения результатов работ наземной и скважинной сейсморазведки. Однако почти всегда структурные построения и прогнозы нефтеносности, сделанные на основе данных ВСП, находят последующее подтверждение глубоким бурением, что позволяет нам отметить объективность корректирующей возможности метода [1].

4) Объемный контроль и оценка гидродинамических процессов в соответствующих интервалах разреза при разработке залежей нефти и газа (мониторинговая функция).

Применение разработанной в ОАО «Башнефтегеофизика» технологии изучения карбонатных объектов [3, 4, 5] позволяет не только проследить положение фронта закачки, но и получать пространственное представление о динамике пластового давления, изучать в деталях внутреннее строение карбонатных построек, а также обнаруживать и отслеживать локальные гидродинамические процессы, происходящие в очень небольших объемах пород при техногенном воздействии в ходе разработки месторождений. Анализ этой технологии показывает, что она способна осуществлять аналогичный мониторинг разработки залежей и месторождений, приуроченных к терригенным коллекторам.

5) Выбор оптимальных характеристик вибровоздействия на продуктивный пласт с целью повышения коэффициента извлечения нефти.

Возможность определения оптимальных характеристик вибровоздействия основана на выявленных соотношениях между резонансными частотами сигнала и физическими параметрами активируемого объекта, определяемыми по данным ВСП в соответствующем интервале разреза. Эта функция ВСП успешно опробована на ряде нефтяных месторождений Башкирии (Манчаровском, Шкаповском и Серафимовском) и признана специалистами ОАО «АНК «Башнефть» как высокоэффективная.

6) Расширение информационного поля в окрестностях одиночных скважин (как нефтеносных из старого фонда, так и вновь пробуренных с положительными или отрицательными результатами) с целью оконтуривания или выявления залежей и обеспечения форсированного прироста запасов.

Эта возможность практически уже реализуется подразделениями АНК «Башнефть». Предлагается использование ВСП для массового исследования скважин (одиночных или в контурах известных месторождений) с установленной продуктивностью (как находящихся в консервации, так и эксплуатирующихся) и неопределенными характером развития нефтенасыщенных коллекторов и типом залежи. Осуществление такого проекта обеспечит, по нашим расчётам, ощутимый дополнительный

(к результатам других средств ГРП) прирост запасов нефти и газа в достаточно короткие сроки.

7) Предупреждение (уменьшение) риска при реализации утверждённой (или подготавливаемой к утверждению) сетки глубокого бурения на различных этапах геолого-разведочных работ.

Эта возможность ВСП, обеспечиваемая эффективностью описанных выше функций, позволяет использовать метод для геофизического (ВСП) сопровождения глубокого бурения как при поисково-разведочных работах, так и при разработке залежей и месторождений на любых этапах (от проектирования до завершения эксплуатации). Суть его в общем виде заключается в первичной (базовой) и последующих (в свете новых данных бурения) интерпретациях материалов ВСП в одной из скважин исследуемой площади с уточнением ранее сделанных заключений. При необходимости выполняются дополнительные наблюдения ВСП в той же или в других скважинах разрабатываемого объекта. Легко заметить, что ВСП-сопровождение представляет собой гибкую систему оценки проектных скважин и контроля за разработкой, сочетающую технологии геофизического мониторинга и интерактивного комплексирования данных бурения и скважинной сейсморазведки. Примерами эффективного применения этой функции могут служить результаты НВСП в пределах Амировского, Арланского, Уразметовского, Спасского, Сухоязского и многих других месторождений. Их анализ приводит к однозначному выводу о том, что успешность работ при реализации сетки бурения существенно выше в тех случаях, когда заключения по НВСП обязательно принимаются во внимание.

### *Список литературы*

1. Р.Я.Адиев, В.А.Лаптев, Л.А.Муляр, В.Ф.Пахомов. Интерактивное комплексирование НВСП и глубокого бурения как эффективный способ решения геологических задач при поисках, разведке и разработке залежей нефти // *Материалы V Республиканской геологической конференции «Геология и перспективы расширения сырьевой базы Башкортостана и сопредельных территорий»*, г. Уфа. 2003. С. 226-229.
2. В.С.Асмоловский. Роль и задачи геологической службы нефтедобывающих управлений в разработке месторождений // *Минерально-сырьевая база Республики Башкортостан: реальность и перспективы*. Материалы Республиканской научно-практической конференции. Уфа: Тау, 2002. С. 52-59.
3. Г.З.Валеев, Р.Я.Адиев, В.Ф.Пахомов. Мониторинговые возможности вертикального сейсмического профилирования при разработке залежей нефти // *Материалы V Республиканской геологической*

- конференции «Геология и перспективы расширения сырьевой базы Башкортостана и сопредельных территорий». Уфа, 2003. С.230-232.
4. Г.З.Валеев, В.Ф.Пахомов и др. Технология контроля выработки запасов методом вертикального сейсмического профилирования // Нефтяное хозяйство, 2002, № 2. С. 36-38.
  5. И.А.Исхаков, Г.Х.Габитов, Е.В.Лозин, Р.Х.Масагутов. Геологические задачи по восстановлению минерально-сырьевой базы углеводородов в условиях детальной разведанности // Первые Тимергазинские чтения «Геология, полезные ископаемые и проблемы экологии Башкортостана». Материалы конференции. Уфа: Тау, 2004. С. 113-124.
  6. Р.Я.Адиев, Ю.Г.Антипин, Г.З.Валеев, В.Ф.Пахомов и др. Патент № 2244321, Россия, МПК<sup>7</sup> G 01 V 1/40. Способ контроля перемещения фронта закачиваемых или законтурных вод при разработке нефтегазовых месторождений // 10.01.2005, БЮЛ. №1.

\*\*\*\*\*

**ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛЯРИЗАЦИОННОГО МЕТОДА ПРИ  
СЕЙСМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЯХ НА СТАДИИ ДОРАЗВЕДКИ  
И ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ.**

А.Н.Амиров, А.А.Терехин

*КГУ, г. Казань*

**UTILIZATION OF POLARIZATION METHOD  
FOR ADDITIONAL SEISMIC EXPLORATION AND  
WHILE REGULAR FIELD PRODUCTION**

A.N.Amirov, A.A.Teriokhin

*Kazan State University, Kazan City, Russia*

**Аннотация**

Поляризационный метод сейсмических исследований (1) широко и успешно применяется при наблюдениях в скважинах. При наблюдениях же на дневной поверхности он применяется эпизодически. В докладе приводится геолого-физическое обоснование целесообразности наземных наблюдений поляризационным методом для изучения трещиноватости горных пород и выделения субвертикальных неоднородностей, осложняющих строения залежей углеводородов, а также обсуждаются некоторые результаты исследований базирующихся на комплексировании наблюдений в скважинах и на дневной поверхности. Такие исследования особенно важны на поздних стадиях геологоразведочных работ, когда применяются более сложные, чем на начальной стадии освоения залежей УВ, технологии их разработки и повышаются требования к информативности результатов геофизических исследований.

### **Abstract**

The seismic polarization method (1) is widely and successfully used in well surveys. At observation on a day surface it is applied occasionally. In the report it is resulted geophysical substantiations of expediency of ground observation by a polarizing method for studying fissuring rocks and allocation subvertical discontinuity, reservoir of hydrocarbons complicating structure, and also some results of investigation based on complexificatin observation in well and on a day time surface are discussed. Such investigation are especially important at late stages of exploration works when more difficult are applied, than at an initial stage of development of reservoir hydrocarbons, technology of their development increase of requirements to self descriptiveness results of geophysical investigation.

Сугубо блоковое строение резервуаров углеводородов определяет необходимость повышения эффективности геофизических исследований, направленных на выявление тектонических нарушений и изучения свойств отдельных блоков, и в частности, такого фундаментального свойства сейсмических сред как их трещиноватость. Эти исследования наиболее актуальны на поздних стадиях геологоразведочных работ, когда в разработку вовлекаются трудноизвлекаемые запасы УВ, а в пределах разрабатываемых месторождений развиты невыработанные участки, контролируемые различными неоднородностями в разрезе (тектонические нарушения, литологические экраны, зоны повышенной трещиноватости и т.п.). В этих условиях возникает необходимость применения более сложных технологий разработки по сравнению с применяемыми при начале освоения месторождений (бурение боковых стволов, горизонтальное бурение, различные режимы заводнения пластов). Для получения информации о свойствах продуктивных толщ используются данные ГИС и геолого-промысловых исследований (в первую очередь гидродинамически). Однако эти данные не обеспечивают необходимой глубины (радиуса) изучения продуктивных пород вокруг скважин. Применение более глубоких методов промысловых исследований, (например, метода фильтрационных волн давления МФВД) позволяет установить степень гидродинамической связи между скважинами. Однако при отсутствии такой связи не удастся выяснить, чем это обусловлено (тектоническое нарушение, смена литологии??), и, что более важно невозможно определить положение неоднородности, вызывающей нарушение гидродинамической связи.

Для изучения особенностей строения продуктивных пород в межскважинном пространстве используются данные разведочных геофизических методов (в первую очередь сейсморазведки). Эти данные позволяют выявить наиболее масштабные изменения в разрезе. Неоднородности же сравнительно небольших масштабов (узкие зоны



повышенной трещиноватости и литологические экраны, малоамплитудные разрывные нарушения и т.п.) существующими разведочными методами выявить, как правило, не удается. О широком развитии в продуктивных породах мелкомасштабных субвертикальных неоднородностей, оказывающих существенное влияние на их фильтрационно-емкостные свойства, свидетельствуют данные ВСП на многих нефтяных месторождениях Татарстана.

Для повышения эффективности наземных исследований были развиты наблюдения, основанные на оценках азимутальной сейсмической анизотропии горных пород. Исследования базируются на следующих положениях:

- месторождения углеводородов формируются в средах с активным тектоническим режимом. При интенсивной деформации массивов горных пород, как правило, сосуществуют зоны сжатия и растяжения (1). В результате образуются разномасштабные блоки, характеризующиеся своим напряженно-деформированным состоянием;
- образование блоков сопровождается развитием в них трещиноватости, в том числе упорядоченной субвертикальной, обуславливающей азимутальную анизотропию физических свойств горных пород. Параметры трещиноватости (направление и интенсивность) в соседних блоках отличаются, что позволяет определять границы между ними;
- новейшие и современные тектонодинамические процессы определяют образование блоков по всему разрезу. Однако трещиноватость в них зачастую наиболее выражена в приповерхностных отложениях непосредственно под зоной аэрации. Исключения составляют блоки пород, непосредственно примыкающие к разрывным нарушениям и сравнительно узкие сквозные зоны повышенной трещиноватости с активным флюидным режимом;
- в зонах сжатия, наиболее благоприятных для образования залежей УВ, в глубокозалегающих отложениях (1000 м и более) значимая трещиноватость развита лишь в флюидонасыщенных пластах. Это существенно ограничивает возможность выявления анизотропии в них наземными наблюдениями;
- трещиноватость, обуславливающая азимутальную анизотропию в приповерхностных породах, образуется в результате воздействия новейших и современных тектонодинамических процессов. Последние в значительной степени определяют строение всей осадочной толще и, в первую очередь, контролируют в ней развитие тектонических нарушений и трещиноватости. Это определяет целесообразность использования сведений об анизотропных свойствах приповерхностных горных пород для оценки особенности строения

геологических образований, контролируемых тектонодинамическими процессами.

Оценка параметров азимутальной анизотропии по материалам наземных наблюдений базировалась на изучении поляризации головной поперечной волны, образующейся на границе между терригенными и карбонатными породами (верхняя жесткая граница, на территории Татарстана залегает на глубинах 200 – 300 м.) Регистрация волны SSS осуществлялась трехкомпонентными установками по профилям ПМ МПВ (поляризационная модификация метода преломленных волн). Возбуждение S-волны производилось электродинамическим источником ВЭИП. Наблюдения на наземных профилях комплексировались с исследованиями ПМ ВСП в глубоких и специально пробуренных мелких скважинах (глубина около 100 м).

Исследования поляризационным методом с наблюдениями на дневной поверхности и в скважинах выполнены на нескольких нефтяных месторождениях Татарстана. По материалам ПМ МПВ определены границы смены направлений трещиноватости в пермских породах. Эти границы соответствуют разрывным нарушениям и зонам повышенной трещиноватости в продуктивных карбоновых отложениях, выявленным по данным ПМ НВСП. Направления трещиноватости в пермских и среднекарбонных породах совпадают, а в отложениях нижнего карбона ортогональны к ним. В пределах нефтяных месторождений наблюдается сильная латеральная изменчивость параметров азимутальной сейсмической анизотропии в отложениях осадочного чехла и выделяется большое количество блоков различных размеров. Для каждого блока характерно свое доминирующее направление и интенсивность субвертикальной трещиноватости. Эти данные особенно важны при разработке месторождений с помощью горизонтальных скважин.

Наблюдения поляризационным методом на дневной поверхности позволяют получить более полные данные о строении и свойствах исследуемых отложений и расширяют возможности промышленной сейсмологии (3).

#### *Список литературы*

1. Г.И.Амурский и др. Дистанционные методы изучения трещиноватости пород нефтегазоносных территорий. - М.: Недра, 1988. – 146 с.
2. Е.И.Гальперин. Поляризационный метод сейсмических исследований. – М.: Недра, 1978. - 273с.
3. А.Н.Амиров, Е.И.Гальперин, И.И.Гурвич, и др. //Промысловая сейсмика – сейсмические исследования на этапе разработки и эксплуатации месторождений: Изв. ВУЗов. Геология и разведка. 1980, №7, с. 78-83.

\*\*\*\*\*

## ПРАКТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ МИГРАЦИИ ДАННЫХ МАССИВНОГО 3D ВСП

В.А.Мишин, С.И.Александров, В.Х.Кивелиди, М.В.Перепечкин  
ОАО «ЦГЭ», г. Москва,

## PRACTICAL MIGRATION OF MASSIVE 3D VSP DATA

V.A.Mishin, S.I.Alexandrov, V.Ch.Kivelidy, M.V.Perepechkin  
CGE, Moscow, Russia,

### *Аннотация*

Задача миграции данных массивных наблюдений 3D ВСП сталкивается с проблемой ограничения зоны фокусирования. Это является одной из причин ухудшения качества сейсмического изображения в условиях сложнопостроенных сред.

При наличии априорных данных об углах отражающих горизонтов область фокусирования можно сузить за счет ограничений, наложенных на пространственные производные поверхностей обращаемых волновых фронтов или ограничения размера зоны фокусирования (Lüth et al. 2005).

В случае отсутствия априорной информации об углах наклона, когда известна лишь приближенная скоростная модель, полезным может стать метод предварительного энергетического хеширования, предлагаемый в данной работе.

### *Abstract*

New migration technique of massive 3D VSP data is presented. The method is based on energy hashing algorithm. This technique is designed to enhance the quality of seismic images of complex geological structure derived from limited a priori information. The method effectiveness is demonstrated on experimental data processing result.

### *Метод и результаты его опробования на экспериментальных данных.*

Идея метода заключается в предварительном энергетическом анализе результата миграции ограниченной апертуры данных. Такой анализ определяет окрестность фокусирования, в которую и происходит окончательная миграция.

На рис. 1 представлена система экспериментальных наблюдений 3D ВСП, представляющая собой площадную расстановку из 5 тысяч пунктов возбуждения в окрестности наблюдательной скважины с максимальным выносом около 3 тысяч метров. Круговая окрестность на этом рисунке показывает пункты возбуждения, участвующие в предварительной миграции текущего пункта возбуждения. Предполагается, что сигналы всех трасс этого селектора (окрестности), соответствующие некоторой базе приема (в наблюдательной скважине) и волне определенного типа можно отнести к одной отражающей площадке.

Положение этой площадки можно определить, проведя глубинную миграцию в куб, сильно разряженный по пространственным координатам. Такая предварительная миграция делается без ограничений на размер волновых фронтов, т.е. по стандартному алгоритму Кирхгофа.

Следующий шаг сводится к подсчету энергии каждой из мигрированных трасс. Очевидно, что при наличии на сейсмограммах регулярных волн и удовлетворительного скоростного закона мы получим разрастание энергии глубинных трасс в окрестности истинных точек отражения. Таким образом, задача предварительного энергетического хеширования сводится к подсчету максимума функционала вида

$$f = F(x, y, x_c, y_c, t_c, T, R_c, V, L),$$

где:  $x$  – пространственная координата мигрированной трассы;  $y$  – пространственная координата мигрированной трассы;  $x_c$  – пространственная координата пункта взрыва;  $y_c$  – пространственная координата пункта взрыва;  $t_c$  – текущее время мигрированного сигнала на трассе;  $T$  – длительность мигрированного сигнала;  $R_c$  – радиус текущей апертуры миграции;  $V$  – скорость миграции;  $L$  – приемная апертура в скважине.

На рис. 2 показан вид энергетического функционала, полученного для экспериментальных данных 3D ВСП на одном из нефтяных месторождений: радиус апертуры 200 м, среднее расстояние между источниками 40 м, база приема в скважине 300 м, число приборов 16, шаг 20 метров. Шаг по пространственным координатам куба предварительной миграции 100 м.

Из рисунка видно, что функционал имеет гладкую форму с ярко выраженным максимумом. Этот максимум и определяет место фокусирования в результирующем глубинном кубе. Заметим, что гладкость функционала позволяет строить куб предварительной миграции с большими шагами по пространству и поэтому сама процедура работает достаточно быстро. Тестирование алгоритма на моделях показало его работоспособность практически при любых углах наклона границ.

На рис. 3 показан результат 3D миграции на основе рассматриваемого алгоритма энергетического хеширования данных 3D ВСП, полученных на нефтяном месторождении Наньянь, КНР, в условиях сложного геологического строения. Рис.4 иллюстрирует сопоставление результатов миграции наземных наблюдений ОГТ и 3D ВСП. Полученные данные позволили уточнить геологическое строение в окрестности скважины: выявить новые элементы строения продуктивной толщи, а также уточнить положение разлома.

**Выводы.** Рассмотренный метод позволяет повысить качество сейсмических изображений за счет уменьшения области размазывания на основе минимизации краевых эффектов.

В целом, предлагаемый инструмент, несомненно, найдет свое место при обработке данных массивных наблюдений 3D ВСП в сложнопостроенных районах, как на стадии подбора скоростной модели, так и на стадии получения мигрированных кубов данных.

**Благодарности.** Авторы благодарят г-на Changbiao Tang, президента компании Sobentex, и г-жу Земцову Д.П., главного геолога КОМЭ, за любезно предоставленные экспериментальные данные 3D ВСП и результаты их геологической интерпретации.

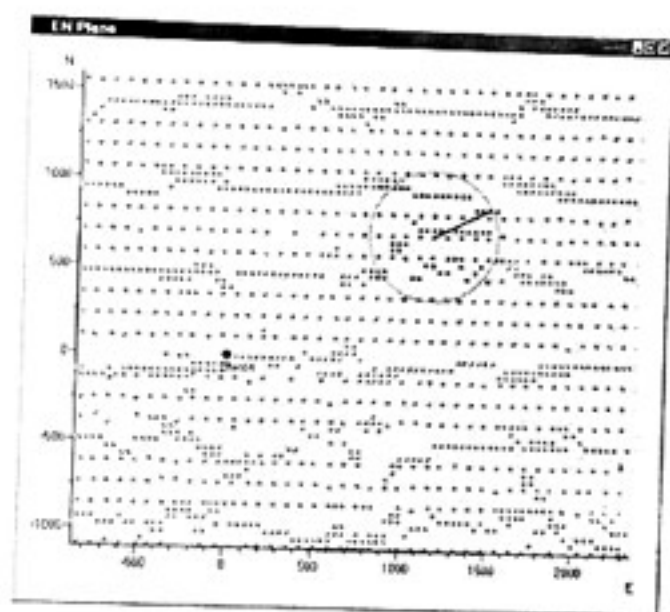


Рис. 1. План расположения пунктов возбуждения съемки 3D ВСП. Окружность показывает текущую апертуру миграции.

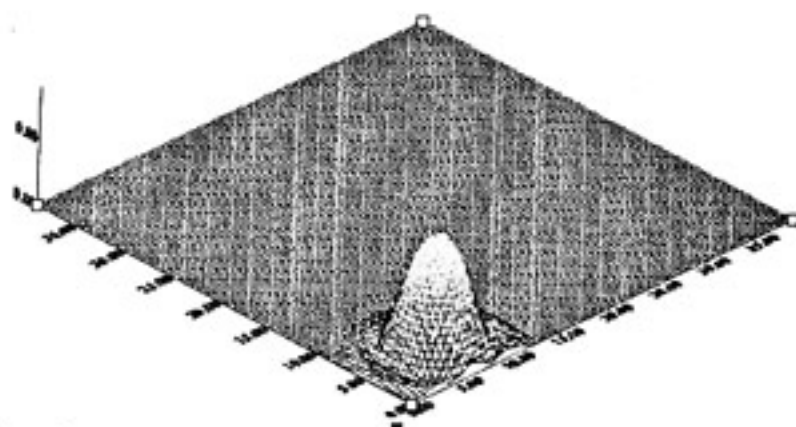


Рис. 2. Вид функционала энергетического хеширования.

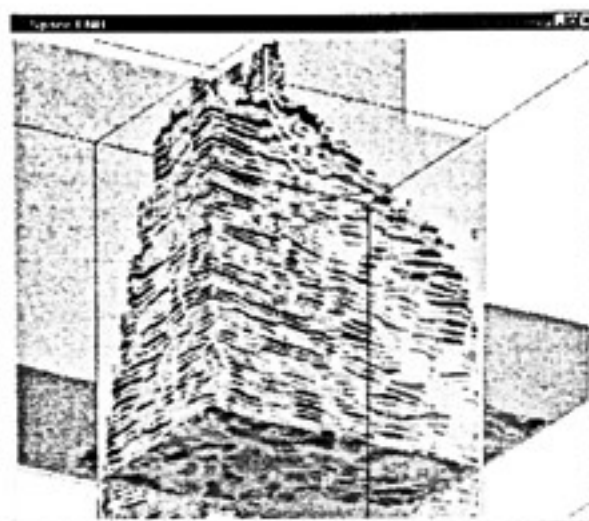


Рис. 3. Куб глубинной миграции данных 3D ВСП полученный по экспериментальным данным.

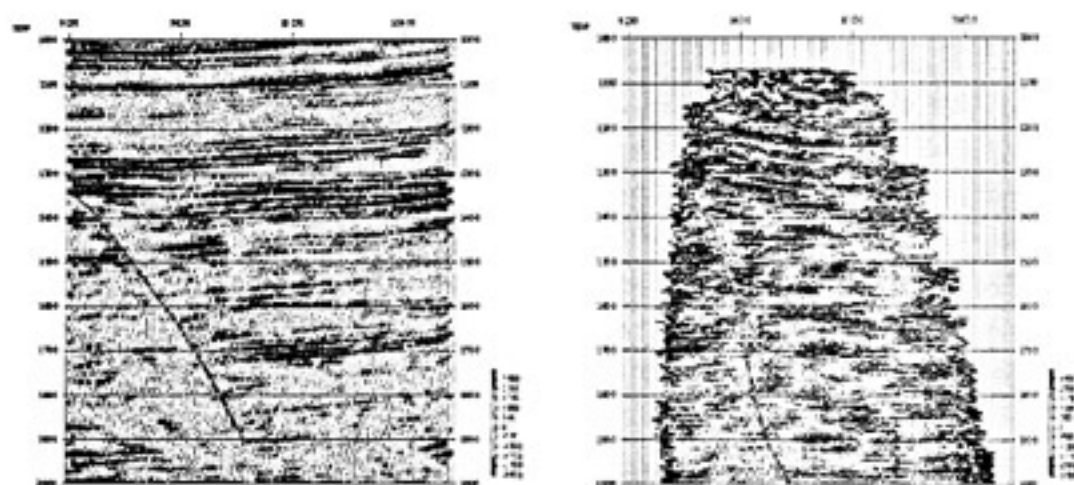


Рис. 4. Уточнение геометрии и внутренней структуры сложнопостроенной области при совместном анализе сечений кубов ОГТ (слева) и 3D ВСП (справа). Применение 3D ВСП позволило выявить новые элементы строения продуктивной толщи, а также уточнить положение разлома.

#### *Список литературы*

I. S.Lüth, S.Buske, R.Giese, A.Goertz. [2005] Fresnel volume migration of multicomponent data. *Geophysics* 70 (6), S 121 – 129.

\*\*\*\*\*

**ОБ АППАРАТУРЕ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩЕЙ ВОЗМОЖНОСТЬ  
ВЫПОЛНЕНИЯ ПМ ВСП НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ**

В.А.Багмут\*, А.Э.Сайганов\*, В.А.Рюмин\*\*, А.В.Багмут\*\*\*

\* КГФЭ "Крымгеофизика", г.Семфинополь,

\*\* ЗАО Концерн "Надра", г.Киев, \*\*\*НАПКС.

**TOOLS TO RUN DEEP WELL POLARIZATION VSP**

V.A.Bagmut\*, A.E.Sayganov\*, V.A.Rjumin\*\*, A.V.Bagmut\*\*\*

\* KGFE "Krymgeofizika", \*\* ZAO Concern "NADRA", \*\*\*NAPKS.

**Аннотация**

Рассмотрены основные проблемы в конструировании специального геофизического оборудования для проведения сейсмических исследований в глубоких скважинах. Описаны основные этапы в создании и совершенствовании скважинного сейсмического оборудования в КГФЭ "Крымгеофизика".

**Abstract**

Basic problems are considered in designing special geophysical equipment for use in deep well surveys. The basic stages are described in creation and perfection of downhole seismic equipment in KGFE "Krymgeofizika".

Геофизические исследования методами скважинной сейсморазведки на всё больших глубинах требуют применения аппаратуры, позволяющей выполнять скважинные наблюдения и получать при этом достоверную информацию в условиях широкого диапазона давлений, температур и наличия многих других осложняющих факторов.

В Украине скважины с глубинами 5000 – 6000 м и температурами до 200° С были пробурены уже к середине 70-х годов прошлого столетия. В это же время интенсивно развивались исследования ПМ ВСП, под руководством Е.И. Гальперина и А.Н. Амирова.

Отсутствие аппаратуры, отвечающей требованиям, необходимым для выполнения исследований ПМ ВСП, причем, прежде всего по обеспечению точности определения вектора поляризации и по минимальному уровню паразитных колебаний, привело к тому, что в Крымской геофизической экспедиции самостоятельно занялись решением этой проблемы.

Первой нашей разработкой был одноприборный зонд с уплотнением информации на согласующих трансформаторах. Для обеспечения частотного диапазона 5 – 250 Гц применялись сейсмоприемники СВ-20ТС в симметричной установке [1, 2], а также трансформаторы большой индуктивности и, соответственно, с большими размерами. В результате разработки скважинный прибор имел наружный диаметр 90 мм и массу

около 40 кг. Для уменьшения паразитных колебаний его корпуса до пренебрежимо низкого уровня [3], прибор был оснащен мощным (развивающим усилие на оси более 1000 кг) прижимным устройством, а также высокооборотным электродвигателем, обеспечивающим время полного раскрытия рычага прижимного устройства  $\leq 30$  сек.

Конструкция корпуса этого прибора до настоящего времени применяется во всех наших разработках. Допустимое давление среды – 110 МПа, ограничивается прочностью кожуха. При замене стального корпуса на титановый, максимальное давление может быть значительно увеличено.

Выполнение жестких требований к идентичности датчиков – сейсмоприемников обеспечивалось подбором их на специальных стендах с точностью  $\pm 5\%$  по амплитуде и  $\pm 2\%$  по фазе [2, 6]. Контроль идентичности в процессе регистрации осуществляется сравнением сигнала вертикального сейсмоприемника и расчетной вертикальной компонентой наклонных приборов во всем диапазоне изменяющихся внешних факторов – глубин, температур, углов наклона, амплитуд и т.д. При этом максимальная рабочая температура такого зонда составляет 150 °С.

Разработка трехприборного двенадцатиканального зонда с электронным уплотнением информации была начата в 1978 году. Основной целью этой разработки было обеспечение исследований методом перекрытия точек наблюдения и повышение производительности.

Фактически, почти 10 лет (разработка была полностью завершена в 1988 году) было затрачено на решение следующих проблем:

1. Обеспечению динамического (мгновенного) диапазона не хуже 80дБ.

2. Обеспечению стабильности метрологических характеристик каналов не хуже, чем у регистрирующей сейсмостанции (1%), и повышение надежности в диапазоне рабочих температур.

3. Разработке эффективной системы контроля, позволяющей контролировать характеристики каналов и сейсмоприемников в процессе работы в реальном масштабе времени.

При этом на первом этапе частотный диапазон составлял 5 – 125 Гц.

Большой объем блоков преобразователей используемого скважинного прибора за счет многократного запаса по мощности позволил обеспечить максимальную рабочую температуру (по паспорту) 125° С. На практике, при проведении исследований в скважинах на Черном море [4], работы успешно выполнялись при температуре 143° С, при этом скважинный прибор находился на глубинах экстремальных нагрузок несколько суток. Образец аппаратуры, разработанной для Кольской сверхглубокой скважины СГ-3 (РФ) успешно применялся на глубине 8125 м при длине кабеля 13000 м [5] и максимальной рабочей температуре 150° С (1994, 1995 гг., непрерывно, в течение недели).



Появление в последние несколько лет новой элементной базы позволило применить новые технические решения и повысить в рабочих образцах с электронным уплотнением информации максимальную рабочую температуру до  $180^{\circ}\text{C}$ , и успешно испытать экспериментальный образец при температуре до  $210^{\circ}\text{C}$ .

Применение новых технологий и оборудования подбора датчиков в установки, контроль сквозных трактов регистрации в процессе работы с применением микроконтроллеров и ПЭВМ, позволило обеспечить значительно более высокий уровень точности определения вектора поляризации. Основная сложность в глубинных скважинных сейсмических исследованиях – обеспечение необходимого динамического диапазона аппаратуры, в том числе на этапе его преобразования в цифровую форму.

Как было показано в [7], для преобразования сигнала с динамическим диапазоном 80 дБ, при условии, что он точно попадает в диапазон АЦП, и при условии, что он должен оцифровываться не менее, чем семью разрядами, необходим 24-разрядный преобразователь.

В условиях реального затухания сигнала при оптимальном заполнении разрядной сетки 24-разрядного АЦП в начальный момент регистрации, величина сигнала на 4 секунде, как правило, не превышает четырех разрядов. При неполном заполнении разрядной сетки в начальный момент времени, что более правильно отображает реальные условия регистрации, время корректной для оцифровки величины сигнала еще меньше (не более 3,5 секунд). Регистрация данных на больших глубинах требует длительности регистрации полезной информации 6-7 секунд и более, что, соответственно, еще больше повышает требования к динамическому диапазону аппаратуры. В [4, 6] было показано, что для получения корректной информации регистрирующая аппаратура должна обеспечить диапазон 192 дБ, что составляет 32 бита преобразователя. Экспериментальный образец нашей современной разработки обеспечивает динамический диапазон 180 дБ (31 разряд АЦП), что существенно приближает к теоретически необходимому.

Иная наша разработка, цифровой зонд сейсмического регистратора, обеспечивает динамический диапазон 168 дБ, но при существенных эксплуатационных ограничениях по максимальной рабочей температуре –  $125^{\circ}\text{C}$  и по длине кабеля – 5000 м. В настоящее время проводятся работы по расширению этих параметров.

**Выводы.** Применение сейсмической скважинной аппаратуры для выполнения ПМ ВСП на больших глубинах предъявляет к ней целый ряд требований по обеспечению высокой разрешающей способности записей в широком диапазоне температур и давлений. За время, в течение которого мы занимаемся скважинной сейсмической аппаратурой, шаг за шагом совершенствуются наши разработки. И, наконец, в последние годы, используя достижения техники, в частности, в оснащении

термостабильной элементной базой, применении микропроцессорных технологий, нам удалось разработать образцы аппаратуры, практически полностью отвечающие требованиям к скважинной сейсмической аппаратуре.

### *Список литературы*

1. А.К.Амиров, М.Е.Герасимов, О.Г.Алиев. Временные методические рекомендации по проведению сейсморазведочных работ ПМ ВСП с целью изучения околоскважинного пространства. Составители: Министерство геологии УССР. ГПП "Крымгеология" г. Симферополь, 1984 г.

2. Е.И.Гальперин, Л.А.Певзнер. Методические рекомендации по применению поляризационного метода сейсмической разведки. КАЗВИРГ, г. Алма-Ата, 1984 г.

3. Г.А.Шехтман, А.И.Каплунов. Влияние силы прижима скважинных приборов на характер регистрируемых сигналов при ВСП. "Прикладная геофизика". Выпуск 73, М., Недра, 1974.

4. Ю.Д.Мирзоян. Отчеты Морской геофизической партии треста ЮМНГ по исследованиям ПМ ВСП на шельфе Черного моря в апреле – ноябре 1990 г., с марта 1990 г. по июль 1991 г. и с января 1991 г. по июль 1992 г., г. Геленджик.

5. А.А.Караев, С.Смитсон. Многокомпонентные исследования в районе Кольской сверхглубокой скважины, журнал "Геофизика" №1 1995г.

6. Б.А.Бобров, Л.Д.Тип, Ю.А.Орлов. Калибровка электродинамических сейсмоприемников в полевых условиях. Сборник "Геофизическая аппаратура" № 78.

7. О.К.Кондратьев. Теоретические основы цифровой записи сейсмических колебаний. - М.: ВНИИГЕОФИЗИКА. 1992 г.

\*\*\*\*\*

### **РАЗВИТИЕ ТЕХНИКИ И МЕТОДИКИ ВСП НА ОСНОВЕ РАЗРАБОТКИ СКВАЖИННЫХ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ РЕГИСТРАЦИИ С РАСПРЕДЕЛЕННЫХ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАТЧИКОВ**

Т.Н.Ишуев\*, А.К.Доронкин\*, Р.К.Сагдеев\*\*

\*ООО «ТНГ-Групп», г. Бугульма, \*\* КИТУ, г. Казань

### **DEVELOPMENT OF VSP TECHNIQUE AND METHODOLOGY BASED ON DESIGNING, MANUFACTURING AND TESTING DOWNHOLE TELEMETRY RECORDING SYSTEMS WITH DISTRIBUTED SEISMIC SENSORS**

T.N.Ishuev\*, A.K.Doronkin\*, R.K.Sagdeev\*\*

\*TNG-Group, Bugulma, \*\*Kazan State Technical University, Kazan

### *Аннотация*

Показаны основные результаты разработок аппаратуры для скважинных сейсмических исследований распределённых датчиков при проведении исследований ВСП. Представлены полученные технические характеристики, конструктивные особенности скважинных приборов. Проведена апробация аппаратуры различными методами исследований ПМ ВСП, НВСП и др., приведены результаты исследований применительно к различным сейсмогеологическим районам и геологическим задачам.

### *Abstract*

The paper shows main results of designing the tools for seismic VSP well surveys with distributed sensors, system's technical specifications and tool design features. Tool tests conducted by different methods of PM VSP, Broadside VSP and by other methods, and applied to different seismic-geological areas and geological tasks are presented.

Основными характеристиками скважинной аппаратуры, существенно влияющими на качество геофизического материала, является ее канальность, способ передачи информации и система прижима снарядов к стенке скважины. Опыт, накопленный при проведении наблюдений и разработке скважинной аппаратуры ВСП, позволяет выделить её основные характеристики:

1. Канальность аппаратуры и количество одновременно исследуемых точек исследуемой скважины.
2. Система прижима приборов к стенке скважины, обеспечение надежного сейсмоакустического контакта.
3. Способ передачи сигналов от сейсмоприемников по каротажному кабелю.

Наиболее высокими характеристиками обладают системы передачи с преобразованием спектра передаваемых сигналов. Разработаны и опробованы различные системы электронного уплотнения каналов. Наибольшее распространение получили: АМ-ЧРК – амплитудная модуляция с частотным разделением каналов; ВИМ-ВРК – временная модуляция с временным разделением каналов. Такие системы позволяют передать по одной или трем жилам каротажного кабеля информацию от многих сейсмоприемников при высокой помехоустойчивости системы к различного рода помехам. Например, по трехжильному кабелю можно передать сигналы с максимальной частотой спектра до 125 Гц от 24 сейсмоприемников.

Однако многократные преобразования аналогового сигнала при передаче через каротажный кабель, при записи переданного сигнала на различные запоминающие устройства приводили к большим искажениям, т.е. не до конца использовались преимущества телеметрических систем.

Появление компьютерных технологий позволило принципиально изменить качество передачи и регистрации данных сейсмической томографии. Внедрение цифровых телеметрических систем позволяет устранить все основные недостатки перечисленных выше систем. Все известные устройства используют один известный принцип передачи сигналов: датчик – усилитель – ацп – модем передачи на поверхность – компьютер.

В данной работе рассматриваются результаты создания скважинной, сейсморегирующей аппаратуры с многокомпонентной регистрацией сейсмических сигналов автоматизированной телеметрической системой измерения и сбора информации с распределенных сейсмических датчиков. Приводятся также примеры применения разработанной аппаратуры для решения конкретных задач, изучения характеристик геологического разреза и задачи изучения особенностей строения околоскважинного пространства.

Разработанный параметрический ряд скважинной сейсмокаротажной аппаратуры позволяет проводить исследования почти всеми известными методами скважинной сейсморазведки на нефть и газ. Данные, получаемые аппаратурой, представляют ценность для сейсморазведки на этапах разведки и доразведки месторождений, а также могут иметь самостоятельное значение при разработке и эксплуатации залежей углеводородов.

Модификации аппаратуры позволяют проводить исследования скважин различных конструкций и глубин: обсаженные и не обсаженные скважины с диаметром ствола от 75 до 320 мм, с температурой на забое до 120 °С, при гидростатическом давлении до 120 Мпа, длиной каротажного кабеля до 7500 м, со скоростью передачи информации до 500 Кбод.

Все модификации аппаратуры внутри каждой модели имеют взаимозаменяемые скважинные приборы, снабженные жесткими электромеханическими управляемыми прижимными устройствами. Всё это и специально разработанная конструкция корпусов позволяет существенно уменьшить резонансы в сейсмоакустическом контакте со стенкой скважины.

Использование цифровых телеметрических систем для передачи сейсмического сигнала по кабелю позволит повысить помехоустойчивость аппаратуры к низкочастотным промышленным помехам. Высокая чувствительность позволяет применять как взрывные, так и невзрывные сейсмические источники.

Аппаратурный комплекс состоит из:

- скважинного зонда с количеством приборов до 32 шт. (рис. 1);
- комплекта наземной аппаратуры, состоящей из блока управления (контроллера), бортовой ЭВМ, малогабаритного струйного принтера.

К настоящему времени разработанная аппаратура (телеметрические системы сбора сейсмических данных с распределенных датчиков-геофонов или гидрофонов) широко применяется для решения целого ряда геологических задач. Ниже приведены несколько наиболее характерные результаты, которые охватывают методики ВСП-ПМ с использованием взрывных и не взрывных источников, комбинированная регистрация данных о смещении (давления) и скорости смещения. Результаты приурочены к сейсмогеологическим условиям различных регионов РФ и ближнего зарубежья. Наблюдения могут проводиться мобилизацией работ автомобильным или авиатранспортом (вертолетным).

*Результаты практического опробования разработанной аппаратуры для решения различных геолого-геофизических задач.* Применяемая аппаратура позволяет изучать кинематические и динамические характеристики вскрытого скважиной геологического разреза, выполнять стратиграфическую привязку отраженных волн, а также изучать структурные особенности околоскважинного пространства.

Основное внимание уделим возможности изучения физических характеристик среды. Скважинные зонды СКЦ2-823 и СК6-623 с телеметрическими системами регистрации с распределенных сейсмических датчиков использовались в скважинах с различными геолого-техническими условиями.

Скважинные сейсмические зонды СКЦ2-823 и СК6-623 позволяют получать кондиционный материал с высоким соотношением сигнал/помеха при возбуждении сейсмических волн взрывным и невзрывными источниками, такими как вибрационные установки и погружной пневматический источник ППИ-09.

Конструктивные особенности скважинной аппаратуры позволили выполнить исследования ВСП, НВСП и ПГР в скв. U-1Жаик, принадлежащей ТОО «Урал Ойл энд Газ» (Казахстан), глубиной 5400 м, с давлением на забое 100 МПа и температурой 110°C.

Применяемая при проведении скважинных сейсмических исследований аппаратура позволяет проводить наблюдения направленные на изучение параметров поляризации прямых проходящих волн для получения дополнительной информации о литологических особенностях геологического разреза.

Применение скважинной аппаратуры СКЦ2-823 позволяет проводить работы по определению направления повышенной подвижности флюида в пласте-коллекторе. Результаты исследований применяются при корректировке точек заложения нагнетательных и добывающих, а также при проектировании горизонтальных скважин. Аппаратура работает в различных сейсмогеологических условиях, таких как, Республика Татарстан, Красноярский край и др.

\*\*\*\*\*

## ДИНАМИЧЕСКИЙ ДИАПАЗОН АППАРАТУРЫ ВСП ЦСК-18

Е.А.Виноградов, И.Н.Усов, А.Д.Чигрин.

ООО «НИИморгефизика-сервис.ком» г. Мурманск.

## DYNAMIC RANGE OF VSP TSK-18 AQUISITION SYSTEM

Y.A.Vinogradov, I.N.Usov, A.D.Chigrin

NIImorgeofizika-service.com, Murmansk City, Russia

### *Аннотация*

Опираясь на собственный опыт работ ВСП и анализ опубликованных данных, авторы пытаются ответить на вопрос, какие характеристики скважинной аппаратуры в большей степени служат повышению качества регистрации данных. Каким образом можно повысить ее канальность и термостойкость, не снижая требований к качеству материала.

### *Abstract*

Basing on own experience of VSP operations and the analysis of the published data, the authors try to answer a question as to what borehole equipments characteristics serve improvement of data quality recording in the greater degree, and how it is possible to increase it recording channels number and thermal resistance, not reducing requirements to quality of a material.

Одной из ключевых технических характеристик аппаратуры ВСП является динамический диапазон (ДД), который, теоретически, должен с запасом покрывать ДД сейсмического сигнала. На практике, однако, пока не существует приборов, отвечающих этому требованию. Перекрытие верхней границы ДД сигнала больших трудностей не представляет. Проблемы возникают со слабыми сигналами. Нижняя граница ДД сигнала, как правило, на несколько порядков ниже собственных шумов прибора. Это означает, что одним из направлений совершенствования аппаратуры ВСП остается повышение пороговой чувствительности (снижения уровня собственных шумов), и расширения т.о. ДД приборов.

Анализ технических характеристик аппаратуры ВСП различных поколений, представленных на рынке услуг, показывает, что существует широкий разброс их динамических параметров. Такая ситуация дезориентирует потребителей и создает известную неопределенность для разработчиков, особенно на начальном этапе проектирования прибора ВСП, поскольку зачастую трудно понять какие именно параметры аппаратуры наиболее значимы и к каким желаемым значениям их надо «тянуть», чтобы повысить потребительскую стоимость прибора в целом.

Однако, широкий ДД не гарантирует точной передачи малых полезных сигналов на фоне высоко амплитудных помех. Способность аппаратуры регистрировать малые сигналы на фоне больших сигналов называется «мгновенный динамический диапазон» (МДД). МДД определен

в работе [1] как величина обратная динамической разрешающей способности, т.е. логарифм отношения регистрируемого сигнала к величине совокупных шумов, или погрешности измерений. Последняя величина складывается из суммы нелинейных, фазовых и прочих искажений тракта записи.

Коэффициент нелинейных искажений (КНИ) для наиболее распространенных на данный момент геофонов GS-20DX, GS-32DX оценивается величиной 0,5 – 0,08%, или 46 – 62 дБ в испытательном режиме с выходным сигналом 360 мВ. При работах ВСП входные воздействия на датчик в сотни раз слабее испытательного сигнала завода-изготовителя, следовательно, нелинейные искажения датчика станут значительно ниже.

ДД входных сигналов при работах ВСП в нефтегазовых скважинах обычно находится в пределах 50 нВ – 5 мВ (100 дБ). Для определения МДД сигнала в разведочном горизонте можно воспользоваться результатами, полученными в работе [2], где показано, что отношение сигнал/шум равное значению 20 (26 дБ) считается минимально достаточным для построения изображений околоскважинного пространства. Исходя из этого, МДД прибора величиной более 46 дБ можно считать вполне приемлемым.

Скромная величина данного показателя объясняет, почему до сих пор находят практическое применение приборы с время-импульсной передачей данных, и не наблюдается радикального роста качества данных от использования 24-х разрядных АЦП.

Основные динамические характеристики прибора по их степени значимости можно расположить следующим образом:

- пороговая чувствительность (уровень шума)
- динамический диапазон
- мгновенный динамический диапазон

Высокая термостойкость (желательно 150°C) вынуждает применить в скважинном приборе АЦП нужной канальности с экономичным энергопотреблением пусть даже ограниченной разрядности. В тоже время желательно иметь такое число разрядов АЦП, чтобы не возникло необходимости в использовании быстродействующей схемы МАРУ. Обычно схема МАРУ является источником помех большого уровня проникающих на вход АЦП. В ином случае будет трудно обеспечить требуемый МДД, сохранить малое энергопотребление и низкий фон помех внутри прибора.

Входной усилитель во входном каскаде следует подобрать с уровнем шума в 3 раза ниже, чем уровень тепловых шумов датчика. Тогда вклад шума входного усилителя в шум датчика составит около 10%, что сохранит пороговую чувствительность прибора. Коэффициент усиления входного усилителя выбирается из компромиссных соображений с учетом

обеспечения максимально возможного ДД входного сигнала, но с соблюдением прежнего требования, чтобы шум квантования АЦП не превысил шум датчика более чем на 10%.

Для выполнения этого условия вполне достаточно 3-х разрядов АЦП. [3] При таком подходе входной каскад и АЦП вносят в шум датчика равные по вкладу добавки. Но они сведены к минимуму, поскольку схема будет содержать минимум элементов при незначительном энергопотреблении. Недостающая часть диапазона входных сигналов может быть дополнена введением 1 – 2-х ступеней переключаемого коэффициента усиления во входном каскаде.

Как было показано выше, МДД сигнала ВСП имеет небольшую величину. Этим обстоятельством можно воспользоваться для увеличения канальности скважинного зонда. С этой целью в скважинном приборе 19-разрядные цифровые данные от АЦП упаковываются в 15-ти разрядный формат (мантисса – 12р + знак + 2р порядок). Ограничение 15-тью разрядами связано с необходимостью добавления в 16-ти разрядное слово бита четности.

Процедура упаковки вносит в исходный сигнал небольшую погрешность величиной 0,02% (-74 дБ), что не сказывается на качестве работ.

В ходе проверок и анализа скважинных данных по работам ВСП в различных регионах установлено, что аппаратура ЦСК-18 имеет следующие динамические характеристики:

- входные шумы – 50 нВ
- динамический диапазон – 111 дБ
- мгновенный динамический диапазон – 62 дБ

Как видно, последние два показателя выше естественного ДД сигналов.

Здесь изложен подход, использованный авторами при конструировании аппаратуры ЦСК-18 пятилетней давности. При современной элементной базе он может иным, но приоритеты, о которых говорилось вначале, на наш взгляд не изменились. Сростом глубины разведочных скважин термостойкость и высокая пороговая чувствительность аппаратуры ВСП еще долго останутся востребованными на рынке услуг.

На Рис. 1 отображены паспортные динамические характеристики геофонов и аппаратуры ЦСК-18 в графическом виде применительно к реально наблюдаемым и испытательным сигналам. Линии 3, 4, 5 приведены к испытательному сигналу завода-изготовителя геофонов указанному в их рекламных проспектах. Линии 7, 8, 9 приведены к уровню сигнала верхнего разведочного горизонта.



### Выводы

На основе анализа технических характеристик различных видов сейсморазведочной аппаратуры и скважинных данных выработаны требования к динамическим характеристикам аппаратуры ЦСК-18, обоснована их приоритетность, что легло в основу конструирования прибора.

Результаты скважинных работ подтвердили правильность использованного подхода, и установили соответствие динамических характеристик аппаратуры ЦСК-18 естественному динамическому диапазону сигналов при работах ВСП с использованием импульсных источников возбуждения.

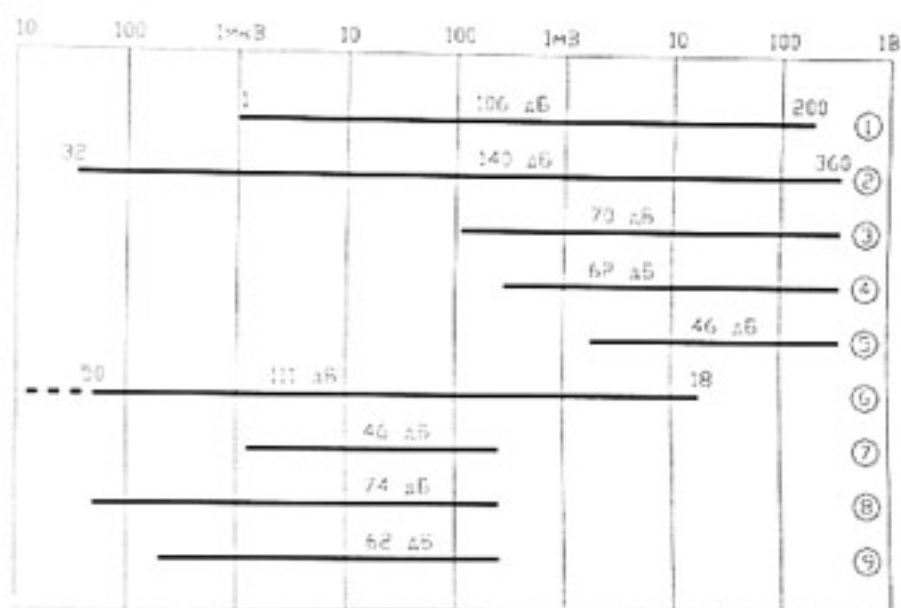


Рис 1. Динамические характеристики геофонов и аппаратуры ЦСК-18

1. ДД сигналов наземной сейсморазведки
2. ДД геофона (с учетом теплового шума)
- 3, 4, 5. МДД группы геофонов GS32DX, геофона GS32DX и GS20DX
6. ДД аппаратуры ЦСК-18 (с учетом входного шума)
7. МДД разведочного горизонта
8. МДД упакованных данных
9. МДД аппаратуры ЦСК-18 (с учетом КНИ)

### **Список литературы**

1. В.И.Шестаков, Ю.И.Ходычкин. «Динамическая разрешающая способность цифровых сейсмостанций». Разведочная геофизика, вып. 89-М.: Недра, 1980 с 25-33
2. К.В.Баранов, А.К.Душутин. Оценка разрешающей способности ВСП с использованием математического моделирования. Гальперинские Чтения – 2001. Москва, ЦГЭ. Сборник рефератов.
3. С.В.Самсоненко. Цифровые методы оптимальной обработки радиолокационных сигналов. М, Военное издательство, 1

\*\*\*\*\*

### **ПОГРУЖНЫЕ ПНЕВМАТИЧЕСКИЕ ИСТОЧНИКИ ППИ-09, ППИ-10 ДЛЯ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ**

О.Л.Чен, В.А.Казнин, В.А.Шевелев

*ОАО «ВНИПИ взрывгеофизика», ООО «Импульс ЛТД», Раменское*

### **PPI-09 AND PPI-10 SUBMERSIBLE PNEUMATIC SOURCES FOR SEISMIC EXPLORATION**

O.L.Chen, V.A.Kaznin, V.A.Shevelev

*VNIIVzryvgeofizika, Impuls*

#### ***Аннотация***

Представлены погружные пневматические источники, предназначенные для возбуждения сейсмического сигнала при проведении вертикального сейсмического профилирования и межскважинного сеймопросвечивания, а также для сейсмических исследований на акваториях, мелководье и транзитных зонах.

#### ***Abstract***

The paper presents submersible pneumatic sources designed to produce seismic energy for VSP survey and inter-well seismic sounding, as well as for seismic surveys on offshore areas, shallow water areas and transition zones.

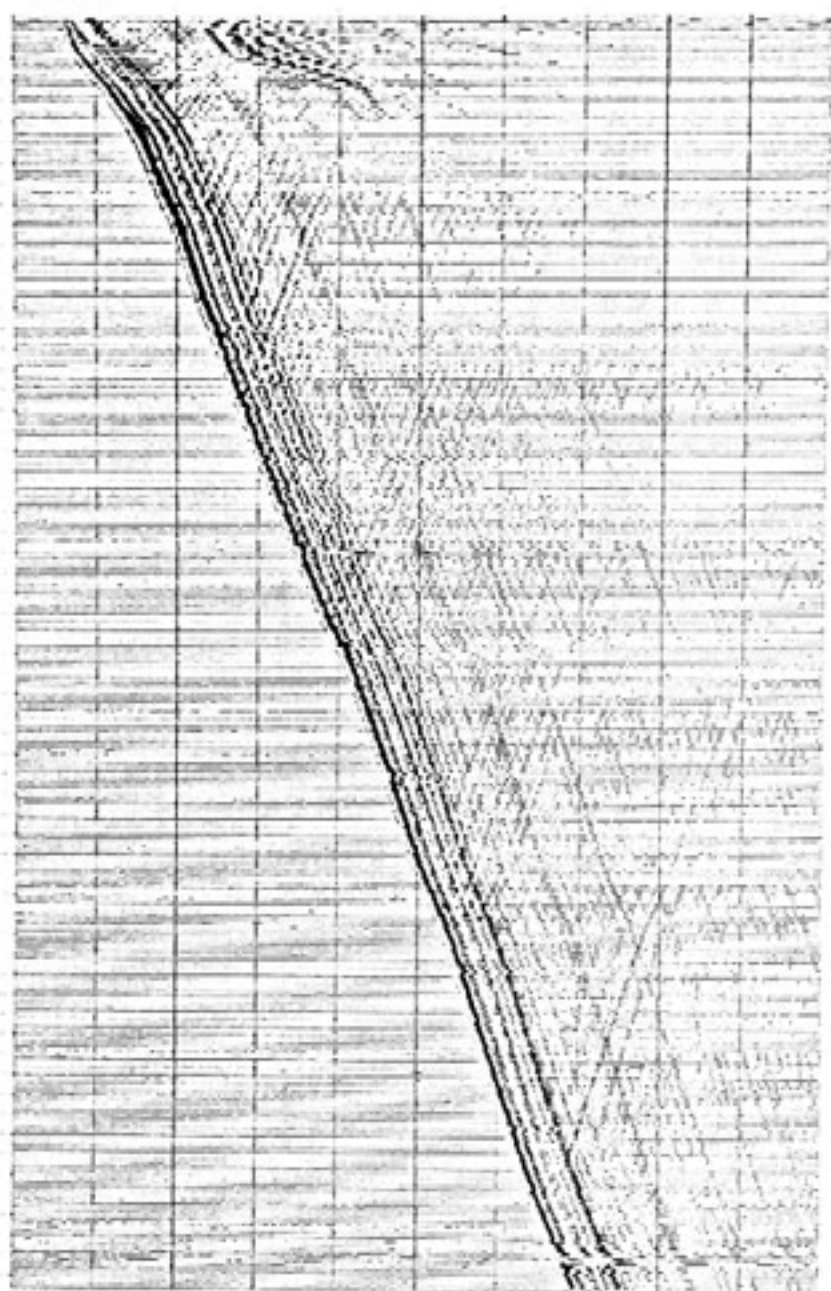
Пневматические источники представляют собой синхронно срабатывающие двух или трехсекционные жестко соединенные между собой камеры.

Приведены технические характеристики источников и результаты их применения в различных регионах: Краснодарском крае (ОАО Краснодарнефтегеофизика), Казахстане (ОАО «Казпромгеофизика»), Татарстане и Самарской области (ОАО «Татнефтегеофизика»).

### Технические характеристики

Наименование параметра	Тип камеры	
	ППИ-09	ППИ-10
Объем источника, куб. дм	4 (2 × 2)	0,9 (3 × 0,3)
Рабочее давление сжатого воздуха, МПа	5...15	5...15
Диапазон частот возбуждаемых колебаний, Гц	20...120	20...150
Задержка срабатывания, мс	12 ± 1	8 ± 1
Напряжение питания пульта, В	12	12
Напряжение управляющего импульса, В	250...300	250...300
Глубина погружения в скважину, м	100	100
Габаритные размеры источника, мм		
-длина	1500	1200
-диаметр	120	75
Масса источника, кг	50	20
Тротильный эквивалент, г. TNT (выхлоп воздуха давлением 15 МПа)	100	50

Комплект поставки: пневматический источник, рукав для подачи воздуха высокого давления, лебедка с пневмовводом, пульт управления моментом выхлопа, пульт подачи сжатого воздуха (рампа).



Скважина №109 Зареченское месторождение (Самарская область)  
ППИ-09 (объем 2лх2), удаление 150м, одно воздействие

## Авторский указатель

	Стр.							
<b>А</b>	Адиев Р.Я.	41	<b>Р</b>	Редкоп В.А.	48,67			
	Александров С.И.	83		Решетников А.В.	7,25,38			
	Амиров А.И.	79		Риле Д.Г.	67			
	Антипин Ю.Г.	41		Рюмин В.А.	87			
<b>Б</b>	Багмут В.А.	87	<b>С</b>	Сагдеев Р.К.	90			
	Багмут А.В.	87		Сайганов А.Э.	87			
	Басв А.В.	20,34		Салихова Ф.Х.	75			
	Булаев В.И.	31		Севастьянов Л.В.	20,34			
	Белснова А.В.	20,34		Сергеев А.А.	75			
	Баранов К.В.	7,34		Солтан И.Е.	20			
<b>В</b>	Васильев В.А.	58	<b>Т</b>	Степченко Ю.А.	38			
	Виноградов Е.А.	94		Табаков А.А.	7,20,25, 34,38			
<b>Г</b>	Гирман И.А.	25	Терехин А.А.	79				
	Гогоненков Г.Н.	10	Тихонов А.А.	48,67				
	Голикова Г.В.	66	Тишнская О.Ф.	44				
	Губарев М.В.	58	<b>У</b>	Усов И.Н.	94			
<b>Д</b>	Доронкин А.К.	90		<b>Ф</b>	Федорова В.П.	41		
	<b>Е</b>	Елисеев В.Л.	7		Федорова О.А.	48		
<b>И</b>		Ишуев Т.Н.	90	Ференци В.Н.	20			
	<b>К</b>			Каждан Е. Г.	75	<b>Ц</b>	Цибулин И.Л.	44
<b>Ч</b>		Чен О.Л.	98					
		Казин В.А.	98			Чигрин А.Д.	94	
Кивелиди В.Х.		83	Чинова М.В.			66		
Кириллов С.А.		10	Чудинов Ю.В.			27		
Кокшаров В.З.		62	<b>Ш</b>			Шевелев В.Л.	98	
Колосов А.С.		38				Шехтман Г.А.	54,58,62	
Копчиков А.В.		7, 20	<b>В</b>			Barton Robert	16	
Кузнецова И.М.		27				Bennet L.	71	
Кузнецов В.М.		62	Borland W.			49		
<b>Л</b>		Ларичев В.А.	10			<b>С</b>	Calver L.	71
		Лебедев А.И.	44				<b>G</b>	Grant W.D.
	Лесников В.В.	31	Greegan T.	71				
<b>М</b>	Максимов Г.А.	10	<b>Н</b>	Haldorsen B.U.	49			
	Мартюшев А.А.	44		<b>J</b>	Jedrzejowska H.	16		
	Мишин В.А.	83	<b>M</b>		McCarley	71		
	Мухин А.А.	25		<b>P</b>	Peterman F.L.	71		
<b>Н</b>	Низкоус И.В.	49,71	<b>S</b>		Sarver D.R.	71		
	<b>П</b>	Пахомов В.Ф.		75	<b>T</b>	Tanner K.V.	71	
		Перепечкин М.В.	83	<b>Z</b>		Zukowska K.	16	
	Помазанов В.В.	67						
Попов В.В.	54							

*Перечень организаций - участников, докладчиков и содокладчиков*

- А** АЛЬТГЕО, г.Москва
- Б** ОАО "Башнефтегеофизика",  
г. Уфа (Башкортостан) т: (3472) 27-20-08  
[coi@bngf.ru](mailto:coi@bngf.ru)
- В** ГФУП «ВНИИГеофизика»,  
г. Москва т: (495) 264-67-10  
[gregs@rol.ru](mailto:gregs@rol.ru)
- ООО «ВимСейс-Технология»,  
г. Москва т: (495) 673-28-81  
[vimseis@vimseis.ru](mailto:vimseis@vimseis.ru)
- ОАО «ВНИПИвзрывгеофизика»,  
г.Раменское, Московская область т: (246) 3-33-19 доб.1-39  
[info@vnipivzryv.ru](mailto:info@vnipivzryv.ru)
- Г** ООО "Геология резервуара",  
г. Тюмень т: (3452) 20-07-06, (3452) 20-07-04  
[info@tsaggi.ru](mailto:info@tsaggi.ru)
- ООО «Геоверс»,  
г. Москва т: (495) 192-81-35, ф: (495) 192-81-35  
[vsp@cge.ru](mailto:vsp@cge.ru)
- И** ООО «Импульс ЛТД»,  
Московская область, г.Раменское т: (246) 3-62-14, ф: (246) 3-5590  
[info@vnipivzryv.ru](mailto:info@vnipivzryv.ru)
- Институт нефти и газа,  
г. Краков, (Польша)
- К** КГУ, г. Казань т: (843)231-52-04  
[ater@ksu.ru](mailto:ater@ksu.ru)
- КГТУ, г.Казань
- КГФЭ «Крымгеофизика»,  
г. Симферополь т: +38 0652 63-80-11, ф: +38 0652 63-88-69  
[geophys@crimea.com](mailto:geophys@crimea.com)
- М** Московский инженерно-физический институт (МИФИ), г. Москва т: 323-93-96, ф: 324-21-11  
[maximov@dpt39.mephi.ru](mailto:maximov@dpt39.mephi.ru)
- Московский Государственный Университет (МГУ), г. Москва т: (495) 939-10-00, ф: (495) 939-01-26  
[www.msu.ru](http://www.msu.ru) E-mail: [info@rector.msu.ru](mailto:info@rector.msu.ru)
- Н** ЗАО Концерн «Надра»,  
г.Киев Украина т: +380- 63- 3855507  
[vyumin@ukr.net](mailto:vyumin@ukr.net)
- ООО "НИИморгеофизика-сервис.ком", г. Мурманск т: (8152) 44-39-95  
[niimsc@polarnet.ru](mailto:niimsc@polarnet.ru)
- НАПКС
- ООО «Нефтегазовая производственная экспедиция»,  
г. Краснодар
- НИИФ им. Фока СПбГУ,  
г. Санкт-Петербург т: (812) 428-72-20, ф: (812) 428-72-40  
[apver@paloma.shbu.ru](mailto:apver@paloma.shbu.ru)

- П** ОАО "Пермнефтегеофизика",  
г. Пермь  
т: (3422) 69-44-23, ф: (3422) 69-29-89  
chudinov@pngf.com
- СК «ПетроАльянс»,  
г. Москва  
т: (495) 797-93-93, ф: 797-93-87  
pas@petroal.ru
- Т** ООО «ТНГ-Групп»,  
г. Бузульма  
т: (85594) 7-14-01, ф: (85594) 3-07-55  
doronkin@tngf.tatneft.ru
- ОАО «Тюменьнефтегеофизика»,  
г. Тюмень
- Ц** ОАО «ЦГЭ»,  
г. Москва  
т: (495) 192-64-15, ф: (495) 192-80-88  
cge@cge.ru
- Шлюмберже Россия,  
г. Москва  
т: +7 (909) 911-63-34, ф: +7 (495) 935-87-80  
inizkous@moscow.oilfield.slb.com
- Schlumberger-Doll Research,  
Риджфилд, США
- Dominion Exploration and production  
Co., США.
- Al Masaood Tower - 16th fl, Абу-  
Даби, ОАЭ