



«ГАЛЬПЕРИНСКИЕ ЧТЕНИЯ-2005»
«GALPERIN READING-2005»

Научно-практическая конференция
**«ВСП и трехмерные системы наблюдений
в сейсморазведке»**

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

ABSTRACTS

Спонсоры/Sponsors:



Москва, ЦГЭ
24 - 27 октября 2005

В настоящем сборнике опубликованы расширенные рефераты докладов, представленных на пятую Юбилейную научно-практическую конференцию «Гальперинские чтения-2005», посвященную проблемам ВСП, развитию метода и его практического применения.

Конференция проходила с 24 по 27 октября 2005г. в Москве и была организована ЕАГО, ОАО «ЦГЭ» и ООО «Геоверс» при спонсорском содействии компаний: Московский филиал «ПетроАльянс Сервисис Компани Лимитед», «Шлюмберже Рисёч энд Девелопмент, ИНК», «Paulsson Geophysical Services, Inc. (P/GSI)»

Конференция обсудила свыше 40 докладов, представленных от более 50 научно-исследовательских и производственных организаций, в том числе от зарубежных компаний: США, Англии, Франции, Польши, Украины, Азербайджана, Казахстана.

Впервые конференция «Гальперинские чтения» состоялась как международная. Другим заметным отличием данной конференции от предыдущих является значительное число докладов, содержащих серьезные результаты новых теоретических исследований и разработок в основном по развитию интегрированных сейсмических поверхностных и во внутренних точках среды наблюдений – 2D, 3D, 3C ВСП в комплексе с данными ГИС, бурения, геологии. Большинство теоретических исследований подтверждены практическими результатами.

Материалы конференции скомпонованы по 5-ти тематическим разделам.

Само различие докладов по тематике в значительной степени носит условный характер, т.к. большинство докладов касаются не одного конкретного вопроса, а нескольких актуальных проблем метода ВСП.

В первом разделе представлены доклады, раскрывающие развитие технологических возможностей метода ВСП. Во втором – теоретические и практические достижения в обработке и интерпретации данных ВСП при совмещенных системах наблюдений; в котором выделен подраздел - новое в математическом и программном обеспечении метода ВСП. Третий раздел содержит, в основном, доклады по решению сложных геологических задач с применением различных модификаций ВСП в разных геологических условиях. Небольшой по объёму, но отдельно выделенный четвертый раздел, связан с такими тонкими задачами, как изучение анизотропии и трещиноватости пород. Последний раздел касается вопросов техники и технологии проведения работ ВСП.

Материалы конференции представляют практический интерес, в первую очередь, для геологов нефтяных компаний, решающих задачу повышения добычи УВ за счет увеличения КИНа при минимализации затрат на разработку длительное время эксплуатируемых месторождений.

Наиболее интересные доклады будут опубликованы в журналах геолого-геофизического профиля.

Оргкомитет

Ответственные за выпуск, редакторские правки:

Зингер Ю.Б., Гальперина Р.М., Мануков В.С.

Компьютерная верстка

Крупченкова Л.П.

Содержание

Стр.

Раздел I. Развитие возможностей метода ВСП.

<i>А.А.Табakov.</i> Трехмерные системы наблюдений и модель-базирующая обработка в сейсморазведке – ответ на вызовы нефтяной промышленности XXI века. <i>A.Tabakov.</i> 3D Acquisition Geometry and Model Based Processing In Seismic Exploration are to Take Challenges of Petroleum Industry in the XXI Century.....	8
<i>Стив Морис, Марк Робинсон, Рабия Лунис, Скотт Лини, Сергей Черкашнев, Марк Уилер.</i> Моделирование сложного коллектора методами комплексной 3Д сейсмики, ВСП регистрации и обработки данных <i>Steve Morice, Mark Robinson, Rabia Lounis, Scott Leaney, Sergei Tcherkashnev and Mark Wheeler.</i> A Complex Reservoir Revealed by Integrated 3D Seismic and VSP Acquisition and Processing	13
<i>Г.В.Голикова, А.А.Ковтун, М.В.Чижова.</i> Образование интерференционного поля в коллекторе и результаты его интерпретации. <i>G.V.Golikova, A.A.Kovtun, M.V.Chizhova.</i> Generation of Interferention Wave Field in Reservoir and it's Interpretation.	19
<i>А.А.Тихонов, Е.И.Петров, В.А.Редекор.</i> Изучение акустических свойств околоскважинного пространства по данным АКШ-ВСП-ОГТ <i>A.Tikhonov, E.Petrov, V.Redekor.</i> Borehole Vicinity Acooustic Properties Study Using Offset VSP Data.....	25
<i>Ю.А.Стенченков, А.А.Табakov, А.В.Решетников.</i> Оценка модели среды по полному векторному полю ВСП. <i>Yu.Stepchenkov, A.Tabakov, A.Reshetnikov.</i> Estimation of the Velocity Model From Full Vector VSP Wave Field.....	31
<i>Хьюг Джикпессе, Уаел Мегхирби, Ирина Низкоус, Ди Као.</i> Количественная оценка погрешностей определения плотности на основе анализа изменения амплитуды от угла отраженных Р-Р и Р-S волн. <i>Hugues A. Djikpesse, Wael Meghirbi, Irina Nizkous and Di Cao.</i> Borehole-Guided AVO Analysis of P-P and P-S Reflections: Quantifying Uncertainties on Density Estimates.....	35
<i>А.В.Решетников, А.А.Мухин, А.А.Табakov, В.Л.Елизеев.</i> ДДР: технология и результаты применения на модельных данных. <i>A.Reshetnikov, A.Mukhin, A.Tabakov, V.Eliseev.</i> DDR: the Technology and Results of Synthetic Data Processing.....	40
<i>Г.А.Шехтман, В.М.Кузнецов.</i> Корреляция или деконволюция виброграмм ВСП – что лучше? <i>G.A.Shekhtman, V.M.Kuznetsov.</i> VSP Vibroseis Record Correlation or Deconvolution Which is Better?.....	44

В.В.Лесников, Р.Я.Адиев, А.А.Сергеев. Некоторые особенности записей сейсмических колебаний при возбуждении вибрационными источниками	
V. Lesnikov, R. Adiev, A. Sergeev. Some Features of Seismic Records at Excitation by Vibrating Sources	48
Б.Н.Еникеев, О.А.Смирнов. Петроакустические модели - построение и использование	
B.N.Enikeev, O.A.Smirnov. Petroacoustic Interrelations as Rock Properties (building and applications)	52
Б.Полссон, В.Писецкий. Прогноз флюидодинамических параметров нефтегазоносных коллекторов в ближней и дальней зонах скважины по данным трехмерного вертикального сейсмического профилирования	
Bjorn Paulsson, Vladimir Pisetski Prediction of Hydrocarbon-Reservoir's Dynamic Fluid Parameters in the Near and Far Zones of Wells from 3D VSP Data	56
Ю.Д.Мирзоян, Д.М.Соболев, Д.В.Ерух. Технология изучения околоскважинного пространства (промысловая сейсмика) на основе комплекса ГИС, совмещенных векторных наземных и скважинных сейсмических наблюдений.	
Y.D.Mirzoyan, D.M.Sobolev, D.V.Yerukh. A Technology to Study Borehole Environment From Well Log Suite Data, and Vector Surface and Downhole Seismic Data Montage.....	60
Раздел 2. Обработка и интерпретация данных ВСП и совмещенных систем наблюдений.	
Vlad Soutyrine, Martin Karrenbach, Bjorn Paulsson, Paul Milligan, Alex Goertz, Paulsson Geophysical Services, Inc. (P/GSI). High Resolution Imaging Using Large Downhole Seismic Arrays	
В.Сутырин, М.Каренбах, Б.Полссон, П.Миллиган, А.Герц. Получение изображений с высокой разрешённостью при использовании больших скважинных сейсмических групп.....	64
А.А.Табakov, И.В.Яковлев, А.В.Копчиков, К.В.Баранов, Н.В.Рыковская. Методика и некоторые результаты обработки данных 3D ВСП.	
A.A.Tabakov, I.V.Yakovlev, K.V.Baranov, N.V.Rykovskaya, A.V.Kopchikov. Techniques and some results of 3D VSP data processing.....	68
Xiaomin Zhao, Dapeng Wang, Yingping Li, Zahid Patval, Avijit Ghosh, and Fran Doherty. 3D Migration of 2D Multi-Line Walkaway VSP Data Using a 3D Seismic Model	
Хаомин Джао, Дапинг Ванг, Джин Пинг Ли, Захид Патвал, Аваджир Гох, Фран Доерти. 3D миграция данных 2D многопрофильного Walkaway ВСП на основе использования трехмерной сейсмической модели.....	73
А.А.Табakov, О.А.Мальцева, Е.А.Фурсова, Д.С.Чулкин, В.Н.Ференци. Принципы и результаты анализа векторных волновых полей.	
A.A.Tabakov, O.A.Maltseva, E.A.Fursova, D.S.Tchulkin, V.N.Ferentsi. Principles and Results of Vector Wave Field Analysis.....	79
О.М.Сагайдачная, Н.В.Стариков, А.А.Табakov, К.В.Баранов. Детальные исследования углеводородных объектов Западной Сибири по технологии совмещенных наземно-скважинных сейсмических наблюдений 2D(3D)+ВСП	
O.M.Sagaidachnaya, N.V.Starikov, A.A.Tabakov, K.V.Baranov. Studies of Hydrocarbon Objects in West Siberia Using Methods of Combined 2D/3D+VSP Surface-Well Seismic Observations.....	85

<i>А.Г.Курочкин, Ю.Д.Мирзоян.</i> ПМ ВСП и прогнозирование геологического разреза и его углеводородонасыщения <i>A.G.Kurochkin, Y.D.Mirzoyan</i> Polarization VSP and Geological Section Prediction and Hydrocarbon Saturation Prediction.	93
<i>Ю.А.Степченков, К.В.Баранов, А.А.Табакон, Н.В.Рыковская.</i> Построение трехмерной модели соляного купола по наблюдениям 2D+ВСП. <i>Yu.Stepchenkov, K.Varanov, A.Tabakov, N.Rykovskaya,</i> Construction of 3D Model of the Salt Dome Using Multi-Line 2D+VSP Data.....	96
2.1 Математические и программно-алгоритмические разработки	
<i>В.А.Редекон, Н.В.Бондарева, В.В.Помазанов, Д.Г.Риле.</i> 2D-3D миграция НВСП для сеточной модели среды. <i>V.A.Redekop, N.V.Bondareva, V.V.Potazanov, D.G.Rile.</i> 2D/3D Offset VSP Migration for the Subsurface Medium Grid Model.....	101
<i>С.И.Александров, Г.Н.Гогоненков, В.А.Мишин, М.В.Переpečкин.</i> Принципы построения интегрированной системы обработки данных 3С 3D ВСП <i>S.I.Alexandrov, G.N.Gogonenkov, V.A.Mishin, M.V.Perepechkin.</i> Principles of Construction of 3C 3D VSP Data Processing Integrated System.....	105
<i>И.В.Яковлев, А.В.Баев, А.А.Табакон, А.В.Шалашиников.</i> Определение отражательной характеристики среды и наклонов границ путем векторной инверсии. <i>I.V.Yakovlev, A.V.Baev, A.A.Tabakov, A.M.Turchkov.</i> Determination of the Reflectivity and Boundary Dips by Means of the Vector Inversion Method	108
<i>Е.В.Битюкова.</i> Применение вейвлет-анализа в обработке данных ВСП. <i>Ekaterina Bityukova.</i> Use of Wavelet Analysis for VSP Data Processing.	111
<i>А.В.Копчиков, А.А.Табакон, В.Н.Ференци, В.Л.Елисеев.</i> Коррекция статических поправок по методике «ПОЛИКОР» для обработки совмещенных поверхностно-скважинных наблюдений. <i>A.V.Kopchikov, A.A.Tabakov, V.N.Ferentsi, V.L.Eliseev.</i> Statics Correction in the Integrated Surface-Downhole Survey Data Using POLYCORN Method.....	114
<i>В.А.Ларичев, Д.Н.Лесонен, Г.А.Максимов, Е.В.Подъячев, А.В.Деров.</i> Математическая модель трехмерной геологической среды с разломами для решения прямых и обратных задач геофизики <i>V.A.Larichev, D.N.Lesonen, G.A.Maximov, E.V.Pod'ychev, A.V.Derov.</i> Mathematical Model of 3D Geological Medium With Ruptures for Solution of Direct and Inverse Geophysical Problems.	118
Раздел 3. Применение метода ВСП для решения геологических задач в различных условиях	
<i>Ю.В.Чудинов, Р.Ф.Лукиянов, А.П.Лаптев, А.И.Шляпников</i> Сейсмогеологическое районирование территории прикамья по данным ПМ ВСП <i>J.V.Chudinov, R.F.Lukyaynov, A.P.Laptev, A.I.Shlyapnikov.</i> Seismic and Geological Zonation of the Prikamye Territory According to PM VSP Data	122

- М.В.Чертенков, А.Н.Касимов, В.Д.Мотрук, С.Ханмамедов, Е.Б.Смирнов, В.П.Фарбинович, С.А.Касимов.* Примеры применения технологий работ по методике ВСП и важность их адаптации к решаемым геологическим задачам. *M.V.Chertenkov, A.N.Kasimov, V.D.Motruk, S.Khanmamedov, Y.B.Smirnov, V.P.Farbirovich, S.A.Kasimov.* Case Histories Showing How VSP Technique is Applied and Importance of VSP Technique Adaptation to Help Provide Geological Solutions..... 126
- Б.В.Монастырев, В.Б.Козак, А.И.Базаев, Д.В.Улыбин, О.А.Губаева, Р.С.Мельников, М.О.Черных.* Применение данных ВСП при создании 3D скоростной модели по Западной Сибири *B.V.Monastyriov, V.B.Kozak, A.I.Bazayev, D.V.Ulybin, O.A.Gibayeva, R.S.Melnikov and M.O.Chernykh.* Use of VSP Data in Building a 3D Velocity Model for West Siberia..... 127
- С.А.Барышев, Л.А.Барышев, В.Д.Клыкова.* Опыт комплексной интерпретации данных наземной сейсморазведки 3D и ВСП в геологических условиях юга сибирской платформы *S.A.Baryshev, L.A.Baryshev and V.D.Klykova.* Integrated Interpretation of 3D Surface Seismic and VSP Data Acquired from Southern Region of Siberian Platform..... 131
- А.Н.Касимов, В.А.Редекор, В.П.Фарбинович, С.Ханмамедов, А.А.Шевченко.* Применение 3D-ВСП и моделирования в условиях мелкоблоковой тектоники. *A.N.Kasimov, V.A.Redokop, V.P.Farbirovich, S.Khanmamedov, A.A.Shevchenko.* Modeling of 3D VSP Data Acquired from Areas of Small-Size Block Tectonics. 134
- А.Н.Мищенко, М.М.Лысенко.* Некоторые результаты изучения приштоковых зон методом ПМ ВСП в условиях днепровско-донецкой впадины *A.N.Mistchenko, M.M.Lysenko.* Some Results of Study Near-Salt-Stock Zones by the Technology PM VSP in Dnieper-Donetsk Depression (DDD)..... 138
- Ю.Д.Мирзоян, А.Г.Курочкин, Д.М.Соболев.* Поляризационный метод – основа прямого прогноза УВ. *Y.D.Mirzoyan, A.G.Kurochkin, D.M.Sobolev.* Polarization Method: a Basis for Direct Prediction of Hydrocarbon Presence. 142
- И.Г.Миндель, Б.А.Трифонов, Н.А.Рагозин.* Опыт совместного применения ВСП и межскважинного сейсмического просвечивания на объектах высотного строительства в Москве *I.G.Mindel, B.A.Trifonov, N.A.Ragozin.* Application of VSP in Combination With Cross-Hole Seismic Sounding to High-Rise Construction Sites in Moscow 147
- Раздел 4. Вопросы анизотропии и трещиноватости горных пород в методе ВСП.**
- Halina Jedrzejowska, Robert Barton, Krystyna Zukowska.* Improvement of the Resolution of Seismic Data via VSP Spectral Standardization for Fractured Reservoir's Study. *Галина Еджейовска, Роберт Бартон, Кристина Зуковска.* Улучшение разрешающей способности сейсмических данных с помощью спектральной стандартизации ВСП при изучении трещиноватых коллекторов. 151

<i>В.В.Помазанов, В.А.Редекор.</i> Определение анизотропии скоростей продольных волн по данным НВСП	
<i>V.V.Pomazanov, V.A.Redekor.</i> Determination of P-Wave Velocity Anisotropy from Offset VSP Data	157
<i>Ю.В.Чудинов, Р.Ф.Лукьянов, А.Ф.Михайличенко.</i> Поперечные волны – расщепление, анизотропия, трещиноватость (Сабардинское месторождение нефти)	
<i>J.V.Chudinov, R.F.Lukyanov, A.F.Mihaylichenko</i> Shear Waves – Birefringence, Anisotropy, Fissuring (The Sabardin Oil Field).....	161
<i>З.И.Газарян, Л.Н.Кибальчич, П.Г.Пономаренко, Ю.Н.Овчаренко.</i> Изучение азимутальной анизотропии карбонатных коллекторов по данным неперодольного ПМ ВСП и кроссдипольной многоволновой акустики.	
<i>Z.Gazariyan, L.Kibalchich, J.Ovcharenko, P.Ponomarenko.</i> Carbonate Reservoir Azimuthal Anisotropy from Offset VSP Data and Cross Dipole Array Acoustics.....	165
<i>А.Н.Амиров, А.А.Терехин.</i> Изучение строения резервуаров углеводородов скважинными и наземными наблюдениями поляризационным методом.	
<i>A.N.Amirov, A.A.Terehin.</i> Study of Hydrocarbon Reservoirs Structure by Borehole and Surface Polarization Method.....	168
Раздел 5. Техника и технология работ ВСП	
<i>В.М.Громыко, Ю.Г.Панько, А.В.Серебренников, Г.П.Лопухов.</i> Применение скважинных сейсмических наблюдений при проведении вибротсейсмического воздействия на пласт.	
<i>V.M.Gromyko, Y.G.Panko, A.V.Serebrennikov, G.P.Lopukhov.</i> Downhole Seismic Monitors Vibroseis Impact on Enhanced Oil Recovery.	171
<i>А.А.Мартышев.</i> Опыт применения импульсного источника сейсмических колебаний «Енисей» при проведении ВСП.	
<i>A.A.Martyushev.</i> Case Study of Pulsed Seismic Source “Yenisei” for VSP Survey.....	175
<i>С.Ю.Антипин, Ю.Г.Антипин.</i> Второе поколение скважинных сейсмических приборов.	
<i>S.Y.Antipin and Y.G.Antipin.</i> Second Generation of Downhole Seismic Tools.....	180
Авторский указатель.....	185
Перечень основных организаций – участников, докладчиков и содокладчиков.....	187

**ТРЕХМЕРНЫЕ СИСТЕМЫ НАБЛЮДЕНИЙ
И МОДЕЛЬ-БАЗИРОВАННАЯ ОБРАБОТКА В СЕЙСМОРАЗВЕДКЕ
– ОТВЕТ НА ВЫЗОВЫ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**

XXI ВЕКА

А.А. Табаков

ОАО «ЦГЭ», г. Москва

**3D ACQUISITION GEOMETRY AND MODEL BASED PROCESSING
IN SEISMIC EXPLORATION – THE RESPONSE TO CHALLENGES
OF OIL INDUSTRY IN THE XXI CENTURY**

A.A. Tabakov

CGE, Moscow

Аннотация.

Современная сейсморазведка на поверхности (СП) 3D обеспечивает построение надежных изображений среды, оценку строения и иногда продуктивность толстых слоев для субгоризонтальных сред с разрешенностью 15-30 метров. Низкая разрешенность и отсутствие детальной модели среды не позволяют увеличить информативность сейсморазведки на поверхности, особенно с использованием поперечных волн. Необходимость существенного повышения разрешенности диктуется потребностями нефтяной отрасли в детализации моделей продуктивных пластов для извлечения остаточных запасов нефти.

Проанализированы особенности, разведочные возможности и ограничения методов ВСП, ГИС и СП. Разведочные возможности ВСП оценены как принципиально ограниченные. Повышение эффективности СП ограничивается неопределенностью скоростной модели.

Предложено совместить преимущества ВСП и СП путем использования трехмерных систем наблюдения (3D+ВСП). Для реализации преимуществ метода рекомендуется использовать технологию модель-базированной обработки, применяемой при ВСП.

Abstract.

Up to date 3D seismic exploration on the surface (SES) provides reliable images as well as estimations of productive layer structure and sometimes productivity of thick layers in subhorizontal media with resolution of 15-30 m. Low resolution and absence of detailed velocity model limit efficiency of SES especially with the use of shear waves. The significant increase of SES efficiency is necessary for more detailed models of productive layer while extracting the residual oil deposits.

Resolution power, special features and limitations of VSP, LOG and SES were analyzed. VSP is estimated as fundamentally limited while investigating near-borehole space. Higher efficiency of SES cannot be achieved unless more detailed and reliable velocity model is available.

It is proposed to combine advantages of VSP and SES with 3D acquisition geometry (3D+VSP). The advantages of this technology may be amplified with application of model-based iterative vector processing approach developed in VSP.

1. Сейсморазведка на поверхности – современное состояние

Современная сейсморазведка на поверхности (2D и 3D) является ведущей и успешной технологией, которая обеспечивает построение непрерывных моделей геологических сред, содержащих продуктивные пласты.

В массовом применении высококачественные съемки СП обеспечивают отчетливые изображения субгоризонтальных сред с разрешенностью, обеспечиваемой частотным диапазоном до ~100 Гц, что соответствует 15-30 м в зависимости от скоростных характеристик разреза. Для таких сред могут быть сделаны полезные оценки физических параметров толстых пластов, связанные с содержанием углеводородов.

2. Потребности нефтяной промышленности сегодня и завтра

Месторождения нефти и газа расположены в ограниченном диапазоне глубин в осадочных бассейнах. Поэтому их потенциальные запасы ограничены, а темпы извлечения углеводородов увеличиваются ежегодно вместе с быстрым ростом экономик развивающихся стран. Степень разведанности относительно легкодоступных территорий такова, что в последние годы практически не выявляются новые крупные месторождения.

На относительно небольших месторождениях в сложных сейсмогеологических условиях требования к детальности и точности изучения продуктивных пластов для создания рациональной и экономичной схемы разработки резко возрастают.

Аналогичные требования возникают при неизбежном обращении к остаточным запасам на старых месторождениях. Можно уверенно предсказать, что роль этих остаточных запасов будет возрастать, а потребность в повышении детальности и точности их изучения сейсморазведкой не имеет границ.

Проблему можно сформулировать следующим образом: сейсморазведка, обладающая нынешним потенциалом информативности, может оказаться невостребованной при решении задач изучения мелких залежей и доизучения старых площадей.

3. ВСП, ГИС и сейсморазведка на поверхности (СП) – преимущества, недостатки и ограничения

Современные технологии ГИС представляют собой комплекс методов изучения геологических сред, вскрытых скважиной, с использованием физических полей и радиации. Основным отличием от сейсморазведки на поверхности и ВСП является расположение приемников и источников в скважине внутри изучаемых пород. Комплекс ГИС в отличие от сейсморазведки является адекватным задачам изучения

продуктивных пластов как по информативности, так и по разрешенности. Разрешенность ГИС не хуже 10-20 см.

Недостатком комплекса по отношению к СП и ВСП является принципиальная невозможность изучения изменений строения среды в боковых направлениях. Таким образом, с точки зрения изучения месторождения, ГИС является методом адекватного дискретного по площади изучения геологического разреза и в том числе продуктивных пластов.

Сейсморазведка на поверхности в отличие от ГИС воссоздает непрерывный объемный образ изучаемых сред и в частности продуктивных пластов. Принципиальной особенностью и слабостью СП является дистанционное изучение объектов исследования. Неоднородность среды искажает отклики изучаемых пластов на зондирующий сигнал. Детальное и точное знание всех неоднородностей среды на пути луча от источника к объекту и далее к приемнику является необходимым условием успешного изучения глубинных объектов. По аналогии, например, с радиоволнами, можно утверждать, что неоднородность («мутность») среды приводит к ограничению полезных сигналов по верхней частоте.

На современном этапе развития способов изучения и компенсации неоднородностей промежуточной среды реальный спектр полезных сейсмических сигналов в СП ограничен в большинстве случаев частотой около 100 Гц, а разрешенность составляет в лучшем случае 15-20 метров.

Вертикальное сейсмическое профилирование является промежуточным методом, с некоторыми ограничениями обладающим свойствами как ГИС, так и СП. Приемники (или источники в обратном варианте), как и в методах ГИС, расположены внутри среды и область их размещения ограничена скважиной, а источники (или приемники в обратном варианте) могут располагаться в любой точке на поверхности.

Благодаря этим свойствам, ВСП может обеспечивать детальную (сопоставимую с ГИС) разрешенность при изучении разреза в ближайшей окрестности скважины. Доказанная разрешенность (ВСП-ЛОГ) составляет первые единицы метров. При изучении среды на удалениях до 25% от глубины объекта ВСП обеспечивает изучение разреза с детальностью, возможно в 2-3 раза более высокой, чем при СП. Однако принципиальным неустранимым недостатком ВСП при изучении околоскважинного пространства является несимметричность систем наблюдения, что приводит к неустранимым погрешностям при компенсации амплитудных искажений, связанных с различием углов облучения границ, и невозможности достаточного ослабления кратных волн.

Использование данных ГИС и ВСП на этапе интерпретации данных СП позволяет ослабить влияние ограниченной разрешенности и отсутствие детальных сведений о скоростях, но эти возможности практически

исчерпаны, оставляя ситуацию на достигнутых уровнях детальности и точности.

4. Трехмерные системы наблюдений – принципиальное расширение возможностей СП

На этапе изучения детального строения резервуара с целью доизвлечения остаточных запасов углеводородов на площади исследований имеется значительное количество глубоких скважин. Если при обработке наземной съемки 3D все возбуждения регистрируются одновременно в одной или нескольких скважинах, возникает трехмерная система наблюдений, которая названа автором 3D+ВСП в силу неполного насыщения вертикального измерения (только в скважинах). Эта система позволяет скорректировать два недостатка СП – отсутствие точных сведений о форме сигнала и отсутствие информации о распределении истинных скоростей продольных и поперечных волн в изучаемой среде.

Практическое опробование съемок 2D и 3D с одновременной регистрацией данных в глубокой скважине продемонстрировало оба преимущества трехмерных систем наблюдений. Регистрация полной формы падающей волны в скважине позволяет выровнять условия возбуждения, а регистрация времен позволяет уточнить скоростную модель и рассчитать статические поправки, в том числе их низкочастотную компоненту.

При использовании многоточечных зондов, охватывающих всю скважину, появляется возможность оценить распределение истинных скоростей продольных и поперечных волн в среде и применить системы компенсации «мутности» среды для сохранения высоких частот.

5. Модель-базированная обработка данных

В методе ВСП, обеспеченном информацией истинных скоростей в некотором объеме в окрестностях скважины, разработаны методы итеративной модель-базированной векторной обработки-интерпретации. Основные положения этого подхода заключаются в следующем:

- смысл обработки-интерпретации заключается в максимально полном решении обратной динамической задачи,
- итеративная обработка-интерпретация означает, что обработка ведется в рамках некоторого начального приближения к модели, которая уточняется на каждом итеративном шаге. Итерации заканчиваются, когда на последнем шаге не происходит значимого изменения модели,
- векторная миграция выполняется как трехшаговая процедура: векторное продолжение волнового поля внутрь среды – пространственная селекция волн по скоростям – инверсия лучевого уравнения в каждой точке среды,

- задачей обработки является разложение волнового поля на регулярные полезные волны различных типов, регулярные помехи, гармонические и случайные помехи.

6. Выводы

Современное состояние запасов и темпов эксплуатации нефтяных месторождений ставит на повестку дня необходимость существенного повышения разрешенности и точности изучения продуктивных пластов для доизвлечения остаточных запасов и эксплуатации малых сложнопостроенных месторождений.

Предложенное направление использования трехмерных систем наблюдения (3D+ВСП) предоставляет возможность совместить преимущества сейсморазведки на поверхности и ВСП, что при применении адекватной новым возможностям модель-базированной интерактивной обработки-интерпретации может принципиально повысить информативность сейсморазведки.

Литература

1. А.А. Табаков, В.С. Бикеев, К.В. Баранов, И.В. Яковлев, А.Ю. Барков, 2001, Методика совмещенных наземно-скважинных наблюдений «Локальный проект 3D+ВСП» для детального изучения околоскважинного пространства: сборник тезисов докладов научно-практической конференции «Состояние и перспективы развития метода ВСП», Москва, С. 32-34.
2. К.В. Баранов, В.С. Бикеев, Н.В. Стариков, А.А. Табаков, 2004, Результаты применения методик «3D+ВСП локальный проект» и «2D+ВСП локальный проект» в условиях Западной Сибири: Технологии сейсморазведки, 1, С. 19-22.

МОДЕЛИРОВАНИЕ СЛОЖНОГО КОЛЛЕКТОРА МЕТОДАМИ · КОМПЛЕКСНОЙ ЗД СЕЙСМИКИ, ВСП РЕГИСТРАЦИИ И ОБРАБОТКИ ДАННЫХ

Стив Морис, Марк Робинсон, Раба Лунис, Скотт Лини,
Сергей Черкашнев, Марк Уилер
Шлюмберже, Вестерн Джеко, Гатвик, Англия

A COMPLEX RESERVOIR REVEALED BY INTEGRATED 3D EISMIC AND VSP ACQUISITION AND PROCESSING

Steve Morice, Mark Robinson, Rabia Lounis, Scott Leaney,
Sergei Tcherkashnev and Mark Wheeler
Schlumberger WesternGeco, Gatwick, UK

Аннотация

Развитие скважинных и наземных систем регистрации сейсмических данных в последнее время стало причиной появления новых технологий комплексной обработки информации и описания пластов, что позволило значительно расширить наше представление о сложных коллекторах. В данной работе приведено описание некоторых новых методов и результатов их применения на месторождении Хасси Мессауд в Алжире.

Это месторождение находится на севере Алжира, его площадь составляет 2000 км², а запасы нефти - около 6.4 млрд. баррелей. Построение модели углеводородных залежей для этого месторождения затруднено из-за особенностей геологической структуры. Коллектор представлен маломощными (<10 м) перекрывающимися и переплетающимися речными руслами, границы которых характеризуются слабыми акустическими контрастами. Породы коллектора разделены небольшими разломами, трудно выделяемыми по результатам сейсмики. Присутствие вулканического материала в кровле и в породах коллектора приводит к рассеиванию энергии сейсмических источников, и, вместе с эвапоритовой группой отложений в покрывающей толще и карбонатных пластах, порождает интенсивные кратные волны. Несмотря на большое количество скважин (более 700) на месторождении Хасси Мессауд, все еще остается много открытых вопросов, касающихся статических и динамических параметров пласта. В историческом плане технология наземной сейсмики не добавила существенного количества данных для моделирования коллектора из-за трудностей решения геофизических задач, вызванных сложной геологической структурой пласта и покрывающих пород.

Месторождение Хасси Мессауд это своего рода вызов способностям самых современных технологий скважинной и наземной сейсмики обеспечить высокое разрешение и качество отображения, а также точное преобразование сейсмических параметров в свойства пласта. В данной работе приведено описание методов комплексных скважинных геофизических и трехмерных наземных сейсмических исследований, проведение, обработка и интерпретация которых были осуществлены компаниями Шлюмберже и Вестерн Джеко, которые приняли этот вызов.

Abstract

Recent developments in borehole- and surface-seismic acquisition systems have been followed by new techniques for integrated data processing and seismic reservoir

characterization to deliver marked improvements in our understanding of complex reservoirs. This paper describes some of these new developments, and the results of their application in a project in Hassi Messaoud field, Algeria.

Hassi Messaoud field, located in Northern Algeria, is a giant field covering 2000 km² and containing approximately 6.4 billion barrels of oil reserves. The geology of the field presents several challenges to building a model of the hydrocarbon reservoir. The reservoir units are composed of thin (<10 m) and overlapping braided fluvial channels with subtle acoustic impedance contrasts at their boundaries. The units are separated by small faults, which are difficult to resolve on seismic data. Volcanic extrusives and intrusives in the overburden and reservoir section scatter seismic energy and combine with overburden evaporite and carbonate layers to generate intense interbed multiples. Despite over 700 wells in the Hassi Messaoud field, there is still much that is not understood about the static and dynamic properties of the reservoir units. Historically, surface-seismic technology has added little information to the reservoir model due to the geophysical problems imposed by the complex reservoir and overburden geology.

Hassi Messaoud field challenges the latest and most advanced surface-seismic and borehole-seismic technologies to deliver higher seismic resolution, better seismic image quality and accurate inversion of seismic attributes to reservoir properties. This paper describes an integrated borehole geophysics and 3D surface-seismic program acquired, processed and interpreted by Schlumberger and WesternGeco to meet these challenges.

Полевые работы 3Д сеймики и 2Д ВСП-МОГ

Компаниями Шлюмберже и Вестерн Джеко было проведено всестороннее исследование месторождения Хасси Мессауд методами наземной 3Д сеймики и многоуровневого 2Д ВСП-МОГ, с применением технологий, представляющих собой новейшее поколение регистрирующих систем для проведения наземных и скважинных работ. Параметры регистрации (дистанция, расстановка сейсмоприёмников, кратность, параметры виброисточников и др.) были оптимизированы на этапе подготовки работ и в процессе полевых испытаний при помощи комплексного моделирования и анализа.

Программой скважинной сеймики предусматривалось получение вспомогательной информации для последующей обработки данных наземной съемки, создание двухмерного отображения высокого разрешения, и изучение зависимости AVO (амплитуды отражения от удаления) в пласте. Регистрация данных методом 2Д ВСП-МОГ производилась одновременно с наземной съемкой, с использованием одних и тех же источников (см. рис. 1). Системы Q-скважина и Q-суша полностью совместимы и записывали информацию синхронно. Для возбуждения сигнала использовались группы виброисточников, регистрация проводилась наземными и скважинными приборами, при этом глубинные приемники поднимались после каждого этапа съемки и всего зарегистрировали 154 уровня 2Д ВСП-МОГ от интервала коллектора 3345м до глубины 1470м. Ближний пункт ВСП был записан с забоя до поверхности устья, аналогично был проведен дипольный акустический каротаж (Р и S волн) и полный геофизический каротажный комплекс.

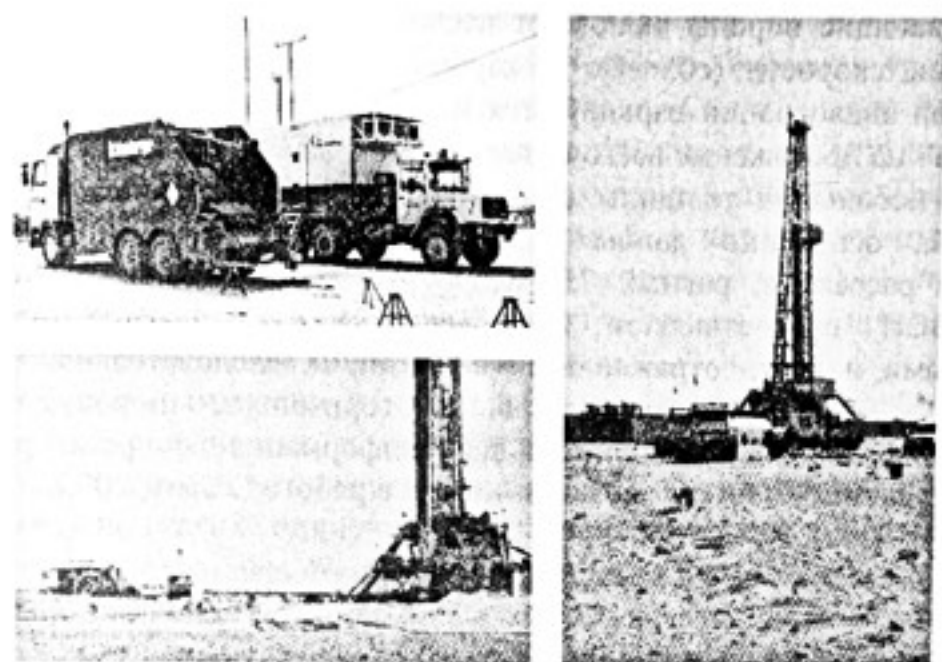


Рис. 1: Технология проведения совместной наземной и скважинной сейсмической съемки (Q-скважина и Q-суша). На верхней фотографии слева: установки регистрации скважинной и наземной съемки во время одновременной записи. Система скважинной сейсмологии синхронизирована с работой системы наземной регистрации. На нижнем фото слева: расположение регистрирующей станций относительно буровой вышки, производившей спуск глубинного сейсмического зонда VSI. Фотография справа сделана с другой стороны буровой и показывает расположение вибросточников, обеспечивающих сигнал, как для глубинных приемников, так и для наземных линий (заметны на переднем плане).

2Д ВСП-МОГ для интеграции данных 3Д сейсмологии

Скважинные данные (каротажные и сейсмические) могут предоставить важную информацию для обработки наземной сейсмологии – вертикальные скорости, параметры анизотропии, коэффициенты неупругого рассеяния и механизмы кратных отражений. В 2002 году было показано, что комплексные скважинные методы исследования могут быть использованы для получения сейсмических отображений с высоким разрешением, с привязкой всех имеющихся скважин и калиброванными исходными амплитудами для количественной характеристики пласта (Aarte, Knoth, 2002; Morice *et al.*, 2002)

Существующие методики определения параметров анизотропных скоростей на основании каротажных диаграмм, данных ВСП и уровня 2Д ВСП-МОГ (например, Leapey, Nore, 1998) были усовершенствованы, что привело к повышению достоверности, благодаря исключительному качеству данных, получаемых при помощи новейших систем скважинной регистрации. Скважинные данные с месторождения Хасси Мессауд выявили высокие значения градиента скоростей у поверхности и тенденцию снижения градиента скорости по мере спуска к цели; между

тем, покрывающие породы включают несколько интервалов с высокими показателями скорости (солевые и карбонатные отложения). Значения эффективной анизотропии варьируются между ± 0.05 для «дельта» и 0.1–0.4 для «эта» на протяжении всего интервала покрывающих пород и скорее зависят от небольшой толщины слагающих слоев, чем от анизотропии породы. На основании данных 2Д ВСП-МОГ получен показатель неупругого рассеяния, равный 75 (Leaney, 1999). Новейшие методики анализа ВСП предоставляют более четкое разграничение между однократными и кратнотраженными волнами, и, следовательно, более достоверную интерпретацию основных горизонтов, порождающих многократные волны. Дополнительная информация о регистрации скважинных данных и их обработке изложена в работе Leaney, 2003.

Обработка данных 3Д комплексной наземной сейсмоки

Результаты анализа скважинных данных были использованы при обработке данных 3Д Q-суша для восстановления истинных амплитуд и фаз, подавления кратных волн и анизотропной миграции. Было выяснено, что восстановление истинной амплитуды и фаз важно для построения оптимального отображения при больших расстояниях разноса (увеличение соотношения «сигнал-шум» в суммарном разрезе и существенное ослабление многократных волн), и основывается на коэффициентах неупругого рассеяния, полученных из 2Д ВСП-МОГ, корректировок за геометрическое анизотропное расхождение и компенсации за потери при передаче, смоделированных по данным уровня ВСП.

Коррекция за анизотропию была проведена перед анализом скорости и временной миграции до суммирования, которая зависит от скоростной функции. Это позволило четко разграничить скорости однократных и многократных волн, скорость последних часто равнялась (и даже превышала) скорости однократных волн. Были протестированы методики разграничения однократных и многократных волн, включая метод наклонного суммирования (τ - p) и метод прогнозирования межслойной кратной волны (Koeninger 2002). Результаты были количественно оценены посредством установления связей между выходными данными после миграции, синтетической сейсмограммой и результатом коридорной суммы ВСП.

Скважинные данные обеспечивают объективную оценку результатов тестовой обработки путем количественного сравнения данных 3Д сейсмоки после миграции, синтетических сейсмограмм и результатов коридорной суммы ВСП для обеспечения оптимальной согласованности в конечном массиве сейсмических данных. Проводилось тестирование престаковой деконволюции, суммирование с меняющейся скоростью и переменными значениями мьютинга до миграции. Полученные результаты сравнивались со скважинными данными для подтверждения

оптимальности выбранных параметров. На рис. 2 показан фрагмент конечного сейсмического куба с привязкой изображения уровенного 2Д ВСП-МОГ и синтетической сейсмограммы. Спектральное выбеливание после миграции было проведено для согласования амплитудного спектра сейсмических и скважинных данных в пределах диапазона сеймики. Из этой процедуры следовало, что извлекаемый сигнал при частоте до 80 Гц и минимальной разнице между сигналом и шумом до 10 дБ проходил от коллектора через весь частотный спектр, тем самым, предоставив нам требуемое разрешение коллекторных пород.

Уникальным преимуществом системы Q-суша является способность подавлять статические и амплитудные возмущения до формирования цифровых групп, что в результате даст согласованные с наземными данными по статике одиночного датчика, статическим поправкам за пункт взрыва и амплитудам. Высокая частота пространственной дискретизации во время регистрации обеспечивает высокую эффективность адаптивного подавление поперхностной волны (Ozbek, 2000).

Комплексное изучение коллекторских свойств

Целью нашего комплексного подхода для обработки сейсмических данных является получение сейсмических изображений высокого разрешения и повышенной чувствительности к параметрам пласта, полученных на основе инверсии акустического импеданса. Количественная интерпретация данных по месторождению Хасси Мессауд позволила построить модель, пригодную для оптимизации горизонтального бурения, целью которого являются маломощные продуктивные зоны. На начальном этапе интерпретации необходимо объединение скважинных данных с результатами сеймики, для создания структурного каркаса. Для дальнейшего моделирования требуется детальный анализ тектонических нарушений. Инверсия и анализ свойств позволили выявить фации и параметры, необходимые для построения модели, включая пористость пласта, полученную на основании данных сеймики. Такая модель является основой для планирования скважин, в ней содержится скважинная информация, данные наземной сеймики и геолого-физические характеристики пласта. На рис. 26 показано объединение скважинных данных с интерпретацией сеймики на месторождении Хасси Мессауд.

Заключение

Посредством интеграции скважинных данных, в частности уровенного 2Д ВСП-МОГ и данных дипольного акустического каротажа, с данными наземной сеймики, стало возможным получение более точного изображения коллекторов и оптимальная подготовка данных для инверсии и последующего описания параметров пласта. Новые технологии анализа

скважинных данных позволяют построить анизотропную модель скоростей с учетом неидеальной упругости. Модель, в свою очередь, предоставляет детерминистские внутренние (или эффективные) параметры обработки данных наземной сейсмики для точного построения изображений по данным, полученным при записи дальнего пункта ВСП, до суммирования и для анализа амплитуд. Пробные результаты обработки количественно сравниваются со скважинными данными (синтетическая сейсмограмма и/или коридорная сумма ВСП) для подтверждения оптимальности привязки скважин в конечном сейсмическом кубе.

Компаниям Шлюмберже и Вестерн Джеко удалось в 2002 году получить комплексный набор данных по месторождению Хасси Мессауд на основании сейсмических и акустических скважинных исследований и трехмерной наземной сейсмики. Интегрированный подход к анализу и обработке данных привел к значительному прогрессу в построении точных сейсмических изображений, по сравнению с предшествующими работами на этом месторождении, включая точное согласование между данными наземной и скважинной сейсмики, акустического каротажа, а также получение новой информации по распределению пористости в коллекторе.

Авторы выражают благодарность компаниям Сонатрак РЕД и Сонатрак Продакшн Хасси Мессауд за согласие на данную публикацию, а также нашим коллегам из компаний Шлюмберже и Вестерн Джеко, активно участвовавшим в проекте: J. Anderson, D. Lowden, O. Decombes, M. Francis, R. Hum, M. Idrees, T. Kimura, T. Marples, P. Miller, J-C. Puech, J. Quigley, R. Theunissen and J. Tulett.

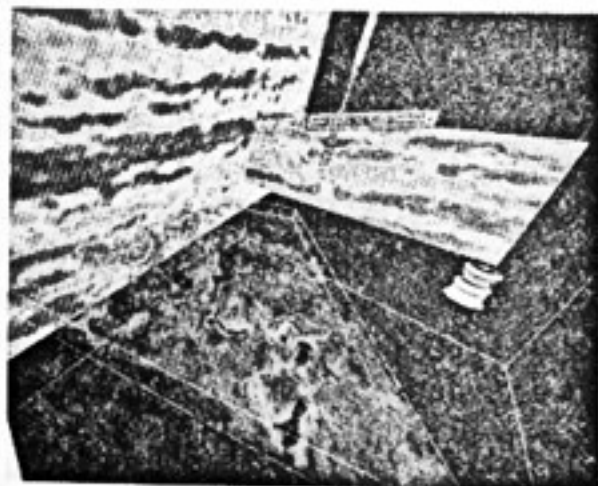
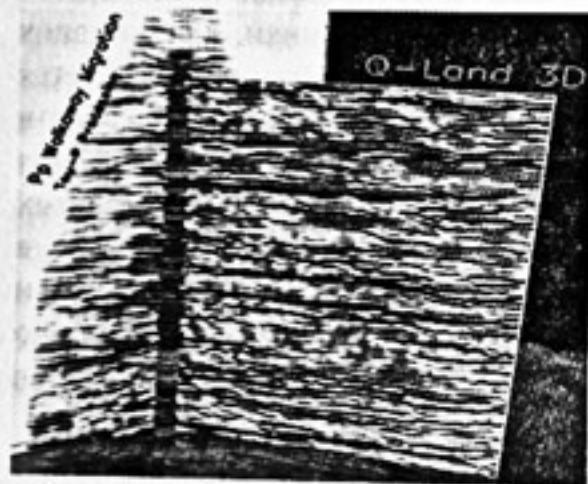


Рис. 2а (слева): Конечная привязка скважин из 3Д куба по наземной сейсмике; изображение, на основе данных уровневого 2Д ВСП, синтетическая сейсмограмма по акустике и плотности иллюстрируют отличную согласованность данных. Красная стрелка указывает на кровлю пласта.

Рис. 2б (справа): Интерпретация трехмерного изображения акустического импеданса и пористости пласта на основании сейсмических данных (области полупрозрачного красного цвета и ярко красные участки относятся к высокой пористости). Сложные

структуры с высокой пористостью интерпретируются как извилистые речные русла, образующие коллекторы месторождения Хасси Мессауд.

Литература

Aarre, V. & Knoth, O., 2002. Borehole Calibrated Processing of a 2D/4C line over the Eldfisk Field. 72nd Ann. Internat. Mtg: Soc. of Expl. Geophys.

Koeninger, C., Khalil, S., Moore, I., Salama, A., Threadgold, I. & Allegar, N., 2002. The Challenge of Multiples – Demultiple Techniques on Data from the Gulf of Suez. AAPG Internat. Pet. Conf. and Exhib, Cairo.

Leaney, W. S., 1999. Walkaway Q Inversion. 69th Ann. Internat. Mtg: Soc. of Expl. Geophys., 1311-1314.

Leaney, W. S. & Hope, R. H., 1998. Borehole-Guided Long Offset AVO Processing for Improved Lithology Classification. 68th Ann. Internat. Mtg: Soc. of Expl. Geophys., 230-233.

Leaney, W. S., Hope, R., Tcherkashnev, S. & Wheeler, M., 2002. Long offset AVO and anisotropy calibration deep offshore Nigeria. 64th Mtg. Eur. Assn. of Expl. Geophys.

Leaney, W. S., Tcherkashnev, S., Wheeler, M., Idrees, M., Hastings, A., Touami, M., Mekmouche, S. & Kasmi, R., 2003. Walkaway processing for integration. 73rd Ann. Internat. Mtg: Soc. of Expl. Geophys.

Martin, J., Baeten, G., Belougne, V., Combee, L., Kragh, E., Laake, A., Oeban, J., Ozbek, A. and Vermeer, P., 2000. Acquisition and Processing of Point Receiver Measurements in Land Seismic, 70th Ann. Internat. Mtg: Soc. of Expl. Geophys., 41-44.

Morice, S., Volterrani, S., Nafie, T. & Shabrawi, A., 2002. Well-Driven Seismic Processing and Reservoir Characterization. AAPG Internat. Pet. Conf. and Exhib, Cairo.

Ozbek, A., 2000. Adaptive Beam Forming with Generalized Linear Constraints, 70th Ann. Internat. Mtg: Soc. of Expl. Geophys., 2081-2084.

ОБРАЗОВАНИЕ ИНТЕРФЕРЕНЦИОННОГО ПОЛЯ В КОЛЛЕКТОРЕ И РЕЗУЛЬТАТЫ ЕГО ИНТЕРПРЕТАЦИИ

Г.В.Голикова, А.А.Ковтун, М.В.Чижова

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

GENERATION OF INTERFERENTION WAVE FIELD IN RESERVOIR AND IT'S INTERPRETATION

G.V.Golikova, A.A.Kovtun, M.V.Chizhova

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

Аннотация

Приводятся результаты численного моделирования полного волнового поля для моделей слоистых сред, содержащих пористые флюидонасыщенные пласты (коллектора), при учете условий контакта с прораскальзыванием. Проводится сопоставления теоретических и экспериментальных сейсмограмм ВСП, а также спектральных характеристик волновых полей.

Abstract

The results of numerical modeling of wave field are shown for layered media containing porous. Fluid-filled layers (reservoirs). The modeling takes into account sliding contact on the interface between layers. Theoretical seismograms and spectral characteristics of simulated wave fields with experimental data of VSP.

Введение

В настоящем сообщении продолжается рассмотрение вопросов образования сейсмических волновых полей в осадочных слоистых средах, содержащих коллектора. Главной задачей ставится поиск значимых сейсмических эффектов, связанных с наличием месторождения углеводородов

В процессе изучения материалов 3-х компонентного ВСП, выполненного в контуре месторождения, была выявлена совокупность аномальных свойств полей, некоторые из которых не находили удовлетворительного объяснения. В настоящее время становится очевидным, что аномальность изучаемых свойств является следствием использования лучевых подходов, отождествления сложных интерференционных пакетов с отдельными волнами. Из всех наблюдаемых волн в зоне коллектора, при падении на него прямой падающей Р-волны, наиболее интенсивными являются отраженная и преломленная PS-волны, а также отраженная снизу от кровли коллектора SS волна. Высокая интенсивность этих волн, которая не объяснялась в рамках граничных условий типа жесткого контакта на границах пласта - коллектора, послужила основанием для предположения о том, что на границе между твердой и пористой (или трещиноватой) флюидонасыщенной средами может действовать контакт с проскальзыванием, а внутри коллектора образовываться интерференционное волновое поле. Выявление роли интерференционных явлений во флюидонасыщенных интервалах разреза послужило поводом для проведения численного моделирования полного волнового поля.

Результаты численного моделирования сейсмических волновых полей в средах, содержащих упруго-пористые насыщенные слои.

В настоящей работе основное внимание уделялось исследованию динамики объемных волн и изучению интерференционных явлений в флюидонасыщенных интервалах разреза, связанных с условиями контакта на границах пласта-коллектора. Предполагалось, что на непроницаемой границе пористого коллектора может образовываться тонкая прослойка флюида, и ее влияние на процесс волнообразования и динамику волн можно учесть при моделировании с помощью граничных условий контакта с частичным проскальзыванием [3]. Предельные его случаи соответствуют условиям скользящего и жесткого контактов. Моделирование проводилось с использованием программы OASP из комплекса OASES (версия 3.1 от 2004 г.) Н. Schmidt [5], реализующей 2D вычисления полного волнового

поля (радиальной и вертикальной компонент скорости вектора смещения частиц) в осесимметричной слоисто-однородной среде на основе численного интегрирования (по волновому числу) и применения "глобального" матричного метода (global matrix approach) [6, 7]. В комплексе OASES предусмотрена возможность комбинирования жидких, твердых, а также пористых насыщенных сред Био [5].

На основе экспериментальных данных по скважине были построены две упрощенные модели слоистых упругих сред, в которых флюидонасыщенные коллекторы представлялись в виде пористых насыщенных пластов, описываемых двухфазной средой Био [4]. Первая модель (M1) содержала одиночный водонасыщенный коллектор в средней части разреза на глубинах 1080--1115 м. Вторая модель (M2) охватывала весь интервал разреза до глубины 3000 м, представленный толсто-слоистой средой (16 слоев), содержащей пористые насыщенные пласты в интервалах 1080--1115, 1760--1780, 2810--2820 и 2870--2880 м. Основным объектом исследования в модели M2 являлись коллекторы в интервале глубин 2800--2890 м, нижний из которых нефтенасыщенный. При моделировании рассматривались различные варианты параметров сред в моделях M1 и M2, менялись условия контактов на границах коллекторов, а также удаления источника (300, 700 и 1000 м). Характерная частота в источнике выбиралась равной 40 гц.

Основные результаты моделирования по моделям M1 и M2.

В модели M1 при условиях жесткого контакта на границах пористого пласта отражение и прохождение волн происходит в целом так же, как от чисто упругого слоя; особенностей в характере полей отраженных и проходящих волн не наблюдается.

Граница со скользящим контактом (при малых углах падения) работает как экран для S-волн. При этом на горизонтальной компоненте поля отмечается образование обменных отраженных и проходящих PS волн, интенсивность которых близка к интенсивности на горизонтальной компоненте падающей P-волны (и составляет 0.1 от интенсивности P-волны на вертикальной компоненте). Интенсивность отраженной и проходящей P-волны зависит в основном не от типа контакта, а от контрастности слоя и его мощности.

Внутри слоя со скользящим контактом, как на подошве, так и на кровле, формируется локальное интерференционное поле (модального типа) большой протяженности по времени. Такое поле при малых удалениях источника проявляется только на горизонтальной компоненте. Интерференционное поле удастся сгенерировать и при помощи лучевых вычислений путем суммирования внутри пласта множества кратных преломленных от кровли и отраженных от подошвы в основном поперечных PS, PSS, PSSS,... волн. Эти волны излучают вверх и вниз через границы слоя слабое регулярное поле продольных SP и поперечных волн.

Наиболее благоприятные условия для формирования интерференционного поля возникают в слое пониженной скорости или слабо контрастном слое. В случае высокоскоростного пласта интенсивность интерференционного поля ослабевает быстрее в силу увеличения проскальзывания через границы продольных и поперечных волн. С уменьшением степени проскальзывания на границах пласта происходит быстрое уменьшение длительности и спад интенсивности интерференционного поля. Частотный спектр интерференционного поля, возбуждаемого в слое, зависит от мощности слоя и его скоростных параметров.

Интерференционное поле в слое не образуется, если скользящий контакт существует только на одной из границ, на подошве или кровле. Однако, если в разрезе существуют несколько границ с контактом проскальзывания, относящихся к разным пластам, то между ними могут формироваться поля кратных поперечных волн, порождаемые PS волнами.

При жестком контакте на всех границах модели M2 зона коллекторов (2810--2880 м) выделяется на горизонтальной компоненте (рис. 1А) образованием отраженной и преломленной обменных PS-волн, а на вертикальной компоненте - отраженным суммарным многофазным полем продольных волн.

При вычислениях по модели M2 с заданием на границах коллекторов (2810, 2820 и 2880 м) скользящего контакта на горизонтальной компоненте поля (рис. 1Б) отмечается образование локальной интерференционной волны в пористом пласте (2810--2820 м); а ниже, в интервале (2820--2880 м) между границами с условиями скользящего контакта, также наблюдается формирование интенсивного интерференционного поля поперечных волн.

Интересная особенность проявляется для этой модели в характере частотных амплитудных спектров, построенных для вертикальной и горизонтальной компонент поля в интервале глубин 2800--2900 м. На кривых амплитудных спектров горизонтальной компоненты поля зона образования интерференционных волн выделяется наличием резонансных пиков, отвечающих образовавшимся модам.

На вертикальной компоненте помимо интенсивного отраженного (от зоны 2820--2880 м) поля Р-волн выделяется шлейф слабого регулярного поля, излучаемого от пористого пласта вверх и вниз.

Во всех модельных примерах, в которых учитывался контакт с проскальзыванием, горизонтальная компонента поля при малых выносах источника оказывается более информативной, чем вертикальная, для выделения коллекторов и изучения их свойств.

Сопоставление результатов моделирования с экспериментальным материалом ВСП.

В связи с полученными результатами моделирования возникла

необходимость привлечения новых экспериментальных характеристик волновых полей, дополнительно подтверждающих сопоставимость теоретических и экспериментальных полей. В качестве таких характеристик из экспериментальных данных были выбраны сейсмограммы модуля полного вектора смещения и частотные спектры записей поля и отдельных волн.

Остановимся на результатах экспериментального изучения спектральных характеристик. Наиболее общей характеристикой частотного состава поля (рис. 2а) можно считать довольно широкий амплитудный спектр с максимальными значениями амплитуд в диапазоне частот от 12 до 50 гц. Иногда такой спектр отчетливо распадается на две части (рис. 2с; $H=2800$ м), что указывает на существование волн различного частотного состава. На фоне общей характеристики спектра удается выявить существенные отклонения. Так на глубинах, отвечающих водонасыщенным коллекторам, наблюдается уменьшение амплитуд низкочастотных компонент спектра (на 12-20 гц) и возрастание амплитуд компонент на частотах 50-70 гц. В целом, максимальное значение частоты спектра повышается с 30 до 40 гц по сравнению с наблюдениями в соседних точках (рис. 2б).

Второй тип аномальных спектров связан с понижением частоты записи. Он наблюдается в том случае, когда мощность слоя, в котором распространяются кратные поперечные волны, возрастает. Если предположить, что только один контакт в коллекторе является нежестким, то интерференционное поле может образоваться между ним и нежесткой границей другого коллектора (модель M2). Аналогичная ситуация возникает в районе коллектора с нефтью на изучаемой площади. По сходству экспериментального поля (на X-компоненте) и теоретического поля (модель M2) было сделано предположение, что интерференционная волна возникает между подошвой коллектора с продуктом и ближайшим контактом с проскальзыванием выше глинистой покрышки ($H=2820$). Такая волна характеризуется сдвигом амплитудного спектра в область низких частот (рис. 2д). Образование волны низкочастотного спектра является косвенным признаком наличия залежи. Этот результат требует дополнительной проверки. Переход от одного характера спектра (низкочастотного) к другому (высокочастотному) может являться признаком обводнения коллектора.

Заключение

Результаты математического моделирования подтвердили возможность образования интерференционной волны внутри коллектора на X-компоненте поля при наличии контактов с проскальзыванием.

Выявлено хорошее на качественном уровне совпадение экспериментальных и теоретических сейсмограмм волновых полей и характерных особенностей спектров волн. Это послужило основанием для

предположения, что коллектор с продуктом имеет лишь один контакт с проскальзыванием в подошве и характеризуется низкочастотным спектром поля, а водонасыщенный коллектор имеет два нежестких контакта в кровле и подошве. При небольшой его мощности внутри коллектора образуется волна со специфической формой спектра и преимущественно повышенной частотой записи. Представляется возможным прослеживание обводнения коллектора по повышению частоты записи.

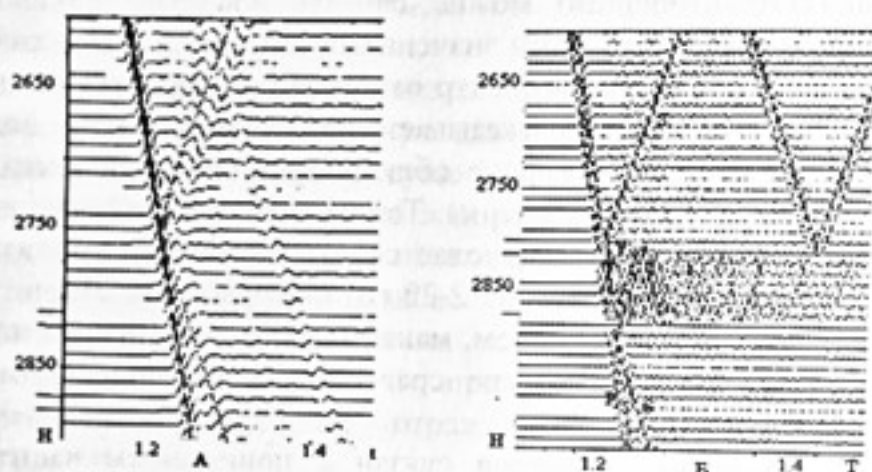


Рис. 1 Теоретические сейсмограммы А-компонента Х поля для М2. Контакты на глубинах 2810, 2820, 2870, 2880 - жесткие. Б-компонента Х поля для М2. Контакты на глубинах 2810, 2820, 2880 - с проскальзыванием.

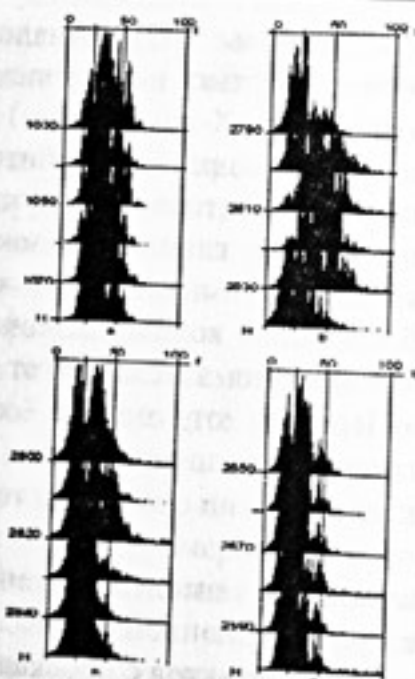


Рис. 2 Спектрограммы и фрагменты сейсмических записей. А. Спектры правой волны. Компонента Z. Интервал записи 100 мс. Б. Спектры левой волны. Компонента X, интервал записи 150 мс. На 2810, 2820 м расщепление волны вперед. С. Изменение спектра правой волны с глубиной коллектора на глубине 2820 м. Д. Спектр волны фронтальной волны, образованной при отражении горизонтально. Максимум спектра расположен на 25 гц, интервал записи 200 мс.

Литература

1. Голикова Г. В., Чижова М. В. // Поле отраженных волн в осадочных флюидонасыщенных отложениях. /Геофизика. N 3. 1999. С. 31-39.
2. Golikova G.V., Chizhova M.V. //The peculiarities of reflected wave fields in the reservoirs / Problems of Geocosmos. May 24—28, 2004, St. Peterburg. Proceedings of international conference. P. 247-250
3. Biot M.A. // Mechanics of deformation and acoustic propagation in porous media. // Appl. Phys. 1962, v. 33, n. 4, p. 1482-1498.
4. Vashisth A. K., Sharma M. D., Gogno M. L. // Reflection and transmission of elastic waves at a loosely bonded interface between on elastic solid and liquid-saturated porous solid. /Geoph. J. Int., v. 105, 1991, p. 601-617.
5. Schmidt H. // OASES Version 3.1. User Guide and Reference Manual. / Department of Ocean Engineering Massachusetts Institute of Technology. February 20, 2004.
6. Schmidt H., Jensen F. // A full wave solution for propagation in multilayered viscoelastic media with application to Gaussian beam reflection at fluid-solid interfaces. // J. Acoust. Soc. Am. 77, 1985. P. 813-825.
7. Schmidt H., Glattetre J. // A fast field model for three-dimensional wave propagation in stratified environments based on the global matrix method. // J. Acoust. Soc. Am. 78, 1985. P. 2105-2114.

ИЗУЧЕНИЕ АКУСТИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ОКОЛОСКВАЖИННОГО ПРОСТРАНСТВА ПО ДАННЫМ АКШ-ВСП-ОГТ

А.А.Тихонов*, Е.И.Петров, В.А.Редекон*****

**ПетроАльянс Сервисис Компани Лимитед, **Севернефтегаз,*

****Вимсейс Технология, г. Москва*

BOREHOLE VICINITY ACOUSTIC PROPERTIES STUDY USING OFFSET VSP DATA.

A.Tikhonov*, E.Petrov, V.Redekon*****

PetroAlliance Services Company Limited, *VimSeis Tekhnologiya Ltd,
Moscow*

Аннотация

Акустические свойства геологического разреза представляют собой источник информации о таких важных свойствах геологического разреза, как литология и пористость. Известные преимущества скважинной сейсмоки перед поверхностными сейсмическими наблюдениями делают данные ВСП привлекательными для расчета разрезов акустического, упругого и сдвигового импедансов высокого разрешения. С другой стороны имеется большое число факторов, искажающих амплитудные аномалии, вызываемые вариациями упругих свойств разреза. Данная работа представляет результат опробования графа обработки данных непродольного ВСП с сохранением истинных амплитуд.

Abstract

Acoustic properties of the geological section present the source of data for estimation of such important reservoir characteristics as lithologies or porosity. The advantages of borehole seismic over the surface seismic make VSP data attractive for the use in calculations of high-resolution acoustic and/or elastic and shear elastic impedance sections. On the other hand there are a number of factors distorting amplitude anomalies related to acoustic properties variations. This paper describes the attempt to develop a technique for offset VSP data processing preserving true amplitudes.

Мотивация исследования

В настоящее время сейсмическая разведка методом 3D является стандартным инструментом для получения геологом данных о литологии и пористости изучаемого резервуара. Вместе с тем во многих случаях неоднозначность и низкая разрешенность предоставляемых поверхностной сейсмикой разрезов акустического импеданса требуют привлечения дополнительной информации, получаемой при независимых исследованиях, для проверки результатов интерпретации. Имеется и большое число небольших по запасам месторождений, где проведение поверхностных сейсмических работ не является экономически оправданным. При этом кустовое бурение нуждается в оперативной и надежной информации о распределении упругих свойств в окрестности разбуриваемого куста скважин. Эти доводы делают технологию непродольного ВСП привлекательной для изучения свойств резервуара в околоскважинном пространстве. Например, данные проекционного ВСП, полученные для скважины со значительным отклонением ствола, позволяют получить высокоразрешенный сейсмический разрез большой протяженности, который может быть использован для расчета акустического импеданса (рис.1).

Сейсмические данные, собранные во внутренних точках среды имеют ряд преимуществ перед поверхностными данными. Прямое измерение проходящего сигнала делает возможным применение 3-х компонентной деконволюции по падающему импульсу. Данные ВСП привязаны к изучаемому разрезу по глубине в силу методики работ, что существенно повышает надежность интерпретации, выше разрешающая способность.

С другой стороны имеется ряд факторов, существенно влияющих на амплитуды целевых отражений. Корректный учет факторов, искажающих амплитудные аномалии, и явился предметом данного исследования. Целью работы была разработка графа, позволяющего получить по данным ВСП разрезы акустического (AI), упругого (EI) и сдвигового упругого импеданса (SEI).

Почему аналитический подход неприемлем?

Рассмотрение факторов, влияющих на амплитуды волн позволяет разделить их на две группы – фундаментальные, обусловленные процессом

распространения волн и технические, связанные непосредственно с полевым экспериментом и обработкой данных.

Фундаментальные факторы

- Характеристика направленности в источнике
- Расхождение фронта волны
- Зависящие от угла падения коэффициенты прохождения/преломления
- Поглощение
- Поляризация

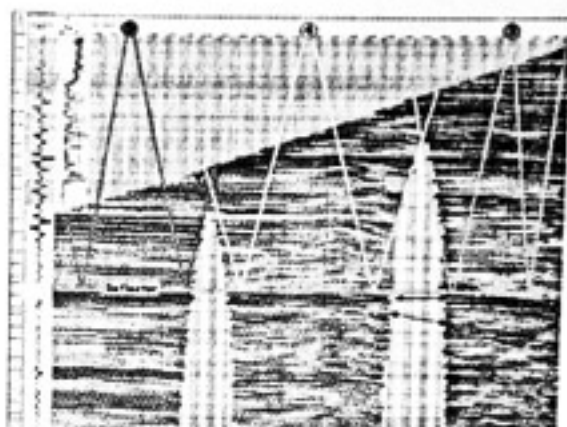


Рис.1 Мигрированный разрез продольных волн по данным проекционного ВСП

Технические факторы

- Стабильность источника
- Идентичность и изотропия регистрирующего канала
- Искажающее влияние обрабатывающих процедур

Очевидно, что корректный аналитический учет всех фундаментальных факторов невозможен (за исключением поляризации, которую можно измерить). Идеей предпринятого исследования было построение графа обработки данных, сходного с применяемым в поверхностной сейсморазведке, и использующего прямое измерение амплитуд волн для построения кривых восстановления амплитуд.

Последовательность обработки данных.

В настоящей работе при обработке данных ВСП опробован подход, базирующийся на расчете и применении всех амплитудных поправок, учитывающих технические и фундаментальные факторы, не связанные с изменением упругих свойств целевого интервала. Применялся следующий граф 3-х компонентной обработки.

- Коррекция неидентичности источников и приемников.
- Предварительное ЗС разделение волн.
- Анализ поляризации.
- Расчет следящих компонент для целевых волн.
- ЗС разделение волн.
- ЗС деконволюция по падающему импульсу.
- Компенсация затухания амплитуд целевых волн.

- Миграция с сохранением амплитуд.
- Инверсия амплитуд и расчет упругого и сдвигового импедансов.

Обычно скважинные сейсмические данные регистрируются при использовании нескольких десятков или сотен воздействий в источнике при перемещении регистрирующей расстановки вдоль вертикального профиля. Таким образом, при проведении работ и обработке данных необходимо обеспечить идентичность воздействий в источнике. При проведении полевых работ идентичность обеспечивается путем выбора и сохранения при отработке условий возбуждения. Однако, при проведении работ не всегда удастся выдержать едиными условия возбуждения (образование камуфлета и т.д.). Учет разброса сигнала в источнике как по амплитуде, так и по форме возможен при обработке на основе применения Винеровской фильтрации. Сходный подход применим и при учете неидентичности на приеме.

Как отмечалось Е.И. Гальпериным [1], измеренная поляризация колебания есть результат интерференции. С этой точки зрения измерение и использование для целей обработки и интерпретации параметров поляризации волн является целесообразным только после разделения волн. Очевидно, что требование сохранения исходной поляризации волн влечет за собой необходимость применения 3-х компонентных процедур обработки, и в первую очередь, трехкомпонентного вычитания и деконволюции.

Полученные в результате поляризационного анализа 2D (время-глубина) функции направления вектора смещения для целевых волн представляют основу для расчета следящих компонент $Tr(t, h)$.

$$\begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ Tr(t, h) \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \cos \theta * \cos \varphi & \cos \theta * \sin \varphi & \sin \theta \\ -\sin \varphi & \cos \varphi & 0 \\ -\sin \theta * \cos \varphi & -\sin \theta * \sin \varphi & \cos \theta \end{pmatrix} * \begin{pmatrix} X(t, h) \\ Y(t, h) \\ Z(t, h) \end{pmatrix}$$

При этом углы ориентации вектора смещения в пространстве - $\theta(t, h)$ $\varphi(t, h)$ также являются функциями времени и глубины. На рис.2 показано, что недоучет изменения поляризации волн приводит с существенным погрешностям в измерении амплитуд.

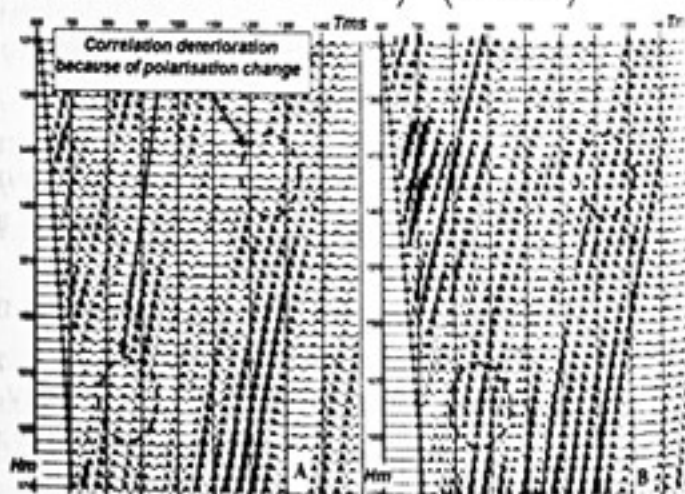


Рис.2 Пример корреляции отраженных обменных волн на фиксированной (а) и следящей компонентах (б).

Разделение волн и измерение параметров поляризации являются взаимосвязанными процессами. Корректное измерение параметров поляризации возможно только после разделения волн.

С другой стороны, для корректного разделения волн необходимо знание их кинематических и динамических характеристик, которые могут быть измерены по следящим компонентам после изучения поляризации. Такая ситуация определила использованный в данной работе элемент графа обработки, базирующийся на предварительном вычитании, изучении поляризации, окончательном вычитании волн.

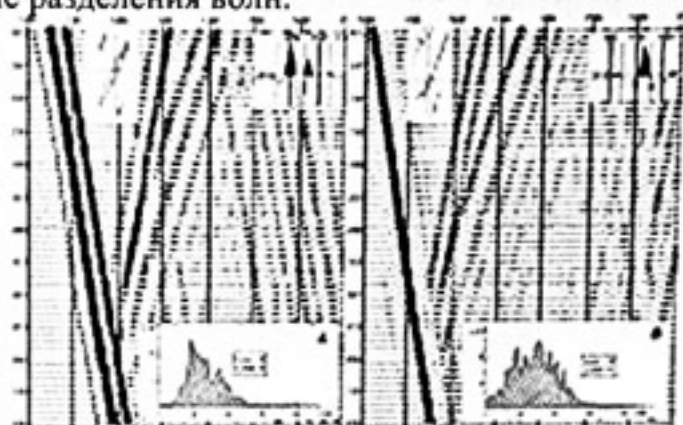


Рис.3. Исходное волновое поле на Р-компоненте и результат применения 3С деконволюции.

3-х компонентный подход использовался и при проведении деконволюции по форме падающего импульса. Идеей подхода является построение деконволюционного оператора по следящей для падающего импульса компоненте и его последующем применении ко всем трем компонентам волнового поля. Как видно на рис 3., использованный подход позволил:

- привести сигнал к ноль-фазовому,
- расширить амплитудный спектр,
- удалить кратные волны,
- сохранить поляризацию целевых Р и PS волн.

Для учета затухания амплитуд было построено два типа кривых. На первом этапе рассчитывались амплитуды прямой продольной волны, и после осреднения вводились соответствующие амплитудные поправки. Затем, отдельно для продольных и обменных отраженных волн определялись амплитудные поправки по серии коррелируемых отражений.

Поля отраженных продольных и обменных волн с введенными амплитудными поправками, пересчитанные на соответствующие следящие компоненты, являлись исходными для миграции с сохранением амплитуд. Кинематическая модель строилась по результатам комплексной обработки данных каротажа, продольного и непродольного ВСП.

Инверсия амплитуд в упругий и сдвиговый упругий импеданс осуществлялась с использованием программного обеспечения Hampson-Russel [2,3]. Предлагаемая методика тестировалась на модельных и реальных данных. Показано, что при обработке модельных данных удается восстановить исходную акустическую модель. Обработка реальных

данных 3-х компонентного выносного ВСП позволила получить устойчивые оценки упругого и сдвигового импеданса по мигрированным разрезам продольных и обменных волн. Полученные разрезы были также использованы для оценки распределения пористости по профилю НВСП. В комплексе со скважинными и наземными данными выделен проницаемый пласт.

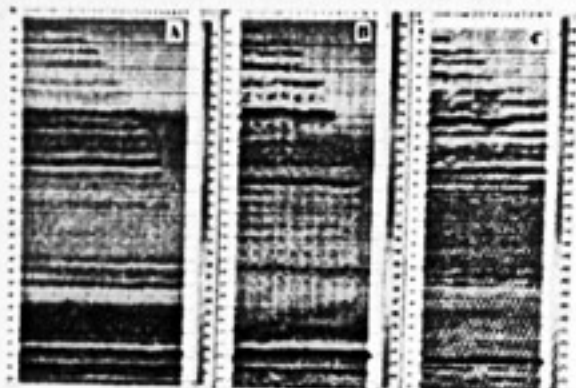


Рис.4 Результат расчета упругого импеданса (А), сдвигового упругого импеданса (В) и параметра $\gamma = V_s/V_p$.

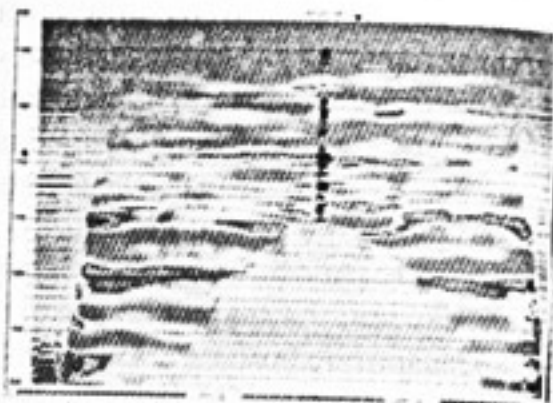


Рис. 5 Результат определения пористости по данным двух выносных ПВ

Благодарность.

Авторы благодарят компанию Total за инициализацию этой работы и разрешение на публикацию материалов и Компанию ЛУКОЙЛ за разрешение на публикацию материалов.

Авторы выражают персональную благодарность сотруднику компании ТНК-ВР Сыдыкову Кайрату Журмбековичу за плодотворное обсуждение основных положений работы.

Литература:

- [1] Гальперин Е.И., 1977., Поляризационный метод сейсмических исследований. М.Недра, с. 276.
- [2] Петров Е.И., Керусов И.Н., Тихонов А.А., Шалаева Н.В. Прогнозирование фильтрационно - емкостных свойств в около скважинном пространстве по данным многокомпонентного выносного ВСП, Научно-Технический вестник «Каротажник», vol.3-4(116-117), 2004
- [3] Duffaut K., Allos T., Landro M., Rogno H. Shear-wave elastic impedance The Leading Edge, 2000, vol.11, 1222-1229.

ОЦЕНКА МОДЕЛИ СРЕДЫ ПО ПОЛНОМУ ВЕКТОРНОМУ ПОЛЮ ВСП

Ю.А.Стенченков*, А.А.Табаков**, А.В.Решетников*
*СПбГУ, г. Санкт-Петербург, ** ОАО «ЦГЭ», г. Москва

ESTIMATION OF THE VELOCITY MODEL FROM FULL VECTOR VSP WAVE FIELD

Yu.A.Stephenkov*, A.A.Tabakov**, A.V.Reshetnikov*
*Saint-Petersburg State University, CGE, Moscow

Аннотация

В работе представлен метод оценки параметров скоростной модели сложнопостроенной среды с использованием годографов ВСП. Показаны новые возможности решения обратной кинематической задачи ВСП с использованием годографов различных типов волн (как прямой, так и однократных отраженных и обменных волн) с целью восстановления параметров слоистой модели с гладкими границами, описываемыми кубическими сплайнами. Параметрами модели являются скорости и вертикальные градиенты продольных и поперечных волн.

Abstract

This work presents a method of complex velocity model estimation by VSP travel times. New opportunities of kinematic inversion procedure for reconstruction of model parameters with the use of VSP travel times of different types of waves (direct wave as well as monotype and converted primaries) are developed. Smooth interfaces are described by cubic splines. Parameters of the model are velocities and vertical gradients of P and S waves.

Определение сейсмических скоростей и геометрии отражающих границ в околоскважинном пространстве является одной из основных задач, решаемых методом ВСП, так как точность используемой при дальнейшей обработке скоростной модели среды является основой для получения качественных и надежных результатов. Определение кинематических характеристик среды по данным ВСП обычно включает в себя построение начального приближения скоростной модели и последующий итеративный процесс оптимизационной инверсии годографов [1]. В результате подбираются такие параметры модели, которые обеспечивают наилучшее совпадение между наблюдаемым и модельным годографами. Задача уточнения строения сейсмических границ путем инверсии годографов ВСП успешно решается для однородно-слоистой изотропной модели среды с границами раздела, аппроксимируемыми полиномами [2].

В представленной работе рассматривается решение обратной кинематической задачи с целью восстановления геометрии отражающих границ, а также вертикальных градиентов и скоростей распространения продольных и поперечных волн. Геометрия отражающих границ строится

в виде гладких кубических сплайнов. В процессе подбора параметров используются данные начальной разбивки среды, годографов ВСП и поляризации прямой и однократных падающих и восходящих волн.

Для случая сред с криволинейными границами раздела и переменными скоростями распространения сейсмических волн, задача определения параметров разбивается на несколько основных этапов. На первом этапе, при известной разбивке пластов по годографу прямой волны и векторам поляризации с некоторой точностью восстанавливаются скорости продольных волн в каждом пласте. Разбивочные границы при этом считаются прямыми. Таким образом, получается нулевое приближение сложнопостроенной среды, представленное в виде горизонтальнослоистой модели. Следующим этапом является уточнение геометрии разбивочных границ с точностью до полиномов невысокой (меньше четвёртой) степени, а также уточнение скоростей распространения и вертикальных градиентов подольных и поперечных волн внутри пластов среды. Уточнение проводится с использованием годографов прямой и всех присутствующих однократных волн при помощи оптимизационной минимизации среднеквадратичных невязок времён исходных и модельных годографов. На заключительном этапе построения модели среды, по годографам всех присутствующих волн, геометрия разбивочных границ уточняется в виде кубических сплайнов со сглаживанием путём постепенного добавления узловых точек и подбора их оптимального положения. После изменения геометрии отражающих границ проводится доуточнение параметров внутри каждого пласта среды. Подбор параметров и геометрии отражающих границ проводится при помощи модифицированного алгоритма многомерной оптимизации Хука-Дживса [3]. Модельные годографы вычисляются при помощи лучевого метода с использованием алгоритмов слежения лучей в сложнопостроенных средах [4].

На рис. 1 показана точная скоростная модель среды. На рис. 2-3 представлены результаты подбора скоростной модели по годографам прямой и однократных обменных и отражённых волн ВСП при известной начальной разбивке пластов. Далее, на рис. 4 приводятся значения общей среднеквадратичной невязки по годографам всех использовавшихся волн. Значения невязки взяты для модели начального приближения и моделей с границами раздела в виде полиномов и сплайнов.

Таким образом, в результате проделанных вычислений получена непротиворечивая скоростная модель среды, которая вполне соответствует ожидаемому результату.

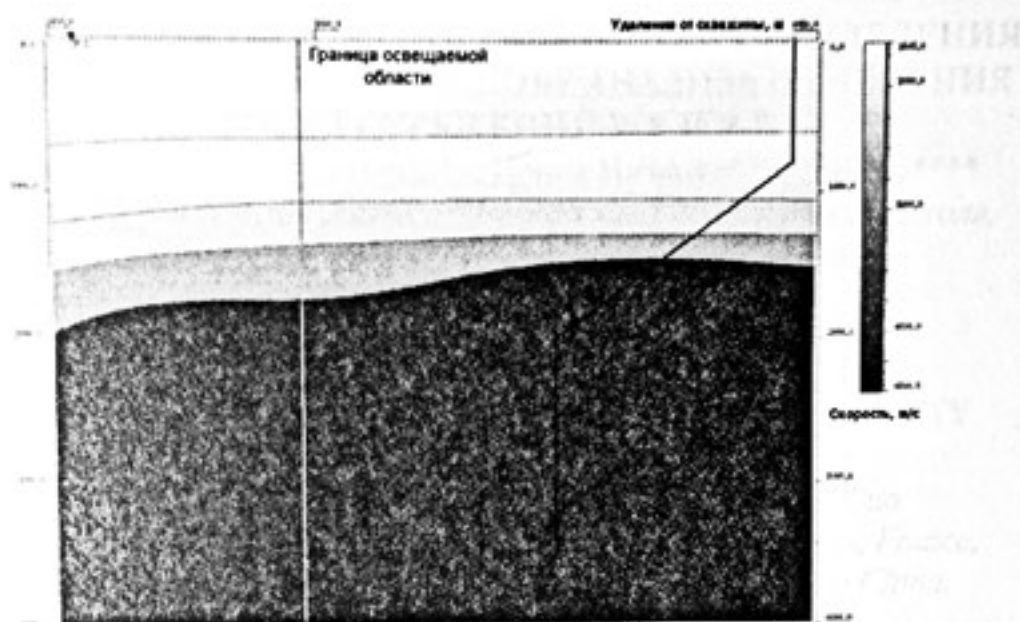


Рис.1 Точная скоростная модель среды.

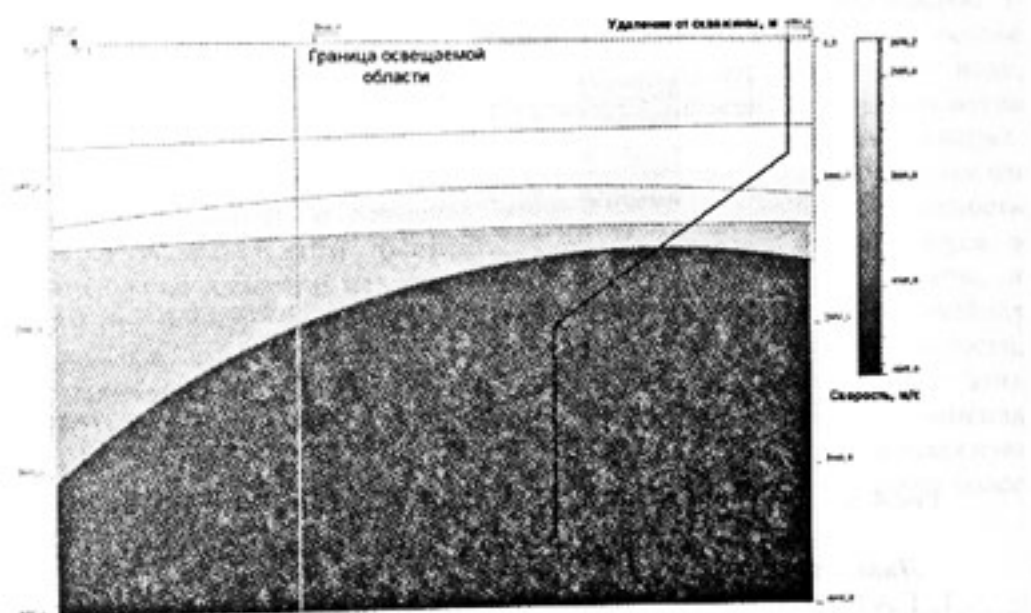


Рис.2 Результат уточнения скоростной модели среды с границами раздела пластов в виде полиномов.

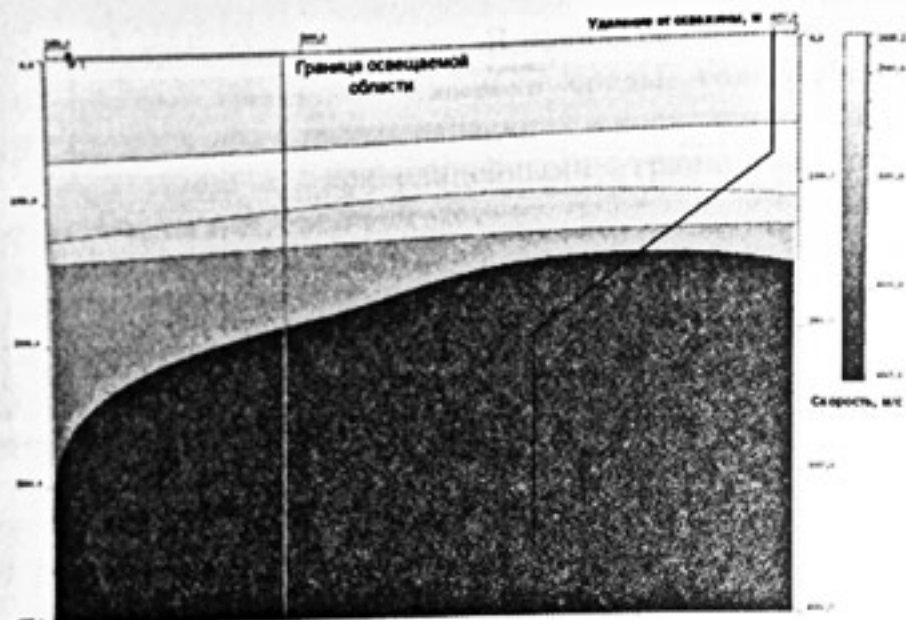


Рис.3 Результат уточнения



Рис.4 Значения общей среднеквадратичной невязки по всем присутствующим годографам ВСП, выраженные в процентах.

Литература

1. Г.А.Рыжиков, В.Н.Троян. Томография и обратные задачи дистанционного зондирования. СПб. 1994.
2. И.В.Савин, Г.А.Шехтман. Обратная кинематическая задача ВСП для сред с неплоскими границами раздела. 1994.
3. В.П.Гергель, В.А.Гришагин, С.Ю.Городецкий. Современные методы принятия оптимальных решений. Нижний Новгород. 2001.
4. А.А.Табаков, И.Е.Солтан, А.В.Решетников, В.В.Решетников. Динамическая декомпозиция волновых полей и реконструкция модели среды при обработке данных ВСП. Материалы научно-практической конференции «Гальперинские чтения-2002». 2002. С. 12-13.

КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА ПОГРЕШНОСТЕЙ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПЛОТНОСТИ ФОРМАЦИИ НА ОСНОВЕ АНАЛИЗА ИЗМЕНЕНИЯ АМПЛИТУДЫ ОТРАЖЕНИЙ P-P И P-S.

Хьюг Джикпессе*, Уаел Мегхирби**, Ирина Низкоус***, Ди Као****

*Шлюмберже, г. Риджфилд, США, **Парижская Геологическая Школа,

г. Париж, Франция, ***Шлюмберже, г. Москва, Россия,

****Шлюмберже, г. Пекин, Китай

BOREHOLE-GUIDED AVO ANALYSIS OF P-P AND P-S REFLECTIONS: QUANTIFYING UNCERTAINTIES ON DENSITY ESTIMATES

Hugues A. Djikpesse, Wael Meghirbi, Irina Nizkous and Di Cao

*Schlumberger, Ridgfield, USA, **Paris Geological School, Paris, France,

*** Schlumberger, Moscow Russia, ****Schlumberger, Beijing China.

Аннотация

Сейсмические свойства изотропной упругой среды характеризуются тремя параметрами: акустическим импедансом, коэффициентом Пуассона, и плотностью. В то время как первые два параметра обычно достаточно легко определяются на основе анализа изменения амплитуды при изменении угла (AVA) отраженных P-P волн, плотность оценить сложнее. Тем не менее, информация о значениях плотности могла бы быть полезной во многих ситуациях, встречающихся в нефтяной и газовой разведке, в частности, для уменьшения рисков в процессе бурения. В данной статье представлен вычислительный эксперимент, с помощью которого можно выяснить надежность использования AVA для оценки плотности. Сейсмоприемники располагаются в скважине, на глубине немного меньшей, чем глубина отражающей границы, и регистрируют отраженные P-P и P-S волны. Затем применяется нелинейная Байесовская инверсия для вычисления распределения апостериорной вероятности, связанной с оценкой трех параметров изотропной упругой среды. Анализ этих распределений основывается на предположении о том, что угловые изменения амплитуд отраженных P-S волн содержат дополнительную немаловажную информацию для определения плотности и уменьшения погрешностей ее оценки более чем на порядок по сравнению с использованием только отраженных P-волн.

Abstract

Seismic properties of isotropic elastic formations are characterized by the three parameters: acoustic impedance, Poisson ratio and density. While the first two are usually well estimated by analyzing the amplitude variation with angle (AVA) of reflected P-P waves, density is known to be poorly resolved. However, density estimates would be useful in many situations encountered in oil and gas exploration, in particular, for minimizing risks in looking ahead while drilling. We design a borehole seismic experiment to investigate the reliability of AVA extracted density. Receivers are located downhole near the targeted reflectors and record reflected P-P and converted P-S waves. A nonlinear, wide-angle-based Bayesian inversion is then used to access the *a posteriori* probability distributions associated with the estimation of the three isotropic elastic parameters. The analysis of these distributions suggests that the angular variation of reflected P-S amplitudes provides additional substantial information for estimating density, reducing the estimate uncertainty variance by more than one order of magnitude as compared to using only reflected P-waves.

Введение

Информация о плотности необходима для решения многих прикладных задач нефтяной и газовой разведки, таких как:

1. Точное преобразование акустического импеданса в скорость для оценки порового давления и контроля рисков в процессе бурения.

2. Прогноз и планирования сейсморазведки, на основе оценки плотности по данным сеймики, дополняющей плотностной каротаж во время бурения.

3. Получение критерия для моделирования и калибровки наземной и скважинной сеймики, альтернативного соотношению Гарднера.

4. Более достоверная пространственная оценка границ коллектора для повышения точности расчета запасов.

Один из возможных путей получения надежной информации о плотности - это анализ изменения амплитуды при изменении угла падения (AVA) отраженных P-S волн (Jin et al., 2000).

Цель настоящего исследования - воспользоваться преимуществами скважинной сейсморазведки, в частности уровня ВСП, для точной количественной оценки апостериорной ошибки определения плотности на основе анализа AVA отраженных P-P и P-S волн.

Эксперимент

Рассмотрим упрощенную схему уровня ВСП (рис.1), с реальной геологической моделью, состоящей из целевой поверхности, разделяющей два изотропных упругих слоя. На основе данных наблюдений, полученных на базе реальной геологической модели, и, предполагая известными значения упругих параметров первого слоя, требуется определить характеристики второго слоя.

Свойства двух слоев описываются акустическим импедансом (I_1, I_2), отношением скоростей S- и P-волн, V_s/V_p , (Γ_1, Γ_2) и плотностью (ρ_1, ρ_2). Подстрочные индексы 1 и 2 относятся к верхнему и нижнему слоям соответственно. Целевой горизонт находится на глубине 2000 м. В схему эксперимента ВСП входят три монополярных источника и три приемника. Источники расположены на расстоянии 0 м, 1000 м, и 2000 м от устья скважины. Такая геометрия позволяет получить информацию при малых, средних и больших углах падения. Три приемника расположены в скважине на расстоянии 500 м, 350 и 200 м от целевого горизонта. Из-за близости приемников к целевому горизонту углы падения P-волн, связанные с отражениями P-P и P-S, в основном идентичны и находятся в диапазонах $0^\circ - 43^\circ$ и $0^\circ - 46^\circ$ для отражений волн P-P и P-S соответственно.

Результаты

На рис. 2 показан вклад акустического импеданса, значений соотношения Пуассона и плотности в коэффициенты отражения P-P и P-S для различных отражающих горизонтов. Из рисунка ясно, что

акустический импеданс хорошо определяется на основе отраженных при нормальном падении Р-волн, в то время как угловое изменение амплитуд Р-волн дает информацию об изменениях соотношения Пуассона на отражающих границах, что было детально описано в научной литературе (например, Castagna and Backus, 1993, Djikpesse and Tarantola, 1999).

Плотность сложно определить на основе анализа AVA при использовании только данных Р-волн (рис. 2 правый верхний рисунок; см. Tarantola, 1986, Jin et al., 1993, De Nicolao et al., 1993, Debski and Tarantola, 1995, Castagna, 2004) в основном из-за того, что коэффициенты отражения продольных волн становятся чувствительными к изменению плотности только при очень больших углах падения.

Рис.3 показывает апостериорные одномерные распределения вероятности, которые помогают количественно оценить улучшение разрешенности, полученное при использовании Р-S отражений вместе с Р-Р. Представленные кривые соответствуют результатам, полученным при использовании только Р-Р отражений и при объединении данных Р-Р и Р-S.

Выводы

В данной работе был проведен расчетный эксперимент для исследования надежности определения плотности на основе данных углового изменения амплитуд восходящих отраженных Р-Р и Р-S волн. В результате, было количественно показано, что информация о плотности может быть получена с хорошей точностью – вариация уменьшается более чем на порядок, при использовании совместных данных Р-Р и Р-S вместо одних только Р-Р отражений.

Определение плотностных разрезов на основе данных скважинной сейсмологии и их использование для оценки и прогноза рисков, возникающих в процессе бурения, для районов, где существует соответствие между плотностью, литологией и верхними границами зон аномального давления (оффшорная зона в Техасе или побережье Мексиканского залива в Луизиане) (Verm et al., 1998) являются приоритетными направлениями дальнейших исследований.

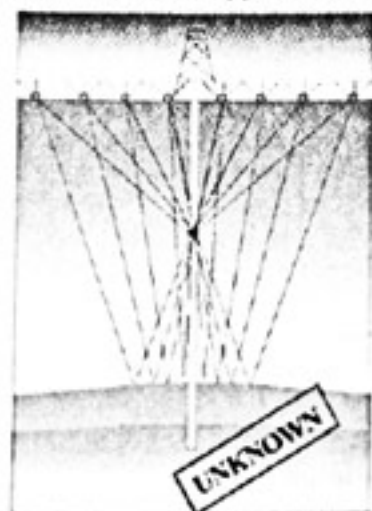


Рис. 1. Схема проведения стандартного углового ВСП.

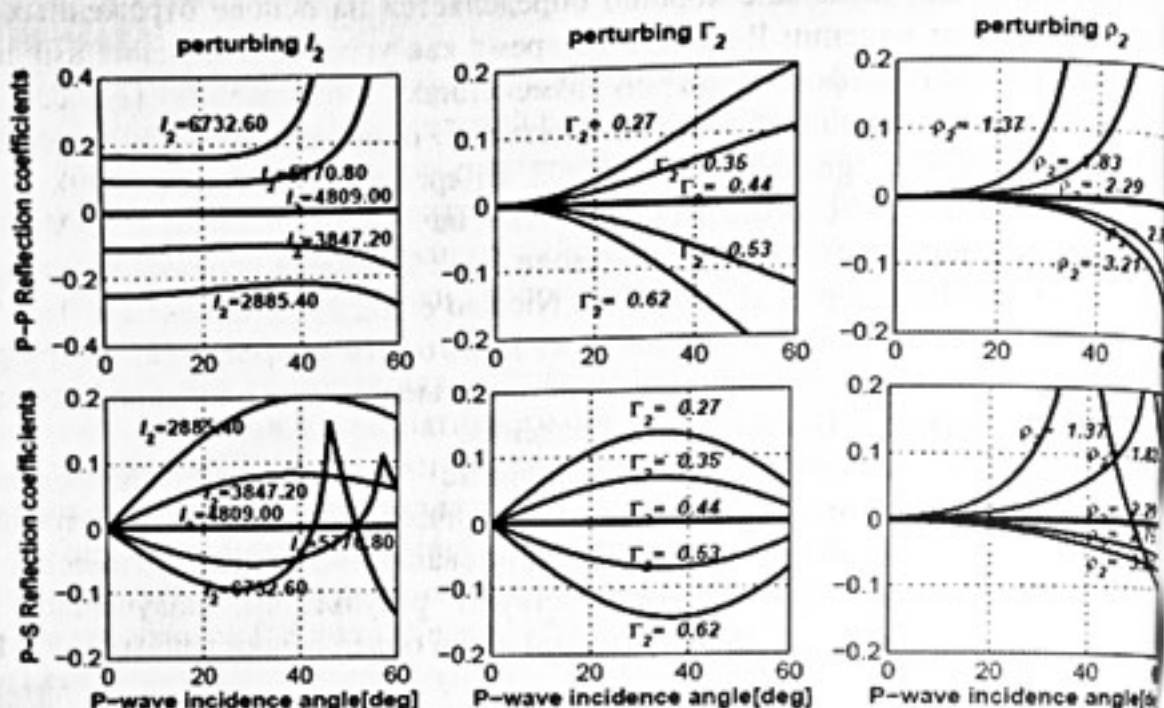


Рис. 2. Чувствительность P-P P-SV коэффициентов отражения к изменениям акустического импеданса, отношения Пуассона и плотности.

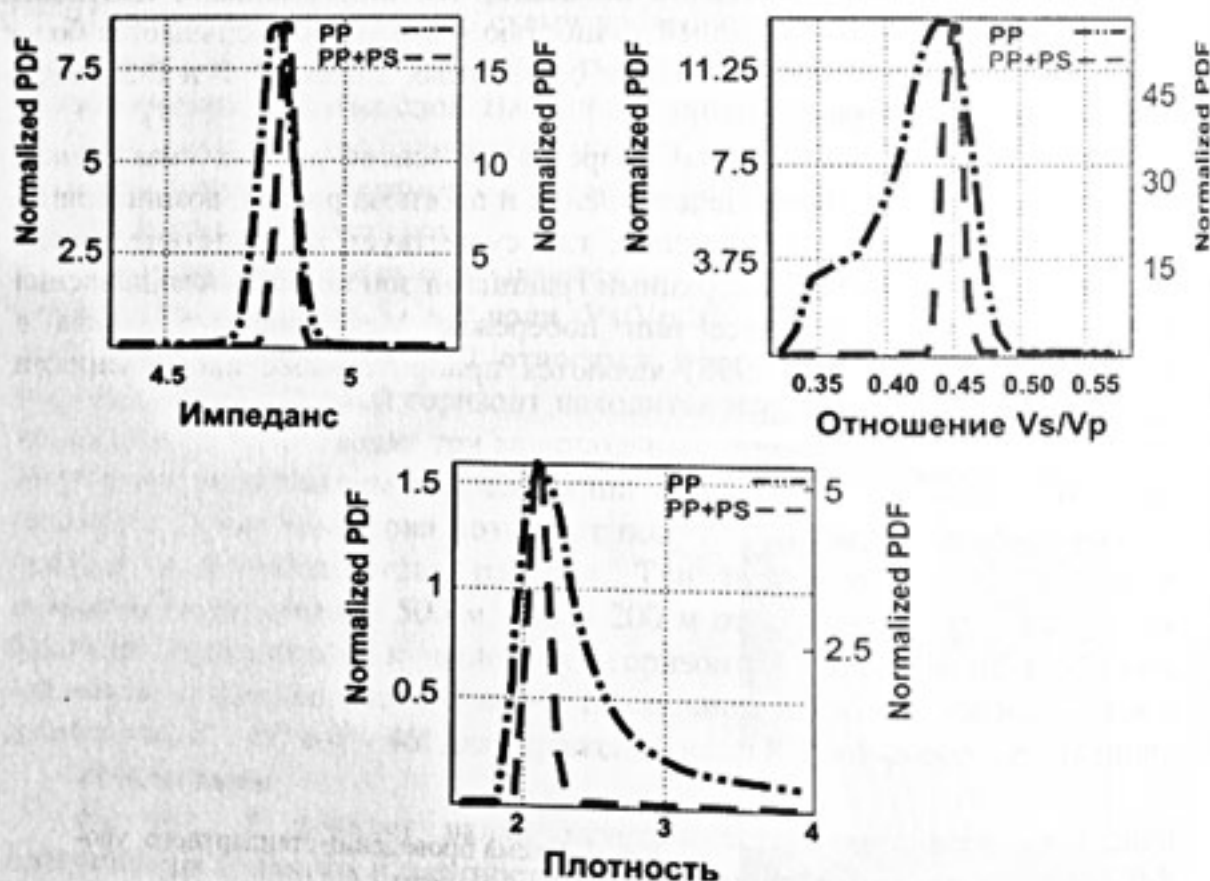


Рис. 3. Нормализованные одномерные граничные апостериорные распределения плотности вероятности.

Литература

1. Castagna, J., 2004, CSEG interview: The Leading Edge, **23**, 138-142.
2. Crampin, S., The potential of shear-wave VSPs for monitoring recovery: A letter to management: The Leading Edge, **9**, No. 3, 50-52, 11.
3. De Nicolao, A., Drufuca, G., and Rocca, F., 1993, Eigenvalues and eigenvectors of linearized elastic inversion: Geophysics, **58**, 670-679.
4. Djikpesse, H.A., and Tarantola, A., 1999, Multiparameter ℓ_1 norm waveform fitting: Interpretation of Gulf of Mexico seismograms: Geophysics, **64**, 1023-1035.
5. Graebner, M., 1992, Plane-wave reflection and transmission coefficients for a transversely isotropic solid (short note): Geophysics, **57**, 1512-1519.
6. Igel, H., Djikpesse, H., and Tarantola, A., 1996, Waveform inversion of marine reflection seismograms for P-impedance and Poisson's ratio: Geophysical Journal International, **124**, 363-371.
7. Jin, S., Cambois, G., and Vuillermoz, C., 2000, Shear-wave velocity and density estimation from PS-wave AVO analysis: Application to an OBS dataset from the North Sea: Geophysics, **65**, 1446-1454.
8. Leaney, S., Bale, R., Wheeler, M., and Tcherkashnev, S., 2000, Borehole-integrated anisotropic processing of converted modes: The Leading Edge, **20**, 996-1007.
9. Malinverno, A., and Leaney, S., 2004, Monte Carlo Bayesian look-Ahead of walkaway vertical seismic profiles: Geophysical Prospecting, submitted.
10. Payne, M. A., 1994, Looking ahead with vertical seismic profiles: Geophysics, **59**, 1182-1191.
11. Shuey, R. T., 1985, A simplification of the Zoeppritz equations: Geophysics, **50**, 609-614.
12. Tarantola, A., 1986, A strategy for nonlinear elastic inversion for seismic reflection data: Geophysics, **51**, 1983-1993.
13. Tarantola, A., 1987, Inverse problem theory: Methods for data fitting and model parameter estimation, Elsevier Science Publ.
14. Verm, R., Liang, L., and Hiltebrand, F., 1998, Significance of geopressure in predicting lithology: The Leading Edge, 227-234.

ДДР: ТЕХНОЛОГИЯ И РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ НА МОДЕЛЬНЫХ ДАННЫХ

А.В.Решетников*, А.А.Мухин*, А.А.Табаков**, В.Л.Елисеев**
*СПбГУ, г. Санкт-Петербург, **ОАО «ЦГЭ», г. Москва

DDR: THE TECHNOLOGY AND RESULTS OF SYNTHETIC DATA PROCESSING

A.V.Reshetnikov*, A.A.Mukhin*, A.A.Tabakov**, V.L.Eliseev**
*Saint-Petersburg State University, **CGE, Moscow

Аннотация

Представляется методика обработки и интерпретации данных сейсморазведки ВСП для моделей неоднородных сред с кусочно-гладкими границами. Технология основана на итеративном уточнении параметров скоростной модели среды с помощью подбора параметров (геометрии границ и кинематических параметров пластов), наиболее адекватных волновому полю. Контроль качества подбора модели осуществляется путем вычитания волн любого типа и кратности из исходного поля с использованием расчетных годографов и поляризации и построения изображения освещаемых ими сейсмических границ.

Abstract

Method of VSP seismic data processing and interpretation is presented which is applicable to inhomogeneous media models with partially-smooth interfaces. The technology is based on iterative refinement of the velocity model by means of a search for the most adequate parameters (both interfaces geometries and kinematic parameters). Quality of the model fitting is controlled via subtraction of waves of arbitrary type (including multiples) using their synthetic travel times and polarization and imaging of the interfaces which are illuminated by these waves.

Формулировка задачи

При решении задач построения изображений геологического разреза и интерпретации данных сейсморазведки ВСП наибольшее распространение получили методы, основанные на лучевых и различных миграционных преобразованиях, но каждый из таких методов в отдельности обладает рядом серьезных недостатков. При этом для построения изображений используется, как правило, не волновое поле в целом, а выделенная из всего поля информация определенного рода, например, поля продольных отраженных волн. Кроме того, во многих случаях используются сильно упрощенные модели среды (такие как модели с плоскими границами разделов, отсутствием градиентов скоростей и т.д.), что приводит к большим погрешностям при интерпретации.

В предлагаемой работе представляется методика обработки и интерпретации данных сейсморазведки ВСП в сложнопостроенных средах, состоящих из связной системы произвольно-неоднородных тел с кусочно-

гладкими границами. Регулярные волны различных типов и кратностей последовательно вычитаются из исходного поля и проецируются на изображение с использованием опорной модели. Причем для вычитания используются годографы и поляризации, рассчитанные по начальной модели среды в рамках лучевого метода. Полученное изображение можно использовать для уточнения начальной модели, что может служить основой для следующей итерации на пути подбора модели, адекватной волновому полю. В дальнейшем этот метод будем называть методом динамической декомпозиции и реконструкции (ДДР) [1].

Технология ДДР

Технология обработки данных ВСП по методике ДДР состоит из нескольких процедур:

1. Построение первого приближения модели среды в результате решения обратной кинематической задачи по годографам и поляризациям всех визуально коррелируемых волн.
2. В порядке ослабления амплитуд для каждой видимой волны от соответствующей границы модели выполняется расчет модельной волны, характеризующейся определенным временем вступления и поляризацией.
3. Выполняется оценка формы волны вдоль расчетного годографа с использованием расчетной поляризации.
4. Выделенная волна вычитается из исходного поля и проецируется в точки рассеяния на изображение с пересчетом на коэффициент отражения продольной волны по внешней нормали к границе [3]. Волны разных типов от одной точки границы накапливаются с весами, пропорциональными их амплитуде. Процесс повторяется для всех типов волн и всех границ до тех пор, пока на волновом поле не останется регулярных волн. Обрабатываются не только однократные, но и кратные волны.

После получения изображения опорная модель может быть уточнена, и процесс повторяется, пока изображение с необходимой точностью не будет соответствовать модели [2].

Результаты применения

Для иллюстрации работы метода была использована модель, представленная на рис. 1. По ней методом конечных разностей было рассчитано волновое поле (рис. 2). При помощи технологии ДДР была проведена декомпозиция этого поля на отдельные волны и получено совмещенное (по различным типам волн) изображение границ модели, включая изображения таких элементов, как нарушения на нижних границах (рис. 3).

Выводы

1. Получено хорошее совпадение рассчитанных лучевым методом параметров волн с волновыми параметрами, рассчитанными конечно-разностным методом.
2. Продемонстрированы элементы совмещенной системы обработки и интерпретации, названной Динамической Декомпозицией волновых полей с Реконструкцией модели среды. Получено адекватное изображение среды по волнам различных типов.

Литература

1. А.А. Табаков, И.Е. Солтан, А.В. Решетников, В.В. Решетников. Динамическая декомпозиция волновых полей и реконструкция модели среды при обработке данных ВСП. Материалы научно-практической конференции «Гальперинские чтения-2002». 2002. С. 12-13.
2. А.В. Решетников, В.В. Решетников, А.А. Табаков, В.Л. Елисеев. Применение лучевого метода в задаче динамической декомпозиции волновых полей и реконструкции модели по данным ВСП. Технологии сейсморазведки. 2004. 1. С. 66-70.
3. А.В. Решетников, Ю.А. Степченков, А.А. Табаков, В.Л. Елисеев. Построение совмещенного изображения среды по волнам разных типов. Материалы научно-практической конференции «Гальперинские чтения-2004». 2004. С. 60-62.

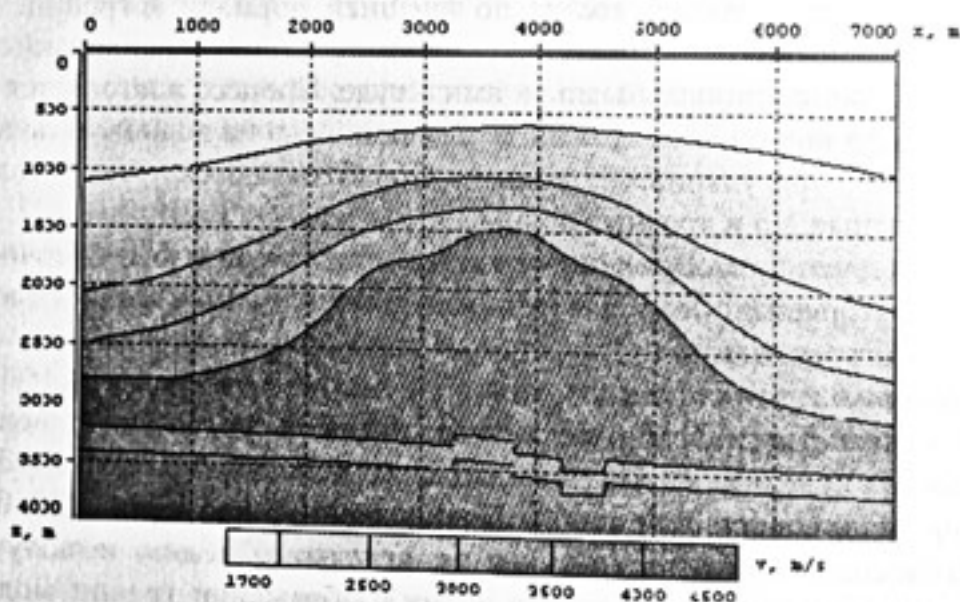


Рис.1 Скоростная модель среды, использованная для сопоставления ДДР и метода конечных разностей.

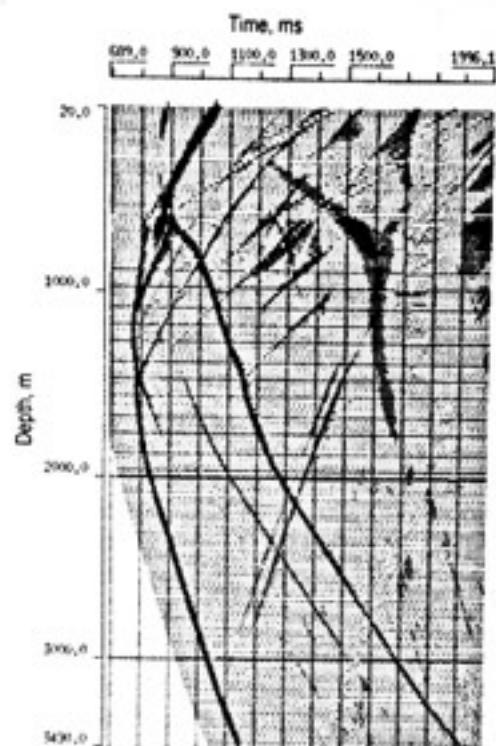


Рис.2 Волновое поле, полученное по модели методом конечных разностей

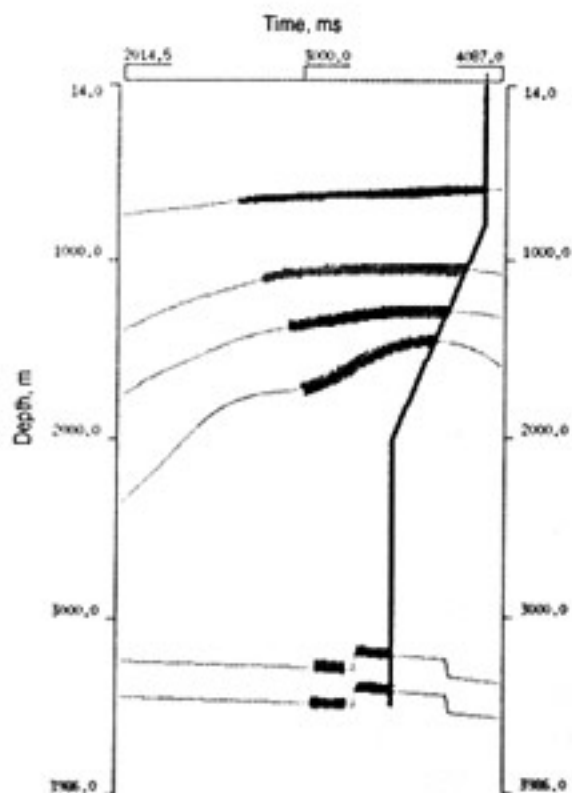


Рис.3 Совмещенное изображение модели, полученное при помощи технологии ДДР.

КОРРЕЛЯЦИЯ ИЛИ ДЕКОНВОЛЮЦИЯ ВИБРОГРАММ ВСП – ЧТО ЛУЧШЕ?

Г.А.Шехтман, В.М.Кузнецов
ГФУП ВНИИГеофизика, г.Москва

VSP VIBROSEIS RECORD CORRELATION OR DECONVOLUTION – WHICH IS BETTER?

G.A.Shekhtman, V.M.Kuznetsov
VNIIGeofizika Geophysics Research Institute, Moscow, Russia

Аннотация

Деконволюция виброграмм ВСП с использованием в качестве опорного сигнала вибросигналов, регистрируемых внутри среды, позволила достичь более высокой разрешенности и динамической выразительности продольных и обменных волн по сравнению с корреляционной обработкой виброграмм ВСП, при которой в качестве опорного сигнала берут управляющий электрический сигнал. Деконволюция виброграмм позволила получить более высокое качество разрезов НВСП и ВСП-ПИ по сравнению с разрезами, полученными путем обработки коррелограмм.

Abstract

Deconvolution of VSP vibroseis records based on using of the vibrational signals obtained in the borehole as a reference signals allowed to succeed much more high resolution and dynamic expression for the longitudinal and converted waves comparably with vibroseis correlation, at which the control electric signal is taken as a reference signal. Deconvolution of vibrational signals allowed to obtain higher quality of the Offset VSP and Moving Source VSP sections comparably with that of obtained after migration of the correlated vibroseis records.

При работах с виброисточником управляющий электрический сигнал, в соответствии с которым происходит излучение упругих колебаний, используют в качестве опорного сигнала для корреляционной обработки (корреляции) зарегистрированных сейсмических записей с целью преобразования их в привычную импульсную форму путем сжатия. Полученные таким путем коррелограммы ВСП используют на первом же шаге обработки, когда для изучения сейсмических скоростей требуется определить время прихода прямой волны. При этом нередко случается так, что полученный в результате корреляции импульс прямой волны не является, как ожидалось, симметричным импульсом Клаудера, что приводит к определенным трудностям при решении обратной кинематической задачи по вертикальным годографам (Савин и Шехтман, 1995) и в целом осложняет последующую интерпретационную обработку. Поэтому в качестве альтернативного подхода корреляционной обработке виброграмм предлагается их деконволюция, при которой в качестве опорного сигнала используют непосредственно регистрируемый внутри

среды вибросигнал, по которому рассчитывают оператор деконволюции (Шехтман и Кузнецов, 2005). Это позволяет не только сжать сигнал, приблизив его к классической симметричной форме, но и, в случае продольного ВСП, одновременно подавитькратноотраженные падающие и образованные ими восходящие волны, содержащиеся на исходных виброграммах.

Управляющий электрический сигнал, воздействующий на электромеханические узлы виброисточника, существенно отличается от сигнала, распространяющегося в среде, и тем более – от сигнала, воздействующего на исследуемый целевой объект. Наблюдения внутри среды позволяют непосредственно увидеть результат трансформации управляющего электрического сигнала в сейсмическое колебание и его последующие изменения по мере прохождения через среду. Использование для формирования оператора деконволюции опорного сигнала (свипа), регистрируемого внутри среды, может быть использовано и для наземной сейсморазведки.

Авторы на экспериментальном материале, полученном в одном из районов Балтийской синеклизы, исследовали особенности опорных сигналов, наблюдаемых на входе в систему «вибратор-грунт» и внутри среды. Установлено уменьшение в регистрируемом свипе относительной интенсивности высокочастотных компонент с глубиной. Спектры вибротрасс ВСП имеют резонансный характер с основным максимумом на частоте около 47 Гц, менее интенсивным максимумом на частоте 55 Гц и максимумами меньшей величины, наблюдающимися в области верхних частот на больших глубинах. Основная энергия сосредоточена в диапазоне частот 35-60 Гц, причем относительная интенсивность компонент спектра может резко изменяться на различных интервалах глубин. На монтаже спектров вибротрасс ВСП наблюдаются интервалы глубин, содержащие оси синфазности с различным наклоном. Природа этих наклонных осей синфазности объясняется, главным образом, интерференцией падающих и восходящих волн.

Деконволюция виброграмм, полученных при проведении продольного ВСП, непродольного ВСП (НВСП) и ВСП с подвижным источником колебаний (ВСП-ПИ), привела к выводу о преимуществах результатов по сравнению со стандартной обработкой, состоящей в получении коррелограмм.

На рис. 1,а и рис. 1,б сопоставляются сейсмограммы продольного ВСП, полученные обоими способами. Видно, что после деконволюции сейсмограмма ВСП выглядит для всего исследованного интервала глубин более разрешенной и динамически более выразительной. При этом кратнотраженные волны на такой сейсмограмме практически отсутствуют. Применение деконволюции после корреляционной обработки не позволяет добиться столь же высокого качества записей, как после

деконволюции виброграмм, при которой относительная интенсивность высокочастотных компонент оказывается более высокой. На рис. 2,а и рис. 2,б сопоставляются сейсмограммы ВСП на X-компоненте, полученные обоими способами. Обменные отраженные волны и поперечные волны после деконволюции виброграмм характеризуются более высокой разрешенностью и выразительностью, чем после корреляции виброграмм.

Деконволюцию виброграмм по вибросигналам, регистрируемым внутри среды, целесообразно использовать при скважинно-наземной сейсморазведке на продольных и обменных волнах.

Литература

1. Савин И.В., Шехтман Г.А., 1995, Обратная кинематическая задача ВСП для сред с неплоскими границами раздела: Прикладная геофизика, вып. 129, 34-46.
2. Шехтман Г.А., Кузнецов В.М., 2005, Деконволюция виброграмм ВСП – альтернатива корреляционной обработке или ее подспорье? - Технологии сейсморазведки, № 2, 80-85.

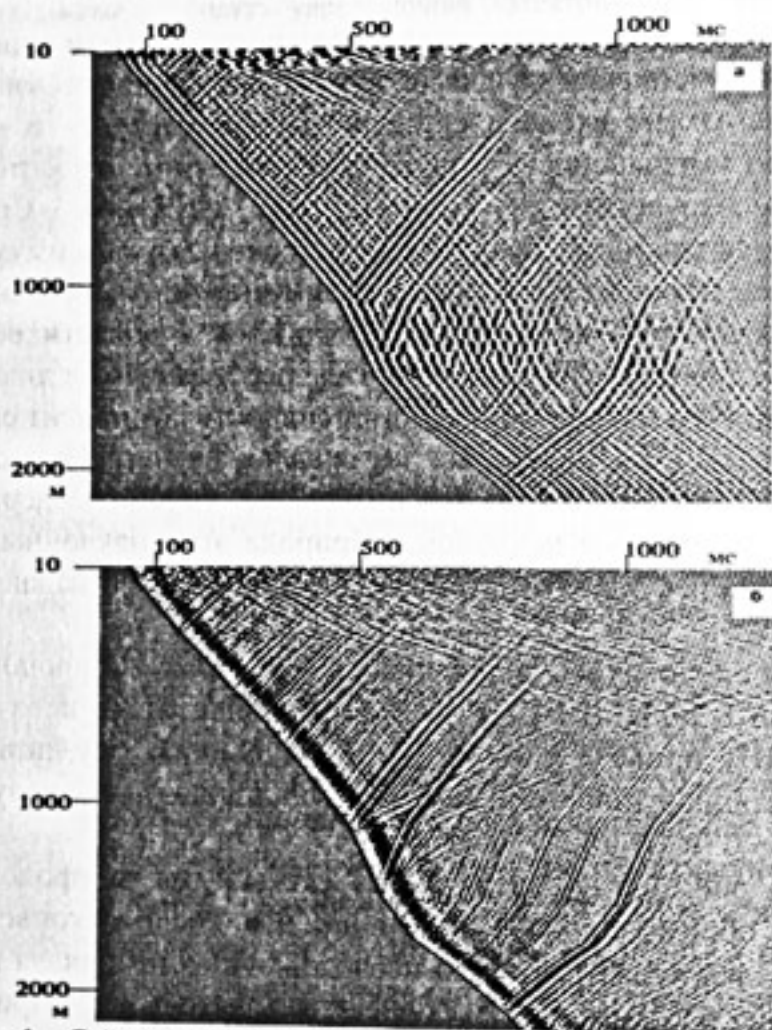


Рис.1. Сейсмограммы ВСП на z-компоненте, полученные путем взаимной корреляции виброграммы с опорным электрическим сигналом (а) и путем деконволюции виброграммы с использованием опорных сигналов, регистрируемых внутри среды (б).

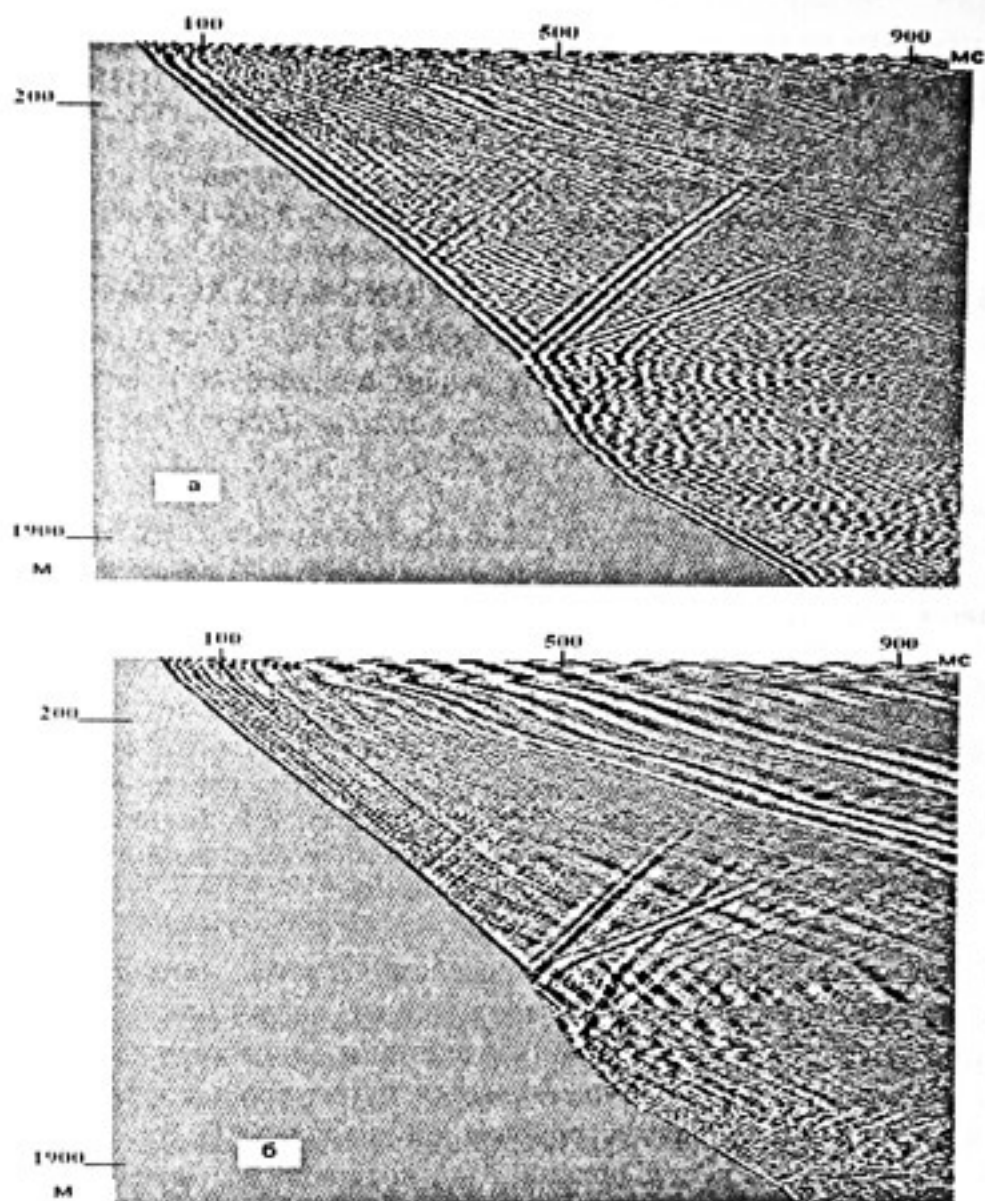


Рис.2. Сейсмограммы ВСП на x-компоненте, полученные путем взаимной корреляции виброграммы с опорным электрическим сигналом (а) и путем деконволюции виброграммы с использованием опорных сигналов, регистрируемых внутри среды (б).

НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ ЗАПИСЕЙ СЕЙСМИЧЕСКИХ КОЛЕБАНИЙ ПРИ ВОЗБУЖДЕНИИ ВИБРАЦИОННЫМИ ИСТОЧНИКАМИ

В.В.Лесников, Р.Я.Адиев, А.А.Сергеев
ОАО «Башнефтегеофизика», г.Уфа

SOME FEATURES OF SEISMIC RECORDS AT EXCITATION BY VIBRATING SOURCES

V.Lesnikov, R.Adiev, A.Sergeev
JSC «Bashneftegeofizika», Ufa

Аннотация

Рассматриваются некоторые особенности сейсмических записей, полученных с использованием вибрационных источников возбуждения. Приводится сравнение результатов виброкорреляции и деконволюции виброграмм. Обсуждаются вопросы повышения точности оценки момента вступления прямой волны, регистрируемой при наблюдениях методом ВСП.

Abstract

Some features of seismic records received using vibrating sources of excitation are considered. Comparison of cross-correlation of the sweep with the recorded data and vibroseis deconvolution results is given. It is discussed questions of the first break of direct wave registered at VSP surveys estimation accuracy increase.

С момента изобретения вибросейсмического метода компанией Сопосо в 1960-х годах для получения записи, аналогичной той, которая регистрируется при импульсном воздействии, обработка сейсмических данных преимущественно осуществляется путем кросс-корреляции свип-сигнала вибратора с зарегистрированной записью. В последние годы появилось несколько публикаций, в которых в качестве аналога виброкорреляции предлагается использовать деконволюцию регистрируемых виброграмм обратным фильтром, рассчитанным по свип-сигналу. В докладе рассматриваются некоторые теоретические аспекты обработки сейсмических записей, зарегистрированных с использованием вибрационных источников возбуждения, а также приводятся результаты сравнения различных способов на основе обработки синтетических и реальных сейсмограмм.

Для описания процессов, происходящих в геологической среде при вибрационном воздействии, воспользуемся установившимся представлением геологического разреза в виде некоторой последовательности K_i коэффициентов отражения. Тогда функция Z_T , описывающая вынужденные колебания геологической среды, возбуждаемой свип-сигналом S (свипом), представляется уравнением свертки числовых последовательностей K_j и S_j :

$$Z_j = \sum^i K_{j-i} \cdot S_i,$$

которое, для простоты, принято записывать в виде:

$$Z_j = K \otimes S.$$

С прекращением действия вибратора прекращается и вынуждающее воздействие на геологическую среду, по которой теперь будет распространяться сейсмический импульс U , характеризующий собственные (свободные) колебания среды. При этом регистрируемый колебательный процесс, описываемый функцией Z_s , можно представить также формулой свертки:

$$Z_s = Z_j \otimes U = K \otimes S \otimes U. \quad (1)$$

Аналогичный вид имеет и формула для описания сейсмической записи, получаемой при возбуждении импульсным источником (например, взрыв):

$$Z_\xi = K \otimes \delta \otimes U, \quad (2)$$

где δ – функция, характеризующая импульсное воздействие. Обычно принято считать, что импульсное воздействие описывается функцией вида:

$$\delta = \begin{cases} 1, & \text{и } \delta \text{ } t \leq \Delta t \\ 0, & \text{и } \delta \text{ } t > \Delta t \end{cases}, \quad (3)$$

где Δt – шаг дискретизации сейсмической записи во времени, и тогда уравнение (2) чаще всего встречается в виде:

$$Z_\xi = K \otimes U. \quad (4)$$

Для приведения выражения (1), описывающего форму сейсмической записи от вибратора, к виду (4) достаточно исключить из него функцию S . Это можно сделать двумя способами.

Один из них реализуется с помощью обратной фильтрации. Для этого необходимо рассчитать обратный фильтр \bar{S} для свип-сигнала S и профильтровать им зарегистрированную сейсмическую запись Z_s , т.е.

$$Z_d = Z_s \otimes \bar{S} = K \otimes S \otimes U \otimes \bar{S} = K \otimes U \otimes \delta_s = K \otimes U,$$

где \bar{S} – инвертированный во времени обратный фильтр,

$\delta_s = S \otimes \bar{S}$ – функция типа (3).

Суть другого способа состоит в расчете функции взаимной корреляции (получение коррелограммы Z_k) между Z_s и S ,

$$Z_k = Z_s \otimes S_u = K \otimes S \otimes S_u \otimes U = K \otimes \delta_s \otimes U,$$

где S_u – инвертированный во времени свип-сигнал,

δ_s – автокорреляция свип-сигнала (импульс Клаудера).

Представим функцию Z_k как:

$$Z_k = K \otimes U_\delta,$$

где $U_s = \delta_s \otimes U$ есть не что иное, как реальный сейсмический сигнал U , прошедший через фильтр с импульсной характеристикой δ_s . Отсюда видно, что для приведения сигнала U к форме собственных колебаний необходимо профильтровать его обратным фильтром, рассчитанным по автокорреляции свип-сигнала.

В докладе приводится сравнение описанных способов обработки на примере синтетических трасс и реальных полевых материалов. Результаты сравнения показывают, что в случае идеального свип-сигнала, «закачиваемого» в среду вибратором (частотная характеристика свип-сигнала близка к прямоугольной), существенных различий в сейсмических записях, обработанных разными способами, не наблюдается. Однако, при отклонении формы АЧХ свип-сигнала от прямоугольной результаты обработки путем обратной фильтрации получаются более качественными.

Одной из основных проблем, возникающих при интерпретации данных ВСП, полученных с использованием вибрационных источников возбуждения, является неопределенность выявления момента вступления прямой волны, возбуждаемой вибратором. Это связано с нечетким срывом (началом) записи волны, который находится к тому же в зоне помех.

Как известно, при работе со взрывом момент вступления прямой волны выделяется достаточно четко. Отсутствие возможности получения подобного результата при использовании вибратора, по нашему мнению, можно объяснить тем, что используемая для корреляции или расчета импульсной характеристики обратного фильтра функция вибросигнала отличается от функции зарегистрированной сейсмодатчиками. Отличие заключается в том, что этот сигнал в какой-то мере профильтрован геологической средой и регистрирующим трактом. Обычно вибросигнал перед корреляцией также пропускается по регистрирующему тракту для того, чтобы на него наложилось такое же фильтрующее воздействие сейсмического канала, что и на регистрируемую сейсмотрассу. Однако исключить отличие их, вызванное влиянием геологической среды, которое испытал свип-сигнал при распространении от точки возбуждения до точки регистрации, невозможно в принципе. Высказанные предположения подтверждаются результатами моделирования, приведенными на рис. 1.

Для решения задачи повышения четкости срыва первой волны мы опробовали частотную фильтрацию. То есть, после выполнения процедуры виброкорреляции дополнительно применялась высокочастотная фильтрация в диапазоне 30 – 100 Гц. Результат ее применения на реальных сейсмических записях показал, что момент вступления сигнала выделяется более четко, чем на исходных записях и времена вступлений прямой волны в этом случае практически совпадают с данными, определяемыми из записей, полученных от взрыва.

Литература

1. Brittle K.F., Lines L.R., and Dey A.K. Vibroseis deconvolution: a comparison of cross-correlation and frequency domain sweep deconvolution. *Geophysical Prospecting* 49, 2001. 675-686
2. Brittle K.F., Lines L.R. Vibroseis deconvolution: An example from Pikes Peak, Saskatchewan. *CSEG Recorder* May, 2001. 28-35
3. Mewhort L., Bezdán S., Jones M. Does it matter what kind of vibroseis deconvolution is used? // *Taking Exploration to the Edge: CSEG Conference, 2002.*
4. Robinson E.A., Saggaf M. Klauder wavelet removal before vibroseis deconvolution. *Geophysical Prospecting* 49, 2001. 335-340

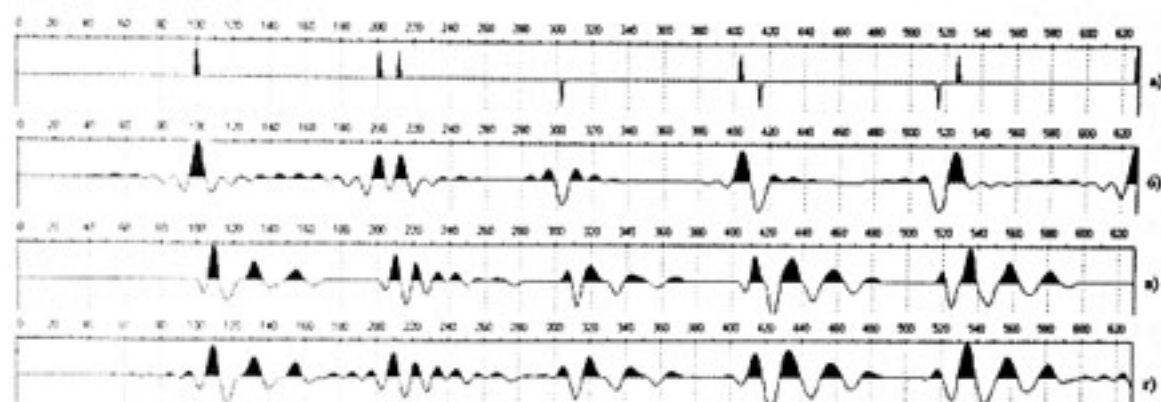


Рис. 1 – Результаты сейсмического моделирования:

- а) – импульсная сейсмограмма;
- б) – результат свертки импульсной сейсмограммы с импульсом Клаудера;
- в) – результат свертки импульсной сейсмограммы с сейсмическим сигналом;
- г) – виброграмма (результат свертки импульсной сейсмограммы с импульсом Клаудера и с сейсмическим сигналом)

ПЕТРОАКУСТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ - ПОСТРОЕНИЕ И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ

Б.Н.Еникеев, О.А.Смирнов

ЗАО «ПАНГЕЯ», г Москва, www.pangea.ru

RETROACOUSTIC INTERRELATIONS AS ROCK PROPERTIES (BUILDING AND APPLICATIONS)

B.N.Enikeev, O.A.Smirnov

Pangea Inc.

Аннотация

В докладе обсуждаются принципы формирования и организации библиотеки петроакустических взаимосвязей в программном комплексе ModERn. Этот комплекс ориентирован на широкое использование статистических методов (от линейного регрессионного анализа до разнообразных методов кластерного анализа и нейронных сетей) и методов интерактивной визуализации, применение аппарата нелинейного оценивания для определения параметров петрофизических взаимосвязей и их совместного использования. Обсуждаются конкретные виды взаимосвязей, морфологические пути организации влияющих факторов и типов взаимосвязей, погрешности и пути применения.

Abstracts

The report discusses forming and record management principles of the petroacoustic interrelations library in the software complex ModERn. The ModERn software complex is directed to the vast usage of statistics methods (from linear regression analysis up to various methods of cluster analysis and neural network), interactive visualization methods, and nonlinear evaluation for assessment of petrophysical interrelations, as well as their combined application. Specific types of interrelations and their limits are discussed.

Данное сообщение в первую очередь отражает опыт построения, настройки и использования авторами петрофизических взаимосвязей по данным каротажа и керна. При этом особое внимание мы уделяем применению для этого развиваемого в ПАНГЕЕ программного обеспечения ModERn. Кроме того, в работе рассматриваются принципы формирования входящей в ModERn библиотеки петроакустических взаимосвязей, сформированной на основе обзора работ других авторов (прежде всего западных) в этом направлении. В связи со спецификой такой постановки проблемы приводятся некоторые разноплановые соображения, которые могут быть полезны исследователям, специализирующимся в этой же области.

Большая часть методик количественной интерпретации данных каротажа и сейсморазведки базируются на как можно более детальных представлениях о физических свойствах пород, отражающих особенности отложений данной стратиграфической принадлежности или диапазона глубин залегания для данного региона.

При этом можно условно выделить несколько путей построения петроакустических взаимосвязей (они сведены ниже в таблицу 1), причем ограничения каждого из этих подходов достаточно прозрачны.

Таблица 1. Различные типы петроакустических моделей

1	Использование теоретических моделей	Часто слишком идеализированы, а константы не отражают особенности пород региона
2	Построение эмпирических взаимосвязей на полевом материале	Влияют мешающие при измерениях факторы, а попытки выявления отдельных кластеров петроакустических взаимосвязей нередко субъективны и сложно или плохо переносятся от одного объекта к другому
3	Проведение измерений на образцах керна в лаборатории и построение эмпирических или полуэмпирических взаимосвязей по этим данным	Измерения на образцах малого размера и на частотах, отличных от сейсмических, не вполне адекватны для интерпретации сейсмоданных, а эмпирические модели сильно упрощены
4	Построение полуэмпирических взаимосвязей (по полевым или лабораторным данным)	Сочетают проблемы, отмеченные выше, причем не всегда, устранимые за счет синергизма влияния факторов

Сложность ситуации, сложившейся в оценке петроакустических взаимосвязей в России, с точки зрения авторов, усугубляются разрывом традиций, преобладанием тенденций сиюминутного практицизма, весьма низким уровнем требований к обоснованию петроакустических взаимосвязей и затрудненным для большинства специалистов доступом к литературным источникам по тематике.

Разработанный в ПАНГЕЕ программный продукт ModERn, предназначенный для поддержки деятельности по петрофизическому обоснованию интерпретации данных каротажа и сейсморазведки, ориентирован на частичное преодоление сложившихся в этой области затруднений.

Пакет ModERn включает широкий диапазон методов прикладной статистики (от линейного регрессионного анализа до разнообразных методов кластерного анализа и нейронных сетей), методов интерактивной визуализации, а также аппарат нелинейного оценивания для оценки параметров не линеаризуемых многомерных петрофизических

взаимосвязей и предназначен для их совместного синергетического использования.

Среди уникальных отличительных особенностей пакета ModERn целесообразно особо упомянуть именно средства оценивания констант полуэмпирических моделей (включаемых в развитую и пополняемую библиотеку петроакустических взаимосвязей) по таблицам эмпирических данных, а также исторические таблицы-полигоны эмпирических данных.

Одной из важнейших задач при создании библиотеки взаимосвязей является их организация. В этой связи одним из элементов создания ModERn явилась частичная априорная классификация моделей и взаимосвязей по схеме морфологического ящика.

Поскольку классификация теоретических и полуэмпирических петроакустических моделей, как и теоретических моделей транспортных свойств микронеоднородных сред, недостаточно полно разработана, имеет смысл зафиксировать текущее представление о разнообразии таких моделей. Попытка такой упрощенно-формальной классификации, налагаемой на оцениваемые свойства и взаимосвязи представлений об идеализированной геометрии моделируемой породы, приведена далее в таблице 2.

Таблица 2. Классификация типов петроакустических моделей по типам идеализации геометрии

	R_p	λ	K	μ	Δt	K_{np}	E_m	K_n
Матричная смесь частиц	■	■	■	■				
Статистическая смесь частицы (решетки)	■	■	■	■				
Матричное вложение	■	■	■	■				
Непрерывное смещение	■	■	■	■				
Вириальные разложения	■	■	■	■				
Вариационные границы	■	■	■	■				
Нетривиальные точные или асимптотические	■	■						
Иные постановки (такие как контактные задачи или обтекание)			■	■				

Приводимые в таблице типы моделей не охватывают абсолютно все известные способы описания петроакустических и транспортных свойств и взаимосвязей, но тем не менее позволяют значительную часть этих свойств и взаимосвязей систематизировать (зеленым в таблице маркировано

существование моделей, желтым наличие частных решений, белым – отсутствие или тривиальность решений).

В докладе на основе анализа более 150 публикаций отечественных и западных авторов приводится обзор факторов влияющих на петроакустические свойства пород. Рассматриваются направления, степени и характер влияния этих факторов на тесноту взаимосвязей. При этом особое внимание уделяется влиянию на петроакустические свойства компонентного и флюидального состава пород, их кривых гранулометрии, числу и характеру упаковки, контактов зерен, типу и составу цемента и глубине залегания пород. Приводятся различные эмпирические соотношения, направленные на учет влияния вышеупомянутых факторов.

В докладе описывается общая архитектура ModERn, особенности работы с этой программой, опыт настройки и применения конкретных типов взаимосвязей. Дополнительный материал и дальнейшие ссылки можно найти в [1,2].

Представляется, что сочетание уникальных свойств и возможностей ModERn поможет отечественным практикам преодолеть научный и технологический разрыв в области петрофизического обоснования петроакустических взаимосвязей за счет аккумулированных в данном программном продукте знаний и технологий и вывести отечественную геофизику на этом направлении на желаемый уровень.

Литература

1. Еникеев Б.Н., Смирнов О.А., Охрименко А.Б. Практический пример восстановления кривых “недостающих” методов каротажа в условиях Васюганской свиты ГЕОФИЗИКА, спецвыпуск, ПАНГЕЯ 10 лет М.: 2004 стр. 32-36. <http://www.petrogloss.narod.ru/LinkMyArticle.html>

2. Еникеев Б.Н. Настройка и решение обратной петрофизической задачи на основе использования сочетания параметрических и непараметрических взаимосвязей Москва, SEG-2003. http://petrogloss.narod.ru/Enikeev1_SEG2003.htm

**ПРОГНОЗ ФЛЮИДОДИНАМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ
НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ В БЛИЖНЕЙ И ДАЛЬНОЙ
ЗОНАХ СКВАЖИНЫ ПО ДАННЫМ ТРЕХМЕРНОГО
ВЕРТИКАЛЬНОГО СЕЙСМИЧЕСКОГО ПРОФИЛИРОВАНИЯ**

Б.Полссон*, В.Писецкий**

**P/GSI, USA **TSI, г.Екатеринбург*

**PREDICTION OF HYDROCARBON-RESERVOIR'S DYNAMIC FLUID
PARAMETERS IN THE NEAR AND FAR ZONES OF WELLS FROM 3D
VSP DATA**

**Bjorn Paulsson, **Vladimir Pisetski*

P/GSIBjorn Paulsson (P/GSI), Trans Seismic Inc (TSI)***

Аннотация

Известно, что абсолютный диапазон значений проницаемости коллекторов по нефти и по газу сильно зависит от способа измерений этой величины (лабораторные способы по керну, каротажные методы и гидродинамические технологии измерений проницаемости и гидропроводности коллектора). В докладе обсуждается проблема масштабности параметров флюидодинамического состояния нефтегазоносных коллекторов, возможность и перспективность применения методов прогноза этих параметров (проницаемости, общего давления и вектора флюидного потока) по данным 3D ВСП в ближней и дальней зонах подвода флюида к скважине. Показано, что применение многоканальных скважинных регистрирующих систем с числом каналов более 80-ти открывает возможности широкого применения коммерчески оправданных систем 3D ВСП для решения сложных геологических и промысловых задач.

Abstract

The absolute range of reservoir permeability values for oil and gas is known to be strongly dependent on the method these values are measured (lab core sample measurements, well logging methods and hydrodynamics technologies used to measure permeability and hydroconductivity of a reservoir). The paper discusses dynamic fluid state of hydrocarbon reservoirs, possibility and prospectivity of predicting these parameters (permeability, total pressure and fluid flow vector) from VSP data recorded in the near and far zones of fluid entry to the well. It is shown that the use of multichannel downhole recording systems with channel-count over 80 holds great promise for commercially sound application of 3D VSP systems to provide solutions to complex geologic and hydrocarbon field problems.

Опыт изучения гидродинамического состояния коллекторов свидетельствует о том, что реальные слоистые среды далеки от модели идеального грунта (несжимаемая поровая система). Хорошо известны факты сильных (на порядки) разногласий результатов оценки проницаемости по данным лабораторных измерений на керне, по данным ГИС и, тем более, по данным гидродинамических испытаний разведочных и промысловых скважин (КВД-технологии). Эти различия вызваны в основном эффектом масштабности параметрического пространства сред

различного генезиса с дискретной структурой. При этом, наибольший практический интерес представляет собой величина проницаемости, найденная для объема коллектора, превышающего величину $3 \div 5 h^3$, где h – толщина продуктивного пласта. В науке и практике гидродинамики принято называть эту область среды зоной подвода флюида к скважине или ближней зоной. Именно в этом объеме среды проявляются в полной мере эффекты влияния напряженно-деформированного состояния породного массива, параметры которого непрерывно управляются геодинамическими процессами естественной или (и) техногенной природы. Но такой объем среды оказывается слишком большим объектом для изучения методами ГИС и слишком малым для объективного анализа по данным наземных сейсмических систем 2-3D МОГТ, разрешающая способность которых близка или превышает размеры ближней зоны. Очевидно, что основные перспективы эффективного использования сейсмических методов прогноза флюидодинамического состояния коллекторов следует связывать с применением 2-3D систем вертикального сейсмического профилирования, в которых можно добиться существенного улучшения разрешающей способности сейсморазведки.

Идея прогноза флюидодинамических параметров по сейсмическим данным разработана на физической позиции, обоснованной теорией и практикой нефтяной геологии и которая связывает модели седиментации, тектоногенеза и флюидных течений в общую активную флюидодинамическую модель /1/. В такой модели основные флюидодинамические параметры нефтегазоносных коллекторов *проницаемость, флюидное давление и вектор течения* флюида функционально связаны с компонентами современного напряженного состояния породного массива с дискретной (блоковой) структурой. В свою очередь, упругие модули таких сред (коэффициент Пуассона) попадают в зависимость от количества дискретов в измеряемом объеме, от их “смазки” флюидом (газ, нефть, вода) и от величины и знака компонент напряженного состояния среды. Таким образом, флюидодинамические параметры нефтегазоносных коллекторов можно достаточно успешно прогнозировать по кинематическим и динамическим параметрам упругих волн (DFM – технология прогноза флюидодинамических параметров/2/).

Особую привлекательность для решения подобных промысловых задач представляют собой методики 3D ВСП, основанные на применении многоканальных регистрирующих систем /3,4/. Полевые наблюдения выполняются с применением погружаемого в скважину (глубиной до 6000 метров) многоканального зонда с трехкомпонентными прижимными элементами в вариантах от 80 до 400 элементов (1200 регистрирующих каналов) и стандартных полевых сейсмических вибраторов в количестве до трех единиц (один в работе, два в подготовке). Время выполнения полевых работ на одной скважине составляет 30 – 50 часов. Объем

сейсмического изображения околоскважинного пространства ограничен цилиндром, диаметром, равным глубине скважины, и с плотностью его заполнения трассами CDP до 300 000 при использовании 1000 пунктов возбуждения. Высокое качество сейсмических атрибутов Р- и S-волн в методе 3D ВСП позволяет не только существенно улучшить геологические параметры модели строения околоскважинного пространства, но и успешно применять технологию DFM-интерпретации с целью прогноза параметров напряженно-деформированного состояния, проницаемости и вектора течения флюида в ближней и дальней зонах скважины (рис.1).

Опыт применения обсуждаемого подхода свидетельствует о возможности применения методики 3D VSP DFM для объективного прогноза параметров геологической и флюидодинамической моделей в ближней и дальней зонах разведочных и промысловых скважин. Следует особым образом подчеркнуть, что именно такой комплекс решаемых задач переводит методику 3D VSP DFM в разряд коммерчески оправданных технологий в процессах разработки нефтегазовых месторождений.

Литература

- 1.Pisetski, V.B., 1999. The dynamic fluid method. Extracting stress data from the seismic signal adds a new dimension to our search. *The Leading Edge, September*, Vol.18, No.9, SEG, p.1084-1093.
- 2.Pisetski, V., 1998. Method for Determining the Presence of Fluids in a Subterranean Formation, *US Patent*, № 5,796, 678.
- 3.McGuire, D., Runyon, S., Williams, T., Paulsson, B., Goertz, A. and Karrenbach, M., 2004, Gas Hydrate Exploration with 3D VSP Technology, North Slope, Alaska, 74th Ann. Internat. Mtg: Soc. of Expl. Geophys.
- 4.Paulsson, B., Karrenbach, M., Milligan, P., Goertz, A., and Hardin, A., 2004, High resolution 3D seismic imaging using 3C data from large downhole seismic arrays, *First Break, Volume 23, October 2004*.

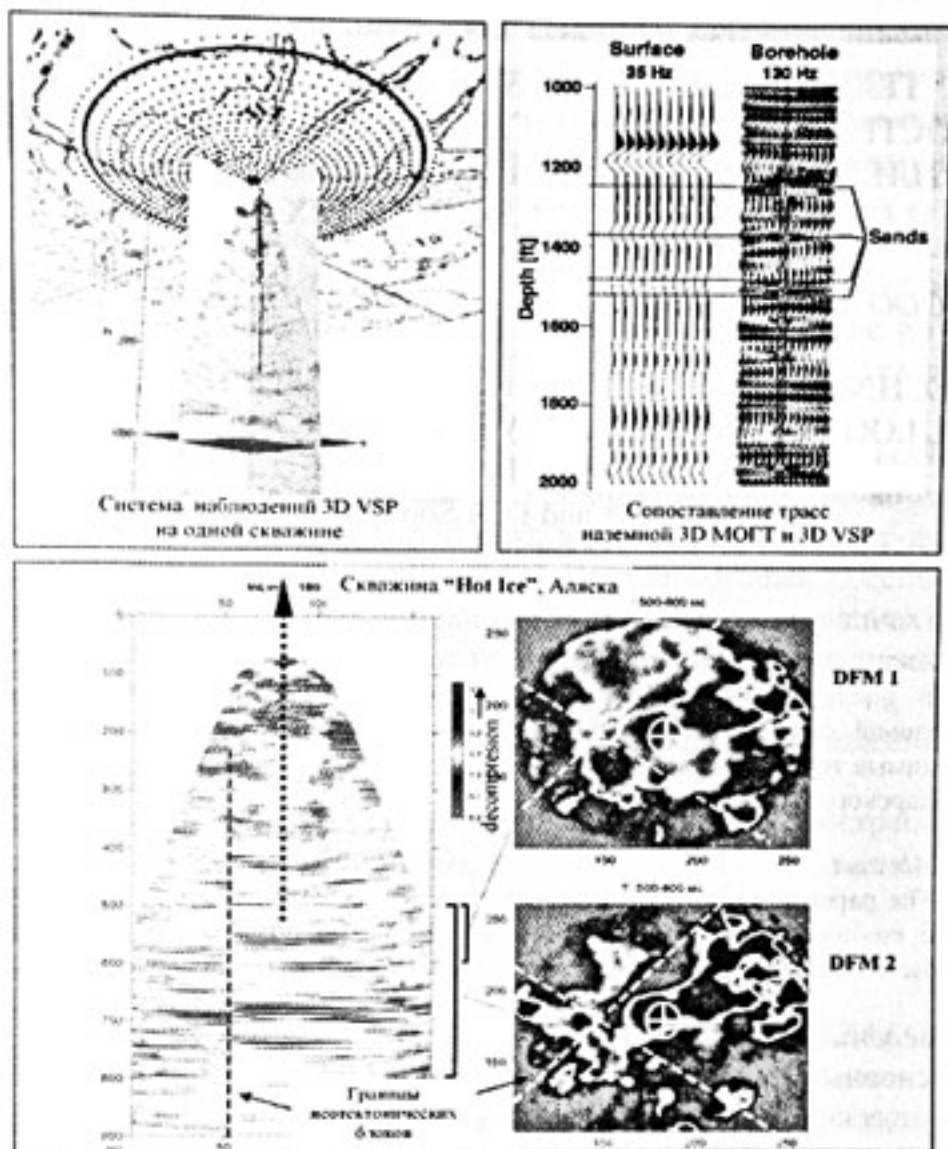


Рис.1. Система наблюдений 3D ВСП в одной скважине и результаты прогноза аномальных давлений в ближней (DFM 1) и дальней (DFM 2) зонах по забоям скважины

**ТЕХНОЛОГИЯ ИЗУЧЕНИЯ ОКОЛОСКВАЖИННОГО
ПРОСТРАНСТВА (ПРОМЫСЛОВАЯ СЕЙСМИКА) НА ОСНОВЕ
КОМПЛЕКСА ГИС, СОВМЕЩЕННЫХ ВЕКТОРНЫХ НАЗЕМНЫХ
И СКВАЖИННЫХ СЕЙСМИЧЕСКИХ НАБЛЮДЕНИЙ.**

Ю.Д.Мирзоян*, Д.М.Соболев**, Д.В.Ерух*

*ООО «Ингеосейс», г. Краснодар, **ООО «Промсейс», г. Саратов

**A TECHNOLOGY TO STUDY BOREHOLE ENVIRONMENT FROM
WELL LOG SUITE DATA, AND VECTOR SURFACE AND DOWNHOLE
SEISMIC DATA MONTAGE**

Y.D.Mirzoyan* and D.M.Sobolev**, D.V.Yerukh*

*InGeoVector Ltd, Krasnodar City, **PromSeis Ltd, Saratov City, Russia

Аннотация.

В докладе изложены особенности методики и возможности исследований промысловой сейсмики при изучении околоскважинного пространства, приведены необходимые технические средства. Рассмотрены результаты исследований в пределах Краснодарского и Ставропольского краев.

Abstract

The paper describes techniques and capabilities of oilfield seismics in the study of borehole environment as well as necessary technical facilities. Survey results from the Krasnodar and Stavropol Territories are provided

Введение

Основным резервом увеличения эффективности геолого-геофизических работ на нефть и газ является сокращение объемов непродуктивного бурения.

Для этого необходимо, в первую очередь, увеличить достоверность и информативность результатов сейсмической разведки.

Оптимальное использование буровых работ за счет более широкого применения сейсмических методов (ВСП, ОГТ) на детальных стадиях позволяет значительно увеличить результативность исследований. Комбинирование векторных скважинных и наземных сейсмических исследований на этапах разведки и эксплуатации месторождений является основой создания новой технологии - промысловой сейсмики.

Промысловая сейсмика выполняется в комплексе с геофизическими исследованиями скважин (ГИС) и в тесном сочетании с бурением.

Задача промысловой сейсмики состоит в повышении представительности каждой скважины, путем распространения детальных данных о строении среды вдоль оси скважины, полученных методом ГИС, на околоскважинное пространство радиусом до нескольких километров (1,5 - 2,5км и более).

Методически работы промышленной сейсмологии являются объемными и представляют собой взаимосвязанную систему вертикальных, урoвневных и наземных площадных наблюдений, что требует использования принципиально новых способов обработки и трехмерного представления результата.

Отличительными особенностями промышленной сейсмологии являются наблюдения трехмерных полей времен, наблюдения полей от многих источников на одной базе приема, так как они выполняются не по одной (иногда случайной) составляющей колебаний, а по полному вектору. Это особенно важно в условиях наклонных и криволинейных границ.

Исследования промышленной сейсмологии на основе векторных наблюдений в России практически не проводятся. Однако, во многих случаях после выполнения сейсморазведочных работ проводятся наблюдения ВСП (Z-регистрации), использование которых обеспечивает увязку наземных и скважинных наблюдений (на продольных волнах).

Наблюдения промышленной сейсмологии нацелены на повышение эффективности изучения околоскважинного пространства на основе комплекса ГИС, совмещенных векторных сейсмических наблюдений как в скважине, так и на дневной поверхности.

Комплекс обеспечивает изучение околоскважинного пространства на этапах разведки и эксплуатации месторождений.

Технические средства промышленной сейсмологии.

В состав технологии входят:

- программно-математическое обеспечение обработки данных скважинных векторных наблюдений (ПМ ВСП);
- комплекс программ обработки, отождествления и совместной интерпретации волн разных типов (PP, PS, SS) с использованием наблюдений ПМ ВСП.

Для реализации скважинно-наземных исследований по новой технологии используются следующие технические средства:

- сейсмическая станция,
- трехкомпонентные установки,
- вибрационные или импульсные источники продольных волн,
- скважинные погружные пневмоисточники,
- скважинная цифровая сейсмическая аппаратура с системой сбора, регистрации и обработки информации ПМ ВСП.

Для обработки 2D векторных наземных наблюдений МОВ ОГТ создан специализированный программно-алгоритмический комплекс, который предусматривает сохранение амплитудных соотношений между

компонентами полного вектора смещения и последующую селекцию волнового поля по всем его параметрам - скорости, частоте и поляризации колебаний.

Комплекс программ СЦС-5-ПМ ОГТ включает следующие основные пакеты, характерные для векторных 2D наблюдений.

1. Предварительная и стандартная обработка.
2. Поляризационно-позиционная корреляция и определение параметров поляризации.
3. Выделение оптимальной составляющей.
4. Обработка, отождествление и совместная интерпретация PP, PS и SS волн.

Комплекс программ для векторных наблюдений разработан на аппаратной платформе PC-Pentium, что требует использования новых средств обработки, позволяющих реализовать преимущества многократных наблюдений (ввод кинематических поправок для PP, PS и SS волн, коррекция статических поправок и многое другое). На первом этапе получают три типа сейсмической информации по PP, PS и SS волнам. Для реализации следующего этапа работ используется пакет программ, позволяющий выполнить отождествление и совместную интерпретацию сейсмической информации различных типов волн. На выходе определяются новые данные $\gamma = V_s/V_p$, σ - коэффициент Пуассона, модуля Юнга и др., основе которых обеспечивается выделение и изучение свойств геологического разреза, что надежно достигается при совместном использовании наземных и скважинных векторных наблюдений.

Кроме этого, имеется также пакет программ динамической интерпретации данных ГИС, ПМ ВСП, ОГТ. Её отличие от существующих заключается в том, что первоначально выявляются взаимосвязи между данными ГИС и ВСП, а затем - между данными ВСП и ОГТ.

Необходимость использования такого подхода связано тем, что ЗМС и ВЧР оказывает решающее влияние на формирование волнового поля, регистрируемого на дневной поверхности. В итоге, получаемые результаты зачастую бывают искажены и неоднозначно интерпретированы. В частности, полученные данные на северном борту Западно-Кубанского прогиба (скв. Морозовская № 1, Морозовская № 10, Терноватая № 3 и др.) подтверждают приведенные доводы. В окрестности этих скважин из-за искажений в динамике регистрируемых колебаний были получены ошибочные данные об интенсивностях волн и акустической жесткости среды. В результате пробурены «пустые» скважины.

Методика полевых наблюдений.

Создаваемые системы полевых наблюдений рассчитываются и выбираются такими, чтобы обеспечить, с одной стороны, эффективное

подавление помех, а с другой, - выделение и прослеживание целевых волн разных типов (PP, PS, и SS).

Естественно, что база накапливания и кратность суммирования для выделения полезных волн (PP, PS, и SS) определяются уровнем помех и скоростями их распространения. При этом выбранные расстояния между точками приема должны обеспечить устойчивую корреляцию волн всех типов (PP, PS, и SS). Все эти необходимые данные уточняются в процессе проведения экспериментальных работ.

В настоящее время промысловая сейсмика реализуется, в основном, на базе однокомпонентной (Z) регистрации с использованием продольных волн. Причем принципиальным здесь является то, что наземные и скважинные наблюдения выполняются в разное время и, очевидно, при разных условиях возбуждения и приема. Поэтому получаемые результативные материалы не всегда являются кондиционными для детального изучения околоскважинного пространства.

Во многих случаях данные ВСП используются только для стратиграфической привязки сейсмических волн, регистрируемых наземной сейморазведкой МОВ ОГТ. Получаемые при этом результаты не всегда обеспечивают решение сложных задач изучения контуров залежи и коллекторов в окрестности исследуемой скважины.

Поэтому внедрение новой технологии обеспечивает существенное сокращение бурения непродуктивных скважин и повышение эффективности поисков и разведки месторождений за счет совместного использования всех типов волн, возбуждаемых в источнике и образующихся на сейсмических границах.

Районы исследований.

Такие работы нами проводятся в условиях Южного борта Западно-Кубанского прогиба в Краснодарском, Ставропольском краях и в других нефтегазоносных районах.

Детальное исследование выполнено на разных участках месторождения Дыш, в частности, в окрестности скважин Дыш 211 из 5 пунктов взрыва, 217 из 4^x пунктов взрыва, скважин № 220, 224 из 15 ПВ. Здесь привлечены также данные наземных наблюдений.

Работы в Ставропольском крае в скважинах Ачикулакская № 230 (нефть) и Западно-Серафимовская (газ) также были успешными. Аналогичные результаты получены и в других районах. Полученные результаты свидетельствуют о высокой эффективности и перспективности внедрения технологии промысловой сейсмики в практику геологоразведочных работ.

HIGH RESOLUTION IMAGING USING LARGE DOWNHOLE SEISMIC ARRAYS

Vlad Soutyrine, Martin Karrenbach, Bjorn Paulsson, Paul Milligan, Alex Goertz, Paulsson Geophysical Services, Inc. (P/GSI)

ПОЛУЧЕНИЕ ИЗОБРАЖЕНИЙ С ВЫСОКОЙ РАЗРЕШЁННОСТЬЮ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ БОЛЬШИХ СКВАЖИННЫХ СЕЙСМИЧЕСКИХ ГРУПП

В.Сутырин, М.Каренбах, Б.Полссон, П.Миллиган, А.Герц
Paulsson Geophysical Services, Inc. (P/GSI)

Abstract

Borehole seismic surveys, commonly known as Vertical Seismic Profiling (VSP), have been an industry standard technique for several decades. In the past, however, these data have been used primarily for check-shot type velocity surveys and for reflection mapping at the well location in a one-dimensional fashion. We show examples of high-resolution full 3D volume imaging using 3D VSP data. Inserting seismic sensors deep into oil and gas wells, as shown in Figure 1, allows the recording of much higher frequencies as compared to placing sensors at the Earth's surface. In addition to recording higher frequency data, borehole seismic data typically achieve a much higher signal-to-noise ratio than surface seismic data. Good sensor coupling in the borehole enables 3-component seismic data to be recorded with high vector fidelity.

Аннотация

Скважинные сейсмические исследования, обычно известные как вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП), являются стандартным методом исследований в течение нескольких десятилетий. В прошлом, однако, эти данные использовались главным образом для изучения скоростей, как вид сейсмического каротажа и для картирования отражающих границ при одномерном расположении скважины. Мы показываем примеры высокоразрешённых 3D объёмных изображений, использующих данные 3D ВСП. Установка сейсмических датчиков на больших глубинах в нефтяных и газовых скважинах, как показано на Рис.1, позволяет регистрировать гораздо более высокие частоты по сравнению с датчиками, установленными на земной поверхности. Кроме регистрации более высокочастотных данных скважинные сейсмические данные, как правило, характеризуются гораздо более высоким соотношением сигнал - помеха, чем поверхностные сейсмические данные. Хороший контакт датчиков в скважине делает возможным регистрацию 3-хкомпонентных сейсмических данных с высокой точностью.

Survey Design

One of the challenges in designing a 3D borehole seismic survey is to ensure uniform illumination in the target volume around the receiver wells. A

sufficient receiver array aperture (array length) is critical to ensure artifact-free 3D imaging since the image size and resolution depend on the length and spacing of the borehole receiver array for a given source layout. Generally, the use of a long the array, leads to a large the volume over which uniform illumination can be achieved. At the same time, a dense receiver spacing is needed in order to avoid aliasing at the high frequencies obtained in the borehole environment.

The target illumination strongly depends on the distribution and spacing of the energy sources at the surface. An optimal placement of source points is necessary to achieve uniform fold coverage in the image volume around the receiver wells. Using the concept of Fresnel Volumes the minimum bin size is calculated and thus a minimum shot spacing is determined for non-aliased imaging at a given frequency. Figure 2 shows the result of such optimization method producing a gradually changing shot spacing away from the receiver well. Such an adaptive shooting pattern requires significantly fewer shot points compared to a conventional grid of equally spaced source locations while maintaining the same illumination and image resolution. Pre-survey modeling is a critical step for ensuring that the 3D reservoir imaging objectives will be met.

3D Imaging Approach

The use of large downhole receiver arrays enables sufficient aperture and sampling density for high-resolution imaging in 3D. Seismic data using long borehole arrays may have been simultaneously recorded from multiple wells equipped with several hundreds of channels, and these wells may be highly deviated from vertical. The critical processing steps include multi-component receiver orientation determination, wave field separation and 3D statics estimation. Following these preprocessing steps, the wavefield-separated data are pre-stack depth-migrated using a Kirchhoff imaging method. Depth imaging is sensitive to the velocity model, and great care must be taken in building the 3D velocity volume. Typically an interactive velocity model building tool is used to achieve this in an iterative manner using both direct-wave and reflected-wave tomography and event move-out analysis in the depth domain.

High-Resolution 3D Imaging Examples

High-resolution borehole seismic imaging can be used for a multitude of purposes. We show several examples of successful applications of 3D VSP technology. One example is a 3D VSP survey was recorded in February 2004 in conjunction with a continuously cored hydrate exploratory well on the North Slope of Alaska (McGuire et al., 2004). The purpose of the VSP was to identify and delineate lateral variations in the subsurface within the hydrate stability zone (HSZ) by using high frequency seismic sources arrayed in a 3D surface pattern and a large receiver array in the wellbore. Pre-survey modeling indicated

that only a 3D downhole seismic survey would yield a high enough dominant frequency to successfully image the thin hydrate bearing layers. Figure 3 shows an overall view of the 3D image volume. The depth slice at about 2,200 ft depth below the earth surface shows in detail the patchy nature of the amplitude distributions at this target level.

Another example is a time-lapse 3D VSP that tracked a front of a miscible CO₂ enhanced oil recovery, as reported in O'Brien et al. (2004). The objectives of this project were to test the injection process and the response of the reservoir to CO₂ injection. Besides an high-resolution view of the reservoir interval, the images allowed a detailed comparison of amplitude changes due to CO₂ injection. The time-lapse 3-D VSP clearly documents the advance of the CO₂ flood into the reservoir providing information on the rate of advance and the azimuthal uniformity of the flood.

Summary

The use of large borehole seismic arrays in 3D-3C borehole seismic surveys provide data with high vector fidelity and high frequency content allowing for detailed subsurface images with superior vertical and lateral resolution. The excellent survey repeatability and the high signal/noise quality enable the implementation of sophisticated dynamic reservoir monitoring techniques.

Acknowledgements

We wish to thank Paulsson Geophysical, Inc. and Anadarko Petroleum Corporation, and U.S. Department of Energy (contract # DE-FC26-01NT41234, DE-FC26-01NT4133) for permission to publish imaging results.

References

- Goertz, A., Mueller, C., Buske, S. and Lueth, S. [2003] Elastic Fresnel-Volume True-amplitude Multicomponent Migration; 65th EAGE conference, Stavanger.
- McGuire, D., Runyon, S., Williams, T., Paulsson, B., Goertz, A. and Karrenbach, M., [2004] Gas Hydrate Exploration with 3D VSP Technology, North Slope, Alaska. Soc. of Expl. Geophys., 74th Ann. Mtg.
- O'Brien, J., Kilbridge, F. and Lim, F., [2004] Time-Lapse VSP Reservoir Monitoring, The Leading Edge.

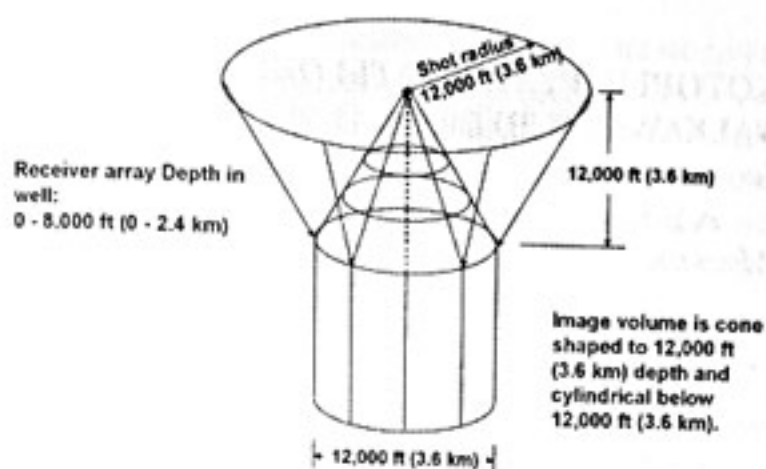


Рис.1

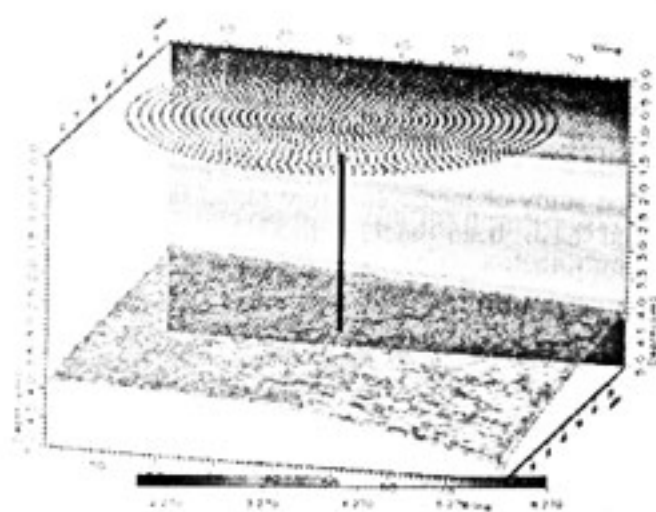


Рис.2

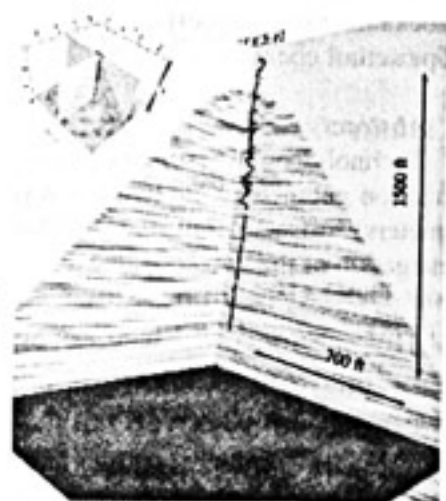


Рис.3

МЕТОДИКА И НЕКОТОРЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ WALKAWAY И 3D ВСП

А.А.Табаков*, И.В.Яковлев**, К.В.Баранов*, Н.В.Рыковская**,
А.В.Копчиков**

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

TECHNIQUES AND SOME RESULTS OF WALKAWAY AND 3D VSP DATA PROCESSING

A.A.Tabakov*, I.V.Yakovlev**, K.V.Baranov*, N.V.Rykovskaya**,
A.V.Kopchikov**

*CGE, Moscow, ** GEOVERS, Moscow

Аннотация

Представлена технология и результаты обработки данных Walkaway и 3D ВСП. Подобные системы наблюдений являются одним из вариантов изучения строения среды на больших (порядка нескольких километров) удалениях от скважины и в последнее время активно применяются за рубежом в задачах детального изучения околоскважинного пространства, в том числе, для получения трехмерных сейсмических изображений среды.

Abstract

Technology and results of Walkaway and 3D VSP data processing are presented. Such acquisition geometries are another way to the study of media structure at far (about several kilometers) offsets from the borehole and have been widely applied in the detailed investigation of the borehole area as well as for problems of 3D seismic imaging.

Потребность в освоении новых, малоразмерных или характеризующихся сложной структурой залежей углеводородов и, как следствие, в получении сейсмических изображений, с большей детальностью освещающих дальние зоны околоскважинного пространства, в последние годы стала причиной возрождения интереса (в основном, за рубежом) к методам Walkaway (2D ВСП) и 3D ВСП. Их использование становится целесообразным в сложных геологических условиях верхней части разреза, когда наблюдения другими сейсмическими методами не позволяют получить материалы кондиционного качества.

Метод Walkaway ВСП (или метод обращенного годографа) фактически является альтернативой непродольному ВСП при исследованиях земной толщи на значительных удалениях от скважины. Геометрия наблюдений включает поперечный профиль, вдоль которого перемещается пункт возбуждения, и глубинный многоточечный зонд, помещаемый в скважину под жесткую границу, отделяющую низкоскоростной слой в верхней части разреза, с тем, чтобы исключить регистрацию кратных волн, образующихся в зоне малых скоростей.

3D ВСП представляет собой одну из модификаций трехмерных систем наблюдений. Его отличие от Walkaway ВСП заключается в том, что при наблюдениях 3D ВСП один профиль возбуждения заменяется двумерной сетью. При этом методически предпочтительным является радиальное расположение ПВ, однако на практике часто используют прямоугольную сеть, состоящую из системы параллельных профилей.

Граф обработки данных Walkaway ВСП включает следующие процедуры:

- Коррекция статики за различие глубин ПВ с использованием скоростной модели МСК
- Определение годографов первых вступлений
- Оценка параметров поляризации и ориентация записей
- Коррекция формы сигнала и высокочастотной статики за ПВ по годографу прямой волны
- Уточнение скоростной модели среды, полученной по ВСП, с использованием годографов Walkaway
- Предсказывающая деконволюция
- Компенсация геометрического расхождения
- Подавление нерегулярных помех
- Разделение волнового поля на волны различных типов по кажущимся скоростям и поляризации [1]
- Деконволюция по форме прямой волны
- Построение изображения среды

При наличии прямоугольной сети возбуждения данные 3D ВСП могут обрабатываться попрофильно аналогично данным Walkaway ВСП, а построение изображения околоскважинного пространства осуществляется с помощью процедуры миграции на основе трехмерной модели среды. В упрощенном случае, когда модель может считаться горизонтально-слоистой, построение изображения среды можно провести путем миграции отдельных профилей и последующей миграцией вкрест профилей (такой подход называют 2D x 2D миграцией).

На рис. 1-2 представлены результаты обработки профиля Walkaway ВСП. Сейсмическое изображение околоскважинного пространства по продольным волнам представлено в сопоставлении с трассой однократных отражений ВСП, полученной на ближнем ПВ. На рис. 3-4 показаны примеры обработки фрагмента массива данных 3D ВСП, полученных при наблюдениях с прямоугольной сетью профилей возбуждения, и построения трехмерного изображения среды по нескольким обработанным профилям.

Следует отметить, что хотя существует достаточно примеров успешного применения методов 2D и 3D ВСП (см., например, обзор в [2]), для них характерны те же недостатки, что и для ВСП с выносными

пунктами возбуждения. Среди них основными являются низкая кратность получаемых сейсмических изображений (за исключением единичных пока случаев, когда применяются массивные многоточечные глубинные зонды) и невозможность контроля латеральных вариаций скоростной модели среды.

Литература

1. И.В. Яковлев, А.А. Табаков, А.В. Баев, А.Ю. Барков, А.В. Копчиков. Применение преобразования τ - p - q для селекции волн по скоростям в данных МОГ. Материалы научно-практической конференции «Гальперинские чтения 2004». 2004. С. 74-77.
2. R.R. Stewart, J.S. Gulati. 3D VSP: Recent history and future promise. CREWES Research Report. 1997. 9. Ch. 11. P. 1-7

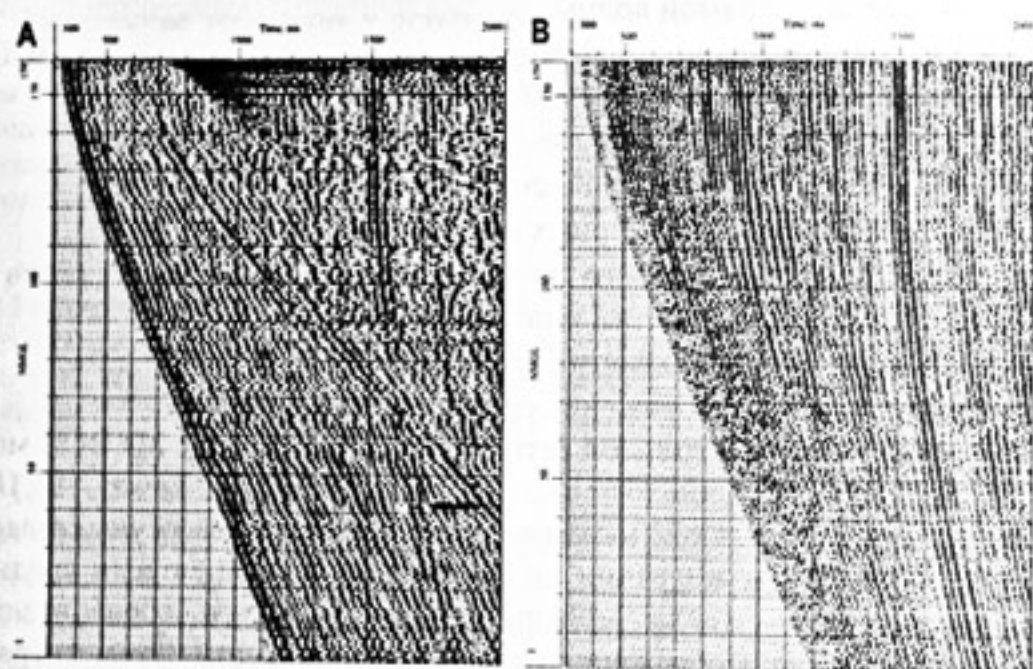


Рис.1 Обработки данных Walkaway ВСП (фрагмент профиля): **A** – исходные данные, **B** – поле выделенных отраженных продольных волн.

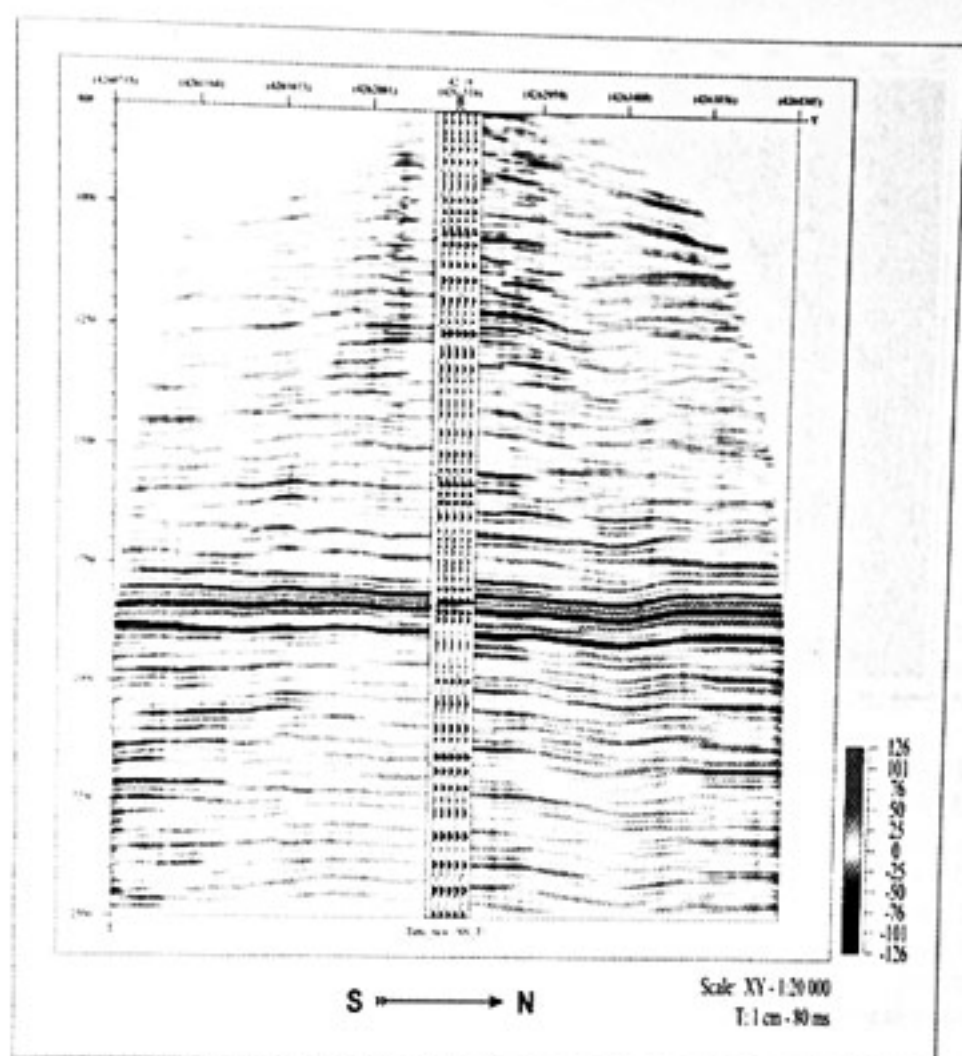


Рис.2 Сейсмическое изображение, полученное по данным Walkaway ВСП, в сопоставлении с трассой однократных отражений ВСП.

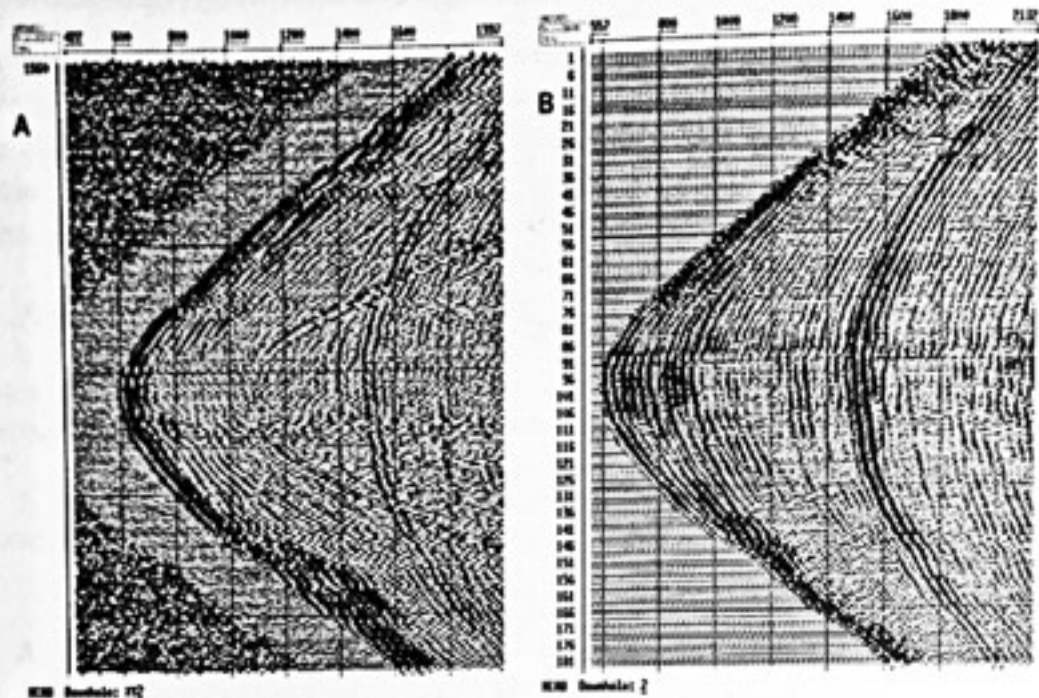


Рис.3 Пример обработки данных 3D ВСП (один из профилей): *A* – исходные данные, *B* – поле выделенных отраженных продольных волн.

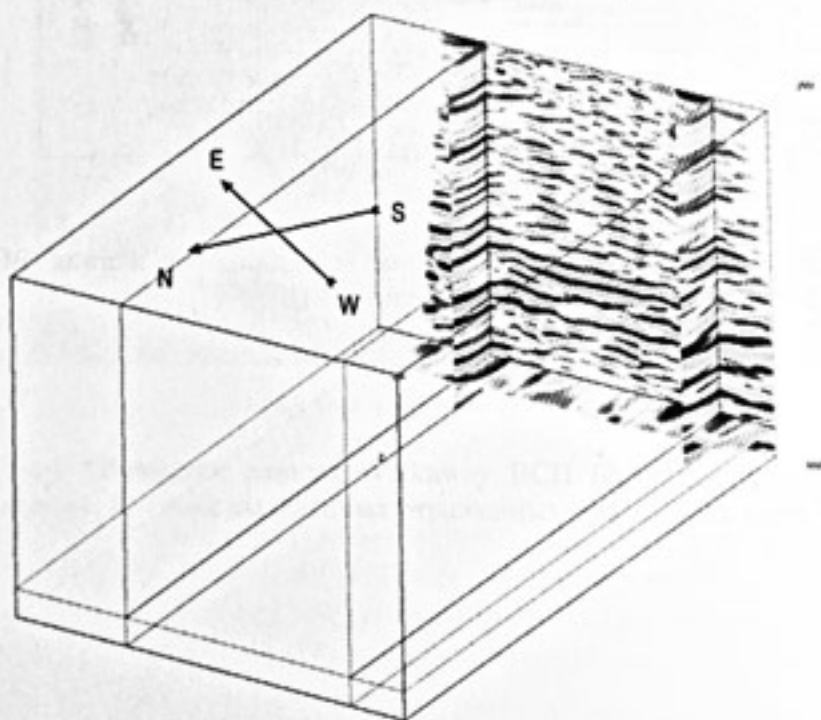


Рис.4 Сейсмическое изображение, полученное по нескольким профилям 3D ВСП

3D MIGRATION OF 2D MULTI-LINE WALKAWAY VSP DATA USING A 3D SEISMIC MODEL

Xiaomin Zhao*, Dapeng Wang**, Yingping Li***, Zahid Patval*,
Avijit Ghosh****, Fran Doherty*

* VSFusion, Houston, USA, **GX Technology, Houston,
USA, ***Shell, USA, ****Devon Energy, Houston, USA

3D МИГРАЦИЯ ДАННЫХ 2D МНОГОПРОФИЛЬНОГО WALKAWAY ВСП НА ОСНОВЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТРЕХМЕРНОЙ СЕЙСМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ.

Abstract

Walkaway VSP (WVSP) data are often acquired in complex structural areas. Although WVSPs are acquired as 2D lines, the 3D effects should be considered when migrating the data. A near borehole 3D model was built and a 3D VSP vector migration was used to re-migrate an offshore multi-line 2D WVSP data set recorded in a Gulf of Suez well, East Zeit A21-ST1. The well was deviated eastward from its surface location to explore a separate fault compartment in a complex extensional terrain. The fault block has significant dip in the inline survey direction and moderate dip in the cross-line direction. Several major faults are also present and accurate location of these faults was critical to the success of the well. The 3D migration technique computes the reflection arrival directions and migrates them to their originating positions. The resulting 3D image more clearly shows the local area dip and the fault locations. The image quality, compared to that of a conventional 2D VSP migration, is significantly improved, allowing for more accurate interpretation of the geological structure

Аннотация

Данные уровня ВСП (WVSP) часто регистрируются на площадях, характеризующихся сложным строением. Несмотря на то, что данные WVSP регистрируются как профили 2D, при миграции этих данных следует учитывать 3D эффекты. При повторной миграции морских многопрофильных 2D WVSP данных, зарегистрированных в Суэцком заливе в скважине East Zeit A21-ST1, вблизи скважины была построена 3D модель и использовался вектор 3D ВСП миграции. Скважина была искривлена в восточном направлении для изучения отдельных фрагментов пластов, образованных нарушениями на обширной площади, характеризующейся сложным строением. Блок разлома характеризуется значительным падением в направлении профилей inline и средним падением в направлении cross-line. Имеется также несколько крупных нарушений, и их точная локализация определяла успешность бурения этой скважины. Метод 3D миграции позволяет рассчитать направления вступлений отражённых волн и мигрировать их в их первоначальные положения. Полученное в результате 3D изображение более чётко показывает локальное падение участка и положения нарушений. Качество изображения по сравнению с обычной 2D ВСП миграцией значительно улучшилось, что даёт возможность более точной интерпретации геологического строения.

Introduction

Seismic imaging using WVSP data is strongly influenced by the complexity of the sub-surface geological structures in the region around the borehole. Conventional 2D VSP migration schemes which ignore the 3D nature of the structure may mis-position the reflectors and smear the migrated image. The 3D structure affects the seismic data in two ways. Firstly, non-planar beds will generate seismic reflections originating from different directions depending on the structure orientation. Secondly, the lateral and directional variation of the earth velocity model, if not considered or interpreted incorrectly, will result in the mis-positioning of the reflectors during the migration process.

An offshore, multi-line 2D walkaway dataset was migrated using a 3D VSP migration. The study area in the Gulf of Suez has complex salt bodies and shale and anhydrite sequences that generate seismic multiples (Ghosh et al., 2002.). The extensional fault terrain is a complex structure with numerous major faults. The WVSP survey was recorded in a deviated well, East Zeit A21-ST1, which was designed to test the Miocene Nubia Sandstone in a fault block to the east of the East Zeit oil discovery. The survey in-line direction (east northeast to west southwest) is essentially parallel to the true bed dip direction (Figure 1). The cross line direction is thus almost along strike and apparent dip is low as a result.

Figure 2 shows the map view of the survey geometry of the multi-line WVSP. There were 65 downhole receiver depth levels and 9 surface walkaway lines. The angle between the source lines and the downhole receiver line is about 30 degrees (Figure 2). The three component (3C) WVSP data was recorded using an omni-directional, non-gimbaled SMC-1850 geophone tool in a highly deviated borehole. A normal incidence VSP (NIVSP) data set was also acquired at the time of the multi-line WVSP survey to constrain the velocity model used for depth migration. Each shot was recorded by 12 three-component receivers. The objectives of the survey were to image the complex geological structure and to constrain the location and orientation of the faults in the near-borehole region.

Identification of the critical faults was very difficult on the 2D migration results of the WVSP data (Figure 3). The poorly defined 2D migration images are a result of the complicated geology and unfavourable survey geometry, the latter factor violating the basic 2D migration condition that assumes inline sources/receivers and vertical incident reflections. The 2D migration images also underestimated the bed dip. A 3D velocity model was then constructed using local geology information and a 3D VSP depth migration was performed with the objectives of improving definition of the structural dip and faults in the area.

Data pre-processing

After constructing the 3D velocity model based on the 1D velocity model calculated from the NIVSP, the model was refined based on the surface seismic images in the area (Figure 4). The model contained up to 25 degrees of dip in the inline direction; the cross-line dip was more moderate.

Figure 5 shows an example of the 3C WVSP data. Because the receivers are not gimbaled, the vertical component (V) of the 3C geophone will be inline with the wellbore, and the two horizontal components will be perpendicular to the wellbore. In order to compensate for the well deviation and the non-gimbaled receivers, the 3C data must be corrected to the true vertical and horizontal planes. Hodogram analysis of the NIVSP data indicates that one of the horizontal components (H1) was in the source-well vertical plane, perpendicular to V and pointing upward. The other horizontal component (H2) was always in the horizontal direction, perpendicular to the source-well vertical plane. A vertical rotation using the well declination angle was performed to rotate the non-gimbaled 3C data into true vertical-horizontal coordinates, simulating a gimbaled VSP receiver package. Standard VSP eigenvalue 3C rotations can then be used to rotate the data into the direct and perpendicular directions. After rotation, the majority of downgoing compressional (P) and upgoing shear (S) energy will be positioned on the direct component, and the majority of the upgoing P and downgoing S waves will be located on the perpendicular component. Several wavefield separation techniques can be used to isolate the P- wave reflections. The separated P wave reflections are input to the 3D VSP migration program to obtain depth images of the geological structure.

3D Migration Results

3D VSP Kirchhoff migration was then applied to the 1C data and the velocity model. The 3D migration contains a 3D azimuth / dip filter that can be used to directionally limit the migration aperture. Readers can refer to Wang et al, (2004) and Wang (2004) for the detailed description of the 3D migration algorithm used for migration.

The processed final upgoing wavefield was then put in the 3C 3D migration program (Figure 7). For comparison with the 2D images, three inline profiles were extracted from the 3D migration cube. The three inline sections are parallel to the 2D walkaway migration projection plane and are separated by approximately 800 ft in the cross line direction.

Compared to the 2D migration image (Figure 3), the 3D migration inline images (Figure 8) are significantly improved and are much easier to reconcile with the local structural model (Figure 1). The positions of the major faults on the three inline sections are markedly different from the original 2D interpretation. The difference is caused by the spatial separation of the faults in the cross line direction. These 3D effects are correctly accounted for in the 3D migration while they are impossible to distinguish from a 2D migration.

Conclusions

A multi-line WVSP survey acquired in a complex structural area contains significant 3D effects in the data. The image obtained from a 2D migration was not consistent with the local geology. These effects were addressed by a 3D VSP migration technique that migrates the reflections back to their original positions.

Proper rotation and wavefield separation of the 3C data is an important step in the data processing. The 3D migrated images from the case study example show significantly improved image quality. Bed dip and faults were considerably easier to interpret and to reconcile with the local structural model.

References

Ghosh, A., D. Jurick, Z. Patval, and L. Walters, 2002, Superior Seismic Imaging in the Gulf of Suez – Aspects of VSP Design, Acquisition & Processing, Reference incomplete,

Wang, Dapeng, 2004, Vector 3C3D VSP Kirchhoff Migration (abs.): 74th Annual International Meeting Society Exploration Geophysicists, Expanded Abstracts, Paper VSP1.4, p x – y.

Wang, D., Y. Li, J. O'Brien, and B. Mallick, 2004, Vector 3C3D Depth Migration of Salt Images Using Limited VSP Data (abs.): AAPG Annual Meeting Program, v. xx, p. X123.

Acknowledgements

This work was supported by VSFusion. The authors thank Devon Energy for allowing us to use the data.

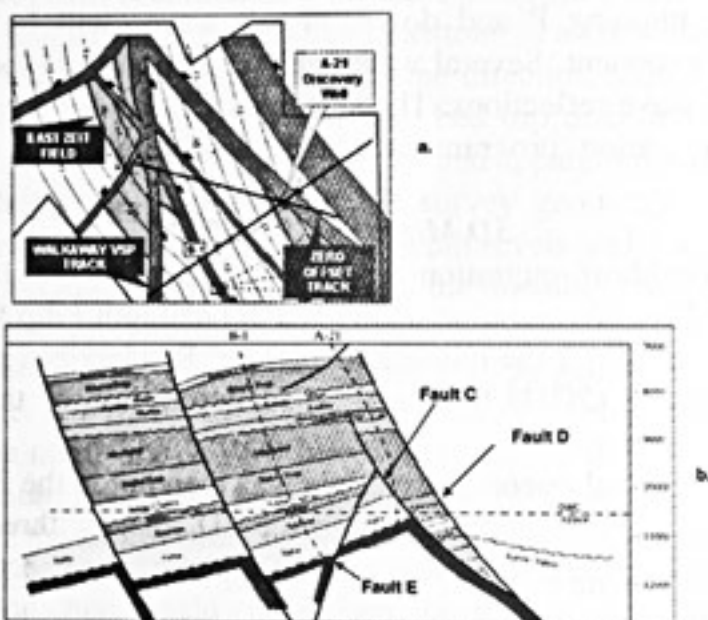


Fig. 1: Survey map view (a) and area geological cross-section (b)

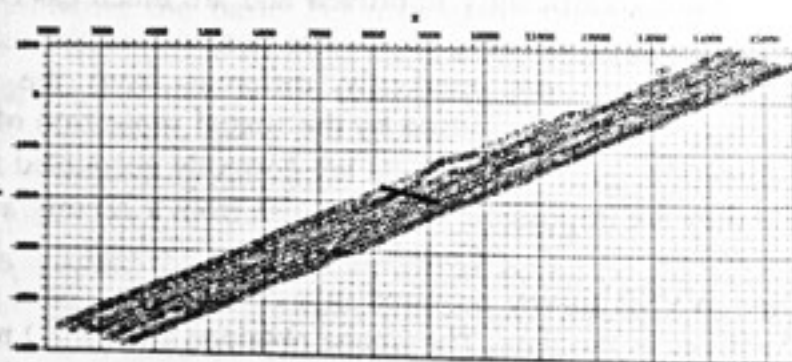


Fig. 2. Multi-line walkaway VSP survey geometry

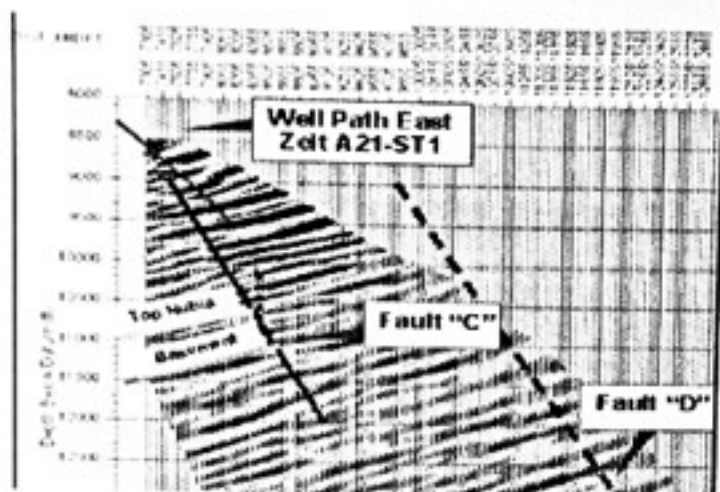
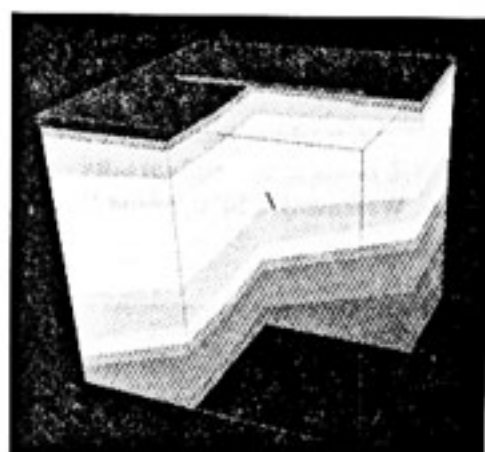


Figure 3. 2D migration result



4. 3D velocity model

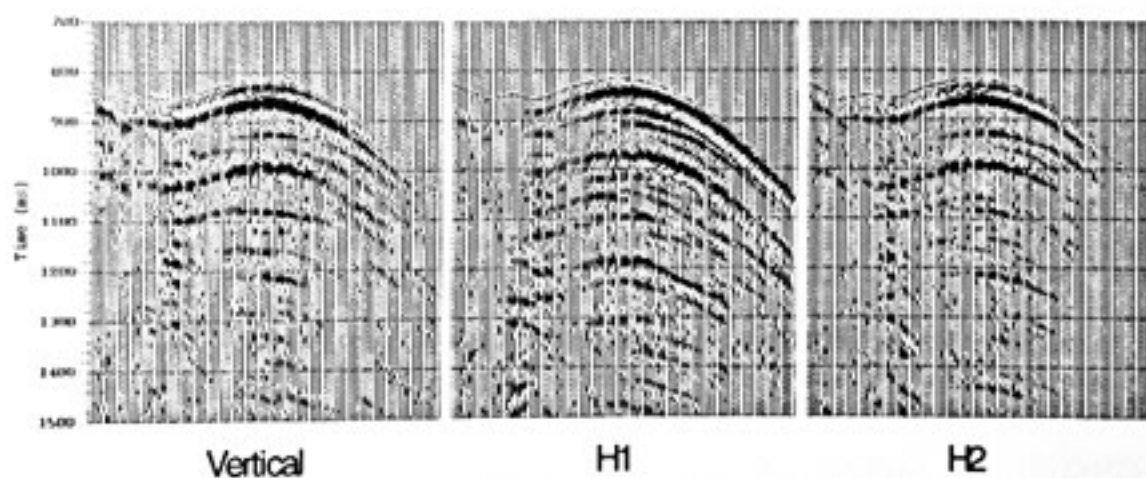


Fig.5 . Walkaway VSP 3-component raw data

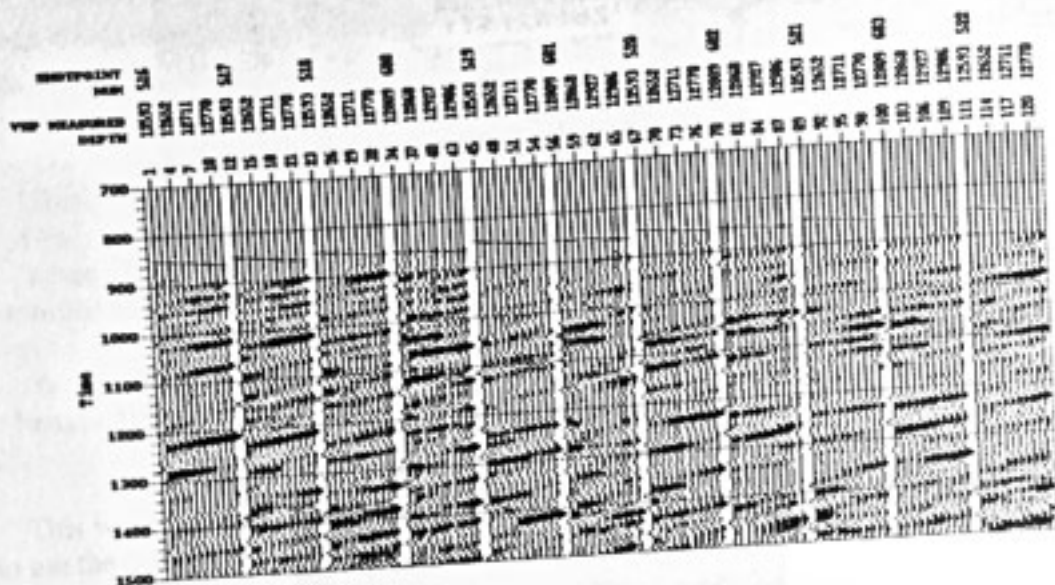


Fig.6. Walkaway VSP upgoing P-waves

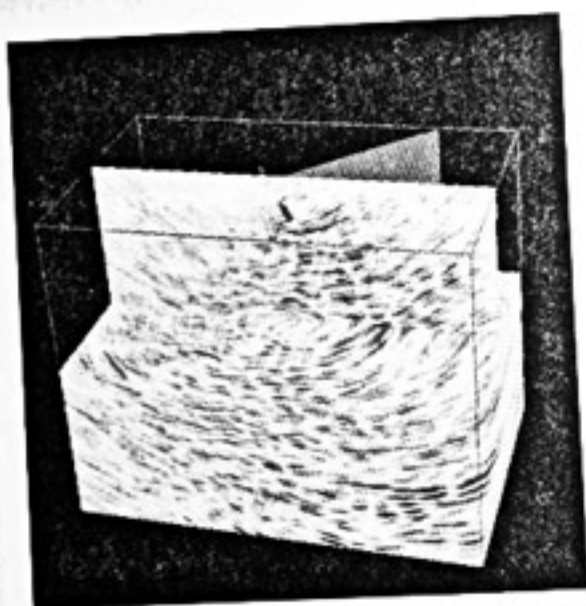


Figure 7. 3D migration result in a 3D cube display

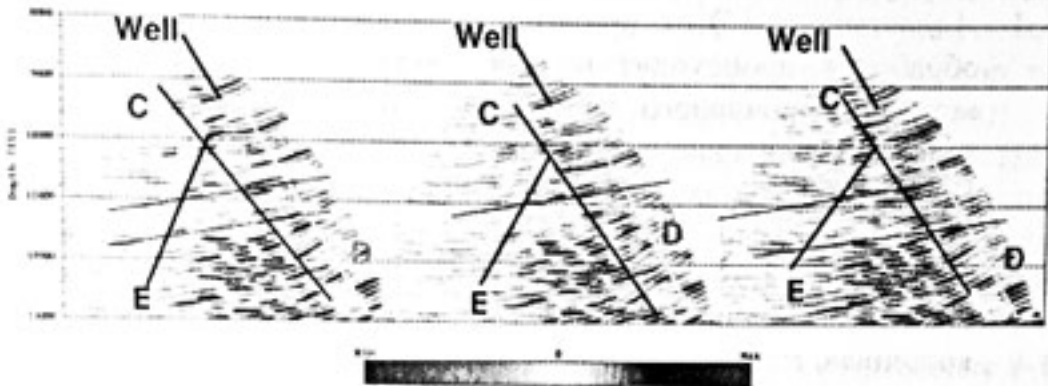


Figure 8. Three 2D inline cross sections cut from the 3D migration cube. The distance between the left section and the middle one is about 500 ft, and the distance between the middle one and the right one is about 300 ft.

ПРИНЦИПЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ АНАЛИЗА ВЕКТОРНЫХ ВОЛНОВЫХ ПОЛЕЙ

А.А.Табакон*, О.А.Мальцева**, Е.А.Фурсова*, Д.С.Чулкин*,
В.Н.Ференци**

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

PRINCIPLES AND RESULTS OF VECTOR WAVE FIELD ANALYSIS

A.A.Tabakov*, O.A.Maltseva**, E.A.Fursova*, D.S.Tchulkin*, V.N.Ferentsi**

*CGE, Moscow, **GEOVERS, Moscow

Аннотация.

В докладе устанавливаются основные принципы обработки векторных волновых полей: аддитивность, модель-базируемость, итеративность. Приводятся результаты обработки данных ВСП, основанной на этих принципах.

Abstract.

General principles of vector wave fields processing are established as additivity, use of velocity model and iterative refinement of parameters. Results of real VSP data processing based on these principles are presented.

Основной процедурой, влияющей на качество получаемых результатов при обработке данных ВСП, является разделение волновых полей. Этот процесс должен обеспечивать сохранение истинных

динамических характеристик волн. Это достигается путем применения следующих принципов:

1. *Аддитивность.* Этот принцип заключается в том, что во время обработки происходит не просто выделение целевых волн из исходного волнового поля с использованием их годографов, а именно разложение векторного волнового поля на составляющие. После любого преобразования сохраняется не только результат этой процедуры, но и разность между исходным полем и результирующим. Таким образом, после процедуры разделения имеются как поля целевых волн, так и волн-помех («звон колонны», гидроволны), поля нерегулярных помех (гармонические шумы, пиковые выбросы), а также поле остатков после вычитания всех выделенных полей. На рис. 1 приведен пример разделения волнового поля на составляющие: поле выделенных нерегулярных помех (гармонические шумы и др.), поля падающих и отраженных Р-волн, падающих и отраженных обменных PS-волн, поле гидроволн и поля остатков.

2. *Модель-базируемость.* На этапе разделения волновых полей уже имеется скоростная модель среды, построенная как результат кинематической инверсии годографов всех ПВ [1]. Причем это могут быть не только годографы первых вступлений, но и уверенно коррелируемые годографы других волн. Эту информацию о скоростях целесообразно использовать для создания первого приближения в процедурах разделения волн. С использованием моделирования можно осуществить спрямление осей синфазности целевых волн (вывод на вертикаль), а также осуществить разворот трехкомпонентного волнового поля в следящую компоненту, где сосредоточена большая часть (при адекватности модели) энергии целевой волны [2]. Особенно важно применение скоростной модели и моделирования при разделении волн, имеющих близкие кажущиеся скорости и поляризацию, таких как, например, отраженные обменные PS-волны и отраженные PSS-волны (монотипные отражения от падающей обменной волны).

3. *Итеративность.* Принцип итеративности заключается в поочередном выделении волн с учетом их интенсивности и дальнейшем доуточнении их параметров в отсутствие других волн. На первой итерации при выделении целевой волны используются большие размеры базы осреднения для того, чтобы в поле целевой волны не попали другие волны. Таким образом, после первой итерации выделенные волновые поля практически не содержат волн других типов. Однако искажены (сглажены по глубине) их истинные параметры, а остатки волнового поля (поля после вычитания всех выделенных волн) содержат часть энергии

выделенных волн. Далее к остаткам поочередно добавляются выделенные волны, и уточняются как их параметры, так и параметры скоростной модели. Выделение волны осуществляется уже на меньшей базе. Этот процесс продолжается до тех пор, пока поле остатков не перестанет содержать коррелируемых волн.

Следующей процедурой является деконволюция волновых полей по форме импульса падающей волны. При этом основным принципом является максимальное расширение спектра при данном соотношении сигнал-шум. На рис. 2 показан пример применения деконволюции: приведены поля падающих и отраженных волн до и после деконволюции, а также их спектры. Спектр отраженных волн расположен в диапазоне 8-150 Гц, что, вообще говоря, не является пределом при качественно проведенных работах ВСП [3].

Применение указанных принципов при обработке данных ВСП позволяет получить результаты высокого качества. На рисунке 3 приведено сопоставление кривой акустического импеданса по ВСП с данными ГИС (кривая ГК и ГГК). При таком детальном совпадении данных ВСП и ГИС исключены ошибки в скоростных характеристиках среды, полученных по ВСП, и, следовательно, в привязке данных наземной сейсморазведки к литологическому разрезу в скважине.

Литература

1. А.А. Табаков, И.Е. Солтан, К.В. Баранов, А.К. Душутин, 2001, Определение параметров анизотропной параллельно-слоистой модели среды путем оптимизационного решения обратной кинематической задачи для годографов первых вступлений ВСП из нескольких пунктов возбуждения: сборник тезисов докладов научно-практической конференции «Состояние и перспективы развития метода ВСП», Москва, С. 70-73.
2. В.Н. Ференци, И.Е. Солтан, А.А. Табаков, К.В. Баранов, 2003, Обработка данных ВСП на базе 1D-3D модели среды: сборник тезисов докладов международной конференции «Геофизика XXI века – прорыв в будущее», Москва.
3. Гальперин, Е.И. Вертикальное сейсмическое профилирование. Опыт и результаты, М., "Наука", 1994

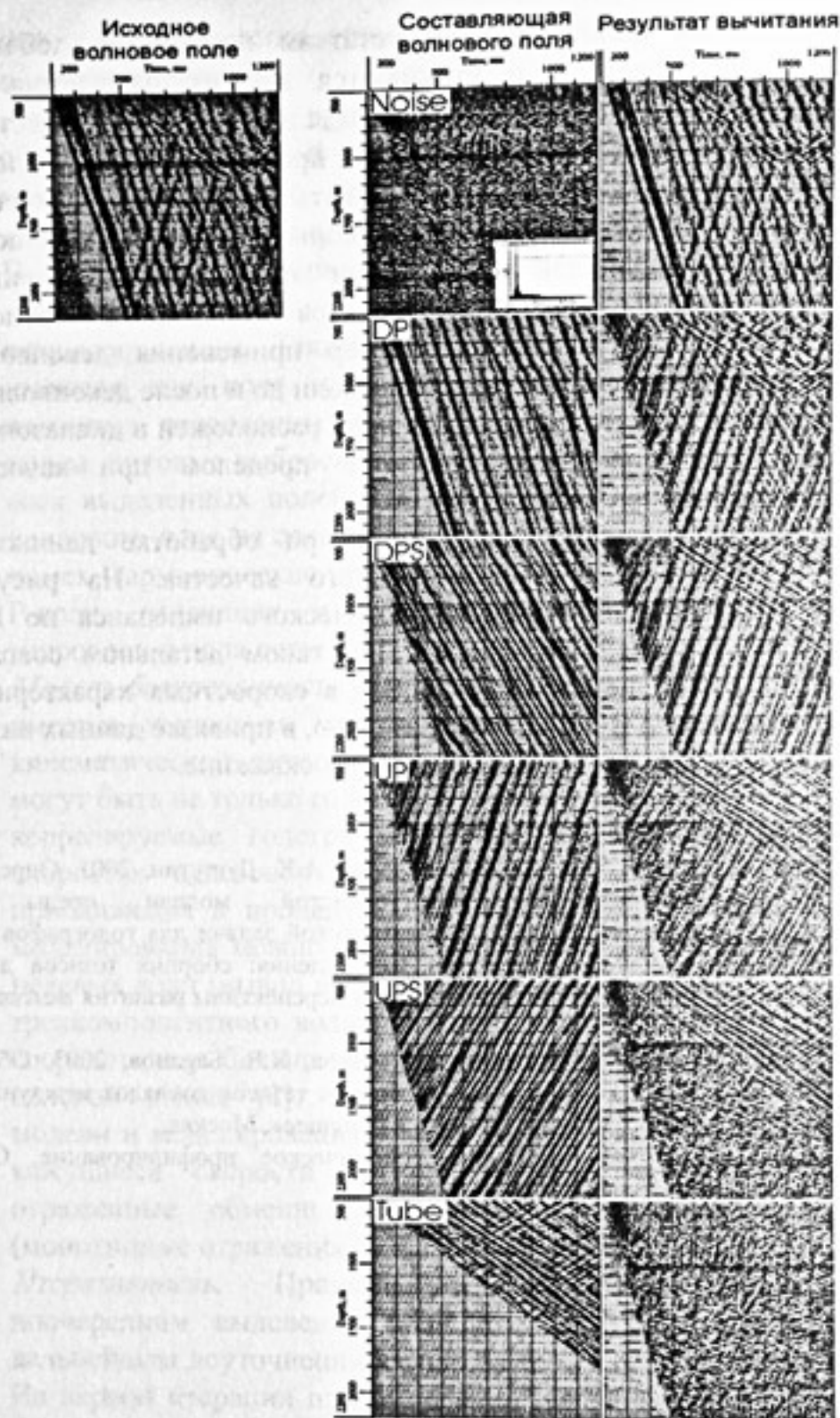


Рис.1 Исходное волновое поле и его составляющие (DP – падающая волна, DPS – падающая обменная волна, UP – отраженная волна, UPS – отраженная обменная волна, Noise – выделенные нерегулярные шумы: гармонические шумы и др., Tube – гидроволна).

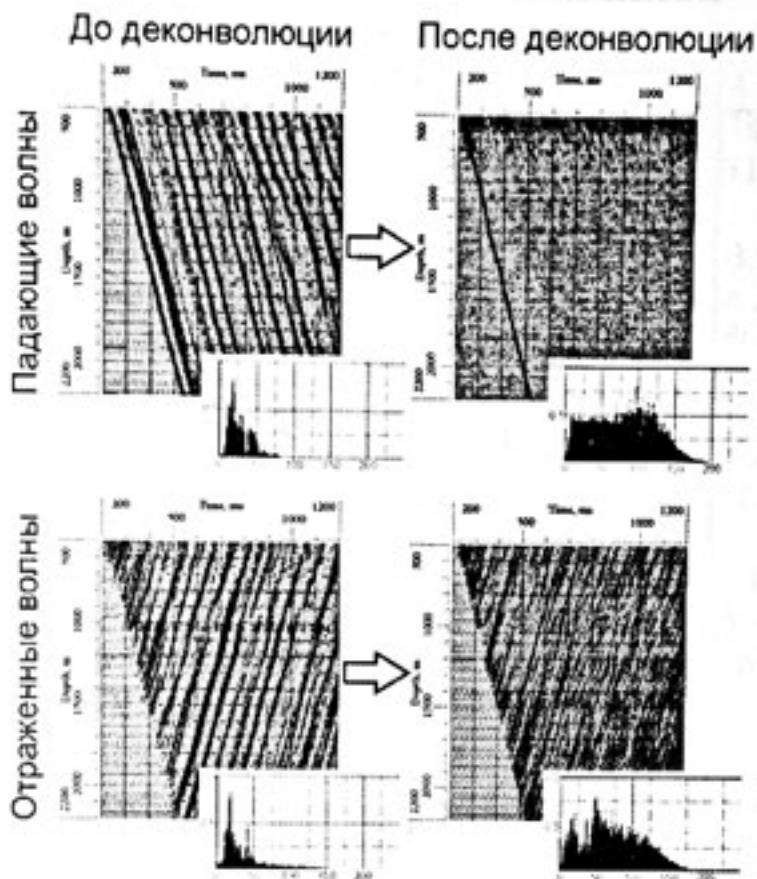


Рис.2. Расширение спектра отраженных волн путем применения деконволюции по форме импульса.

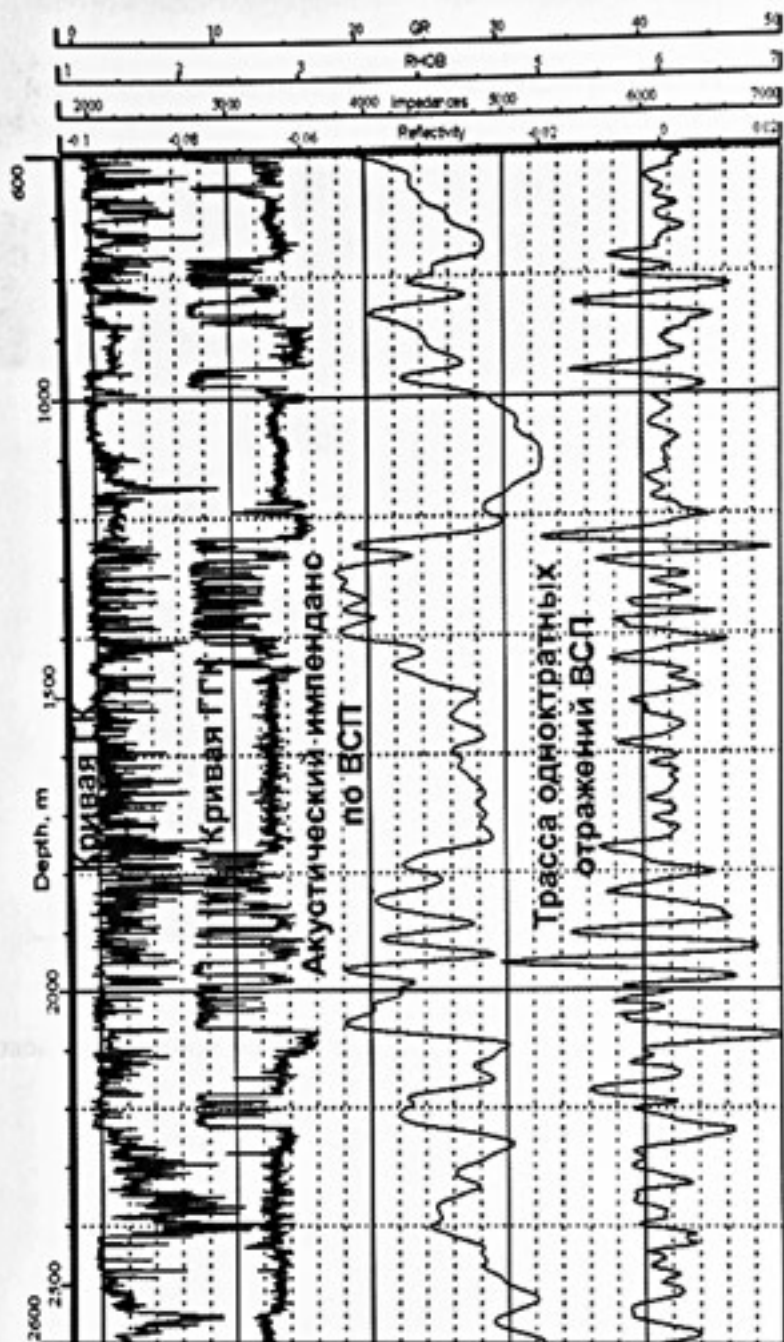


Рис.3. Сопоставление данных ВСП и ГИС.

Рис.1. Модель земной коры и мантии по результатам ГИС (геоэлектрические данные) и ВСП (геоакустические данные). 1 - граница мантии; 2 - граница кристаллической мантии; 3 - граница мантии и ядра; 4 - граница мантии и ядра (по ГИС); 5 - граница мантии и ядра (по ВСП).

**ДЕТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ОБЪЕКТОВ
ЗАПАДНОЙ СИБИРИ ПО ТЕХНОЛОГИИ СОВМЕЩЕННЫХ
НАЗЕМНО-СКВАЖИННЫХ СЕЙСМИЧЕСКИХ
НАБЛЮДЕНИЙ 2D(3D)+ВСП**

О.М.Сагайдачная**, Н.В.Стариков*, А.А.Табаков***, К.В.Баранов***
*СОМГЭИС филиал ОАО «Сибнефтегеофизика», Россия, г. Новосибирск
ФГУП «СНИИГГиМС», Россия, г. Новосибирск, *ООО «ГЕОВЕРС»,
Россия, г. Москва

**STUDIES OF HYDROCARBON OBJECTS IN WEST SIBERIA USING
METHODS OF COMBINED 2D/3D+VSP SURFACE-WELL SEISMIC
OBSERVATIONS**

O.M.Sagaidachnaya**, N.V.Starikov*, A.A.Tabakov***, K.V.Baranov***
*SOMGEIS Branch of Sibneftegeofizika JSC, Russia, Novosibirsk
FGUP SNIIGGIMS, Russia, Novosibirsk, *GEOVERS Limited,
Russia, Moscow

Аннотация

Правилом исследований сложно построенных и малоразмерных углеводородосодержащих объектов является комплексирование сейсмических методов, основанных на скважинных и наземных наблюдениях. *Технология совмещенных 2D/3D+ВСП наземно-скважинных наблюдений с одновременным сбором данных на вертикальном и горизонтальных профилях* повышает эффективность сейсмических работ за счет увеличения объема информации, размерности сейсмических исследований и достоверности обработки данных наземных наблюдений. По технологии 2D/3D+ВСП в период 2002 - 2004 гг. были проведены детальные исследования на углеводородных месторождениях Западной Сибири (в пределах Ханты-Мансийского АО, Новосибирской обл., Кемеровской обл.) с целью изучения межскважинного пространства и поиска высокопроницаемых нефтегазонасыщенных объектов. Получен высококачественный сейсмический материал с частотным диапазоном до 125 Гц, что обеспечило детальное изучение структурных планов целевых объектов и решение литолого-стратиграфических задач, в том числе прогнозирование залежи в окрестности скважины и изучения её целостности.

Abstract

The principle of studies of composite and small hydrocarbon objects is combined seismic methods based on well and surface observations. *The technology of combined 2D/3D+VSP surface-well observations with simultaneous data gathering along vertical and horizontal profiles* improves the efficiency of seismic studies at the expense of increased information content, dimensions of seismic studies and reliability of surface data processing.

In 2002 - 2004 the 2D/3D+VSP technology was used for detailed studies on hydrocarbon fields in West Siberia (within the limits of the Khanty-Mansi Autonomous Area, Novosibirsk and Kemerovo Regions) aimed at studying interwell space and searching for high-permeability oil and gas saturated objects. High-quality seismic data of a frequency range of 125 Hz at most was obtained, which provided detailed studies of structural plans of targets and solution of lithologic-stratigraphic problems, including the forecast of a pool about a well and studies of its integrity.

В мировой и отечественной нефтегазовой индустрии накоплен большой практический опыт, указывающий на огромные перспективы в освоении сложных геологических объектов, многоэтажных в разрезе и относительно малоразмерных в плане структур. Данный факт существенного преобладания относительно малоразмерных структурных элементов, контролирующих различные виды полезных ископаемых, включая нефть и газ, послужило главной причиной развития высокоразрешающей пространственной сейсморазведки (МОГТ-3D). Тем не менее, при изучении сложнопостроенных глубинных пластов различной литологии даже с применением 3D- сейсморазведки не всегда возможно достичь требуемой детальности. Правилom исследований сложно построенных и малоразмерных углеводородсодержащих объектов является комплексирование сейсмических методов, основанных на скважинных и наземных наблюдениях. Как известно [2], метод вертикального сейсмического профилирования ВСП позволяет изучить процесс формирования волнового поля и распространения сейсмических волн в реальной среде, проследить влияние различных неоднородностей среды в образовании сложного волнового поля. Волны разных типов изучаются в непосредственной близости от границ, с которыми они связаны, поэтому их природа и стратиграфическая приуроченность определяется наиболее уверенно. Современный уровень техники, технологии и методики ВСП обеспечивает возможность изучения геологического разреза в околоскважинном пространстве как на интервале глубин, вскрытых скважиной, так и ниже забоя. Работами ВСП из удалённых ПВ обеспечивается широкий частотный диапазон (5 ÷ 150 Гц) наблюдаемых сейсмических данных. Возможность выполнить сейсмические исследования повышенной разрешённости позволяет расширить информацию о строении, полученную данными промысловой геофизики на вертикальном профиле (вдоль линии скважины). Однако, максимальная дальность освещения исследуемых горизонтов от скважины составляет около ¼ от глубины, то есть около 600 метров при глубине целевого горизонта 2400 м. Кроме того, при попытках изучения околоскважинного пространства в дальней зоне от скважины возрастают проблемы, связанные с принципиальными ограничениями метода ВСП:

- системы наблюдений не обеспечивают достаточной информации для оценки модели среды, и достоверность получаемых решений зависит от справедливости весьма узких ограничений на вариации модели;
- изучаемые границы освещаются при меняющихся по латерали углах падения прямой волны. Учитывая сильную зависимость коэффициентов рассеяния на границе от угла падения и свойств среды, оценки литологического состава пород, пористости и

нефтенасыщенности следует считать недостоверными. Возможность коррекции фактора различия углов падения весьма ограничена, так как требуется знать все детальные параметры среды, которые и являются объектом изучения.

Поэтому при сложном строении геологической среды результаты обработки данных ВСП из удалённых пунктов возбуждения часто не дают необходимой информации о глубинных пластах, а полученная информация относится к фиксированным лучевым плоскостям. Более того, анализ и сопоставление результатов наземных и скважинных сейсмических наблюдений, как правило, выполняются по отдельным отражающим горизонтам.

Наземная сейсморазведка с многократными перекрытиями дает всю необходимую информацию для построения непрерывных изображений строения изучаемой толщи практически с одинаковой надежностью по всей площади. Однако разрешенность результатов сейсморазведки на поверхности не лучше 20 м, а точность оценки глубины не лучше ± 10 м. Это совершенно недостаточно при изучении продуктивных пластов мощностью в единицы метров.

Существует, по крайней мере, два принципиальных ограничения для повышения разрешенности и точности наземной сейсморазведки:

- скоростная модель не может быть определена с необходимой детальностью из-за интерференционного характера волновых полей;
- форма составляющего сигнала, используемого при выполнении высокоразрешающей деконволюции, не может быть оценена с необходимой точностью.

Успешное решение перечисленных проблем возможно с использованием технологии совмещённых наземно-скважинных наблюдений 2D(3D)+ВСП, разработанной в ООО «ГЕОВЕРС» [1, 6]. Полевая методика наземно-скважинных наблюдений предполагает при выполнении каждого физического наблюдения методом ОГТ одновременную регистрацию сейсмических данных ВСП зондом вблизи забоя скважины. Многоточечный трехкомпонентный зонд обеспечивает выделение прямой волны и значение времени пробега волны для каждого возбуждения. Полевая система наземных наблюдений МОГТ проектируется при максимальных удалениях ПВ от устья глубокой скважины до 3 - 5 км. Площадь исследования в окрестности скважины может составлять до 25 км².

Эта технология обеспечивает увеличение объёма сейсмической информации, повышает эффективность сейсмических работ за счет увеличения мерности сейсмических исследований и достоверности обработки данных наземных наблюдений. Улучшается качество обработки данных 3D- сейсморазведки, разрешённость и глубинность построений

углеводородных объектов за счет дополнительной информации о строении верхней части разреза (ВЧР). Если будет осуществлена многокомпонентная регистрация сейсмического поля на дневной поверхности (продольных и непродольных волн), то можно выполнить детальные многоволновые исследования объектов, которые расширяют диагностические возможности сейсморазведки и создают предпосылки для существенного повышения достоверности оценок параметров геологической среды: петрофизических характеристик и напряженного состояния пластов, флюидонасыщения и т.д. [3, 4].

Общая характеристика полевой технологии совмещённых наземно-скважинных работ 2D(3D)+ВСП

В период 2002 - 2004 гг. СОМГЭИС (филиал ОАО «Сибнефтегеофизика») совместно с ФГУП «СНИИГГиМС» были выполнены детальные совмещённые наземно-скважинные сейсмические исследования с целью изучения межскважинного пространства и поиска высокопроницаемых нефтенасыщенных объектов в Ханты-Мансийском автономном округе, Новосибирской и Кемеровской областях. Полевые наземно-скважинные работы по методике 2D(3D)+ВСП были выполнены с использованием отечественных технических средств регистрации и возбуждения сейсмических волн.

Скважинные наблюдения методом ВСП проводились с применением цифрового многоточечного зонда СКАТ-Ц (разработка СОМГЭИС, г. Новосибирск) с управляемым прижимом и трехкомпонентной регистрацией. Скважинные измерения ВСП выполнялись по всему стволу скважины с шагом 10 м из нескольких ПВ.

На дневной поверхности около устья скважины отрабатывались несколько линейных профилей ОГТ общей протяженностью до 15+20 пог. км. Как правило, при наземных измерениях шаг между пунктами приёма и шаг между пунктами возбуждения составляли 25 м, длительность регистрации сейсмической записи достигала 5 с, интервал квантования 1 мс.

Наземные сейсмические наблюдения методом продольного и непродольного профилирования были проведены с использованием 24-х разрядной многоканальной телеметрической станцией СТС-24Р (разработка ФГУП «СНИИГГиМС», г. Новосибирск), обеспечивающей широкодиапазонную и широкополосную прецизионную регистрацию упругих колебаний в реальном времени [5]. Программно-аппаратные средства станции позволяют проводить сбор и регистрацию сейсмических данных в ведущем, ведомом и пассивном (мониторинг) режимах с различными источниками возбуждения упругих колебаний (взрывными, импульсными, вибрационными). В режиме «ведомый» осуществляется прием сигналов внешнего запуска, что позволяет организовать работу станции совместно с другой регистрирующей аппаратурой. Система

синхронизации станции формирует управляющие сигналы для систем синхронизации возбуждения сейсмических колебаний, как отечественных, так и импортных (например, Pelton ShootPro, Pelton VibroPro).

Технология синхронной работы наземной и скважинной регистрирующей аппаратуры была обеспечена посредством шифратора – дешифратора SGS-S (разработка НПК СибГеофизПрибор, г. Новосибирск). Шифратор на станции СТС-24Р работал в режиме ведомый – «импульсный» с приемом откликов. На дешифраторе, установленном на рабочем месте оператора скважинной станции, был включен режим «импульсный» – ведомый. На ПВ дешифратор устанавливался в режим работы «импульсный» – ведущий или «взрывной». По команде станции СТС-24Р шифратор формирует в эфире сигнал «начало отчета» и в соответствии с установленными задержками включается режим записи сеанса. Одновременно дешифратор на ПВ запускает источник возбуждения сейсмических колебаний и формирует в эфире сигналы «отметки момента» и «вертикального времени», которые принимаются шифратором на телеметрической сеймостанции СТС-24Р. Дешифратор, установленный на станции ВСП, включает режим регистрации скважинных данных и формирует в эфире сигнал отклика ведомого для шифратора на сеймостанции СТС-24Р.

В качестве источника возбуждения упругих колебаний применялись взрывы в скважинах, за исключением работ, выполненных в Кузбассе в районе промышленной добычи угля. В этом случае применение взрывных источников сейсмических колебаний с позиции обеспечения экологической безопасности техногенных объектов было исключено. Работы на Талдинском месторождении были выполнены с невзрывным электромагнитным импульсным источником «Енисей-КЭМ4» (разработка ОАО «Енисейгеофизика», г. Минусинск, Красноярский край). Для повышения отношения сигнал/помеха применялся режим накопления нескольких (до 15) сеансов возбуждения при обработке ПВ.

Результаты применения технологии 2D(3D)+ВСП для детальных исследований углеводородсодержащих объектов Западной Сибири

Первые успешные работы в Западной Сибири по апробации технологии совмещённых наземно-скважинных сейсмических наблюдений 2D+ВСП были проведены в Новосибирской обл. на Верх-Тарском месторождении: был отработан профиль МОГТ длиной около трёх километров для детального изучения межскважинного пространства. Ранее на исследуемом участке были выполнены детальные сейсмические работы 3D-ОГТ по поиску высокопроницаемых нефтенасыщенных объектов в коре выветривания палеозойских пород. В результате проведённых наземно-скважинных наблюдений получен высококачественный сейсмический материал с частотным диапазоном до 125 Гц. Построены временные и глубинные разрезы околоскважинного и межскважинного

пространства. Специализированная обработка материалов, полученных по технологии совмещенных наземно-скважинных наблюдений, была проведена в интегрированной системе «ЮНИВЕРС» (разработка ООО «ГЕОБЕРС») под руководством А.А. Табакова. Также при обработке сейсмической информации были использованы программные системы «PROMAX» и «СЦС-5». Специализированная обработка данных совмещенных наземно-скважинных сейсмических исследований позволила повысить качество сейсмических исследований относительно результатов наземной площадной сейсморазведки за счет:

- строгого контроля формы импульса каждого воздействия и компенсации неоднородностей условий возбуждения,
- определения по скважинным данным достоверных скоростей распространения упругих волн,
- определения горизонтального градиента скоростей в ВЧР, рассчитываемого по временам прихода прямой волны по системе многократных наземных наблюдений;
- использования достоверных статических поправок за ПВ.

В качестве иллюстрации эффективности данной технологии детальных сейсмических исследований на рисунке 1 приведены сравнительные временные сейсмические разрезы. На временном разрезе 2D+ВСП более точно, чем на временном разрезе 3D, прослежены в верхнем палеозое тектонические нарушения и области резкого изменения отражающих характеристик целевого пласта.

Детальные исследования углеводородных объектов на месторождении Ханты-Мансийского округа были целенаправленно выполнены по технологии совмещенных наземно-скважинных сейсмических наблюдений. Например, на Пылинском месторождении исследования проводились в двух глубоких скважинах, расположенных в северной и южной частях месторождения. Суммарная длина наземных профилей ОГТ составляла 22 пог. км. В пределах изучаемых площадей были уточнены структурные карты продуктивного пласта Ю₁¹ и карты сейсмических атрибутов, выполнена переоценка начальных запасов. На рисунке 2 представлена структурная карта по кровле пласта Ю₁, построенная по результатам работ 2D+ВСП.

На Талдинском месторождении Кузбасса сейсмические исследования выполнены методом 2D+ВСП при двухкомпонентной z-, x- регистрации продольных и обменных волн для уточнения структурного плана залегания групп угольных пластов, выявления разрывных нарушений, зон повышенной трещиноватости и пористости горных пород, а также оценки мощностей перспективных газонасыщенных интервалов и продуктивных на газ пород, а также выделение в изучаемом околоскважинном пространстве разрушенных массивов, появившихся вследствие техногенных воздействий.

Заключение

Технология совмещённых наземно-скважинных наблюдений 2D(3D)+BCП с одновременным сбором данных на вертикальном и горизонтальных профилях повышает эффективность сейсмических работ за счет увеличения объёма информации, размерности сейсмических исследований и достоверности обработки данных наземных наблюдений.

Использование технологии совмещённых наземно-скважинных сейсмических наблюдений 2D(3D)+BCП обеспечивает оптимальное решение следующих основных геологических задач:

- картирование границ, вскрытых и не вскрытых скважиной;
- выявление и трассирование тектонических нарушений;
- изучение латеральных литологических изменений разреза;
- оценка коллекторских свойств продуктивных объектов;
- уточнение запасов на изучаемых и разрабатываемых нефтегазоносных объектах.

Детальное изучение геолого-геофизических характеристик земной коры в окрестности опорных параметрических скважин с применением технологии совмещённых наземно-скважинных сейсмических наблюдений позволит увеличить достоверность геологического прогноза на региональных профилях с прослеживанием глубинных пластов различной литологии, в том числе с развитой кавернозной и трещинной пористостью.

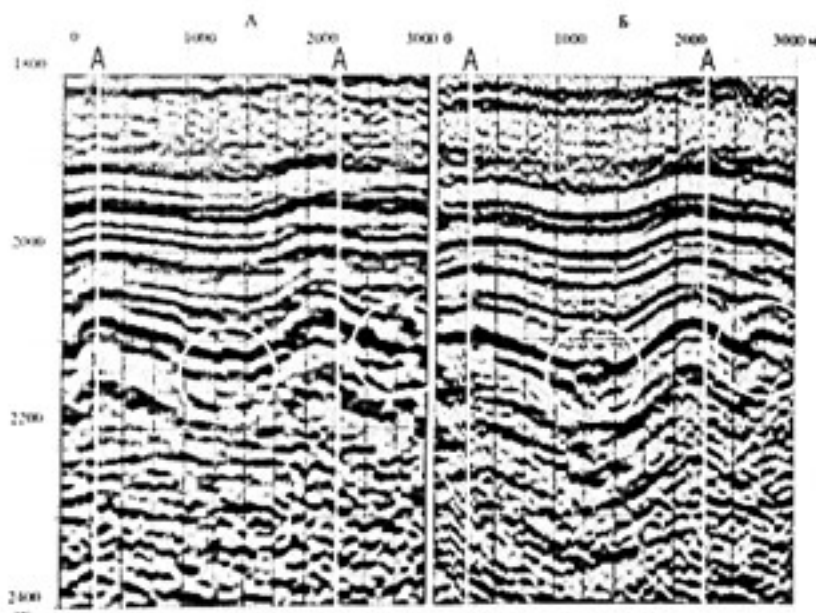


Рис.1 Сравнительные временные разрезы ОГТ (Верх-Тарское месторождение, Новосибирская обл.) а) выборка из куба 3D; б) 2D+BCП

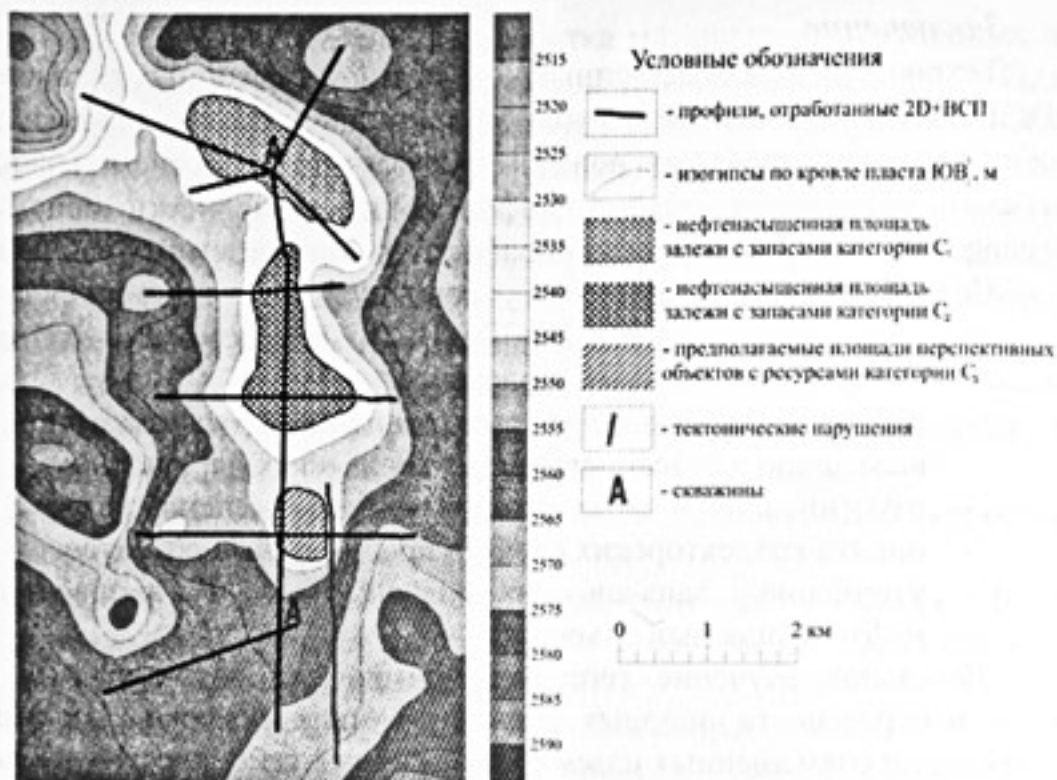


Рис.2 Структурная карта по кровле пласта Ю₁, построенная по результатам работ 2D+ВСП (Пылинское месторождение, Ханты-Мансийский АО).

Литература

1. Баранов К.В., Бикеев В.С., Стариков Н.В., Табаков А.А. Результаты применения методик «3D+ВСП локальный проект» и «2D+ВСП локальный проект» в условиях Западной Сибири. //Технологии сейсморазведки, 2004, 1.
2. Гальперин Е.И. Развитие методов экспериментального изучения сейсмических волн в реальных средах. //Развитие идей Г.А. Гамбурцева в геофизике. М: Наука, 1982.
3. Кузнецов В.М. Многоволновая сейсморазведка – новые возможности и перспективы. //Приборы и системы разведочной геофизики, 2003, 3.
4. Пузырёв Н.Н., Тригубов А.В., Бродов Л.Ю. и др. Сейсмическая разведка методом поперечных и обменных волн. М: Недра, 1985.
5. Сагайдачная О.М., Шмыков А.Н. Отечественные сейсмотелеметрические станции. //Разведка и охрана недр, 2003, 11-12.
6. Табаков А.А., Бикеев В.С., Баранов К.В. и др. Методика совмещенных наземно-скважинных наблюдений «Локальный проект 3D+ВСП» для детального изучения околоскважинного пространства. //Тезисы докладов научно-практической конференции «Состояние и перспективы развития метода ВСП», М: филиал РАО «ЕЭС России», 2001.

ПМ ВСП И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА И ЕГО УГЛЕВОДОРОДОНАСЫЩЕНИЯ

А.Г.Курочкин*, Ю.Д.Мирзоян**

*ООО «Ингеовектор», **ООО «Ингеосейс» г. Краснодар

POLARIZATION VSP AND SEISMIC LITHOLOGICAL INTERPRETATION AND HYDROCARBON SATURATION PREDICTION

A.G.Kurochkin*, Y.D.Mirzoyan**

*InGeo Vector Ltd, Krasnodar City, **InGeoSeis Ltd, Krasnodar

Аннотация.

В работе рассматриваются примеры комплексного подхода к вопросам прогнозирования геологического разреза и его углеводородонасыщения на основе использования скважинных ПМ ВСП и поверхностных 2D МОГТ наблюдений. Как в первом, так и во втором случаях решение задач базируется на расширенной параметризации свойств разреза, включая моно-параметрические, упруго-деформационные и комплексные параметры, а также геодинамические и термодинамические характеристики.

Abstract

The paper highlights examples of how integrated downhole polarization VSP and 2D surface reflection data can be used to run seismic lithological interpretation and predict hydrocarbon saturation. Both seismic lithological interpretation and hydrocarbon saturation prediction are addressed with an extended parametrization of geological section properties including mono-parameters, strain-stress and integrated parameters, as well as geodynamic and thermodynamic characteristics.

Современные тенденции развития нефтегазовой ресурсной базы на акваториях наглядно отражают высокую перспективность этих направлений для дальневосточных, арктических регионов и Каспийского моря. Выявление высокодебитных месторождений, приуроченных к широкому спектру стратиграфического представления как терригенного, так и карбонатного состава, отражает специфику развития этих регионов, особенности формирования вскрытых и потенциальных объектов различной приуроченности. В тоже время практика разведки данных регионов отражает и сложности в изучении объектов различного характера при подготовке их в процессе поисково-разведочного бурения. Аналогичные проблемы ожидают нас и при изучении южных акваториальных участков — Азовского и Черноморского бассейнов, где за последние годы за счет геофизических работ существенно расширено информационное представление о геологическом строении не только мезокайнозойской части разреза, но и его палеозойского интервала, что существенно расширяет перспективы данного региона и его потенциальные запасы. При этом необходимо учитывать, что специфика развития данных бассейнов на различных этапах их формирования создает

массу проблем в изучении и подготовке нефтегазовых объектов, как в терригенных, так и карбонатных коллекторах, что обусловлено и сейсмофациальными условиями формирования объектов и особенностями их напряженного состояния.

Комплексный подход в изучении и подготовке нефтегазовых объектов является наиболее обоснованным и успешным, в том числе и применительно к сейсморазведке, как базовому методу при нефтегазопроисловых исследованиях. Полнота информации, извлекаемой для решения прогнозных задач и построения моделей, адекватных реальным, во многом зависит от глубины изучения структуры регистрируемого волнового поля различной природы.

Принципиальная реализация такого подхода связана с векторным анализом волнового поля – поляризационным методом (ПМ ВСП). Основной особенностью ПМ является использование для анализа волнового поля частоты, поляризации колебаний, направления распространения волн и других как кинематических, так и динамических характеристик, обеспечивающих возможность за счет расширенной параметризации структуры волнового поля решать не только традиционно-стандартные задачи определения скоростной модели среды для поля продольных волн и их стратиграфической привязки, но и выполнения увязки баз данных ГИС со скважинными и поверхностными сейсмическими наблюдениями и построения адекватной эффективной модели среды в рамках упругой модели, определяемой как монопараметрическими, упруго-деформационными, комплексными, так и геодинамическими характеристиками.

Изучение геологического разреза не только по вертикали, но и по латерали позволяет получать более полное представление об объемных свойствах изучаемой модели среды, ее структуры, перспективности отложений различной стратиграфической приуроченности и сейсмофациальной обстановки вплоть до определения физических свойств горных пород, их напряженного состояния, и также выявления зон АВПД и характера распределения и особенностей коллекторов, вплоть до оценки их фильтрационно-емкостных свойств и характера углеводородонасыщения.

Применение ПМ ВСП в сочетании с наблюдениями 2Д – 3Д МОГТ позволяет обеспечить увязку данных скважинных наблюдений с поверхностными и дать прогнозную оценку изучаемого объекта в целом при использовании соответствующих технологических средств обработки, позволяющих извлекать аналогичную расширенную параметризацию в рамках акустической и упругой модели среды.

Для этих целей мы используем технологии обработки, основанные на различной физической и математической основе, что, в конечном счете, расширяет представление о модели и повышает достоверность прогнозной оценки изучаемого объекта.

Таковыми технологиями являются:

- технология «Петросейс», основанная на решении задач инверсии сейсмической информации в параметры модели среды применительно к условиям акустической и упругой модели;

- технология сейсмоакустического энтропийно-энтальпийного анализа (САЭЭ-анализа), основанная на изучении термодинамических потенциальных характеристик, используемых для «прямого прогноза» состояния насыщения коллекторов;

- технология оценки поглощающих свойств среды, обеспечивающая не только «прямое прогнозирование» нефтегазонасыщенных зон в разрезе, но и оценку свойств изучаемой модели.

Расширенный набор средств прогнозной оценки в комплексе со структурно-формационным и сейсмофациальным подходом в оценке изучаемого объекта обеспечивают возможность получения достаточно высокой прогнозной оценки геологического разреза и перспективных в нефтегазонасыщенном отношении объектов, как до, так и после бурения в плане дальнейшей детализации объекта, с учетом возможной коррекции модели на базе данных ГИС и ПМ ВСП. Это определяет соответствующую стадийность в выполнении прогнозной оценки до и после бурения - на этапе детализации.

В основе прогнозной оценки лежит расширенная параметризация модели, получающаяся в рамках технологии «Петросейс» на основе решения задачи инверсии сейсмической информации в параметры модели среды, обеспечивающая получение в каждой точке среды развернутых графиков скоростей сейсмических волн (V_p – продольных и V_s – поперечных), упруго-модульных характеристик: модуля сжатия K , сдвига - μ , модуля Юнга - E и других, а также комплексных параметров: $\gamma = V_s/V_p$ – Гамма и коэффициента Пуассона - α на основе которых обеспечивается определение и геодинамических характеристик давлений и напряжений в разрезе. Эта база данных дополняется соответственно энергетическими, термодинамическими и поглощающими свойствами разреза, получаемыми на основе других технологий (САЭЭ-анализа, поглощения), что в совокупности с использованием структурно-формационного и сейсмофациального анализа дает полноценную характеристику разреза в его современном представлении и ретроспективе его развития. Это

обеспечивает возможность достаточно достоверного представления о структуре объекта, его развитии и трансформации в целом, а также обеспечивает возможность выделения коллекторов, определение фильтрационно-емкостных свойств и характера нефтегазонасыщения в разрезе.

Примеры выполнения подобного характера работ реализованы применительно к различным сейсмогеологическим объектам как акваториальных, так и сухопутных условий: о. Сахалин (структуры Астрахановская, Каурунани, Восточная Хангуза и др.); Краснодарского края (площадей в пределах северного и южного бортов Западно-Кубанского прогиба – Морозовско-Сладковского участка и др.); Ставрополя (Западно-Серафимовская, Ачикулакская, Кармалинская и другие объекты); арктической зоны (о. Колгуев и структуры Медынского вала) и многих других объектов различного территориального, стратиграфического и литологического представления, применительно к коллекторам как терригенного, так и карбонатного состава.

ПОСТРОЕНИЕ ТРЕХМЕРНОЙ МОДЕЛИ СОЛЯНОГО КУПОЛА ПО НАБЛЮДЕНИЯМ 2D+ВСП

Ю.А.Степченков*, К.В.Баранов**, А.А.Табаков**, Н.В.Рыковская***

*СПбГУ, г. Санкт-Петербург, **ОАО «ЦГЭ», г. Москва,

***ООО «ГЕОВЕРС», г. Москва

CONSTRUCTION OF 3D MODEL OF THE SALT DOME USING MULTI-LINE 2D+VSP DATA

Yu.A. Stepchenkov*, K.V. Baranov**, A.A. Tabakov**, N.V. Rykovskaya***

*Saint-Petersburg State University, **CGE, Moscow,

***GEOVERS, Moscow

Аннотация

Выявлено существенное несоответствие скоростной модели среды, оцененной по наземным наблюдениям, измерениям в скважине. Предложена методика кинематической обработки совместных наземно-скважинных наблюдений 2D+ВСП. Как результат коррекции несовпадения скоростной модели, построена трехмерная модель среды по годографам прямой волны, зарегистрированной глубинным прибором ВСП.

Abstract

Essential difference between surface and borehole observations of velocity model is discovered. A method of kinematical processing of combined surface-downhole data 2D+VSP is proposed. As a result of velocity model correction the 3D velocity model was constructed using downhole travel times.

Для построения трехмерной скоростной модели «среды» в существующих технологических цепочках используются данные наземной сейсморазведки. Распределение скоростей в таких моделях обеспечивает качественное суммирование и построение разрешенных сейсмических разрезов.

Однако одновременный контроль времен первых вступлений с помощью глубинного зонда во время проведения поверхностных сейсмических наблюдений показывает существенное несоответствие таких моделей реальности (значительные невязки между синтетическими и наблюдаемыми годографами первых вступлений на глубинном приборе).

Использование процедуры кинематической инверсии по годографам первых вступлений глубинного зонда при совмещенных наземно-скважинных наблюдениях позволяет скорректировать скоростную модель, полученную только по данным наземной сейсморазведки, и построить более адекватную трехмерную модель, которая в дальнейшем может быть использована при миграции. При этом осуществляется подбор параметров модели, обеспечивающих минимальную невязку времен между наблюдаемым и модельным годографами ВСП [1].

Для сложнопостроенных сред с криволинейными границами раздела пластов и переменными скоростями распространения сейсмических волн внутри каждого пласта, обычно, задача сводится к подбору либо геометрии отражающих границ, либо значений скоростей. Вместе с тем, в силу ограниченности апертуры метода ВСП невозможно адекватно восстановить геометрию отражающих границ на удалении от скважины [2], а также латеральные изменения сейсмических скоростей внутри пластов.

Используя систему наблюдений 2D+ВСП, удастся значительно расширить апертуру наблюдений. Наличие данных 2D позволяет построить скоростную модель начального приближения и успешно решать обратную кинематическую задачу на просвечивание оптимизационным методом с целью уточнения скоростной модели среды на больших удалениях от скважины. Имея несколько результатов уточнения скоростной модели по системе наблюдений 2D+ВСП в окрестности одной или более скважин, удастся построить трехмерную скоростную модель.

На рис. 1-3 представлены результаты уточнения формы строения соляного купола для трех глубинных разрезов в системе наблюдений 2D+ВСП. Уточнение проводилось при помощи оптимизационной минимизации среднеквадратичной невязки между модельным и исходным годографами прямой волны. Модельный годограф вычислялся при помощи лучевого метода с использованием алгоритма слежения лучей в сложнопостроенных средах. На рис. 4 изображена трехмерная модель соляного купола, построенная на основе уточненных глубинных разрезов с использованием интерполяции со сглаживанием. На рис. 5 показаны

точечные невязки модельного и наблюдаемого годографов по модели начального приближения и по уточненной модели.

В результате для трех глубинных разрезов удалось уточнить структуру, а также построить трехмерную модель соляного купола. Полученную модель можно в дальнейшем использовать для миграции.

Литература

1. Г.А. Рыжиков, В.Н. Троян. Томография и обратные задачи дистанционного зондирования. СПб. 1994.
2. S.K.L. Chiu, R.R. Stewart. Tomographic determination of three-dimensional seismic velocity structure using well logs, vertical seismic profiles, and surface seismic data. Geophysics. 1987. 52. P. 1085-1098.
3. В.П. Гергель, В.А. Гришагин, С.Ю. Городецкий. Современные методы принятия оптимальных решений. Нижний Новгород. 2001.
4. К.В. Баранов, В.С. Бикеев, Н.В. Стариков, А.А. Табаков. Результаты применения методик «3D+ВСП локальный проект» и «2D+ВСП локальный проект» в условиях Западной Сибири. Технологии сейсморазведки. 2004. 1. С. 19-22.
5. А.В. Решетников, В.В. Решетников, А.А. Табаков, В.Л. Елисеев. Применение лучевого метода в задаче динамической декомпозиции волновых полей и реконструкции модели по данным ВСП. Технологии сейсморазведки. 2004. 1. С. 66-70.

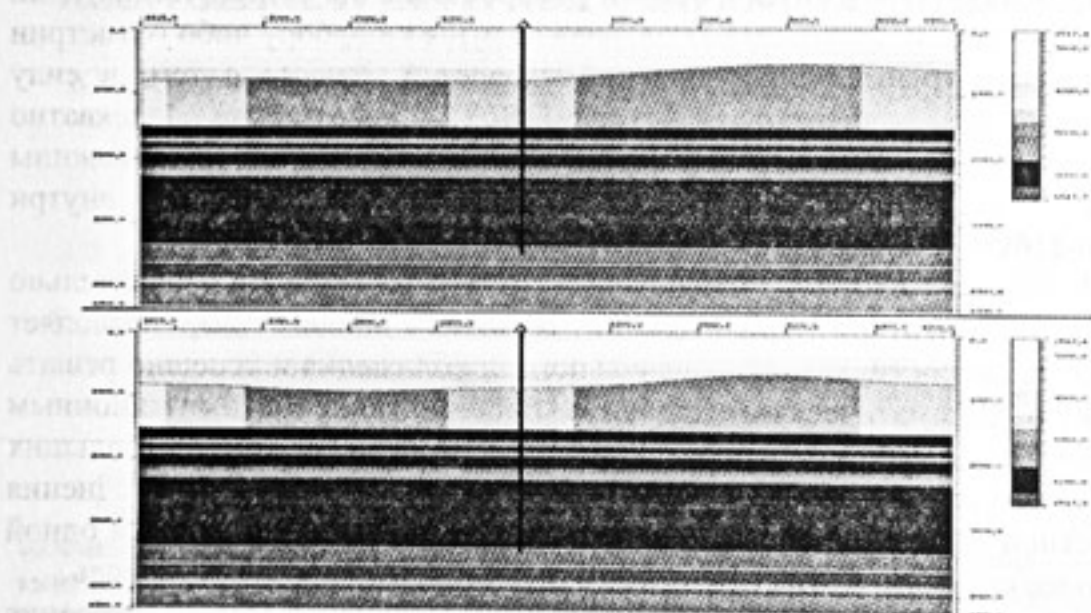


Рис.1 Скоростная модель среды, взятая в качестве начального приближения, а также уточненная скоростная модель для профиля 1.

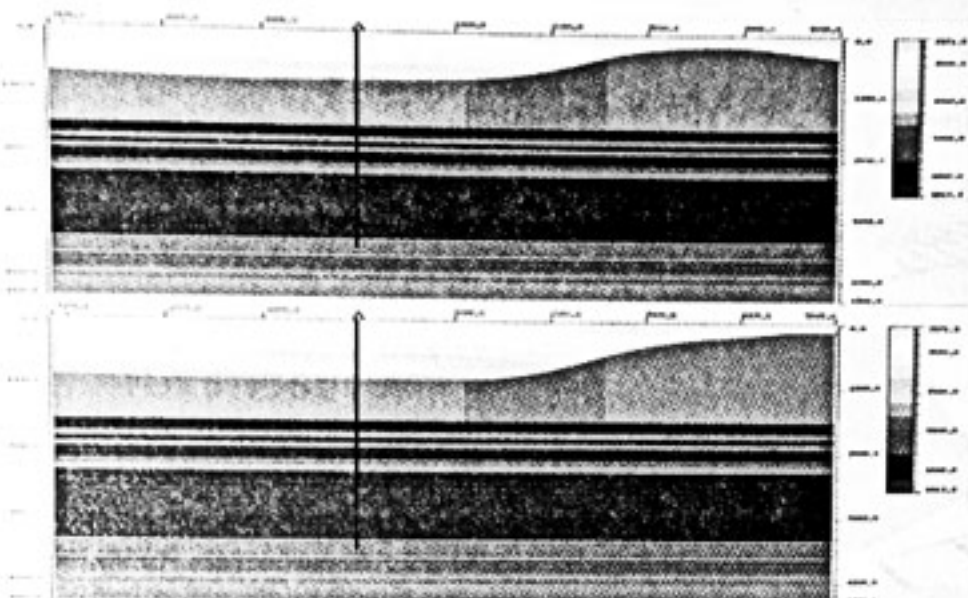


Рис.2 Скоростная модель среды, взята в качестве начального приближения, а также уточненная скоростная модель для профиля 2.

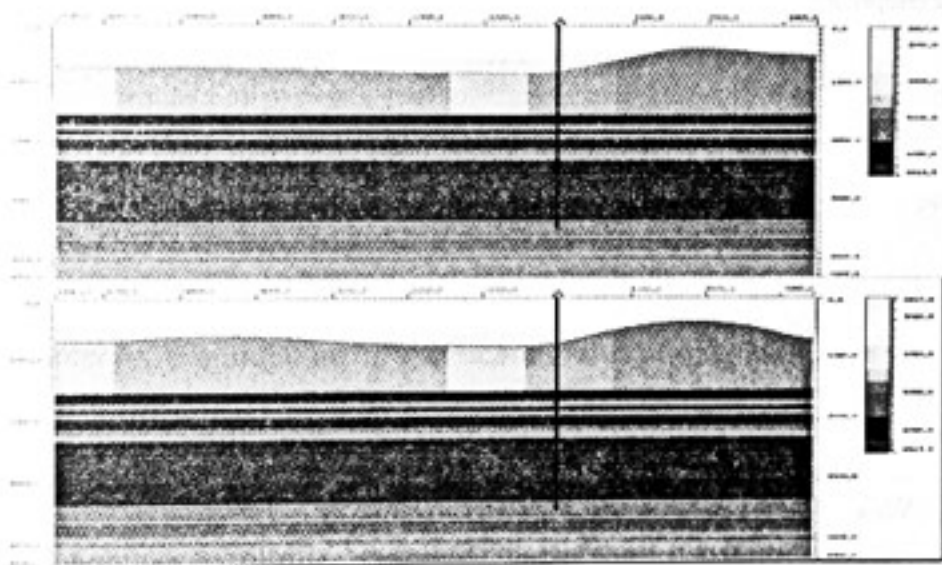


Рис.3 Скоростная модель среды, взята в качестве начального приближения, а также уточненная скоростная модель для профиля 3.

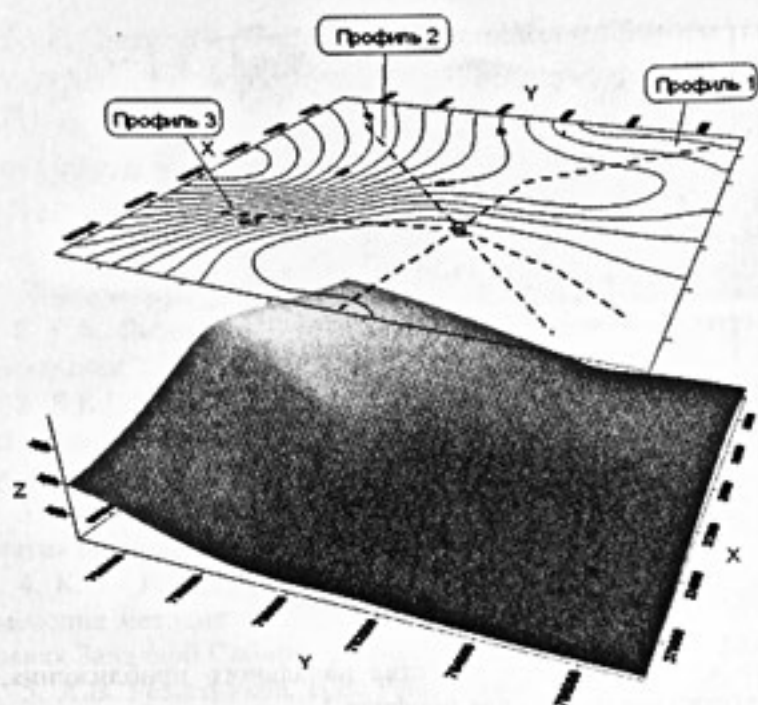


Рис.4 Трехмерная модель соляного купола.

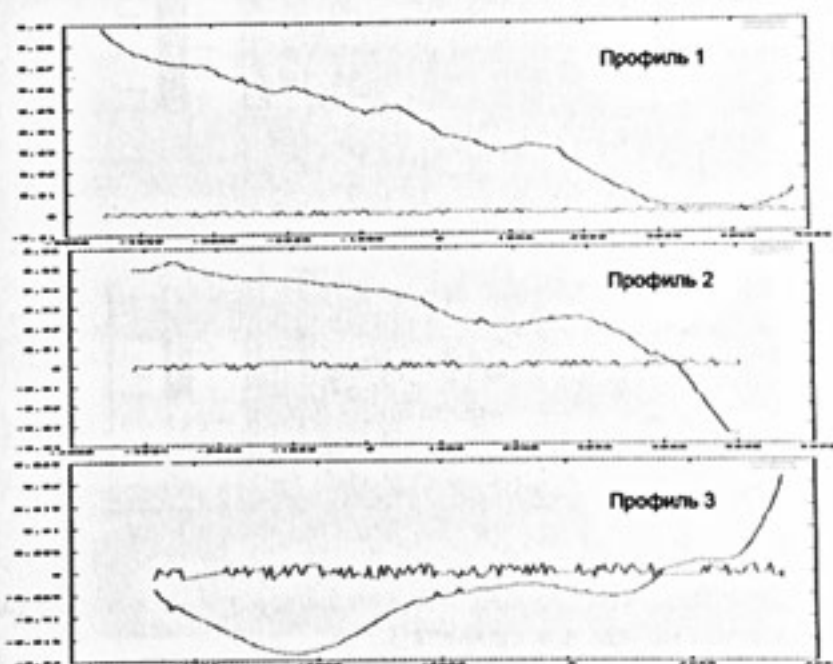


Рис.5 Точечные невязки времен модельного и зарегистрированного годографов до после оптимизации модели среды

2D-3D МИГРАЦИЯ НВСП ДЛЯ СЕТОЧНОЙ МОДЕЛИ СРЕДЫ.

В.А.Редекон, Н.В.Бондарева, В.В.Помазанов, Д.Г.Риле

ООО «ВимСейс Технологии», г.Москва

2D/3D OFFSET VSP MIGRATION FOR THE SUBSURFACE MEDIUM GRID MODEL

V.A.Redekop, N.V.Bondareva, V.V.Pomazanov, D.G.Rile

VimSeis Tekhnologiya Ltd, Moscow, Russia

Аннотация

В докладе рассматривается алгоритм миграции для модели среды, заданной значениями скорости в узлах сетки. Алгоритм расчета основывается на принципах Ферма и Гюйгенса-Френеля. Проводится оценка алгоритма в сравнении с конечно-разностными решениями, выполненными на основе волнового уравнения. Работа алгоритма иллюстрируется примерами расчетов на моделях и реальных данных.

Abstract

The paper considers migration algorithm for the subsurface medium grid model where the subsurface medium is represented with velocity values at grid nodes. The computation algorithm is based on Fermat and Huygens-Fresnel principles. The algorithm is evaluated by comparing it with wave-equation finite-difference solutions. The algorithm performance is exemplified with computations using models and real data.

Применение сеточной модели среды вызвано необходимостью снять ограничения, присущие толстослоистым моделям. Эти ограничения связаны со сложностью описания градиентных сред и сред со скоростными неоднородностями (выклинивания пластов, нарушения)[1]. Описание и расчет таких сред в программах миграции, использующих слоистые модели, связаны со значительными трудностями. В алгоритмах же, использующих сеточные способы расчетов с распределением скорости, заданной значениями в узлах сетки, эти ограничения автоматически снимаются.

Для алгоритмов, работающих по сеточным моделям, естественными являются конечно-разностные способы их конструирования, основанные либо на волновом уравнении, либо на уравнении поля времен (эйконала). Сложности, связанные с конечно-разностными решениями волнового уравнения или уравнений теории упругости, в основном связаны:

а) с зависимостью размеров ячейки сетки от спектрального состава сигнала и распределения скорости в среде;

б) с учетом особых условий на границах расчетной области.

Все это, в конечном итоге, выливается в увеличение времени счета программы. Поэтому в скважинной сейсморазведке решения на основе

волнового уравнения используются, в основном, для моделирования волновых полей в 2D варианте.

Алгоритмы, основанные на расчете поля времен, менее критичны к размерам сетки и позволяют получать решения существенно быстрее, хотя эти решения и приближенные.

Ядром алгоритма, реализующего миграцию данных НВСП для 2D-3D сеточных моделей, является расчет поля времен, основанный на соблюдении принципов Ферма и Гюйгенса–Френеля. Алгоритм работает в рамках лучевого приближения. Значение времени прихода волны (T_r) в текущий узел сетки определяется как минимум значения времени фронта волны, полученный перебором времен прихода волн от разных направлений.

$$T_r = \min(T_i + dT_{ir})$$

T_i - поле времен в окрестности расчетного узла

dT_{ir} - время пробега волны от узла i до узла r .

В отличие от способов расчета [2, 3], основанных на уравнении эйконала, в расчете времен участвуют не только рядом стоящие точки, но и точки в ближайшей окрестности (рис.1). Расчет dT_{ir} выполняется по квадратной (2D) или кубической (3D) сетке, называемой шаблоном. Сторона шаблона - 7-9 узлов. Такая схема расчета позволяет рассчитывать поля времен с учетом анизотропии скоростей, а также получать не только значения времен, но и траектории лучей. Цикл расчета поля времен падающих волн заключается в "пробегании" шаблона по всем узлам модели и заканчивается, когда времена в узлах (T_i) текущего шага совпадают со значениями времен предыдущего.

Расчет полей отраженных волн выполняется по выбору двумя способами. Первый - способ сканирующей границы или области. Расчетное поле времен, полученное расчетом волны из источника, сохраняется только в точках горизонта или области дифракции, а в остальных точках устанавливается заведомо большее значение (например - 99999.0). Далее выполняется описанный выше цикл от отмеченных узлов до достижения волной приемников в скважине или на поверхности. Получение всего поля отраженных волн достигается при движении сканирующей границы по объему модели. При втором способе выполняется расчет полей времен для каждого приемника, а времена отражений в узлах сетки складываются из времен падающих и отраженных волн. Учет или не учет амплитуды отражений производится в зависимости от данных, используемых для миграции. Для сейсмограмм, с введенными тем или иным способом поправками за изменение амплитуды сигналов, коэффициент к амплитудам не вводится, а миграция заключается в перенесении отсчетов из сейсмограммы НВСП на глубинную модель.

Для трехкомпонентных записей НВСП без поправок производится расчет полного вектора смещения, который умножается на коэффициент (K), рассчитанный по формуле:

$$K = \cos(Aul)/R;$$

Aul - угол между вектором смещения и отраженным лучом

R - длина луча.

Таким способом, реализуется миграция Кирхгофа. Какой вариант применять - первый или второй, зависит от качества исходных данных. Первый способ применим к любым данным, но не учитывает изменения в амплитудах. Второй - учитывает изменения амплитуды, но чувствителен к шумам записи и может давать ложные разрастания осей синфазности.

Расчет полей времен для сеточной модели продемонстрирован на рисунке 2. В этом примере вмещающая среда имеет скорость 4000м/сек, а объекты, изображенные на рисунке "ГАЛЬПЕРИНСКИЕ ЧТЕНИЯ 2005", - 1000м/сек. На рисунке 2.а показано поле времен падающих волн, а на рисунке 2.б - поле времен от дифрагирующих объектов.

Тестирование компьютерных программ, выполненных на основе этого алгоритма, показало его работоспособность в 2D и 3D вариантах. Тестирование проводилось на персональном компьютере (1000МГц, 256МГб-оперативной памяти). Размер ячейки в 2D варианте составлял 10x10м для предварительных расчетов и 5x5м для получения окончательных глубинных разрезов. Вариант 2D более прост в использовании, существенно быстрее работает и может использоваться для сред с незначительным отклонением плоскости лучей от плоскости скважина - пункт возбуждения или в качестве предварительного этапа для 3D миграции. Размер плоскости модели 2D варианта при расчетах достигал 3000x3000м, что практически достаточно для описания любых систем наблюдений при скважинных сейсмических исследованиях. Время счета миграции таких моделей не превышало 1 часа.

Исследование 3D варианта выполнялось для объема среды 600x700x3000м с размером ячейки 10x10x10м. Для расчета годографа в этом случае требуется от 1 до 3 минут, но миграция способом сканирующей границы, выполненная в режиме непрерывного сканирования, занимает уже несколько часов. Поэтому миграция выполнялась с пропуском интервалов и интерполяцией между ними. Эти расчеты занимали уже 15-20 минут. Некоторая потеря точности в этом случае компенсировалась существенной экономией времени и давала возможность интерактивного уточнения модели среды посредством выполнения пробных расчетов.

Таким образом, миграция данных НВСП, выполненная по сеточным моделям, может с успехом применяться в 2D и 3D вариантах для преобразований сейсмограмм в глубинные сейсмические разрезы в

сложных сейсмогеологических условиях, не описываемых пластовыми моделями.

Литература

1. В.А. Редкоп, В.В. Помазанов, А.А. Тихонов. 3D ВСП – алгоритм миграции, обработка, результаты. « Гальперинские чтения – 2004. Материалы научно-практической конференции «ВСП и трехмерные системы наблюдений в сейсморазведке» Москва, ЦГЭ 2004.

2. Le-Wei MO and Jerry Harris. Finite-difference calculation of direct-arrival traveltimes using the equation. Geophysics vol. 67 no.4 2002.

3. Seongjai Kim. 3-D eikonal solvers: First-arrival traveltimes. Geophysics vol. 67 no. 4. 2002.

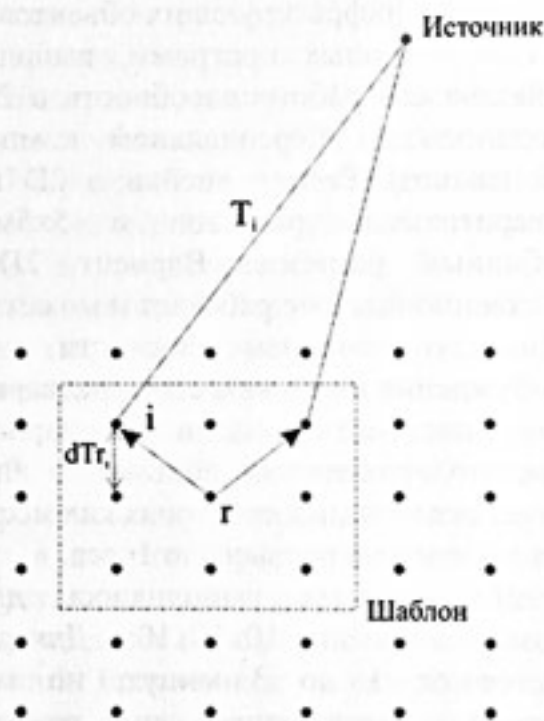


Рис.1. схема расчета поля времен с учетом анизотропии скоростей

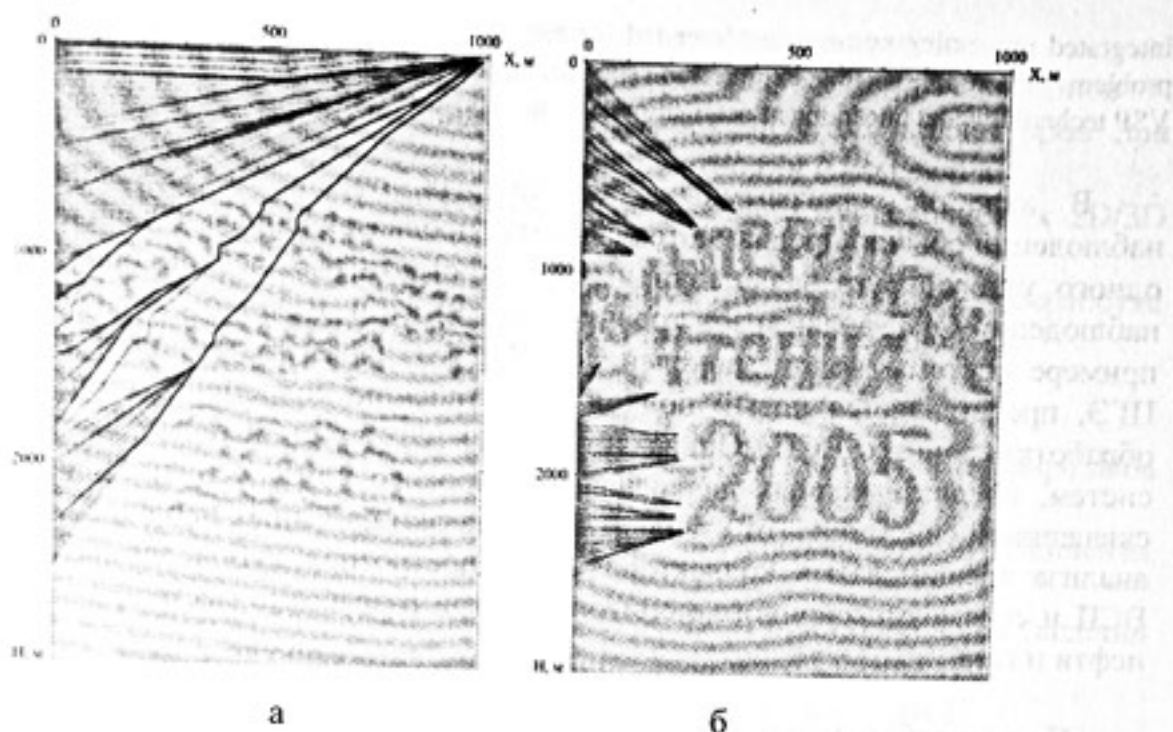


Рис.2. Расчет полей времен для сеточной модели
 а поле времен падающих волн, б - поле времен от дифрагирующих объектов.

ПРИНЦИПЫ ПОСТРОЕНИЯ ИНТЕГРИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ 3С 3D ВСП

С.И.Александров, Г.Н.Гогоненков, В.А.Мишин, М.В.Перепечкин
 ОАО «ЦГЭ», г.Москва

PRINCIPLES OF CONSTRUCTION OF 3C 3D VSP DATA PROCESSING INTEGRATED SYSTEM

S.I.Alexandrov, G.N.Gogonenkov, V.A.Mishin, M.V.Perepechkin
 CGE JSC, Moscow, Russia

Аннотация

На примере интегрированной системы нового поколения "MultiVSP", разработанной в ОАО ЦГЭ, рассматриваются принципы построения современных систем обработки данных ВСП, предназначенных для решения широкого круга основных задач скважинной сейсмологии. Основное внимание в докладе уделяется технологии 3D ВСП и вопросам планирования систем наблюдений.

Abstract

The principles of construction of modern VSP data processing systems are considered on an example of the new generation integrated system "MultiVSP" developed in CGE JSC.

Integrated processing systems are intended for the complex solution of the broad circle of problems of borehole seismic exploration. The basic attention in the report is given to both 3D VSP technology and questions of acquisition system planning.

В качестве программных средств для обработки скважинных наблюдений обычно предлагаются системы, предназначенные для решения одного узкого круга задач, например, для стратиграфической привязки наблюдений ОГТ, анализа зон трещиноватости и т.п. В данном докладе на примере системы нового поколения "*MultiVSP*", разработанной в ОАО ЦГЭ, представляется новый подход к построению современных систем обработки данных ВСП. Он заключается в создании интегрированных систем, предназначенных для решения широкого круга основных задач скважинной сейсмоки – от стандартной привязки наземных наблюдений и анализа трещиноватых коллекторов – до построения кубов данных 3D ВСП и сейсмозмиссионного мониторинга при разработке месторождений нефти и газа.

При разработке системы "*MultiVSP*" были использованы следующие принципы:

1. Работа под управлением MS Windows 2k/XP
2. Возможность многопользовательской сетевой обработки на основе поддержки идеологии «Клиент-Сервер»
3. Встроенные и связанные между собой средства визуализации (визуализация модели данных, 2D/3D визуализация)
4. Расширяемый набор алгоритмов обработки данных
5. Интегрированная база данных (БД) с поддержкой стандартных форматов ODBC
6. Автономные модули загрузки данных в БД
7. Геометрические селекторы данных на основе интерактивных графических запросов к БД, в том числе набор специальных селекторов для миграции данных 3D ВСП
8. Возможность совместного анализа и аппликации кубов наземных и скважинных данных 3D ВСП
9. Возможность обработки данных до и после миграции (3D ВСП)
10. Сохранение истории обработки
11. Возможность работы в режиме реального времени (при обработке данных мониторинга)

В настоящее время при разработке новой системы обработки данных ВСП реализовано решение следующих основных задач:

- Стратиграфическая привязка поверхностных наблюдений (в комплексе с обработкой данных многоволнового каротажа и анализа модулей упругости среды)

- Анализ поглощающих и отражающих свойств разреза
- Построение скоростных моделей среды по волнам разных типов
- Исследование неоднородных и трещиноватых коллекторов при помощи анализа сейсмической анизотропии и рассеяния
- Построение сейсмических мигрированных многоволновых 2D/3D изображений
- Непрерывный диагностический мониторинг при разработке месторождений углеводородов (ГРП, заводнение и др.)
- Планирование систем скважинных наблюдений

В соответствии с этим в обрабатывающую систему интегрированы следующие элементы:

- Средства контроля качества и повышения отношения сигнал/помеха
- Система обработки наблюдений 3С ВСП при нормальном падении (включая обработку данных многоволнового каротажа)
- Система обработки азимутальных наблюдений 3С ВСП
- Система обработки данных 3С ВСП по совокупности удалений и азимутов
- Система обработки "массивных" наблюдений 3С 3D ВСП
- Система планирования наблюдений 3D ВСП
- Система обработки данных пассивного сейсмического мониторинга
- Система планирования наблюдений по технологии пассивного сейсмического мониторинга
- Системные средства загрузки данных в БД, селекции и визуализации данных и др.

Для наиболее дорогостоящих наблюдений, связанных с большими объемами данных, например, по технологии 3D ВСП, реализовано планирование систем наблюдений. Оно заключается в выборе оптимальных выносов пунктов возбуждения, плотности и конфигурации их размещения, прогнозе кратности по бинам для целевых горизонтов и других факторов на основе моделирования волновых полей с возможностью имитации полного цикла обработки данных 3D ВСП.

Новый подход к построению современных систем обработки данных скважинных наблюдений, реализованный в системе "MultiVSP", позволяет обеспечить большую гибкость и комплексность при анализе данных и тем самым повысить как технологичность обработки, так и информативность и достоверность результатов.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОТРАЖАТЕЛЬНОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ СРЕДЫ И НАКЛОНОВ ГРАНИЦ ПУТЕМ ВЕКТОРНОЙ ИНВЕРСИИ

И.В.Яковлев*, А.В.Баев**, А.А.Табаков***, А.М.Турчков*

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

*** ОАО «ЦГЭ», г. Москва

DETERMINATION OF THE REFLECTIVITY AND BOUNDARY DIPS BY MEANS OF THE VECTOR INVERSION METHOD

I.V.Yakovlev*, A.V.Baev**, A.A.Tabakov***, A.M.Turchkov*

*GEOVERS, Moscow, **Moscow State University, ***CGE, Moscow

Аннотация

Представлен метод динамической инверсии данных ВСП, позволяющий по многокомпонентным трассам коридорного суммирования всех основных типов волн в рамках лучевой модели рассеяния на границе раздела двух сред восстанавливать кривые распределения коэффициентов отражения PP и SS волн, соответствующих нормальному падению, а также вектор нормали к границе. Приводятся результаты опробования метода на модельных и реальных материалах ВСП.

Abstract

A method of dynamic inversion of VSP data is introduced which allows recovering of PP and SS reflection coefficients as well as normal vector to a boundary. Multi-component corridor stack traces of all general wave types produced on the interface in the case of P wave incidence are taken as initial information for the method. Ray model of scattering is considered. Values of the reconstructed reflection coefficients correspond to the normal incidence on the interface. Synthetic and real data examples of vector inversion are presented.

Среди задач, решаемых методом ВСП, важное место занимает восстановление упруго-плотностных характеристик среды (коэффициентов отражений, импедансов) вдоль профиля наблюдений.

В качестве распределения коэффициентов отражения P волн обычно берется трасса однократных отражений, полученная в результате коридорного суммирования поля отраженных продольных волн, выделенного при обработке данных ВСП с ближнего пункта возбуждения. По этой же трассе с помощью процедуры оптимальной динамической инверсии рассчитывается кривая акустического импеданса, используемая в дальнейшем для сопоставления данных ВСП и ГИС.

Однако в условиях, когда значительная часть энергии переходит в обменные волны (при углах падения, отличных от нормального) для корректной оценки перепада жесткости на границе раздела необходимо учитывать как угол падения на эту границу, так и векторы смещений всех типов волн, образовавшихся в результате рассеяния на ней (рис. 1).

Метод векторной лучевой инверсии [1] разработан с целью восстановления коэффициентов отражения, соответствующих

нормальному падению на границу раздела жесткостей, для монотипных PP и SS волн, а также вектора нормали к границе. Исходной информацией для такой процедуры инверсии служат векторы смещений прямой P, отраженной PP, отраженной обменной PS и проходящей обменной PS волн, заданные вдоль профиля наблюдений в виде многокомпонентных трасс коридорного суммирования полей соответствующих типов волн (кроме прямой волны, заданной в виде обычной сейсмограммы ВСП) – рис. 2

Процедура инверсии проводится следующим образом. Вначале из условия непрерывности градиента смещений и фаз на границе вычисляются кинематические параметры среды (отношения скоростей), а также ориентация вектора нормали в пространстве. Затем применяется условие непрерывности нормальных компонент напряжения, из которого может быть вычислено отношение плотностей. Наконец, зная отношения скоростей и плотностей, становится возможным рассчитать искомые коэффициенты отражения, соответствующие нормальному падению на границу: $k_{PP} = \frac{d_1 - \rho}{d_1 + \rho}$, $k_{SS} = \frac{d_3 - \rho d_2}{d_3 + \rho d_2}$, где $d_1 = \bar{v}_P / \bar{v}_P$, $d_2 = \bar{v}_P / \bar{v}_S$, $d_3 = \bar{v}_P / \bar{v}_S$

– отношения скоростей, $\rho = \rho^+ / \rho^-$ – отношение плотностей, индексы «P» и «S» обозначают скорости продольных и поперечных волн, а индексы «-» и «+» обозначают, соответственно, параметры сверху и снизу от границы раздела.

Векторная инверсия применяется вдоль всего профиля наблюдений в скользящем окне по глубине, в результате чего формируется (рис. 3): 1) трасса «нормальных» PP коэффициентов отражения; 2) трасса «нормальных» SS коэффициентов отражения; 3) кривая значений углов, в каждой точке профиля задающих ориентацию вектора нормали к предполагаемой отражающей границе (наклоны границ).

Опробование метода на синтетических данных ВСП показало хорошее совпадение восстановленных параметров значениям, заложенным в модель среды. Также в докладе приводятся результаты применения процедуры векторной инверсии при обработке реальных материалов ВСП.

Литература

3. А.В. Басев, И.В. Яковлев, А.А. Табаков, И.Е. Солтан. Векторная миграция данных ВСП. Технологии сейсморазведки. 2004. 1. С. 4-9.

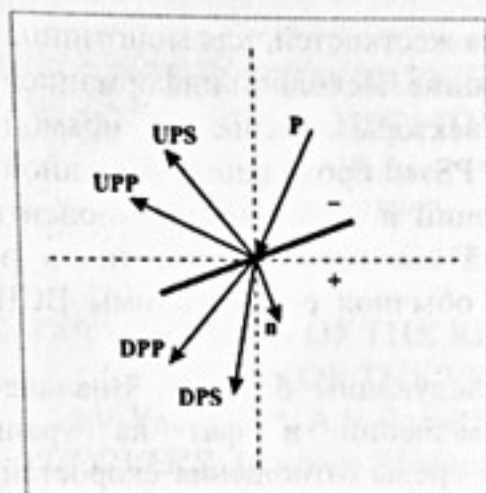


Рис.1 Схема рассеяния на границе раздела двух сред при падении продольной волны: P – падающая продольная волна, UPP – отраженная монотипная продольная волна, UPS – отраженная обменная поперечная волна, DPP – преломленная продольная волна, DPS – проходящая обменная поперечная волна

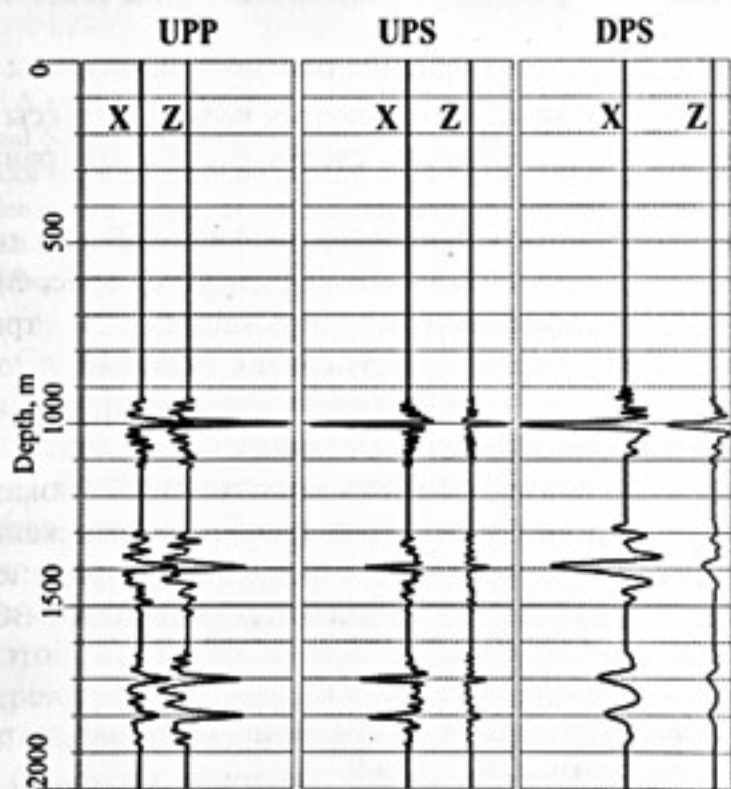


Рис.2 Двухкомпонентные трассы коридорного суммирования

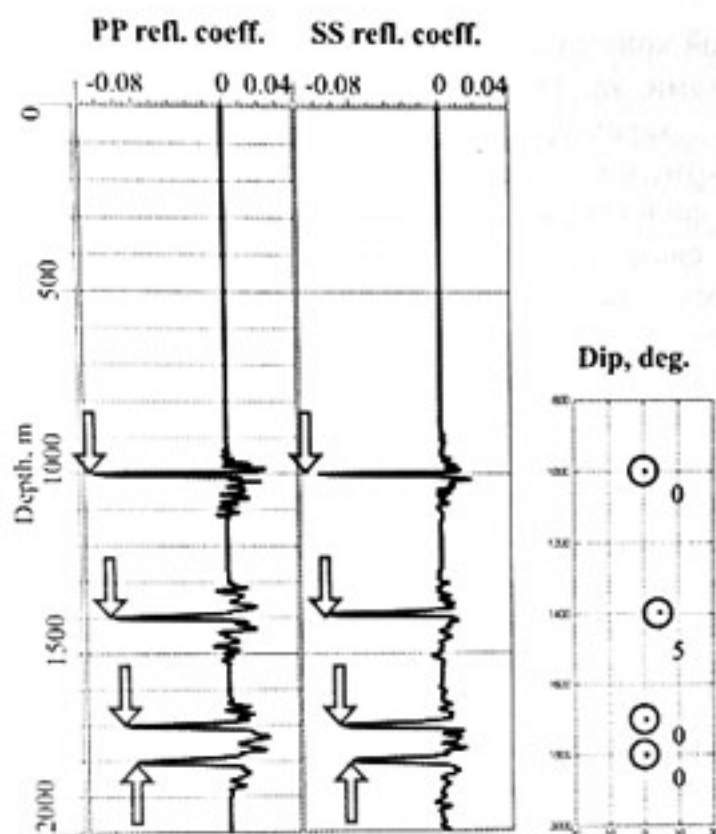


Рис.3 Результаты векторной инверсии модельных данных ВСП. Стрелками и кружками показаны точные значения заложенных параметров

ПРИМЕНЕНИЕ ВЕЙВЛЕТ-АНАЛИЗА В ОБРАБОТКЕ ДАННЫХ ВСП

Битюкова Е.В.

МГУ им. М.В. Ломоносова, СК «ПетроАльянс Сервисис Компани Лимитед», г.Москва

USE OF WAVELET ANALYSIS FOR VSP DATA PROCESSING

Ekaterina Bityukova

Moscow State University, PetroAlliance

Аннотация

В данной работе рассмотрены возможности использования вейвлет-анализа в обработке данных ВСП, в частности, для подавления волн-помех, таких как гидроволна и волна по колонне.

Abstract

This work considers a potential of wavelet analysis for VSP data processing, especially for suppressing noise such as hydro wave and column's wave.

Часто из-за неудачной конструкции исследуемой скважины поле ВСП осложнено такими помехами, как гидроволна и волна по колонне. В виду того, что частотные характеристики этих волн-помех сильно перекрываются с частотными характеристиками полезного сигнала, применение полосовой фильтрации в борьбе с ними положительного результата не дает. В связи с этим актуальна задача добавления в стандартный граф обработки процедуры, способной подавлять упомянутые помехи. Поиск решения этой задачи велся при помощи вейвлет-анализа.

Для исследования была выбрана скважина 1 N-ого месторождения Тимано-Печорской провинции. Скважина является наклонно-направленной, отход ствола на забое составляет более 1300м. Был отработан один ПВ, интервал наблюдений - 50-2500м. В качестве источника использовалась пневмопушка Пульс-2 объемом 2 литра и максимальным давлением внутри камеры 160МПа, погруженная на 9м. Регистрация колебаний осуществлялась одновременно тремя 3-х компонентными модулями с шагом 10 м вдоль ствола скважины с 5-ю накоплениями.

Вейвлет-анализ данных ВСП был реализован в пакете MATLAB с использованием его приложения Wavelet Toolbox. Для экспериментов с данными ВСП были выбраны вейвлеты симлет и коифлет с пятью нулевыми моментами, так как они наиболее схожи с импульсом падающей волны.

Одномерное дискретное вейвлет-разложение было осуществлено на пять масштабов. Разложение показало, что волна по колонне локализована на первом и втором масштабах разложения, гидроволна – на первых трех масштабах. Значит, путем восстановления сигнала без этих масштабов упомянутые помехи можно побороть.

Однако на третьем масштабе не мала роль и полезного сигнала, что обязывает к выбору такого вейвлета, разложение при помощи которого, дало бы наименьшую потерю полезного сигнала, при его восстановлении без первых трех масштабов. Таким вейвлетом оказался коифлет.

Двумерное вейвлет-разложение было также осуществлено на пять масштабов. Волны-помехи доминируют над полезным сигналом на первых трех масштабах, следовало бы их обнулить. Однако для сохранения полезного сигнала горизонтальные направления второго и третьего масштабов обнулены не были.

Волновое поле, полученное после применения вейвлет-анализа неоспоримо лучше исходного (Рис.1а, 1б). Высокочастотные помехи подавлены, поле подлежит дальнейшей обработке.

Итак, закономерен вывод, что применение вейвлет-анализа целесообразно в борьбе с такими помехами, как гидроволна и волна по колонне. В результате исследования была предложена процедура подавления помех, которая заключается в одномерном или двумерном

дискретном многомасштабном вейвлет-разложении волнового поля, нахождении масштабов, где помеха доминирует над полезным сигналом, и восстановлении поля без этих масштабов. Эта процедура была опробована на реальных данных ВСП, и ее применение дало положительный результат. Процедура была названа вейвлет-фильтрацией и предложена в качестве новой процедуры графа обработки данных ВСП. Вейвлет-фильтрация была одобрена в производстве, планируется ее тестирование на других данных и внедрение.

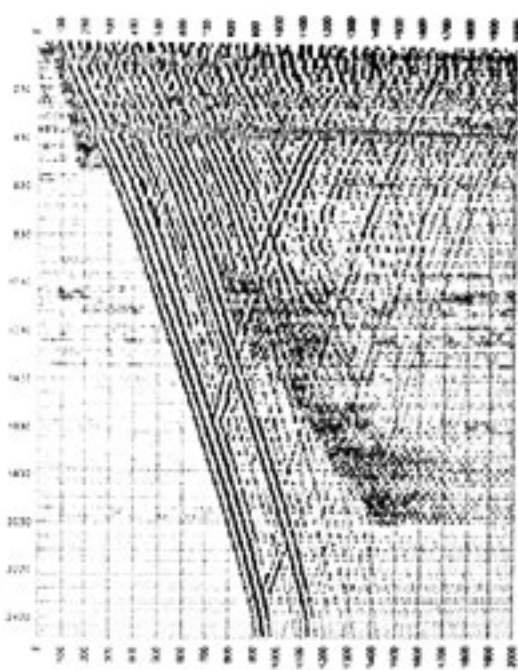


Рис. 1а Исходное волновое поле ВСП на Z компоненте

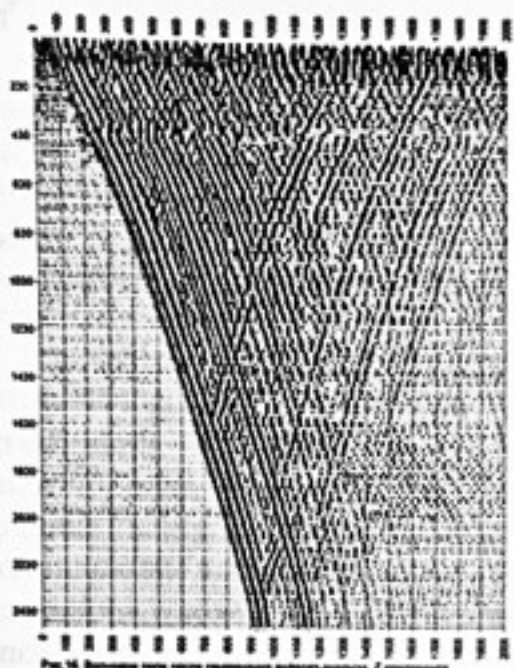


Рис.16 Волновое поле после применения вейвлет-анализа Z компоненты

**КОРРЕКЦИЯ СТАТИЧЕСКИХ ПОПРАВКОВ В МЕТОДЕ
МНОГОКРАТНЫХ ПЕРЕКРЫТИЙ ПО МЕТОДИКЕ «ПОЛИКОР»
ДЛЯ ОБРАБОТКИ СОВМЕЩЕННЫХ ПОВЕРХНОСТНО-
СКВАЖИННЫХ НАБЛЮДЕНИЙ.**

А.В.Копчиков*, А.А.Табаков**, В.Н.Ференци*, В.Л.Елисеев**
*ООО «ГЕОВЕРС», г. Москва, **ОАО «ЦГЭ», г. Москва

**STATICS CORRECTION IN THE INTEGRATED SURFACE-
DOWNHOLE SURVEY DATA USING POLYCOR METHOD**

A.V.Kopchikov*, A.A.Tabakov**, V.N.Ferentsi*, V.L.Eliseev**
*GEOVERS, Moscow, **CGE, Moscow

Аннотация.

«ПОЛИКОР» – альтернативный метод оценки статики в данных ОГТ для четырехфакторной модели временных сдвигов в сейсмических трассах. Эта модель включает в себя кинематические сдвиги, сдвиги за наклон горизонтов, а также поправки за пункт возбуждения (ПВ) и пункт приема (ПП).

Метод «ПОЛИКОР» обладает высокой помехоустойчивостью. При расчете поправок за ПВ и ПП практически исключается их зависимость от величин разброса самих поправок (верно для широкого диапазона). Также отсутствует необходимость в предварительной оценке скоростей.

Abstract. «POLYCOR» is an alternative method of static estimation in CDP data for four-factor model of time shifts in seismic traces. This model includes kinematical shifts, dip shifts and shot (SP)/receive (OP) statics.

«POLYCOR» method features high noise immunity. Accuracy of SP/OP statics determination in practice does not depend on deviation of parameters values (this is true for wide range of parameters). With the use of «POLYCOR» method for estimation of statics corrections it is not necessary to involve a priori estimation of velocity.

Описание метода. Стандартным и наиболее общим подходом к решению задачи оценки статических поправок является расчет относительных сдвигов между трассами и решение системы уравнений, обеспечивающей разделение факторов и оценку поправок за ПВ/ПП. Наличие четырех факторов, совместно влияющих на сдвиги между сейсмическими трассами, нередко приводит к неустойчивости получаемых решений и необходимости проведения итеративного процесса. Сходимость процедуры сильно зависит от качества исходного материала (отношение сигнал/помеха), а также от величины разброса искомых параметров.

Впервые метод «ПОЛИКОР» был предложен в 1979 г. (А.А. Табаков, Э.Н. Камышев), но результаты оценки эффективности и помехоустойчивости метода опубликованы не были.

Идея метода «ПОЛИКОР» основывается на расчете первичных рядов корреляционных функций между трассами равных удалений для соседних сейсмограмм, последующей их корреляции и накапливания полученных рядов корреляционных функций. Рис. 1 иллюстрирует схему расчета корреляционных функций первого порядка на обобщенной плоскости.

На рис. 2 приводятся результаты, полученные методом «ПОЛИКОР» на модельных данных, а также иллюстрируется его алгоритм.

В рядах корреляционных функций первого порядка (рис. 2а) сдвиги не зависят от скоростного разреза – в расчете участвуют только градиенты скоростей. Сдвиги максимумов этих функций являются суммой относительных статических поправок за ПВ и ПП, а также сдвигов связанных с наклоном горизонтов. В корреляционных функциях второго порядка сокращается влияние поправок за ПП и влияние наклонов горизонтов (накопленные корреляционные функции второго порядка изображены на рис. 2б). Сдвиги максимумов корреляционных функций второго порядка являются вторыми производными от ряда статических поправок за ПВ и не зависят от трех других факторов.

После определения сдвигов за ПВ выполняется исключение рассчитанных поправок за ПВ из рядов корреляционных функций первого порядка, их накапливание и оценка статических сдвигов за ПП по накопленным рядам корреляционных функций первого порядка (рис. 2в).

Модельный эксперимент. Целью проведенных модельных исследований было:

- подтверждение возможностей неитерационного разделения факторов модели временных сдвигов,
- независимость точности и надежности расчета статических поправок от величины разброса искомых параметров,
- подтверждение высокой помехоустойчивости метода.

Для решения поставленной задачи в качестве исходных были рассчитаны синтетические сейсмограммы для горизонтально-слоистой модели.

В полученные таким образом исходные сейсмограммы для разных этапов модельного эксперимента:

- вносились случайные независимые статические сдвиги за ПВ и ПП,
- добавлялся белый шум различного уровня,
- вносился шум в конкретный сейсмоприемник для всех сейсмограмм, а также для одной выбранной сейсмограммы – шум, превышающий уровень сигнала.

Параметрами эксперимента являлись среднеквадратичный разброс поправок и относительный уровень белого шума (отношение среднеквадратичных амплитуд сигнала и шума). По модельным сейсмограммам с шумами оценивались статические поправки за ПВ и ПП и рассчитывались их среднеквадратичные отклонения от статических сдвигов, заданных априорно.

Результаты эксперимента. Сопоставление восстановленных и фактически заданных априорных поправок показало следующее:

- точность оценки статических поправок за ПВ не зависит от значений априорно заданных статических сдвигов за ПП, а точность оценки статических поправок за ПП, в свою очередь, не зависит от величины разброса статических сдвигов за ПВ,
- наличие в сигнале белого шума практически не сказывается на надежности и точности работы алгоритма (в качестве исключения выступают начальный и конечный участки профиля с неполнократной системой наблюдений, а также сильные шумы, превышающие уровень полезного сигнала).

Выводы. В результате модельного эксперимента была подтверждена высокая помехоустойчивость метода. Было показано, что точность определения поправок за ПВ и ПП практически не зависит от разброса этих поправок (действительно для широкого диапазона значений поправок). Для оценки статических поправок не требуется предварительная оценка скоростей.

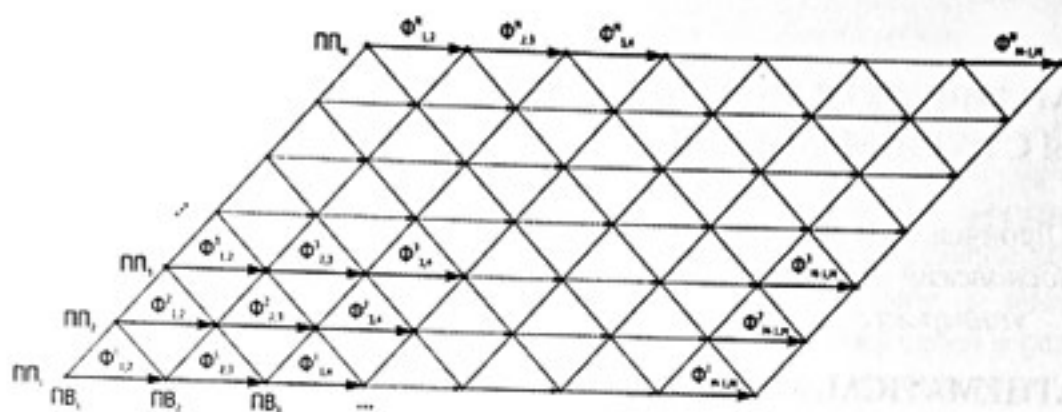


Рис.1 Схема расчета первичных функций взаимной корреляции трасс равных удалений.

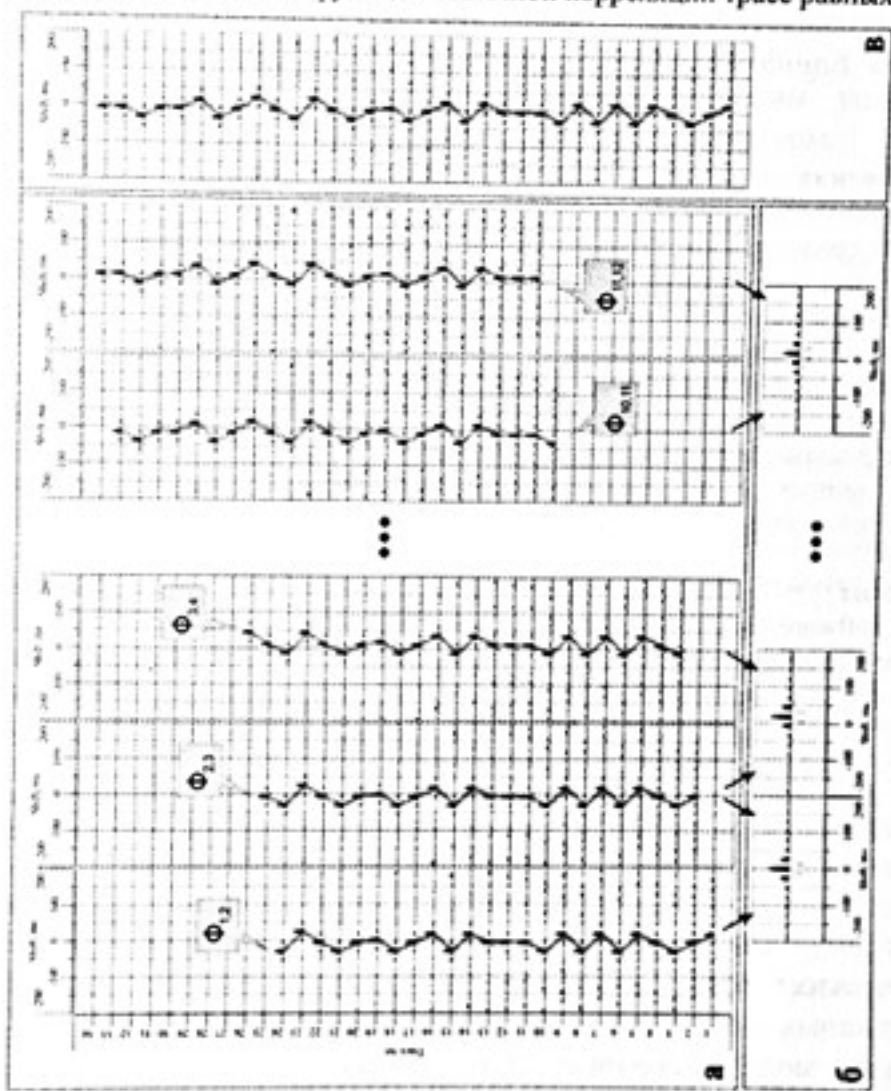


Рис.2 Результаты работы алгоритма «ПОЛИКОР» на модельных данных: (а) ряды корреляционных функций 1-го порядка, (б) накопленные ряды корреляционных функций 2-го порядка, (в) накопленные ряды корреляционных функций 1-го порядка.

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ТРЕХМЕРНОЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ С РАЗЛОМАМИ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ПРЯМЫХ И ОБРАТНЫХ ЗАДАЧ ГЕОФИЗИКИ

В.А.Ларичев, Д.Н.Лесонен, Г.А.Максимов, Е.В.Подъячев, А.В.Деров
Московский инженерно-физический институт (государственный университет, г.Москва, e-mail: maximov@dpt39.mephi.ru)

MATHEMATICAL MODEL OF 3D GEOLOGICAL MEDIUM WITH RUPTURES FOR SOLUTION OF DIRECT AND INVERSE GEOPHYSICAL PROBLEMS

V.A.Larichev, D.N.Lesonen, G.A.Maximov, E.V.Pod'ychev, A.V.Derov
(Moscow Engineering-Physics Institute (State University), Moscow, e-mail: maximov@dpt39.mephi.ru)

Аннотация

В докладе представлен программный комплекс для моделирования сложных трехмерных геологических структур. Использование параметрических би-сплайнов для аппроксимации произвольно распределенных в пространстве данных при построении отдельной геофизической поверхности совместно с иерархической структурой типа дерева для упорядочения отдельных поверхностей в общей модели и удаления их пересекающихся частей являются оригинальными подходами данной разработки.

Развитая математическая модель построения трехмерных геологических структур с разломами позволяет создавать сложные геологические структуры на основе реальных данных с их трехмерной визуализацией, также как и рассчитывать сейсмические волновые поля в реальных геологических структурах.

Abstract

The software for modeling of complex 3D geological structures is presented in the report. The use of parametric b-spline approximation of arbitrary distributed data to build single geophysical surface together with special tree-hierarchy structure for ordering of separate surfaces in the model and cutting of their intersecting parts are the original approaches of the development.

The developed mathematical model for construction of 3D geological structures with faults allow to build complex geological structures by real data with 3d visualization, as well as make calculations of seismic wave fields in real geological structures.

Современный уровень детальности и точности описания геологических сред, необходимый для поиска и дискриминации перспективных нефтяных и газовых горизонтов, требует использования трехмерных моделей геологических структур для решения как прямой, так и обратной задач сейсмического профилирования. Таким образом, моделирование сложных трехмерных геологических структур с внутренними границами по реальным произвольно распределенным данным для их дальнейшей трехмерной визуализации и расчета волновых полей в таких структурах является актуальной задачей.

Чтобы быть адекватными реальности математические модели сред должны удовлетворять следующим требованиям:

- Модель должна описывать блочно-однородную (градиентную), преимущественно слоистую структуру с криволинейными границами отдельных блоков, возможно, с их неоднозначной проекцией на горизонтальную плоскость, а также с возможностью внутренних разрывов.

- Входными данными модели является информация о положении границ структурных элементов (границах геологических слоев и разломов) в виде набора произвольно расположенных в пространстве точек, заданных, возможно, с некоторой погрешностью.

- Модель должна позволять вычислять свойства среды в любой ее точке, а также такие параметры границ ее структурных элементов, как координаты границ, нормали к ним и локальные кривизны.

- Модель должна описываться возможно меньшим количеством параметров, зависящем от сложности описываемой структуры.

Предлагаемая модель, удовлетворяющая этим требованиям, может быть представлена как набор трехмерных геологических слоев характеризуемых плотностью, скоростями продольных и поперечных волн, а также, если необходимо, другими параметрами. Эти слои разделены в общем случае неплоскими границами.

Требования к описанию границ раздела слоев в предлагаемом подходе вытекают как из необходимости адекватно описывать реальные геологические структуры, так и с особенностями методов расчета волновых полей в рамках модели. В частности, поскольку для вычисления волновых полей часто используется лучевой метод, границы слоев должны быть гладкими поверхностями с непрерывными производными до второго порядка.

В предлагаемом подходе используется слоистая структура среды, но при этом границы слоев представляют собой в целом гладкие искривленные поверхности с разрывами, в общем случае с неоднозначной проекцией на горизонтальную плоскость. Каждая поверхность строится независимо, по соответствующим ей данным сейсморазведки и скважинным данным, и представляет собой параметрический бикубический сплайн, получаемый как решение вариационной задачи. Это позволяет удовлетворить различным дополнительным условиям, в частности разнообразным граничным условиям. При таком подходе границы и их дифференциальные характеристики описываются аналитически, что является важным преимуществом при решении сейсмических задач.

Заметим, что настоящее время в геофизике бикубические сплайны активно используются для описания поверхностей раздела геологических сред. Разным аспектам такого использования посвящены, например, недавние работы [1-3].

В общем случае, на параметрической сетке $\{(u_j, v_j)\}_{j=1, j=1}^{N_u, N_v}$ параметрический бикубический сплайн может быть представлен, как разложение по В-сплайнам в виде.

$$s_w(u, v; \{C_{ij}^w\}_{i,j=0}^{N_u+1, N_v+1}) = \sum_{i=0}^{N_u+1} \sum_{j=0}^{N_v+1} C_{ij}^w \varphi_i(u) \varphi_j(v) \quad (1)$$

где $w = x, y, z$, а $\varphi_k(t)$ - k -ый В-сплайн.

Задача о нахождении совокупности коэффициентов этого сплайна $\{C_{ij}^w\}_{i,j=0}^{N_u+1, N_v+1}$, может быть поставлена как задача минимизации функционала:

$$F_w(\{C_{ij}^w\}_{i,j=0}^{N_u+1, N_v+1}) = F_w^z + F_w^{reg} + F_w^{kr} + F_w^{dr} \quad (2)$$

где слагаемое

$$F_w^z(\{C_{ij}^w\}_{i,j=0}^{N_u+1, N_v+1}) = \sum_{i=1}^Q (s_w(u_i, v_i) - w_i)^2 \quad (3)$$

ответственно за прохождение поверхности вблизи точек данных, слагаемое

$$F_w^{reg}(\{C_{ij}^w\}_{i,j=0}^{N_u+1, N_v+1}) = \alpha_w \int_{\Omega} (s_w^2 + 2s_{wv}^2 + s_v^2) d\Omega \quad (4)$$

где $\Omega = [u_0, u_{N_u}] \times [v_0, v_{N_v}]$ являющееся линейризованным функционалом (кривизны) тонкой пластины отвечает за регуляризацию и сглаживание данных, слагаемые

$$F_w^{kr}(\{C_{ij}^w\}_{i,j=0}^{N_u+1, N_v+1}) = \beta_w \int_{\Gamma} dl (s_w - f_w(l))^2 \quad F_w^{dr}(\{C_{ij}^w\}_{i,j=0}^{N_u+1, N_v+1}) = \gamma_w \int_{\Gamma} dl \left(\frac{\partial s_w}{\partial n} - g_w(l) \right)^2 \quad (5)$$

определяет близость краев поверхности к контуру, заданному совокупностью функций $f_w(l)$, где l пробегает по границе Γ области Ω .

Таким образом, при заданной параметризации построение поверхности раздела геологических слоев как параметрического бикубического сплайна сводится к системе линейных уравнений, возникающей из условия $\min F_w(\{C_{ij}^w\}_{i,j=0}^{N_u+1, N_v+1})$:

$$\frac{\partial F_w(\{C_{ij}^w\}_{i,j=0}^{N_u+1, N_v+1})}{\partial C_{ij}^w} = 0 \quad (6)$$

Решение этой системы дает коэффициенты разложения поверхности по бикубическим В-сплайнам, в терминах которых храниться информация о модели.

Обобщение изложенного подхода на нерегулярные параметрические сетки позволяет описывать гладкие поверхности с внутренними разрывами, как показано на рис.1 - рис.3.

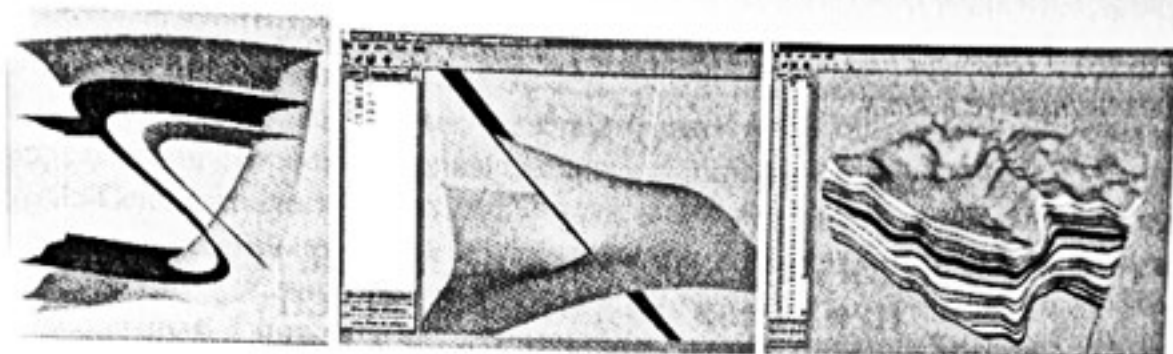


Рис.1.

Рис.2

Рис.3

Отдельные границы раздела в рамках предлагаемого подхода строятся независимо друг от друга. Чтобы исключить их взаимное пересечение и описать сложные геологические структуры границы упорядочиваются в рамках иерархической модели, которая определяет какие из частей границы реально существуют, а какие должны быть удалены.

Таким образом, не выходя за рамки слоистой топологии, такой подход позволяет описывать весьма сложные геологические структуры, границы которых имеют значительную кривизну, и могут иметь неоднозначную проекцию на горизонтальную плоскость, а также разрывы, сбросы и др.

Для решения различных задач в рамках представленной модели разработан алгоритм, позволяющий определить свойства среды в любой точке как внутри слоя, так и на граничных поверхностях. Разработаны алгоритмы расчета волнового поля в модели в лучевом приближении. В частности, решена задача лучевой трассировки от источника к приемнику, а также задача вычисления волнового поля вдоль лучей.

Все описанные выше алгоритмы включены в разработанный авторами программный комплекс, предназначенный для создания трехмерных моделей геологических структур их трехмерной визуализации, а также для расчета волновых полей в рамках созданных моделей.

Литература

- [1] Apprato D., Gout C., Komatitsch D. A new method for Ck-surface approximation from a set of curves, with application to ship track data in the marianas trench // *Mathematical Geology* 2002, Vol. 34, No. 7, p.831-843.
- [2] Billings S.D., Beatson R.K., Newsam G.N. Interpolation of geophysical data using continuous global surfaces // *Geophysics* 2002, Vol. 67, No. 6; p. 1810-1822
- [3] Sulebak J.R., Hjelle Ø. Multiresolution Spline Models and Their Applications // *Geomorphology Concepts and Modeling in Geomorphology: International Perspectives* TERRAPUB, Tokyo, 2003. pp. 221-237.

**СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ ТЕРРИТОРИИ
ПРИКАМЬЯ ПО ДАННЫМ ПМ ВСП**

Ю.В.Чудинов, Р.Ф.Лукиянов, А.П.Лаптев, А.И.Шляпников
ОАО «Пермнефтегеофизика», г.Пермь

**SEISMIC AND GEOLOGICAL ZONATION OF THE PRIKAMYE
TERRITORY
ACCORDING TO PM VSP DATA**

J.V.Chudinov, R.F.Lukyaynov, A.P.Laptev, A.I.Shlyapnikov
JSC «Permneftegeofizika»

Аннотация

В ОАО «Пермнефтегеофизика» на производственном уровне проводятся работы ПМ ВСП. Накоплен большой опыт регистрации и обработки данных на поперечных волнах в различных сейсмогеологических условиях. Выполнено районирование территории Прикамья по качеству и информативности регистрации поперечных волн. Даны рекомендации на проведение наземных сейсморазведочных работ ЗС ОГТ.

Abstract

JSC "Permneftegeofizika" has been carrying out PM VSP works in an industrial scale. A great experience in data acquisition and processing for shear-waves in different seismic and geological environments has been accumulated. Zonation of the Prikamye territory according to quality and informativity for shear-wave recordings has been fulfilled. Recommendations for surface 3C CDP survey have been made.

В данной работе были использованы сейсмические материалы ВСП и НВСП, полученные источником вертикальной силы (вибратор). Регистрация сейсмических колебаний проводилась как однокомпонентными вертикальными, так и трехкомпонентными сейсмоприемниками. При первых же опытах выяснилось, что интенсивная поперечная волна возникает при падении продольной волны на первую "жесткую" границу между терригенными и карбонатными породами (ОГ1). При удалении источника от устья скважины падающая поперечная волна (S) хорошо регистрируется как на X –компоненте, так и на Z компоненте. Модель пластовых скоростей, рассчитанная по данной волне, позволяет получать глубинные разрезы на поперечных волнах адекватные разрезам на продольных волнах. В процессе исследований установлено:

1. Чем меньше глубина границы ОГ1, тем интенсивнее волна S.
2. При увеличении глубины ОГ1 ($H > 500$ м.) начинаются проблемы с созданием правильной скоростной модели среды для выносных пунктов

возбуждения. Пластовая модель, рассчитанная по падающей S волне, создается иногда неправильно, то есть, глубинные разрезы на продольных и поперечных волнах не соответствуют друг другу. Возможно, ошибка в определении скорости S-волны связана с наклоном границы ОГ1.

3. Сейсмогеологическое районирование для продольных волн не подходит для поперечных волн. В зоне, где очень трудно получить качественную запись на продольных волнах (зоны выхода сульфатно-карбонатных пород на поверхность), на сейсмограммах ВСП регистрируется интенсивная поперечная волна.

Верхняя опорная граница на территории Пермского Прикамья связана с нижнепермскими породами, строение которых сложное, что обусловлено тектоническими движениями в нижнепермское – кайнозойское время.

По нижнепермским отложениям выделяются: восточная окраина Восточно-Европейской платформы, Предуральский прогиб и складчатый Урал. В основу районирования положена величина глубины первой «жесткой» границы ОГ1. Выделены три зоны, различающиеся по качеству регистрации поперечных волн, а также зона слабой изученности методом ВСП и НВСП (рис. 2).

Зона I. Зона хорошей информативности и качественной регистрации поперечных волн. Вытянута в меридиональном направлении от южной границы Пермской области, она заканчивается чуть севернее г. Добрянка. Западная граница зоны соответствует глубине залегания кровли сульфатно-карбонатных пород иренского горизонта (P_{1ir}) $H = 120-150$ м. Восточная граница зоны почти совпадает с границей Предуральского прогиба. ОГ1 в широтном направлении воздымается с запада на восток и на большей части зоны выходит на поверхность. Падающая поперечная волна по энергии в 1.2-1.8 раза интенсивнее падающей продольной волны, регистрируется на всех компонентах Z, X, Y, имеет объемную поляризацию в виде эллипсоида вращения. На исходных сейсмограммах присутствуют интенсивные отраженные поперечные волны (рис.1 запись 3, 4).

Зона II. Зона средней информативности поперечных волн. Западная граница определена схематично по глубинам залегания кровли сульфатно-карбонатных пород соликамского горизонта (P_{2sl}), восточная - в основном проходит рядом с границей Предуральского прогиба и на юге области граничит с зоной I. ОГ1 в широтном направлении воздымается с запада ($H = 520-450$ м.) на восток ($H=120-150$ м.). Падающая поперечная волна по энергии равна 0.7-1.1 от энергии падающих продольных волн, регистрируется только на Z, X компонентах, имеет линейную поляризацию. На исходных сейсмограммах присутствуют слабые отраженные поперечные волны (рис.1 запись 2).

Зона III. Зона слабой информативности и регистрации поперечных волн. В зону входит почти вся западная часть Пермской области. Глубины залегания ОГ1 $H > 550$ м. Поперечные волны разной интенсивности

образуются в этих районах, но их объединяет по разным причинам невозможность точного определения пластовых скоростей и построения реальных глубинных разрезов (рис.1 запись 1).

Зона IV. Зона слабой изученности методом ВСП и НВСП. Это территория Предуральяского прогиба: Соликамская депрессия (СолД), Юрюзано-Сылвенская депрессия (ЮСД), Верхнепечерская депрессия (ВПД), а также Передовые Складки Урала (ПСУ).

Сейсмогеологическое районирование по качеству и информативности регистрации поперечных волн необходимо при проектировании технологии скважинных работ для решения конкретных геологических задач. Но, как видно из данной работы, оптимальная технология работ ПМ НВСП должна планироваться с учетом районирования. Сейсмогеологическое районирование поможет правильно выбрать площади и технологию для проведения работ наземной сейсморазведкой ЗС. В этом году по нашим рекомендациям были проведены профильные работы ЗС ОГТ на юге Пермской области в зоне I.

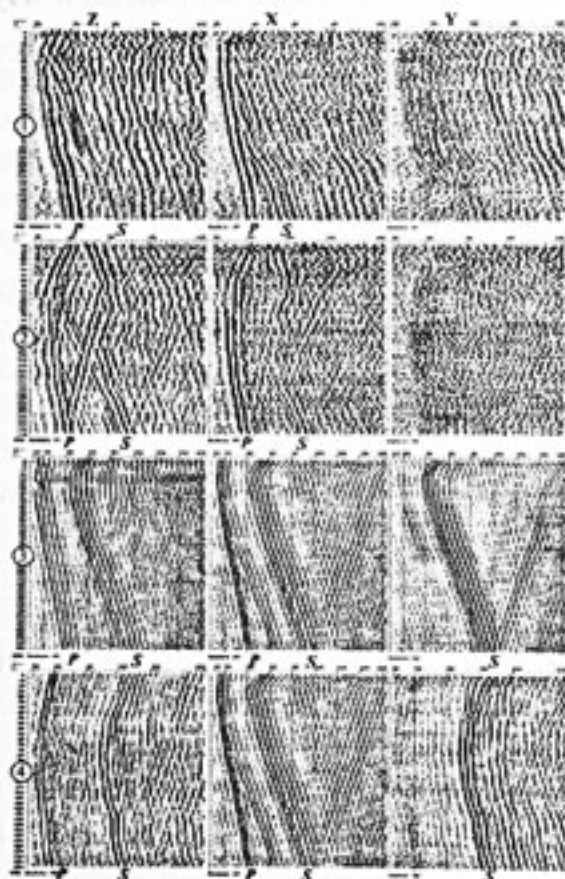


Рис.1. Исходные волновые поля по ориентированным компонентам Z,X,Y (Пермская обл.)

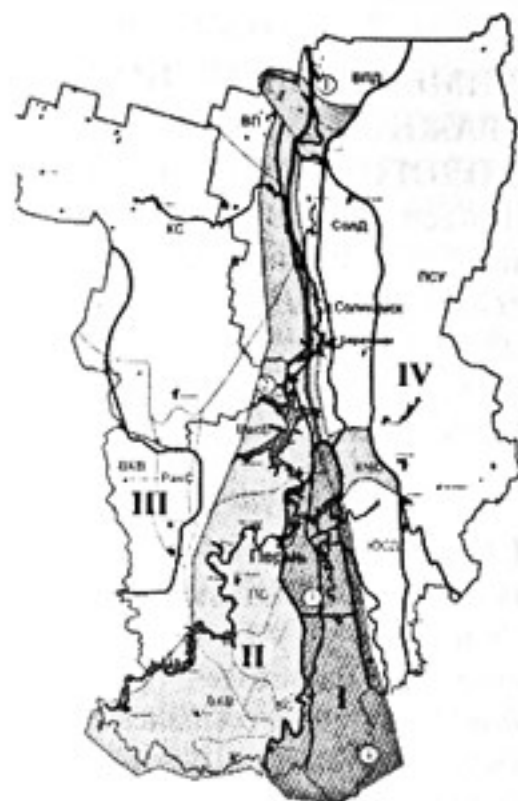


Рис.2. Схема сейсмогеологического районирования Прикамья для поперечных волн.

Литература

1. Гальперин Е.И., 1982, Вертикальное сейсмическое профилирование: М., Недра
2. Пузырев Н.Н., Бродов Л.Ю., Тригубов А.В., 1985, Сейсмическая разведка методом поперечных и обменных волн: М., Недра

ПРИМЕРЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ РАБОТ ПО МЕТОДИКЕ ВСП И ВАЖНОСТЬ ИХ АДАПТАЦИИ К РЕШАЕМЫМ ГЕОЛОГИЧЕСКИМ ЗАДАЧАМ

М.В.Чертенков*, А.Н.Касимов**, В.Д.Мотрук***, С.Ханмамедов****,
Е.Б.Смирнов*, В.П.Фарбинович**, С.А.Касимов**

*ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» г. Усинск;

** «ПетроАльянс Сервисис Компани Лимитед» г. Москва;

*** ООО «ЛУКОЙЛ-Нарьянмарнефтегаз», г. Нарьян-Мар;

**** Операционная Компания «Карасу» г. Баку.

CASE HISTORIES SHOWING HOW VSP TECHNIQUE IS APPLIED AND IMPORTANCE OF VSP TECHNIQUE ADAPTATION TO HELP PROVIDE GEOLOGICAL SOLUTIONS

M.V.Chertenkov*, A.N.Kasimov**, V.D.Motruk***, S.Khanmamedov****,
Y.B.Smirnov, V.P.Farbirovich**, S.A.Kasimov**

*LUKoil-Komi, Usinsk Town, **PetroAlliance Services Co Ltd, Moscow,

***LUKoil-NaryanMarNefteGaz, Naryan-Mar Town, Russia;

****Karasu Operating Co., Baku City, Azerbaijan

Аннотация

Проблемы декларативного подхода при решении ряда геологических задач методами ВСП обсуждались с Е.И.Гальпериным одним из авторов. Примеры решения широкого спектра геологических задач на базе данных ВСП, основывающегося на тщательном подборе технико-методических средств проведения работ на всех этапах – от полевых исследований до интерпретации данных, – подтверждают правоту идей классика. Особый интерес вызывают возможности решения задач при проведении работ ВСП в некондиционных скважинах. В докладе приводятся примеры, иллюстрирующие эффективность применения технологий ВСП для геологического моделирования в сложнопостроенных районах Азербайджана.

Abstract

One of the contributors to this paper had a chance to discuss with Dr Y. Galperin a declarative approach to providing geological solutions with the VSP methods. Case histories show how VSP data can be used to help reach a broad range of geological goals by thoroughly selecting technique and procedures at all work stages from acquisition through to the processing of data and confirm the ideas of the VSP classic. Of special interest are VSP survey abilities in substandard well conditions. The paper also illustrates VSP technology effectiveness in geological modeling for complex-structure areas of Azerbaijan.

Е.И.Гальперин был противником декларативного подхода при определении возможностей ВСП. Он неоднократно отмечал, что технико-методические параметры работ ВСП должны соответствовать решаемым геологическим задачам. И чем глубже развиваются возможности методики ВСП, тем острее стоит необходимость тщательного подбора основных параметров работ.

Компания "ПетроАльянс Сервисис Компани Лимитед" проводит работы ВСП в различных районах РФ и ближнего зарубежья. При проведении работ на всех стадиях исследований широко применяется полноволновое моделирование, как при расчете оптимальных систем наблюдения, так и при подборе моделей для интерпретации.

На конкретных примерах показаны результаты применения такого подхода.

При проведении измерений сейсмических волн в скважинах только в самом первом приближении можно считать, что измерения проводятся во внутренних точках среды, на самом деле реальные скважины зачастую являются источниками широкого спектра помех

Наличие разного рода волн помех не всегда делает невозможным проведение работ. Подбор технологии и здесь может привести к решению поставленных задач. Показаны примеры, когда даже при отсутствии цемента, скрепляющего обсадную колонну со средой, получена информация о строении геологического разреза.

Использование особенностей геологического строения иногда позволяет ставить и решать весьма не корректные интерпретационные задачи, такие, например, как использование лучевых скоростей для выявления направления трещиноватости.

В заключение авторы работы приводят примеры применения технологий ВСП для сложно - построенных геологических районов Азербайджана.

ПРИМЕНЕНИЕ ДАННЫХ ВСП ПРИ СОЗДАНИИ 3D СКОРОСТНОЙ МОДЕЛИ ПО ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

**Б.В.Монастырев, В.Б.Козак, А.И.Базаев, Д.В.Улыбин,
О.А.Гибайева, Р.С.Мельников, М.О.Черных**
ОАО «СибНАЦ», г. Тюмень

USE OF VSP DATA IN BUILDING A 3D VELOCITY MODEL FOR WEST SIBERIA

**B.V.Monastyriov, V.B.Kozak, A.I.Bazayev, D.V.Ulybin,
O.A.Gibayeva, R.S.Melnikov and M.O.Chernykh**
SibNATs Ltd, Tyumen City, Russia

Аннотация

Излагаются основы методики, технологии и предварительные результаты работ по созданию скоростной модели Западной Сибири. В качестве одной из основных компонент модели используются данные сейсмокаротажа и ВСП. Работы выполняются на основе представительного объема данных, включающих сейморазведочные параметры практически по всему объему площадных работ МОВ ОГТ, региональным

сейсмическим профилям, результаты скважинных исследований. Результаты работ обеспечат повышение достоверности геолого-геофизических исследований по Западной Сибири.

Abstract

Basic methods and technology used in building a West Siberian velocity model and preliminary results are presented. Major model components are well velocity survey data and VSP data. A representative dataset that includes seismic exploration parameters from practically all CDP reflection surveys, from regional seismic lines and downhole surveys is used in this work. The results will help enhance confidence in West Siberian geological and geophysical studies

Достоверность скоростных моделей определяет качество решения задач интерпретации, в том числе - регионального структурного картирования, построения сейсмогеологических моделей, прогнозирования нефтегазоносности и петрофизических свойств нефтегазоносных горизонтов.

На территории Западной Сибири локальные скоростные модели осадочного чехла формировались в процессе проведения площадных сейсморазведочных работ, 2D скоростные модели строились по региональным сейсмическим профилям. Обобщение сейсмогеологических построений проводилось по отдельным территориям и на уровне геологических параметров, характеризующих литологические, фациальные, морфологические, тектонические и др. особенности комплексов.

В ОАО СибНАЦ проводится подготовка 3D глубинно-скоростных моделей мезозойско-палеозойских комплексов Западной Сибири. Исходные данные для работы – результаты наземных и скважинных исследований скоростей, включая в первую очередь результаты кинематической интерпретации данных сейсморазведки и данные сейсмокаротажа и ВСП, собранные практически по всей территории Западной Сибири.

Все основные этапы исследований выполняются в рамках технологии решения интерпретационных задач на базе системы *ИнтерСейс* [1-3], в процессе работ производится:

1. Сбор и архивирование стратиграфических разбивок, результатов исследования скоростей по скважинным данным в числовой региональной базе данных.
2. Сбор и архивирование результатов кинематической интерпретации данных сейсморазведки, привязки сейсмических построений к скважинным моделям, комплексная интерпретация данных.
3. Обобщение параметров скоростных моделей.
4. Построение карт средних и интервальных скоростей для меловых, юрских и доюрских комплексов.
5. Построение карт параметров модели приповерхностной части

разреза.

Состав исходных данных обоснован особенностями методики и технологии проводимых работ, направленной на корректное разделение поверхностных (ВЧР) и глубинных факторов, обуславливающих аномалии кинематических параметров, при этом:

- особенности глубинного строения территории наиболее однозначно характеризуются значениями глубин H , полученными по сейсмическим данным, которые дополняются и увязываются с данными бурения (скважинными разбивками);

- времена T_0 несут полную информацию о неоднородностях всего разреза, включая ВЧР, при корректном определении глубин по опорным горизонтам – из времен T_0 можно извлечь компоненты, обусловленные влиянием ВЧР;

- достоверные данные о скоростях обеспечены наблюдениями СК, ВСП.

Для формирования единой площадной модели по всей территории производится увязка профильных кинематических параметров в пределах локальных участков. По увязанным на пересечениях профилей параметрам производится построение поверхностей. По локальным поверхностям одноименных параметров формируются сводные поверхности (изохрон, структурные). Для последующих построений производится оценка параметров многослойной модели ВЧР, включая многолетнемерзлые породы, ее учет. Все этапы автоматизированы на основе специализированных программных средств.

Производится обработка и обобщение годографов, загруженных в БД по данным сейсмокаротажа и ВСП, в результате, по совокупности годографов формируется 3D скоростная модель. Модель представляет набор срезов (поверхностей) $T(X,Y)$, $V(X,Y)$ для уровней глубин, заданных с постоянным шагом по H . Для расчета комплексной модели используются два основных вида данных по скоростям, полученным:

- через вертикальные годографы;
- по сейсмическим данным.

Результирующие модели представлены в виде матрицы $V(X,Y,H)$ и каркаса 2D глубинно-скоростных разрезов по региональным профилям. Каркас скоростных разрезов по северной части территории показан на рис. 1, на профили вынесены скважины, в которых проводились исследования СК или ВСП. После полного завершения работ скоростная модель будет использована для последующих исследований с целью построения единых нефтегеологических моделей продуктивных комплексов, как основы уточнения оценки перспектив нефтегазоносности Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

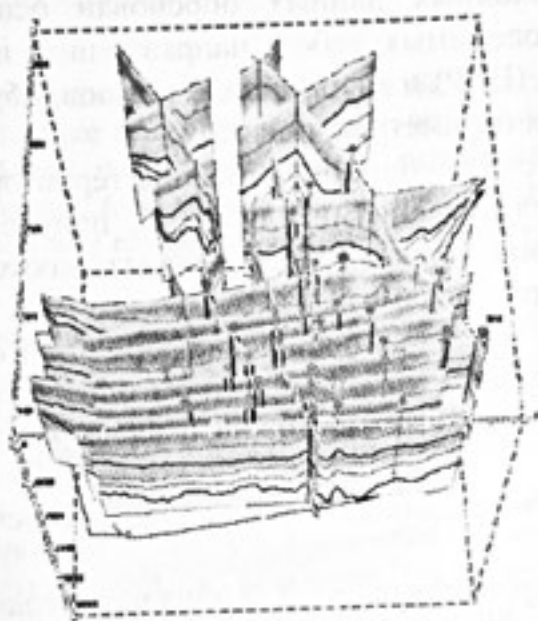


Рис. 1. Каркас глубинно-скоростных разрезов по региональным профилям севера Западной Сибири.

Литература

1. Монастырев Б.В., Козак В.Б., Базаев А.И., Улыбин Д.В. Система интерпретации данных сейсморазведки ИнтерСейс-РС. Руководство пользователя. Тюмень, 1999.
2. Монастырев Б.В., Козак В.Б., Базаев А.И., Улыбин Д.В. Система интерпретации данных сейсморазведки ИнтерСейс-GR-WIN. Руководство пользователя. Тюмень, 2001.
3. Монастырев Б.В., Козак В.Б., Базаев А.И., Монастырев В.Б. «Технология учета приповерхностных неоднородностей и результаты ее применения на Севере Западной Сибири». Геофизика, 5, 2002.

ОПЫТ КОМПЛЕКСНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ НАЗЕМНОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ 3D И ВСП В ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ЮГА СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

С.А.Барышев, Л.А.Барышев, В.Д.Клыкова
ГИЦ ФГУПП «Иркутскгеофизика», г.Иркутск

INTEGRATED INTERPRETATION OF 3D SURFACE SEISMIC AND VSP DATA ACQUIRED FROM SOUTHERN REGION OF SIBERIAN PLATFORM

S.A.Baryshev, L.A.Baryshev and V.D.Klykova
IrkutskGeofizika Co, Irkutsk City, Russia

Аннотация

В докладе представлены результаты изучения многократных волн при проведении сейсмических работ на юге Сибирской платформы. С помощью данных ВСП и моделирования исследованы особенности формирования и распространения многократных волн. Определены амплитуды однократных и многократных отраженных волн в целевом интервале разреза. Авторы считают, что интерпретация сейсмических разрезов в данных геологических условиях требует комплексного подхода с обязательным использованием физико-геологических моделей.

Abstract

In the report results of studying of multiple waves are presented at carrying out of seismic works in the south of the Siberian platform. By means of data VSP and modelling features of formation and distribution of multiple waves are investigated. Amplitudes of the primary and multiple reflected waves in a target interval are certain. Authors consider, that interpretation of seismic section in the given geological conditions demands the complex approach with obligatory use of physics-geological models.

Особенности сейсмогеологического строения юга Сибирской платформы обуславливают наличие в отраженном волновом поле большого количества помех различной природы [1]. К числу наиболее интенсивных относятся многократные волны-помехи. Анализ волновых полей ВСП показывает, что основными кратнообразующими границами в районе исследований являются: подошва зоны малых скоростей (ЗМС), залегающая на глубине от 50 до 250м, с перепадом скорости относительно подстилающих пород до 1500м/с, а также многочисленные отражающие границы в галогенно-карбонатном комплексе с перепадом скорости до 2500м/с. Однократные и многократные падающие и восходящие волны находятся во взаимной интерференции. Это является причиной того, что сигнал может претерпеть существенные изменения по мере продвижения от места образования до поверхности (Рис. 1). С увеличением глубины исследования энергетический вклад многократно-отраженных волн становится все более весомее, по-видимому, за счет синфазного наложения восходящих однократных и многократных волн. Особенно это проявляется

В нижней карбонатно-терригенной части осадочного чехла, где контрастность акустических границ мала, а суммарная энергия кратных волн значительна. Зачастую кратные волны столь интенсивны, что полностью маскируют однократные отражения.

Именно к нижней карбонатно-терригенной части осадочного чехла приурочены основные газоперспективные песчаные горизонты. Волны, отраженные от подошвы либо кровли пласта коллектора, представляют большой геологический интерес, а их динамические характеристики являются основной информацией для прогнозирования фильтрационно-емкостных свойств коллекторов. Очевидно, что присутствие многократных помех в целевом интервале записи может существенно снижать достоверность прогноза геологического разреза. К сожалению, применение традиционных способов подавления кратных волн, основанных на кинематических различиях полезных волн и помех, в сейсмогеологических условиях юга Сибирской платформы малоэффективно. Это объясняется тем, что динамические и кинематические характеристики однократно-отраженных и многократно-отраженных волн очень мало различаются. Использование адаптивных алгоритмов вычитания кратных волн также не приносит желаемого результата.

Деконволюция данных продольного ВСП позволяет эффективно разделить однократные и многократные отраженные волны и тем самым оценить интенсивность и искажающее влияние последних на полезные отражения в целевом интервале разреза. Для целей наземной сейсморазведки наиболее важна информация, полученная на вертикальном профиле приборами, расположенными у дневной поверхности. Однако, как правило, при работах ВСП проследить отраженные волны до дневной поверхности не удается (в основном это связано с техническим состоянием скважины). Для оценки отношения интенсивности кратных и однократных волн при регистрации их у дневной поверхности авторы использовали результаты моделирования. Построение глубинно-скоростной модели выполнялось по данным АК, ВСП и наземной сейсморазведки, а расчет сейсмограмм ВСП на основе упругого волнового уравнения в пакете TESSERAL (Tesseral Technology Inc.). Выполненные исследования показали, что амплитуды однократных и многократных отраженных волн в целевом интервале разреза сопоставимы, а времена прихода практически совпадают. Кроме того, выяснилось, что если геометрия границ в галогенно-карбонатной части осадочного чехла видоизменяется (например, вследствие соляной тектоники), то это еще в большей мере осложняет волновое поле. На рисунке 2 представлены трассы коридорного суммирования ВСП, полученные по двум моделям отдельно для однократных и кратных волн. Различаются модели только положением в разрезе высокоскоростного пласта толщиной 40м. В модели 1 его кровля расположена на глубине 870м, в модели 2 на глубине 800м. Как следует из

рисунка такое, на первый взгляд незначительное изменение глубинно-скоростной модели приводит к существенному изменению формы записи многократных волн в целевом интервале разреза.

Подводя итог выполненных исследований, можно с полной уверенностью утверждать, что временные разрезы МОГТ, полученные в данном районе, содержат интерференционные волны различной природы и не могут рассматриваться как совокупность однократных отражений от реальных геологических границ. Результаты проведенных модельных исследований показывают, что «эффект насыщения» является лишь одним из многих, влияющих на формирование отраженных волн, и может быть замаскирован присутствием многократных волн-помех. По этой причине методология интерпретации сейсмических разрезов в данных геологических условиях требует комплексного подхода к исследованию динамических характеристик отраженных волн. По мнению авторов, главную роль в этих исследованиях должна играть физико-геологическая модель, которая является универсальным инструментом для решения прямой и обратной задачи сейсморазведки.

Литература

1. Барышев С. А., Барышев Л. А. Комплексная интерпретация волновых полей на Ковыктинском месторождении. Технологии сейсморазведки. 2005. 2. С. 43-47.

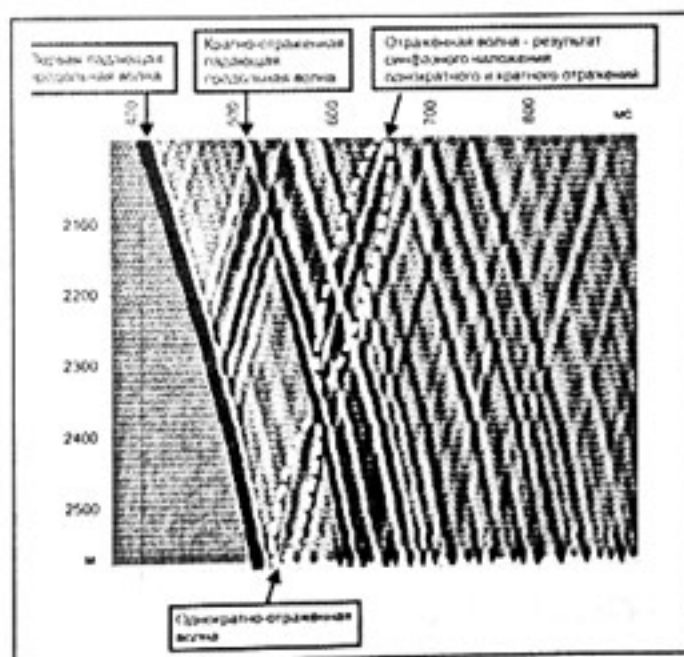


Рис.1. Изменение амплитуды однократного отражения после синфазного наложения кратно-отраженной волны. Скважина 53, удаление 95м, вертикальная компонента.

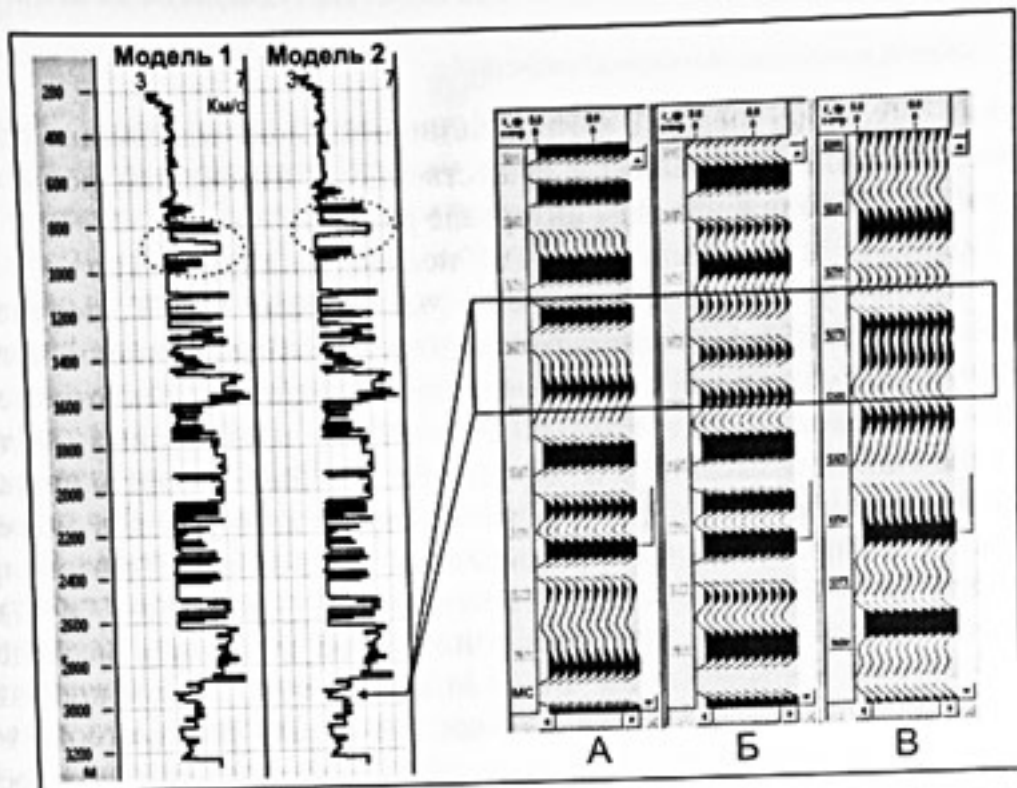


Рис. 2 Изменение волнового поля многократно-отраженных волн в зависимости от гипсометрического положения высокоскоростного слоя в верхней части разреза.

- А. Трассы коридорного суммирования ВСП. Модель 1. Многократные волны.
 Б. Трассы коридорного суммирования ВСП. Модель 2. Многократные волны.
 В. Трассы коридорного суммирования ВСП. Однократные волны.

ПРИМЕНЕНИЕ 3Д-ВСП И МОДЕЛИРОВАНИЯ В УСЛОВИЯХ МЕЛКОБЛОКОВОЙ ТЕКТониКИ.

А.Н.Касимов*, В.А.Редекор**, В.П.Фарбинович*, С.Ханмамедов***,
 А.А.Шевченко

*«ПетроАльянс Сервисис Компани Лимитед», г.Москва; **ООО ВимСейс
 Технология, г.Москва; ***Операционная Компания Карасу, г.Баку

MODELING OF 3D VSP DATA ACQUIRED FROM AREAS OF SMALL- SIZE BLOCK TECTONICS

A.N.Kasimov*, V.A.Redekop**, V.P.Farbirovich*,
 S.Khanmamedov***, A.A.Shevchenko*

PetroAlliance Services Co Ltd, **VimSeis Tekhnologiya Ltd, Moscow, Russia,
 ***Karasu Operating Company, Baku City, Azerbaijan

Аннотация

При проведении работ ВСП в сложных геологических условиях сейсмические волновые поля содержат в себе информацию, приходящую с различных направлений. При возбуждении с одного пункта взрыва в скважине могут регистрироваться волны, отраженные от различных геологических блоков. Для полного представления о

геологическом строении среды в окрестности скважины предлагается независимо обрабатывать и мигрировать каждое поле, сформированное отдельным геологическим объектом.

Abstract

VSP surveys in complex geology areas produce wavefields that contain information arriving from different directions. Energy generated from one source location may be recorded by downhole receivers as reflections from different geological blocks. For complete understanding of the geological setting in the vicinity of the downhole receivers well, it is proposed that each wavefield produced by each individual geologic feature be processed and migrated separately.

Скважина И-2 находится к востоку от грязевого вулкана. На временных разрезах МОГТ этот участок характеризуется читаемой волновой картиной к востоку от скважины и хаотичной формой записи с потерей корреляции в районе грязевого вулкана. Работы ВСП были поставлены с целью уточнения положения отражающих горизонтов в районе скважины. Наблюдения проводились из четырех пунктов возбуждения: одного ближнего (ПВ1) и трех удаленных (ПВ2-4) (Рис.1). Такая схема наблюдения обеспечивала определение наклонов залегания субгоризонтальных участков к востоку от скважины и возможность прослеживания боковых волн, приходящих со стороны грязевого вулкана (ПВ1-3). Анализ полученных сейсмограмм показал, что поле отраженных волн представляет наложение отражений от субгоризонтальных горизонтов восточного направления и волн, вызванных крутопадающими границами западной части. Выполнялась комбинированная обработка по двум различным моделям околоскважинного пространства. На стадии разделения полей были выделены целевые, для каждой модели, волны. Направления для выделения заданного типа отражений определялись по диаграммам направленности трехкомпонентных записей и прямым расчетом по скоростной модели, принятой для своего типа обработки.

Первая модель, нацеленная на прослеживание субгоризонтальных границ к востоку от скважины, задавалась для пологого залегания слоев. Обработка проводилась для ПВ2-4. Ближний ПВ использовался для определения скорости. Расчетные годографы сопоставлялись с исходным полем и подчеркивались те направления подхода волн, которые незначительно отличались от расчетных. Расчет годографов проводился для сеточной модели среды. Сеточная модель среды, в отличие от толстослойной, обеспечивает более точный подбор скорости в случае ее плавного изменения. Скорости в пластах подбирались по совпадению времен расчетных годографов с временами первых вступлений прямой волны. Ввиду пологого залегания слоев среда в этом случае, без потери точности, описывается плоской моделью, которая и была использована для расчетов. Для преобразования сейсмограмм НВСП в глубинные разрезы в

программе миграции рассчитывались поля падающих и отраженных волн с коррекцией амплитуд за геометрическое расхождение, а амплитуды расчетных вступлений переносились на 2D сеточную модель (Рис.2). В результате проведенной обработки было получено три глубинных разреза, характеризующих участок к востоку от скважины. По этим разрезам были определены элементы залегания целевых отражений, уточнено положение наклонного блока и построены карты горизонтов (Рис.3).

Построение второй модели среды начиналось с анализа трехкомпонентных записей. Определение направления подхода волны, проведенное по трехкомпонентным записям, показало присутствие отражений, приходящих с северо-запада. Поэтому, вторая модель настраивалась на получение отражений, приходящих со стороны грязевого вулкана. В этом случае точки отражения не лежат в плоскости, проходящей через скважину и пункт возбуждения, а смещаются в сторону наклона отражающих горизонтов, в данном случае к западу от скважины. 2D модели в этой ситуации дают искаженное положение горизонтов, которое тем больше, чем значительнее углы наклонов границ. Поэтому, расчет полей времен выполнялся по трехмерной сеточной модели. Алгоритм и способ обработки в 3D варианте аналогичен 2D, за исключением того, что в этом случае для формирования скоростной модели и расчета полей отраженных волн использовалась кубическая сетка, а при миграции данных учитывались амплитуды записей всех трех компонент. То есть выполнялась 3D-3C миграция. В качестве исходной 3-х мерной модели была принята скоростная модель среды, определенная в 2D варианте обработки.

В результате обработки и интерпретации данных ВСП и ОГТ удалось построить сложную блоковую геологическую модель, которая правдоподобно согласуется с данными ГИС по соседним скважинам.

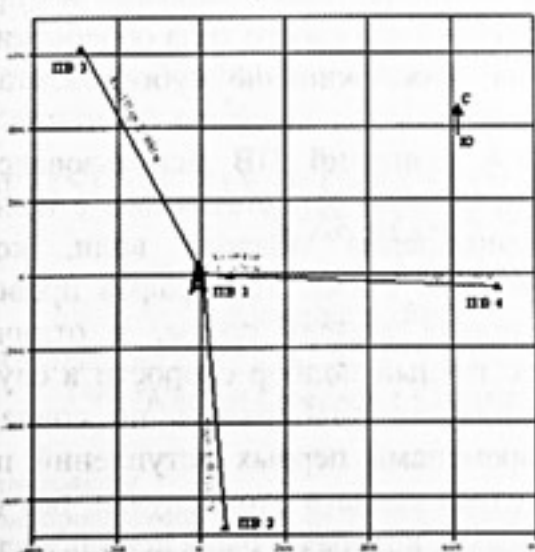


Рис.1. Схема расположения пунктов взрыва на скважине И-2.

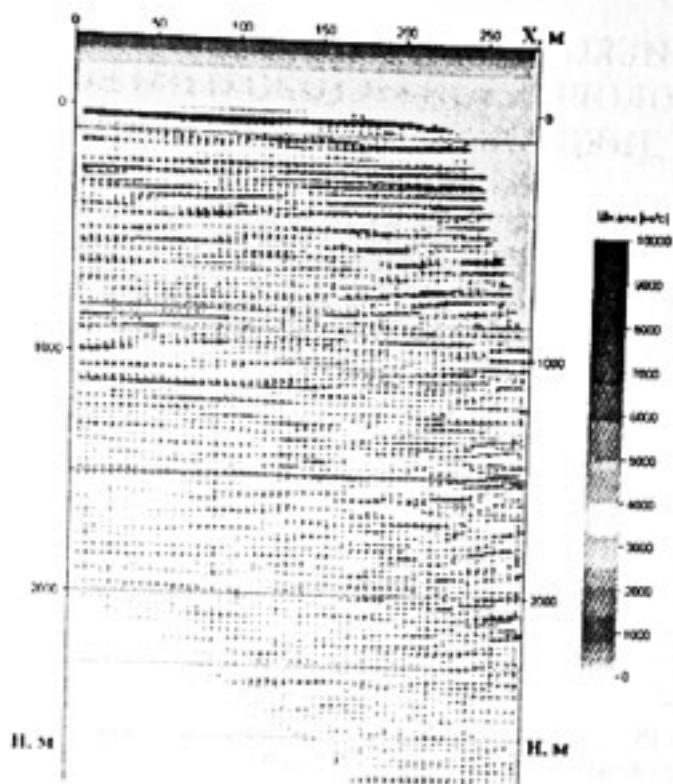


Рис.2. Подбор скоростной модели и миграция. ПВ 2.

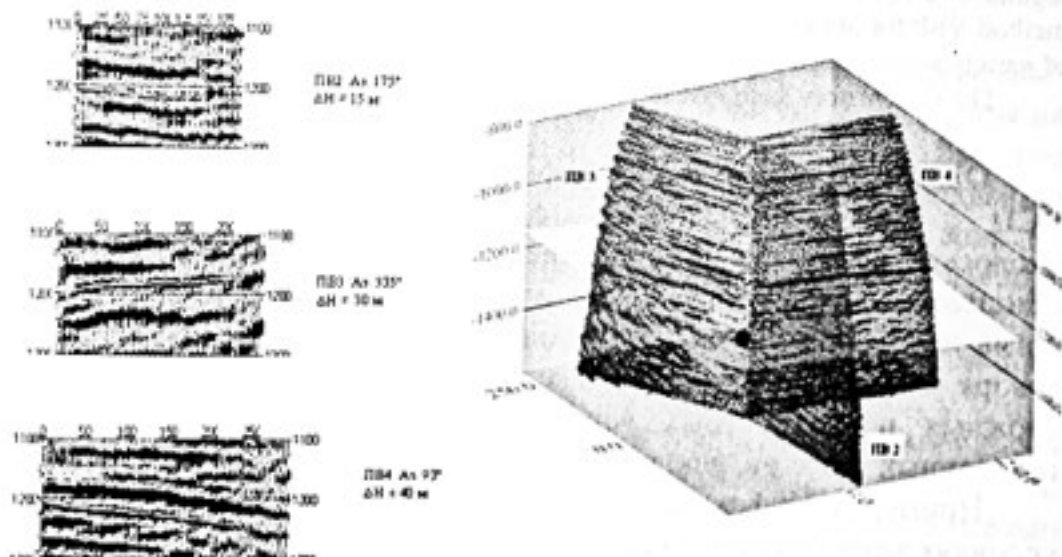


Рис.3. Определение элементов залегания отражающих горизонтов по глубинным разрезам НВСП

НЕКОТОРЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ИЗУЧЕНИЯ ПРИШТОКОВЫХ ЗОН МЕТОДОМ ПМ ВСП В УСЛОВИЯХ ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ ВПАДИНЫ

А.Н.Мищенко, М.М.Лысенко
ВУГРЭ, ГПП "Укргеофизика"

SOME RESULTS OF STUDY NEAR-SALT-STOCK ZONES BY THEN TECHNOLOGY PM VSP ADD DNIEPER DONETSK DEPRESSION (DDD)

A.N.Mistchenko, M.M.Lysenko
VUGRE, Ukrgeofizika

Аннотация

Изучение приштоковых зон в районах с развитой соляной тектоникой является достаточно сложной геологической задачей, особенно в условиях, когда невозможно отработать полноценную сеть профилей 2D или 3D сейсморазведки. В таких случаях особенно эффективным становится применение технологии ПМ ВСП, которая самостоятельно решает ряд структурно-тектонических задач.

Примером таких исследований являются работы ПМ ВСП, выполненные на Копылянском газоконденсатном месторождении.

Abstract

Study of near stock zones in regions with highly developed salt tectonics is very difficult geological task for the seismics, especially if there no possibilities for realization regular and solid 2D/3D line nets at slouch situation use the technology of polarization method VSP for above mention purposes is particularly effective try it' as capability do solve of variety structural geology and production tasks one the method's own.

The case history such investigation, is made on Kopyly field one.

Одним из направлений эффективного применения технологии ПМ ВСП при изучении структурно-тектонического строения околоскважинного пространства являются работы ПМ ВСП в приштоковых зонах. Особенно актуальными становятся они в случаях, когда невозможно отработать полноценную систему 2D наблюдений, не говоря уже о 3D сейсморазведке. Обычно такое происходит по причине сложных поверхностных условий, наличия на площади работ болот, населенных пунктов, рек, коммуникаций.

Примером эффективного применения технологии ПМ ВСП в таких условиях могут служить работы, выполненные на Копыловской площади в скважинах № 30 и № 32. Копыловское газоконденсатное месторождение расположено в пригородной зоне г.Полтава в залесенной местности, в пойме реки Коломак. Местность густонаселенная, по площади работ проходит железная дорога, газопроводы и другие коммуникации.

Проведенные в предыдущие годы исследования 2D сейсморазведки позволили забурить на площади работ скважину № 30, которая открыла газоконденсатное месторождение в отложениях нижней перми, но в то же время поставила ряд вопросов, на которые не смогла ответить 2D сейсморазведка. Исходя из этого было принято решение о проведении в скважине № 30 исследований ПМ ВСП. Исследования были выполнены из шести пунктов возбуждения (рис.1), что позволило уточнить структурно-тектоническое строение околоскважинного пространства, а самое главное, значительно передвинуть, в сторону увеличения, границу "соль-терригены". На рис.2 приведен сводный сейсмический разрез VSP_{огт} полученный по линии ПВ 3, 2 - скв. 30 - ПВ 4, 5.

Если предыдущие работы 2D сейсморазведки давали расстояние до границы соли на уровне горизонтов нижней перми ~ 300м, то по результатам работ ПМ ВСП эта граница передвинулась до ~ 700 м. Это позволило начать бурение следующей скважины, на этот раз наклонно-направленной, с той же площадки. Кроме того удалось спрогнозировать распространение соли, вскрытой в нижней части скв.№ 30, которое впоследствии подтвердилось при бурении скважины № 32.

После проводки скважины № 32 она была предоставлена для проведения ПМ ВСП с целью доизучения геологического строения северной и юго-восточной части Копыловского месторождения в районе скважины № 32. Проведение работ несколько усложнилось тем, что скважина была наклонной с отходом забоя на расстояние 589 м от устья скважины. Исследования были выполнены из 11 пунктов возбуждения (рис.3).

В результате работ представление о границе "соль-терригены" изменилось, и граница была передвинута на 1250 м от устья скважины на уровне подошвы никитовской свиты нижней перми. Сводные сейсмические разрезы по линиям ПВ 2, 4 - скв.32 - ПВ 3, 5 приведены на рис.4 и 5. На рис.4 приведен разрез с использованием продольных волн, на рис.5 приведен разрез с использованием обменных волн. Аналогичные разрезы получены и по остальным пунктам возбуждения.

Для обработки полученных материалов использовались программные пакеты VSP PC, RadExPro, а также комплекс программ FANTOM.

В результате проведенных исследований значительно изменилось представление о геологическом строении Копыловской площади, что позволило продолжить на площади работ глубокое бурение с целью доразведки месторождения.

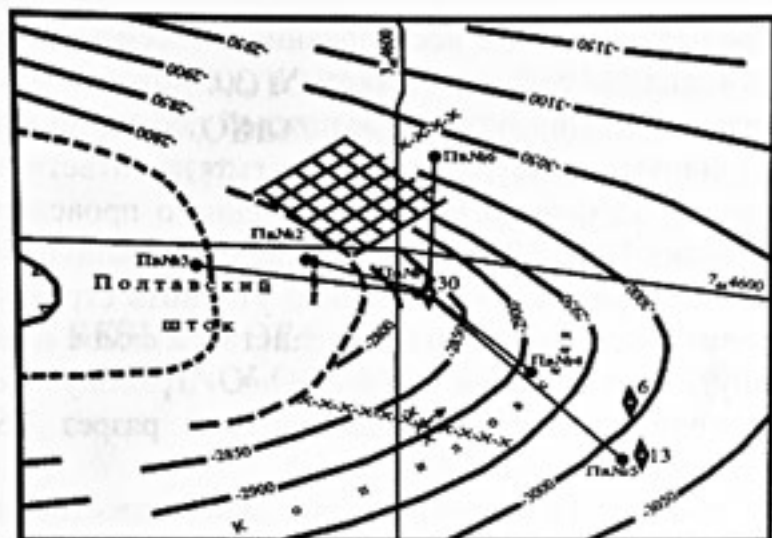


Рис. 1. Схема расположения пунктов возбуждения при работах ПМ ВСП в скважине Копыловская 30

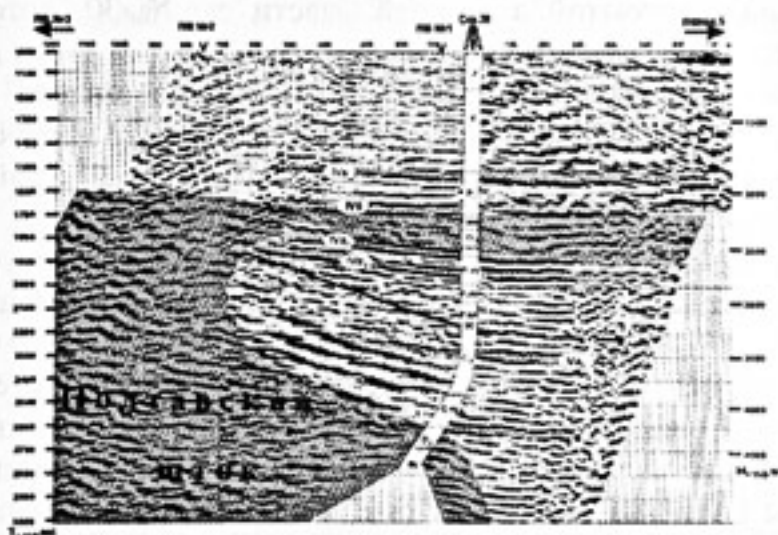


Рис. 2. Сводный временной разрез ВСП-ОГТ по линии ПВ№3,2-скв.30- ПВ№4,5

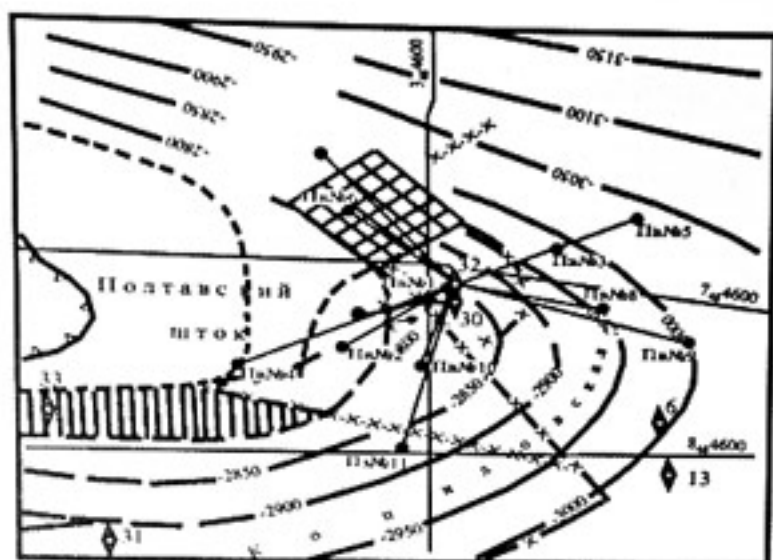


Рис.3. Схема расположения пунктов возбуждения при работах ПМ ВСП в скважине Копыловская 32



Рис.4. Сводный временной разрез ВСП-ОГТ по линии ПВ№4,2-схв.32- ПВ№3.5 (продольные волны)

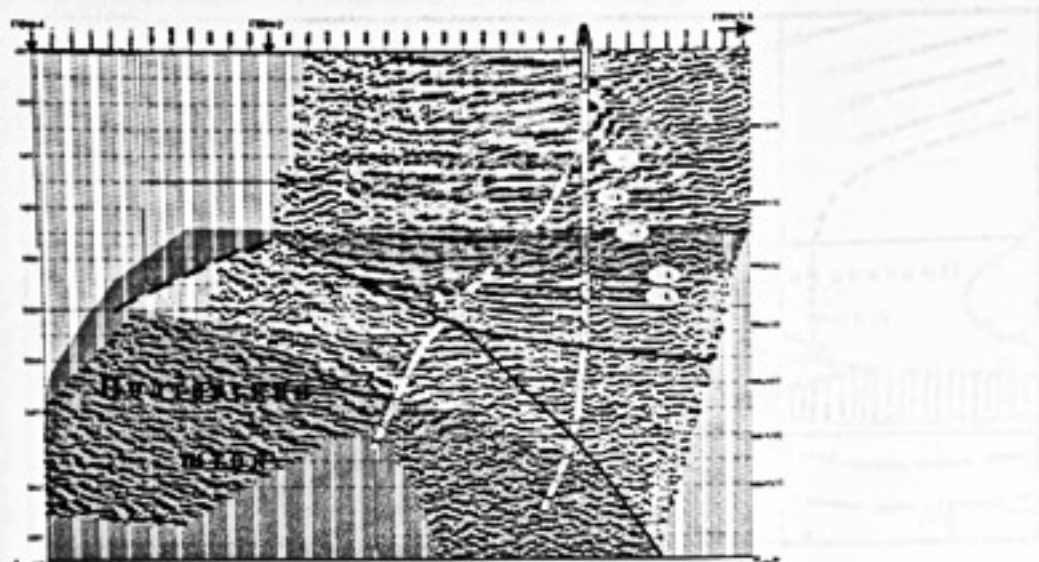


Рис.5. Сводный временной разрез ВСП-ОГТ по линии ПВ№4,2-схв.32- ПВ№3,5 (поперечные волны)

ПОЛЯРИЗАЦИОННЫЙ МЕТОД – ОСНОВА ПРЯМОГО ПРОГНОЗА УВ

Ю.Д.Мирзоян*, А.Г.Курочкин**, Д.М.Соболев***

*ООО «Ингеосейс», г. Краснодар, **ООО «Ингеовектор», г.Краснодар,
***ООО «Промсейс», г. Саратов.

POLARIZATION METHOD: A BASIS FOR DIRECT PREDICTION OF HYDROCARBON PRESENCE

Y.D.Mirzoyan*, A.G.Kurochkin **, D.M.Sobolev***

**InGeoVector Ltd, Krasnodar City, *InGeoSeis Ltd, Krasnodar City,
***PromSeis Ltd, Saratov City, Russia

Аннотация

В докладе рассмотрены возможности поляризационного метода в модификациях ПМ ВСП и ПМ ОГТ. Исследования ПМ выполнены в различных по своему строению средах – на море (Шельфа Арктических и Дальневосточных, Черного и Азовского морей). Показаны результаты исследований. Подтверждена высокая эффективность ПМ ВСП и ПМ ОГТ.

Abstract

The paper discusses abilities of the polarization method in its polarization VSP and polarization CDP modifications. Polarization surveys were run in various structural environments: in the Russian Arctic and Russian Far East offshore areas, as well as offshore areas of the Black Sea and Azov Sea. The survey results are presented. High effectiveness of polarization VSP and polarization CDP is confirmed.

Поляризационный метод является дальнейшим развитием сейсмической разведки в направлении более полного использования параметров волнового поля для его анализа и совместной обработки волн разных типов с целью получения полных сведений о среде.

Его эффективность определяется совместным применением селекции волн в точке по поляризации колебаний и селекции волн в объеме по направлению распространения. Это позволяет одновременно выделять и проследивать все основные типы сейсмических волн (продольные, поперечные, обменные) и использовать их для повышения точности, детальности структурных построений и изучения вещественного состава геологического разреза. Поэтому ПМ является общим методом сейсморазведки и может быть применен при изучении как сложнопостроенных, так и относительно простых сред.

Применение ОГТ в модификации 2Д и 3Д сейсморазведки и соответствующей цифровой обработки материалов обеспечило улучшение условий выделения и прослеживания полезных волн на фоне превышающих их по интенсивности помех, увеличение точности и достоверности структурных построений, оценки петрофизических свойств геологического разреза. При этом возросла глубинность исследований и оказалось возможным изучать нижние структурные этажи, которые ранее традиционной сейсморазведкой не изучались. Однако, эффективность ОГТ реализуется в относительно простых средах. В сложнопостроенных районах, несмотря на значительное увеличение плотности наблюдений, результативность ОГТ остается низкой, в основном, из-за трудности разделения волн, приходящих к линии наблюдений по направлениям, лежащим в различных плоскостях. Это обуславливается необходимостью пространственного анализа волнового поля. В последнее время с указанной целью начали применяться по технологии 3Д-1с площадные системы.

В практике сейсморазведки основным типом используемых волн являются продольные отраженные волны. Существуют также методы, использующие другие типы волн.

Для увеличения эффективности сейсморазведки и получения полных данных об исследуемой среде целесообразна совместная обработка и интерпретация волн разных типов. Принципиальная реализация такого подхода связана с векторным анализом волнового поля и привлечением дополнительного и независимого его параметра - поляризации колебаний в сейсмических волнах, что и лежит в основе ПМ. Для анализа волнового поля в ПМ были развиты способы регулируемого направленного приема первого рода (РНП-1 рода), полярной корреляции (ПК) и поляризационной - позиционной корреляции (ППК) сейсмоакустического энтропийно-знтальпийного анализа (САЭЭ - анализа).

РНП - 1 рода - способ селекции волн по направлению смещения частиц, при котором изменяется ориентировка диаграммы направленности без изменения ее формы. Это позволяет выделять полезные волны в плоскости нулевых смещений волн-помех и тем самым увеличивать отношение сигнала - помех.

ПК - заключается в изучении особенностей записи в функции ориентировки соответствующих колебаний в пространстве. При ПК исследуется характер поляризации и выделяются волны, поляризованные различным образом (линейно, эллиптически и др.).

ППК - являются основным способом анализа волн в ПМ. При ППК прослеживаются не фиксированная, а для каждой волны следящая (оптимальная) составляющая, характеризующая максимальным отношением сигнал помех.

Ориентировка следящей составляющей одной и той же волны вдоль линии или плоскости наблюдения может меняться в зависимости от изменения направления подхода волны и условий наложения волн-помех.

САЭЭ - анализ - сейсмоакустическая энтропия и энтапия характеризующая меру и структуру неопределенности в волновых полях.

Разведочные возможности ПМ связаны с улучшением условий корреляции продольных волн, а также с одновременным выделением и прослеживанием волн различных типов. Предпосылкой совместного использования волн различных типов является то, что при взрывах, применяемых в сейсморазведке, как правило, помимо продольных возбуждаются и поперечные и обменные волны. Их интенсивность во многих случаях не уступает интенсивности продольных волн и они проникают на большие глубины.

При изучении сложнопостроенных сред важное значения имеет комбинирование селекции волн по направлению смещения частиц и направлению распространения волны. Во внутренних точках среды и в условиях, когда верхняя часть разреза не имеет ЗМС, возможности селекции волн по признаку поляризации могут быть использованы в полной мере.

В настоящее время развиты различные модификации ПМ - для наземных наблюдений ПМ ОГТ, а для скважинных - ПМ ВСП.

Рассмотрим их несколько подробнее.

Основной целью ПМ ВСП является увеличение результативности наземных наблюдений. ПМ ВСП позволяет улучшить условия выделения волн, повысить точность их стратиграфической привязки, определить природу волн, изучить скоростные параметры разреза.

В последние годы ПМ ВСП кроме методических задач применяется также для исследования околоскважинного пространства на этапах разведки и эксплуатации месторождений.

Используемая цифровая аппаратура с 24х разрядными АЦП, многоуровневым кодированием и дельта-сигма преобразованием сигналов позволяет с высокой точностью регистрировать упругие колебания в скважинных условиях, освобожденных от влияния многих помехообразующих факторов и, прежде всего, ЗМС. По комплексу детальной сейсморазведки и ПМ ВСП возможно уточнение строения продуктивных тел и рациональное размещение сети разведочных и эксплуатационных скважин. На сокращение объемов непродуктивного бурения направлен прогноз коллекторов и углеводородов в исследуемой среде по данным ПМ ВСП в окрестности и глубже забоя наблюдательной скважины (поисковой, разведочной, эксплуатационной и др.)

В докладе освещены результаты исследований ПМ ВСП с целью изучения и прогноза коллекторов и нефтегазонасыщения околоскважинного пространства на шельфах Арктических и Дальневосточных, Азовского и Черного морей, а также в нефтегазодобывающих районах Северного Кавказа (Краснодарский и Ставропольский край, Ростовская область и др.).

На Арктическом шельфе наблюдения ПМ ВСП проведены в различных сейсмогеологических условиях - на месторождениях Мурманская, Штокмановское, Медынь-море - I и др. Основные задачи этих исследований были связаны, прежде всего, с изучением скоростного разреза, волновых полей и стратиграфической привязкой волн, на ряде площадей - с изучением физических свойств среды, прогнозом коллекторов и нефтегазонасыщения. На Мурманской площади впервые в Арктике были получены качественные материалы ВСП. В результате их обработки выделены и прослежены волны разной природы и типов (Р, РР, PS и др.), изучены по ним скорости V_p и V_s , параметры поляризации и поглощения, упруго-деформационные модули среды и установлена их тесная связь с литологическими особенностями геологического разреза, с изменением физических свойств горных пород и, в частности, с развитием зон АВПД.

На Штокмановской площади комплексом ГИС, ОГТ и ПМ ВСП выделены достаточно уверенно контуры газонасыщения в Юрских отложениях и дана ориентировочная оценка запасов углеводородов.

По наблюдениям в скважине 3 Медынь море - I по вертикальному профилю из ближнего ПВ выполнен прогноз геологического разреза, выявлены аномалии нефтегазонасыщения, ориентировочно связанные с осадками нижнего девона и силура.

На шельфе Охотского моря детальные наблюдения ПМ ВСП проведены в морской скважине Астрахановская №1 из 4^х ПВ - одного

ближнего и трех удаленных. Шаг наблюдений - 10м, шаг дискретизации - 1мс, длина записи - 6с.

Регистрация осуществлялась цифровым зондом Вектор - 1 на компьютер -Note-book. Выполненными работами также изучены скорости, упруго-деформационные модули среды, параметры поглощения и поляризации, построены глубинные разрезы РР - волн, по которым проведен прогноз УВ насыщения по разрезам ВСП-ОГТ.

Полученные по ним аномалии САЭЭ вызвали необходимость переобработки морских профилей МОВ ОГТ. В результате выявлено, что структура Астрахановское - море не является пустой. Залежь в сводовой части хотя и разрушена сбросами, однако остается перспективной в северо-западной части структуры.

На северо-западном шельфе Черного моря (Фланговая, Каркинитская, Штилевая, площадь Шмидта.) исследованиями ПМ ВСП на вертикальных и уровненых профилях отмечено существенное влияние на волновое поле поперечных колебаний. По этим наблюдениям изучены анизотропные свойства среды, показаны основные направления развития зон трещиноватости, наличие в разрезе рифовых построек, что принципиально для оценки перспектив газоносности целевых меловых отложений в условиях СЗ шельфа Черного моря.

Весьма перспективными, представляющими большой практический интерес, являются исследования ПМ ВСП, выполненные в последние годы в условиях *южного борта Западно - Кубанского прогиба* с целью детального изучения и выделения невыработанных нефтяных пластов на давно разрабатываемых месторождениях (Дыш, Южно - Ключевое, Восточный Узун и др.).

По проведенным работам выявлены участки (целики) нефтяных пластов. На основе совместной интерпретации волн разных типов (Р, PS, PP, и др.) построены схемы распределения параметров γ и σ и аномалий САЭЭ - анализа в околоскважинном пространстве, характеризующие нефтенасыщение.

Пробуренными скважинами подтвержден (100%) прогноз, вскрыты нефтяные пласты в отложениях среднего майкопа с промышленными дебитами нефти (10 тн/сутки и более).

Очевидно, что такие работы крайне важны и необходимы на старых нефтяных и газовых месторождениях, особенно в районах, где достаточно развита сеть нефте и газопроводов. Разработанная технология может применяться как на море, так и на суше в различных по своему строению средах, учитывая, что наблюдения выполняются ПМ ВСП с векторной регистрацией сигналов.

В центральной части Западно-Кубанского прогиба проведенными профилями ПМ ОГТ на основе совместного использования РР и PS волн определены параметры $\gamma_{i(x)}$ и $\sigma_{i(x)}$, характеризующие

нефтегазонасыщенность мезотических отложений, подтверждаемых данными САЭЭ – анализа, ПМ ВСП и бурения.

Таким образом, совместная обработка РР и PS волны позволяет построить схемы распределения параметров $\gamma_{l(x)}$ и $\sigma_{l(x)}$, САЭЭ – аномалий, которые достаточно надежно с высокой достоверностью характеризуют нефтегазонасыщение, размеры и контуры залежи, т.е. поляризационный метод ПМ ОГТ и ПМ ВСП обеспечивают достоверно прогноз нефтегазонасыщения.

ОПЫТ СОВМЕСТНОГО ПРИМЕНЕНИЯ ВСП И МЕЖСКВАЖИННОГО СЕЙСМИЧЕСКОГО ПРОСВЕЧИВАНИЯ НА ОБЪЕКТАХ ВЫСОТНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА В МОСКВЕ

И.Г.Миндель, Б.А.Трифонов, Н.А.Рагозин
Институт Геоэкологии РАН, г. Москва

APPLICATION OF VSP IN COMBINATION WITH CROSS-HOLE SEISMIC SOUNDING TO HIGH-RISE CONSTRUCTION SITES IN MOSCOW

I.G.Mindel, B.A.Trifonov, N.A.Ragozin
GeoEcology Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow

Аннотация

Излагаются методические особенности совместного проведения ВСП, сейсмического просвечивания (СП) и торпедирования в инженерно-геологических скважинах на площадках высотного строительства в Москве. По результатам таких исследований уточняются инженерно-геологические условия строительства, проводится оценка показателей упругих, деформационных и прочностных свойств грунтов в массиве, а также оценка параметров возможных сейсмических воздействий от Карпатских землетрясений, опасных для высотных зданий.

Abstract

This paper presents methodical features of joint carrying out VSP, Cross-Hole and Down-Hole in engineering-geological holes on the sites of high-altitude construction in Moscow. By results of such researches engineering-geological conditions of construction are specified, the estimation of parameters of elasticity, deformation and durability of the soils in situ, and also an estimation of quantitative characteristics of seismic action from the Carpathian earthquakes dangerous to high-altitude buildings is carried out.

В связи с планированием и началом строительства в Москве высотных зданий и сооружений (высотой более 100 м), входящих в состав многофункциональных комплексов, перед инженерными изысканиями и, в частности, перед инженерно-геофизическими исследованиями ставятся

дополнительные задачи. Это связано с необходимостью изучения строения, состава и свойств грунтов на большую глубину (до 50-100 м) по сравнению с обычным строительством, а также с необходимостью учитывать влияние нагрузок и воздействий, в том числе и сейсмических от землетрясений из зоны Вранча в Восточных Карпатах.

Особенности геологического строения в пределах Москвы до глубин 100 м состоят в том, что под четвертичными песчано-глинистыми отложениями мощностью от нескольких до 30 м залегают юрские глины, часто размытые, а также породы верхнего и среднего каменноугольного возраста, представленные чередованием слоев известняков, мергелей и глин. К наиболее неблагоприятным относятся участки, где отсутствуют водоупорные юрские глины и под водонасыщенными четвертичными отложениями непосредственно залегают слои известняков, подверженных растворению, разрушению и развитию в них карстово-суффозионных процессов.

В таких геологических условиях скважинные сейсморазведочные и сейсмоакустические исследования, выполняемые в комплексе инженерных изысканий, решают следующие конкретные задачи:

- оценка упругих, деформационных и прочностных свойств грунтов в массиве в условиях их естественного залегания;
- оценка прочностных свойств известняков в массиве и в образцах, а также трещинной пустотности (оценка объема трещин, каверн и пор, заполненных продуктами разрушения известняков, к общему объему породы);
- выявление в околоскважинном и межскважинном пространстве неоднородностей, которые могут быть связаны с карстовыми формами (полостями и пустотами);
- получение скоростного разреза (модели среды) для дальнейшего расчета возможных сейсмических воздействий.

На площадках высотного строительства Москва-Сити и Центра международной торговли ВСП выполнялось в 50-100-метровых скважинах в сочетании с межскважинным просвечиванием на частотах 50-150 Гц (пневмоисточник) и 500-1000 Гц (электроискровой источник), а также ультразвуковыми измерениями на образцах.

Для проведения межскважинного просвечивания часть скважин была обсажена пластиковыми трубами.

При ВСП и межскважинном просвечивании с пневмоисточником использовались как 12-точечный прижимной зонд с интервалом между приемниками по вертикали 2 м, так и одноточечный ("симметричный") четырехкомпонентный зонд. При электроискровом источнике в качестве приемника сигналов служил гидрофон.

При ВСП использовались удары падающего груза со специальной ударной установки и удары молотами различной массы о специальные

подставки. При просвечивании применялся пневмоисточник с объемом камеры 0,5 л или электроискровой источник типа "спаркер".

Наиболее полная схема наблюдений заключалась в сочетании ВСП и СП с пневмоисточником. Дополнительно между скважинами на поверхности укладывалась сейсмокоса, с помощью которой регистрировались колебания от пневмоисточника. Это дает возможность по методике "торпедирования" получать вдоль горизонтального профиля на поверхности прямые продольные и поперечные волны. Пример такой комбинированной схемы наблюдений приведен на рисунке 1.

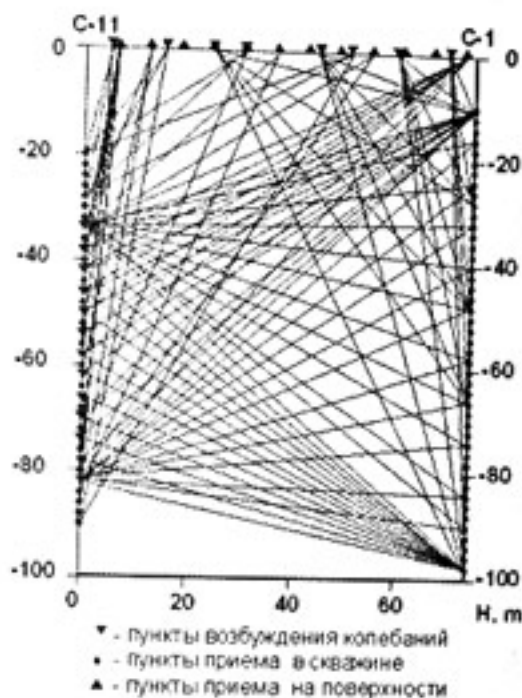


Рис. 1. Схема наблюдений при межскважинном просвечивании с пневматическим скважинным источником (сейсмическое просвечивание между скважинами С-11 и С-1) в сочетании с ВСП в скважинах (по четыре пункта удара на поверхности). Регистрация от скважинного источника велась также на поверхности по линии между скважинами.

На сейсмограммах ВСП, СП и торпедирования прослеживались времена вступлений Р- и S-волн. Иногда в условиях интенсивных помех, вызываемых работой метро, наземного транспорта и строительных машин, прослеживание времен вступлений, особенно поперечных волн, вызывало затруднения. Пример сейсмограммы просвечивания с пневмоисточником на глубине 30 м в одной скважине и приема в интервале глубин 22-44 м в другой скважине (трассы 1-12), а также приема на поверхности (трассы 13-24, 13 канал - в 22 м от устья, 24 канал - возле устья приемной скважины) приведен на рис.2.

Времена вступлений P- и S-волн по материалам ВСП, СП и торпедирования, а также координаты источников и приемников обрабатывались по программам «ТОМОГРАPHY» (автор Р.Л. Певзнер, ДЕКО Геофизика) и LEF (автор Е.А. Ефимова, МГУ). В качестве результата получалось распределение значений скоростей P- или S-волн в плоскости между скважинами. Поле скоростей отображало строение массива пород, в котором отмечались участки пониженных и повышенных значений V_p и V_s , в частности связанные с различной степенью трещиноватости и разрушенности известняков.

Полученные значения скоростей P- и S-волн по данным ВСП, СП и ультразвуковых измерений на образцах являлись исходным материалом для оценки показателей упругих, деформационных и прочностных свойств грунтов, а также величин трещинной пустотности в слоях известняков.

Обобщенные скоростные разрезы (модели) в поперечных волнах использовались для оценки количественных параметров сейсмических воздействий по программе NERA (Bardet J.P. and Tobita T., University of Southern California, USA).

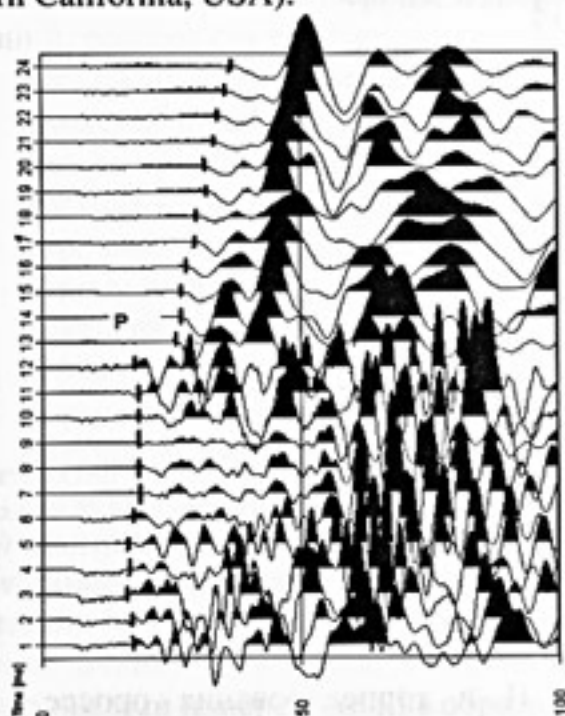


Рис. 2. Пример сейсмограммы зарегистрированной при просвечивании между скважинами С-10 и С-5. Расстояние между скважинами 49 м. Источник - в скважине С-10 на глубине 30 м, прием в скважине С-5 и на поверхности по линии между скважинами, 1 канал на глубине 22 м, 12 на глубине 44 м, 13 канал на поверхности на расстоянии 22 м от устья скважины С-5, 24 канал у устья скважины.

В качестве входного сигнала на границе упругого полупространства использовалась акселерограмма Карпатского землетрясения 4 марта 1977 г., зарегистрированная в 1400 км от эпицентра. В результате были

получены количественные характеристики возможных сейсмических воздействий (максимальные ускорения, расчетные акселерограммы и др.) на поверхности и на уровне заглубления подземных частей высотных зданий.

Раздел 4. Вопросы анизотропии и трещиноватости пород в методе ВСП.

IMPROVEMENT OF THE RESOLUTION OF SEISMIC DATA VIA VSP SPECTRAL STANDARDIZATION FOR FRACTURED RESERVOIR'S STUDY

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

УЛУЧШЕНИЕ РАЗРЕШАЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ С ПОМОЩЬЮ СПЕКТРАЛЬНОЙ СТАНДАРТИЗАЦИИ ВСП ПРИ ИЗУЧЕНИИ ТРЕЩИНОВАТЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Галина Еджиевска, Роберт Бартон, Кристина Зуковска
Oil & Gas Institute, Krakow, Poland

Abstract

Reservoir oriented interpretation of seismic data needs high resolution wave fields which means, among others, the possible broad frequency spectrum of seismic traces. Field acquisition often, for many reasons, do not ensures mentioned demand.

This work describes the multidisciplinary (3D seismic, 3D VSP, PA) approach to enhancement of frequency bandwidth of surface seismic data.

Аннотация

При интерпретации сейсмических данных, ориентированной на выделение коллекторов, требуется высокая разрешающая способность волновых полей, что подразумевает, наряду с другими факторами, по возможности широкий частотный спектр сейсмических трасс. Полевые наблюдения часто, по ряду причин, не обеспечивают упомянутого требования.

В настоящей работе описан комплексный подход (3D сейсмика, 3D ВСП, поляризационный анализ) для увеличения диапазона частот поверхностных сейсмических данных

Geological setting and quality of data

The main objective of our study was do determine spatial distribution of the fracture system existing in carbonate reservoir interval of Devonian layer. The study area (about 12 km²) is situated in the South Eastern of Poland.

Our research project was focused on mapping fractures zones in Devonian carbonate gas reservoir in depth of 2000 + 2200m and with the pay zone thickness about 50-60m. The quality of seismic data was quite good (Fig. 1); unfortunately the frequency bandwidth wasn't sufficient for interpretation of

fracture's features in the layer of average thickness of about 20 + 30m. So, the use of VSP and PA data was decided for enhancement of resolution of seismic sections (Fig. 2, 3). It was confirmed especially near of the borehole of interest on seismic impedance section as well as on instantaneous frequency time sections (Fig. 4). Checking of the result received was possible because of the existing of other kind of the data.

The first information about the geological media was received from 3D seismic data. 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 Miocene age. One of the two drilled wells confirms the former supposition. Clear macrofractures are observed on the samples of the reservoir rock, too.

Presentation of the available geological and geophysical data; methodology

Key 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 is not satisfying. We can see it easily in two chosen mutually perpendicular sections. Frequency spectrum of wavelets do not allow following so subtle features as fractures system characteristics.

What to do when not enough data is available? 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 multicomponent VSP data was available.

Description and the discussion of the results

Seismics, VSP and PA processing and their mutual fitting (all features of measurements included) – have improved vertical resolution, which is clearly visible. Further analyses employ exclusively high resolution time sections. Now Seismic data is more consistent with VSP corridor stacks and PA measurements (yellow curve) - (Fig. 5).

The improvement of spectral characteristics allowed us to perform the high resolution acoustic inversion (Fig. 6). 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. Both mentioned parameters are correlated quite well. The maximum of macroporosity is confirmed by the intensity of cracks (Fig. 7). 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.

Concluding remarks

Unsufficient resolution of seismic section can be enhanced by incorporating of dominant frequency from VSP and PA data to the spectrum of the seismic traces. The broad bandwidth of seismic section allowed to receive more resolvable velocities image and more detailed attribute image. Simultaneous use of different source data (VSP and PA in our case) is a new approach to improvement of resolution of source seismic data.

Acknowledgements

Authors thank the Polish Oil and Gas Company for financial support of the research and permission to publish the results.

References

- H. Jędrzejowska-Tyczkowska, et al.*, 2004. „Geological interpretation of carbonate Devonian sediments on the basis of 3D seismic and VSP measurement (for fractures analysis)”. Doc. INiG, SR-4100-141/04. (In Polish).
- Angerer E., and Lanfranchi P.*, 2003. Fractured reservoir modeling from seismic to simulator: A reality? *The Leading Edge*, Vol. 22, No. 7, p. 684-689.
- Robert J. Brewer*, 2002. VSP Data in Comparison to the Check Shot Velocity Survey. Search and Discovery Article No 40059, Halliburton Energy Services, Houston.
- B.A. Hardage*, 2000. Vertical Seismic Profiling: Principles. *Handbook of Geophysical Exploration – Seismic Exploration*. Elsevier Science, Volume 14.
- C. MatBeth*, 2002. Multi-Component VSP Analysis for Applied Seismic Anisotropy. *Handbook of Geophysical Exploration – Seismic Exploration*. Elsevier Science, Volume 26.
- H. Jędrzejowska-Tyczkowska, K. Zukowska*, 2000. Which frequencies are necessary for reservoir oriented interpretation of seismic data. Abstract Konferencji SEG+EAEG, New Delphi, February 2000.
- E.I. Galperin*, 1994. Vertical Seismic Profiling: Experience and Results. M. Nauka, ISBN 5-02-002411-2, 1994.

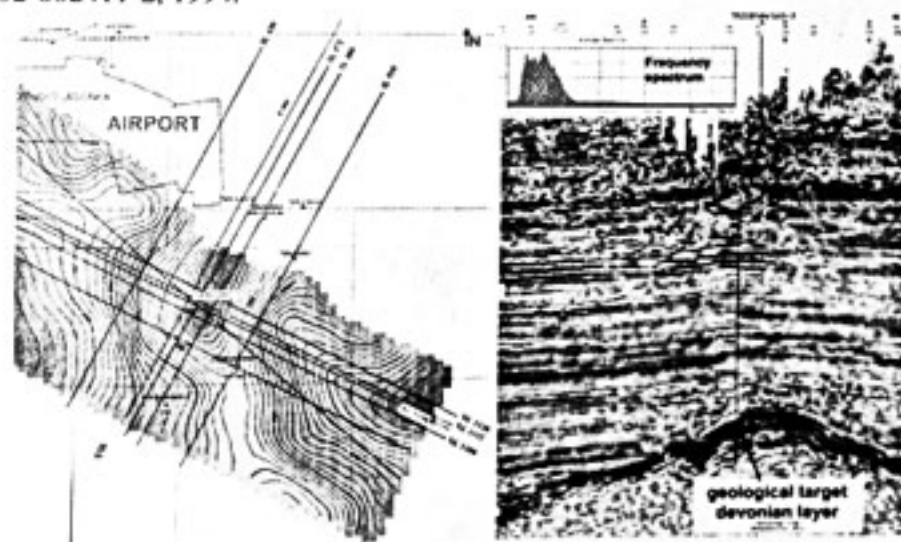


Fig. 1. Localization of the study area - the geological target: Devonian carbonate, the geological Arbitrary Line derived from 3D seismic data.

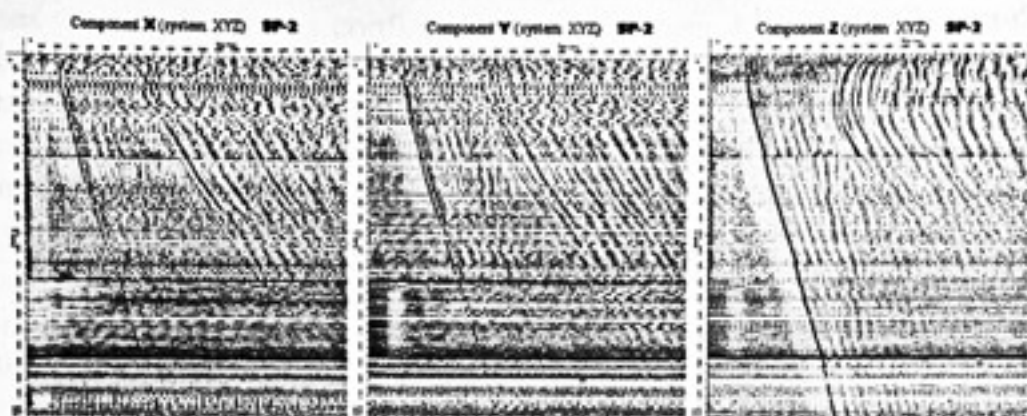


Fig. 2. Raw 3C VSP data for SP-2 - well Trzebornisko-3.

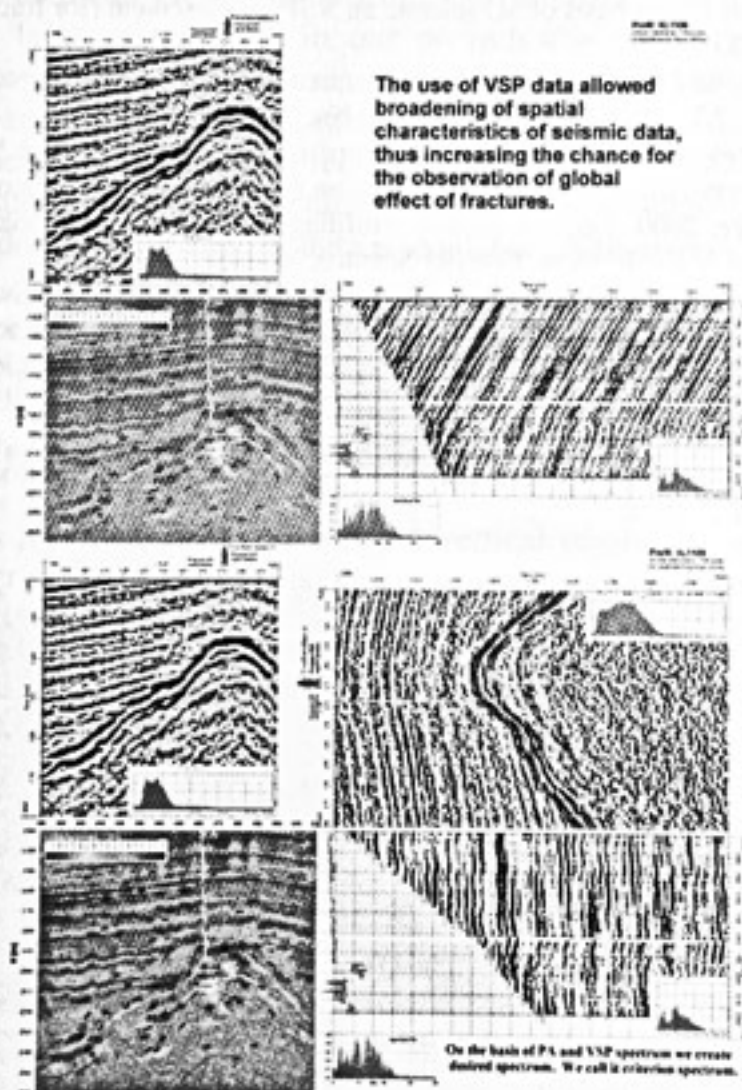


Fig. 3. Correlation of surface seismic data, acoustic inversion, PA and VSP data.

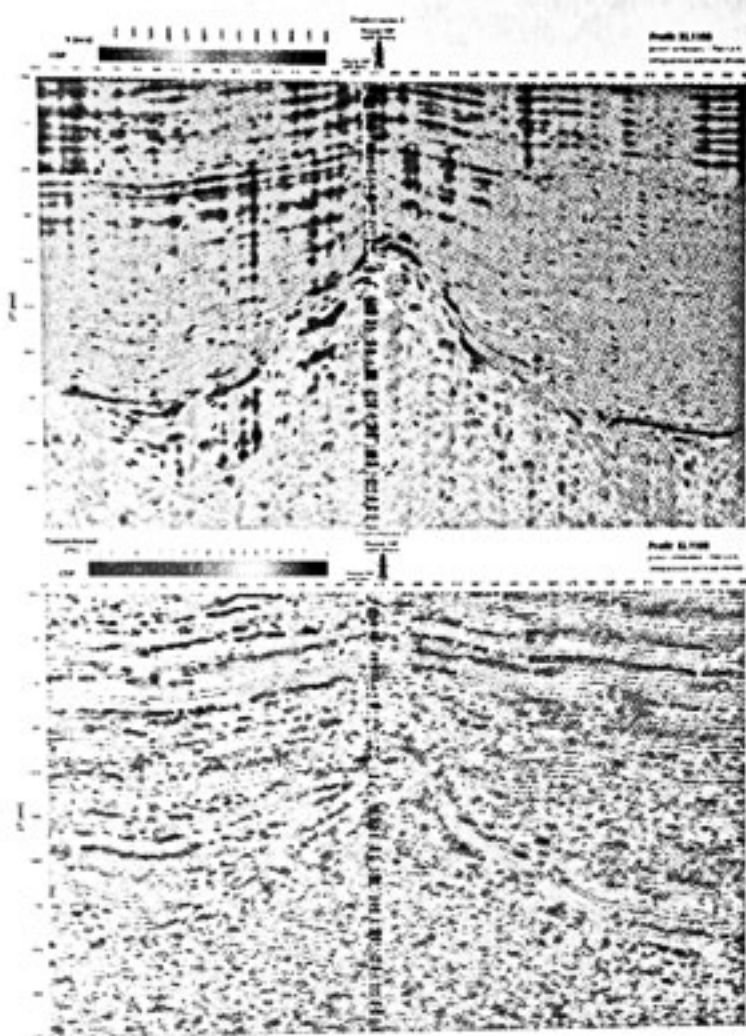


Fig. 4. The corridor stack and PA matched the seismic velocity and frequency sections.

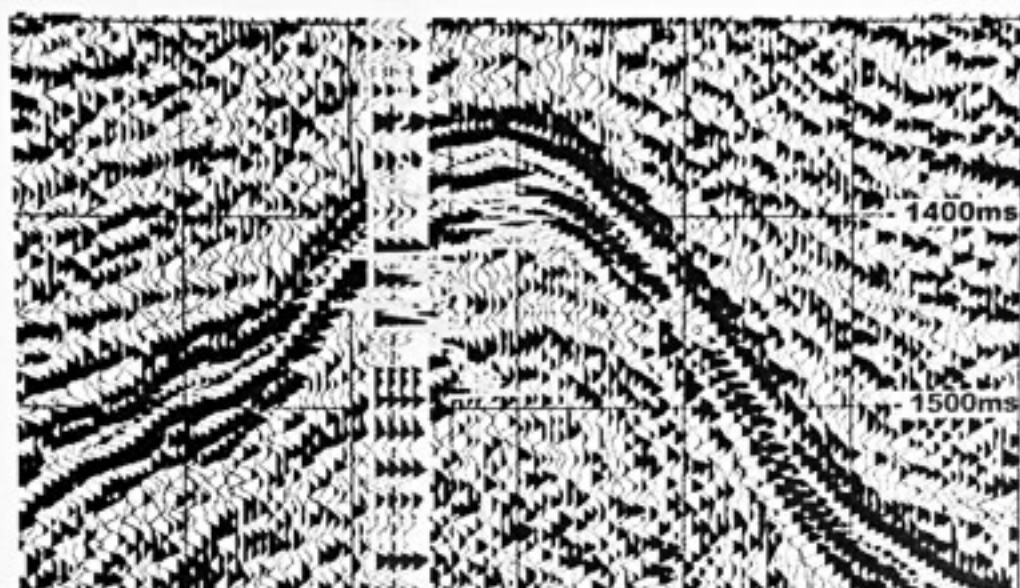


Fig. 5. The corridor stack and PA matched the segment of high resolution time section.

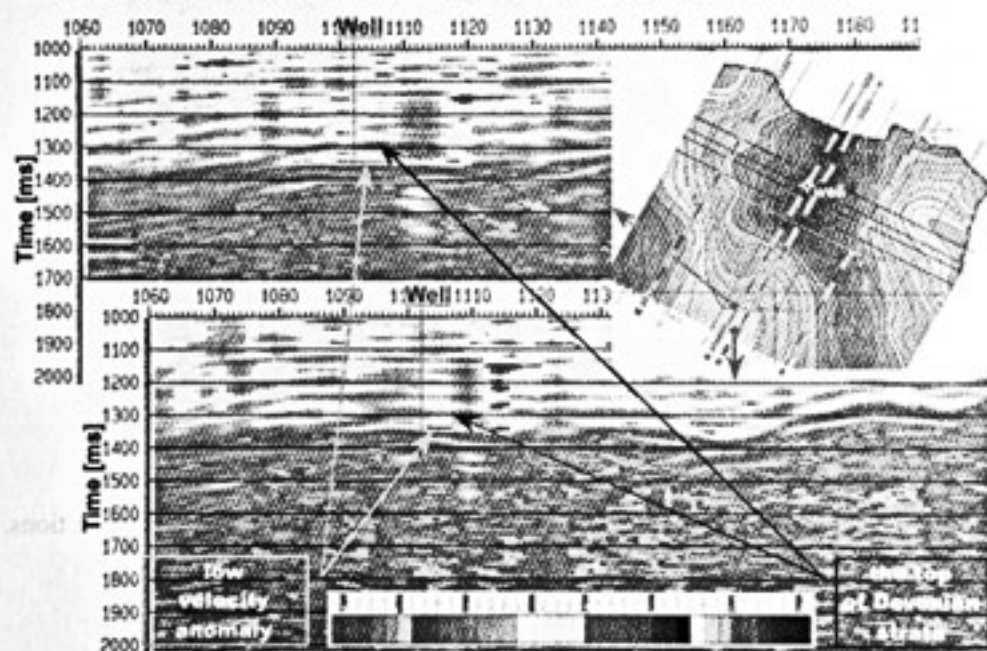


Fig. 6. The high resolution acoustic inversion sections.

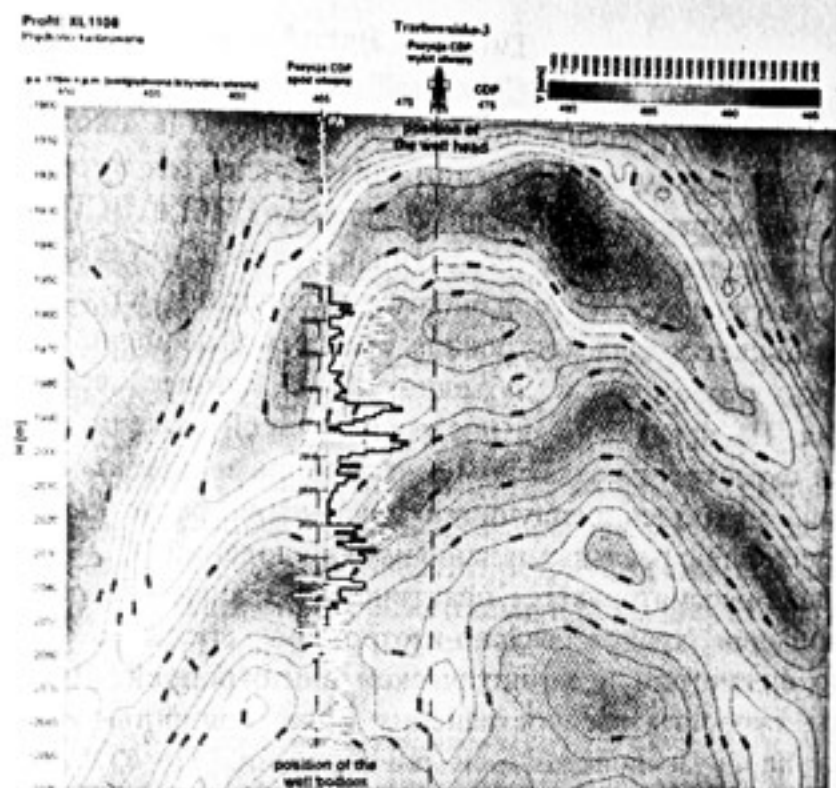


Fig 7. Seismic inversion and velocity calibration compared to the results of fracture analysis.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ АНИЗОТРОПИИ СКОРОСТЕЙ ПРОДОЛЬНЫХ ВОЛН ПО ДАННЫМ НВСП

В.В.Помазанов, В.А.Редекор.

ООО «ВимСейс Технологии», г. Москва

DETERMINATION OF P-WAVE VELOCITY ANISOTROPY FROM OFFSET VSP DATA

V.V.Pomazanov and V.A.Redekop

VimSeis Tekhnologiya Ltd, Moscow, Russia

Аннотация

В докладе рассматривается практический способ оценки параметров анизотропии для трансверсально-изотропной среды с вертикальной плоскостью симметрии и эллиптической анизотропией. Представлены основные соотношения и приведен пример расчета для реальных данных НВСП.

Abstract

The paper considers a practical method of estimating anisotropy parameters for transversally isotropic medium with vertical symmetry plane and elliptical anisotropy. Basic relationships are presented and an example of parameter estimation for real offset VSP data is given.

При обработке данных НВСП одной из важных задач является задача определения кинематических характеристик среды в околоскважинном пространстве. В первом приближении задача решается путем построения толстослойной скоростной модели по данным ГИС и ВСП из ближнего пункта возбуждения. Однако, полученная таким способом модель, как правило, плохо согласуется с данными наблюдений из удаленных ПВ. Поэтому возникает задача построения скоростной модели, учитывающей изменчивость скоростей и объединяющей данные всех пунктов возбуждения. На практике для построения такой модели предполагают, что среда в окрестности скважины анизотропна и подбирают параметры анизотропии, добиваясь наилучшего совпадения расчетных годографов первых вступлений с реальными данными наблюдений [1, 2].

В докладе рассматривается практический способ оценки параметров анизотропии для трансверсально-изотропной среды с вертикальной плоскостью симметрии и эллиптической анизотропией. Для указанного типа среды скорости распространения волн полностью определяются скоростями вдоль и поперек оси анизотропии. То есть описываются эллипсом, повернутым на некоторый угол в горизонтальной плоскости:

$$AV_x^2 + BV_y^2 + CV_xV_y = 1,$$

где V_x, V_y – главные направления эллипса анизотропии скоростей.

Задача состоит в том, чтобы по известным средним или пластовым скоростям ($V_1, V_2 \dots V_n$), полученным в результате обработки выносных ПВ ($n \geq 3$), определить главные направления эллипса V_x, V_y и угол поворота φ .

Для векторов скоростей ($V_1, V_2 \dots V_n$) рассчитываются их проекции (V_{xi}, V_{yi}) на координатные оси с учетом направления подхода волны и составляется переопределенная система уравнений:

$$AV_{x1}^2 + BV_{y1}^2 + CV_{x1}V_{y1} = 1;$$

$$AV_{x2}^2 + BV_{y2}^2 + CV_{x2}V_{y2} = 1;$$

$$\dots \dots \dots$$

$$AV_{xn}^2 + BV_{yn}^2 + CV_{xn}V_{yn} = 1;$$

неизвестные коэффициенты А, В, С которой, определяются с помощью метода наименьших квадратов. Исходя из основных соотношений для поворота координат, рассчитывается угол поворота главной оси эллипса анизотропии.

В окончательном виде получаем следующие соотношения:

$$\varphi = \text{Arctg}(C/(A-B))/2;$$

$$V_x = 1/(A \cos^2 \varphi + B \sin^2 \varphi + C \sin \varphi \cos \varphi);$$

$$V_y = 1/(A \sin^2 \varphi + B \cos^2 \varphi - C \sin \varphi \cos \varphi).$$

Способ расчета опробован на реальных данных. Для примера представлена скважина с четырьмя выносными ПВ и одним ближним.

Были рассчитаны угол поворота (Рис.1) и отношение осей эллипса (коэффициент анизотропии). Расчет производился для средних и пластовых скоростей. Средние скорости определялись непосредственно по наблюдаемым годографам первых вступлений.

При построении пластовой модели скорость распространения падающей волны в каждом пласте представлялись в виде вертикальной (V_z) и горизонтальной (V_r) компонент. В результате расчетов определялся эллипс анизотропии скоростей горизонтальной компоненты.

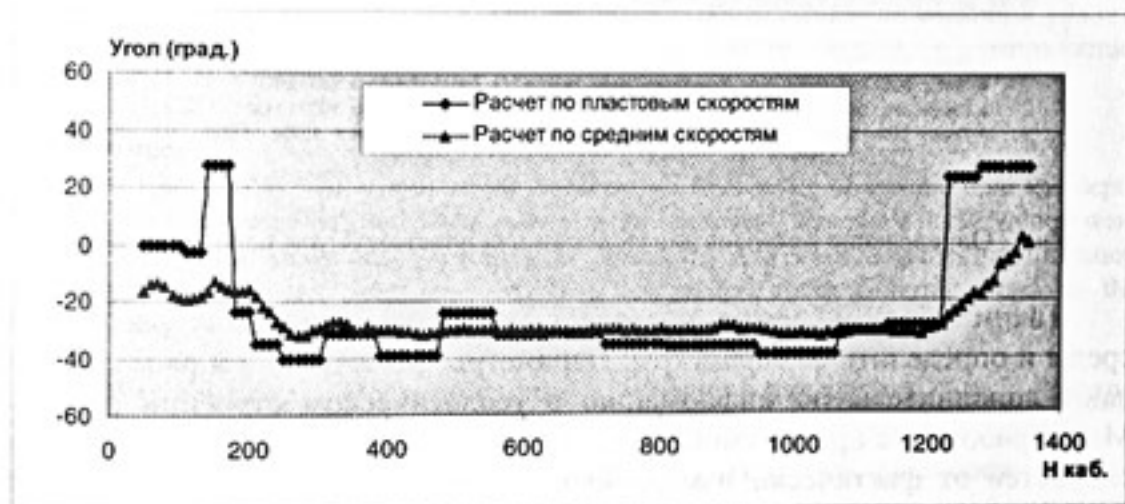


Рис.1 Расчет угла поворота большей оси анизотропии по средним и пластовым скоростям.

На графике видно, что с глубины 1200 м. меняется угол поворота большей оси эллипса анизотропии. По данным геологии и ГИС в интервале 1200-1240 м. происходит смена терригенного комплекса на карбонатный. Карбонатный комплекс характеризуется наличием субвертикальной трещиноватости, направление которой совпадает с направлением главных осей эллипсов анизотропии, рассчитанных для пластов 1230-1270 м. 1280-1350 м. (рис. 2). Коэффициент эффективной анизотропии для данных пластов составляет примерно 0.8.

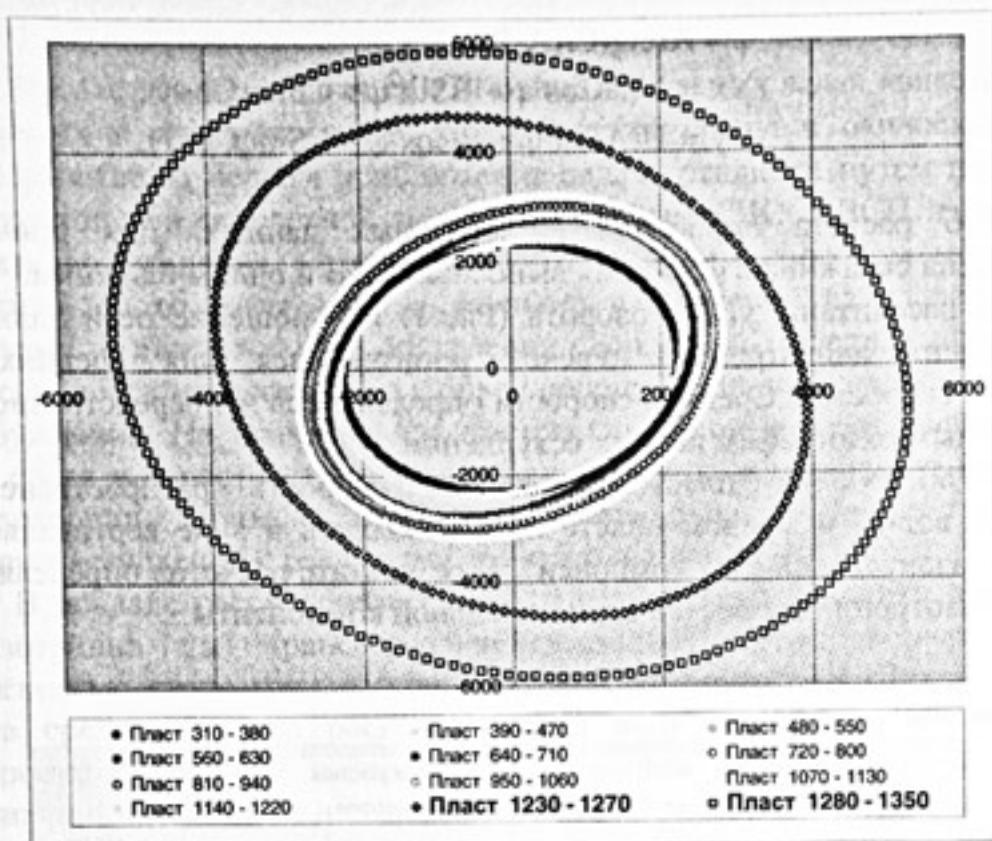


Рис.2 Определение эллипсов анизотропии для пластовой скоростной модели.

Таким образом, метод позволяет построить анизотропную модель среды и определить её параметры. Параметры анизотропии в ряде случаев дают дополнительную информацию о геологическом строении разреза. Метод работает с приемлемой точностью; отклонение расчетных значений скоростей от фактически измеренных для удаленных ПВ не превышает 5-7%. Надежность определения параметров увеличивается пропорционально количеству наблюдений (пунктов возбуждения).

Литература:

1. Определение параметров анизотропной параллельно-слоистой модели среды путем оптимизационного решения обратной кинематической задачи для годографов первых вступлений ВСП из нескольких пунктов возбуждения. А.А. Табаков, И.Е. Солтан, П.М. Боков, К.В. Баранов, А.К. Душутин. Гальперинские чтения – 2001 (Научно-практическая конференция на тему: "Состояние и перспективы развития метода ВСП"). Тезисы докладов, Москва, 2001.
2. Оценка и учет анизотропии скоростей продольных волн при обработке данных ВСП. В.В. Помазанов, В.А. Редкоп, А.А. Тихонов. Гальперинские чтения – 2004 (Научно-практическая конференция на тему: "ВСП и трехмерные системы наблюдений в сейсморазведке"). Тезисы докладов, Москва, 2004.

ПОПЕРЕЧНЫЕ ВОЛНЫ – РАСЩЕПЛЕНИЕ, АНИЗОТРОПИЯ, ТРЕЩИНОВАТОСТЬ

(САБАРДИНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ НЕФТИ)

Ю.В.Чудинов*, Р.Ф.Лукьянов*, А.Ф.Михайличенко**

* ОАО «Пермнефтегеофизика», ** ОАО «Уралнефть»

SHEAR WAVES – BIREFRINGENCE, ANISOTROPY, FISSURING (THE SABARDIN OIL FIELD)

J.V.Chudinov*, R.F.Lukyanov*, A.F.Mihaylichenko**

*JSC «Permneftegeofizika», ** JSC «Uralneft»

Аннотация

При проведении работ ПМ ВСП на Сабардинском месторождении нефти получены глубинные и временные разрезы на продольных и поперечных волнах. Рассчитан коэффициент Пуассона на исследуемой площади. При обработке и интерпретации сейсмограмм на падающих поперечных волнах обнаружено двойное лучепреломление (расщепление) поперечных волн. На основании анализа азимутальной анизотропии поперечных волн сделан вывод о направлении трещиноватости в карбонатных отложениях.

Abstract

Resulting in PM VSP survey in the Sabardin oil field series of seismic time and depth sections for compressional and shear waves were computed. Poisson's ratio values were calculated over the study area. Resulting in processing and seismic gather interpretation shear-wave birefringence was revealed. It is concluded about fissuring trend in the Carboniferous deposits

Сабардинское месторождение нефти находится на западе Свердловской области, в Быско-Кунгурской впадине, связано с антиклинальными складками тектонического генезиса, расположенными на восточном борту линейно-мобильной зоны. Тип разреза – карбонатный. С целью уточнения геологического строения структуры были проведены работы ПМ ВСП. Технология работ: зонд трехкомпонентный не ориентированный, источник вертикальной силы – вибратор, отработано 7 пунктов возбуждения (ПВ) с удалениями 1615-2499м. от устья скважины. Проведена обработка и интерпретация полученных материалов, получены глубинные разрезы на продольных и поперечных волнах, построены структурные карты, а также распределение коэффициента Пуассона на исследуемой площади. Изучено строение северо-восточной части Репинской структуры Сабардинского месторождения (рис.3)

При интерпретации сейсмограмм по падающим поперечным волнам было обнаружено двойное лучепреломление (расщепление) поперечных волн. Для анализа падающих поперечных волн были выбраны Y и Z компоненты, потому что при больших удалениях ПВ от устья скважины X-составляющая падающей поперечной волны по интенсивности меньше Z составляющей. На рис.1 (ПВ1) представлены наложенные друг на друга

компоненты Z и Y , показано расщепление падающей поперечной волны с объемной поляризацией в виде эллипсоида вращения на две отдельные падающие поперечные волны «медленную» S_2 и «быструю» S_1 с ПВ1. Были рассчитаны пластовые модели скоростей поперечных волн на компонентах Z и Y на всех пунктах возбуждения. Оказалось, что не на всех ПВ поперечная волна при прохождении каменноугольных отложений претерпевает расщепление (рис.1, рис.2). На ПВ2 и ПВ7 падающая поперечная волна не делится на две волны. Азимутальное распределение коэффициентов анизотропии поперечных волн выявило два направления, в которых имеет место развитие трещиноватости. Выявить систему преимущественного развития трещиноватости нам бы помогло применение метода вращения Альфорда [5,6], но обрабатывающий комплекс Univers, применяемый у нас, не располагает таким математическим аппаратом. Следовательно, можно предположить два варианта развития трещиноватости в данном районе.

Вариант 1. Трещины в карбонатных отложениях каменноугольного возраста связаны с разгрузкой тектонических напряжений и располагаются по огибающей северо-западного и юго-восточного купола месторождения.

Вариант 2. Трещины в исследуемых отложениях расположены в системе кулисообразных трещин сдвига. Такая система трещин могла развиваться при тектонических сдвигах примыкающей к месторождению с юга-запада линейно-мобильной зоны (ЛМЗ) (рис.3) [8].

Анизотропия поперечных волн в карбонатных отложениях каменноугольного возраста в Прикамье встречается довольно редко и связана с тектонической трещиноватостью. Для детального изучения данного явления и выявления реального распределения системы трещин необходимы специальные наблюдения ПМ ВСП, использующие небольшие удаления пунктов возбуждения, расположенные равномерно вокруг скважины, а также соответствующее математическое обеспечение [4,5].

Литература

3. Гальперин Е.И., 1982. Вертикальное сейсмическое профилирование: М., Недра.
4. Пузырев Н.Н., Бродов Л.Ю., Тригубов А.В., 1985. Сейсмическая разведка методом поперечных и обменных волн: М., Недра.
5. Матрук В., Яралов Б., Стенин В.П., Касимов А.Н., Тихонов А.А., 2002. Изучение вертикальной трещиноватости по данным обменных волн: спец. прилож. к журналу «Нефть и капитал», декабрь, 7.
6. Кузнецов В.М., Шехтман Г.А., Ефимов А.С., Кашук Е.П., 2004. Исследование трещиноватых коллекторов Восточной Сибири методом МВС-ВСП: Международная геофиз. конф. «Геофизика XXI века – прорыв в будущее».
7. Горшкалев С.Б., Карстен В.В., Лебедев К.А., Тригубов А.В., 2002. Изучение трещиноватых коллекторов методами многоволновой сейсморазведки: Труды школы-семинара «Физика нефтяного пласта».

8. Alford R.M., 1986. Shear data in the presence of azimuthal anisotropy: Dilley Texas. SEG Expanded Abstract.

9. Перфильев А.С., 1979, Формирование земной коры Уральской эвгеосинклинали: Труды ГИИ, М, Наука, вып.328.

10. Вакман С.И., 1983, Формирование линейных мобильных зон в осадочном чехле Волго-Уральской провинции: Геология нефти и газа, 9

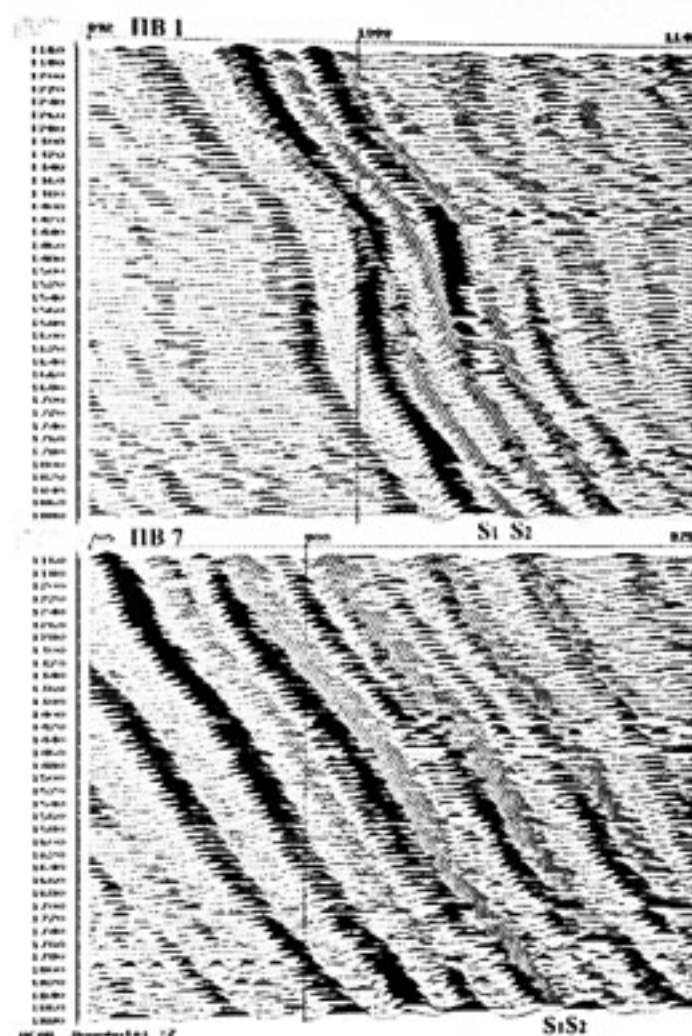


Рис.1. Волновые поля падающих поперечных волн с ПВ1 и ПВ7.
(совмещенные компоненты Z и X)

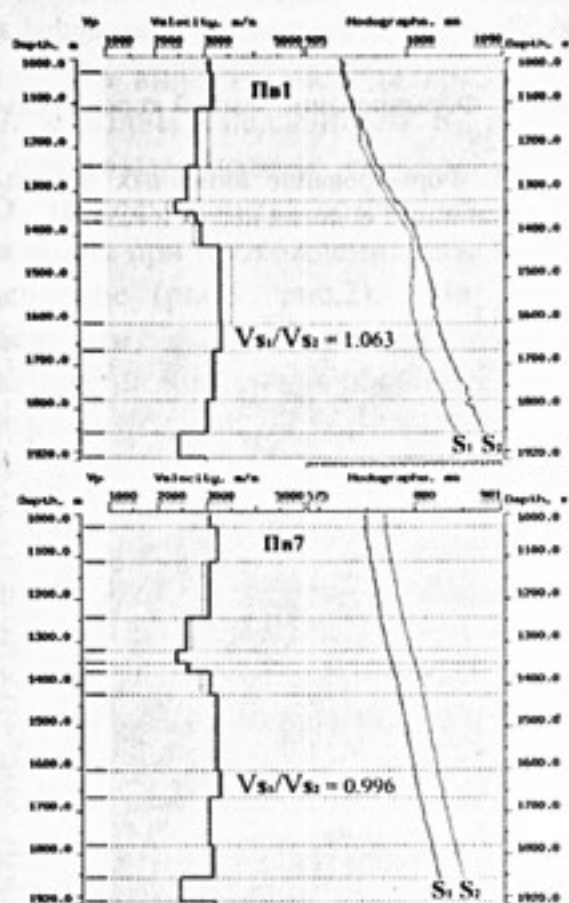


Рис.2. Модели пластовых скоростей и голографы падающих поперечных волн S_1 и S_2 с ПВ1 и ПВ7.



Рис.3. Фрагмент структурной карты по кровле отражающего горизонта ОГП (C_{117}).

ИЗУЧЕНИЕ АЗИМУТАЛЬНОЙ АНИЗОТРОПИИ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПО ДАННЫМ НЕ ПРОДОЛЬНОГО ПМ ВСП И КРОСДИПОЛЬНОЙ МНГОВОЛНОВОЙ АКУСТИКИ

З.И.Газарян*, Л.Н.Кибальчич*, Ю.Овчаренко*, П.Г.Пономаренко**

«ПетроАльянс Сервисис Компани Лимитед», г. Москва,

*** РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, г. Москва*

CARBONATE RESERVOIR AZIMUTHAL ANISOTROPY FROM OFFSET VSP DATA AND CROSS DIPOLE ARRAY ACOUSTICS

Z.Gazariyan*, L.Kibalchich*, J.Ovcharenko*, P.Ponomarenko**

**«PetroAlliance Services Company Limited», Moscow, **RSU of oil and gas n. I. M. Gubkin*

Аннотация

На примере ряда скважин Тимано-Печорской провинции приведены результаты изучения направления субвертикальной трещиноватости карбонатных коллекторов по данным интерпретации трехкомпонентных наблюдений НВСП в разных азимутах с использованием кинематических и амплитудных характеристик продольных и обменных волн. Выполнено сопоставление полученных по ВСП данных с результатами многоволновой кроссдипольной акустики.

Abstract

The presented are the results of subvertical fracture direction in carbonate reservoirs study from several wells in Timan-Pechora province. These results based on the interpretation of three-component offset VSP at various azimuths using travel time attributes and amplitudes of P-waves and converted waves. VSP results are compared to array cross dipole acoustic data.

Получившие в последнее время широкое распространение современные технологии разработки сложнопостроенных карбонатных залежей с использованием горизонтальных скважин, делают особо значимым решение задачи определения интервалов распространения и азимута направления субвертикальной трещиноватости продуктивных пластов.

Наиболее достоверные данные о трещиноватости, как показывает опыт авторов, удается получить при комплексировании исследований в скважинах наблюдений современной многоволновой кроссдипольной акустической аппаратурой и многолучевых азимутальных трехкомпонентных ВСП с выносных пунктов взрыва.

Изучение анизотропии скоростей поперечных волн (коэффициент анизотропии), в акустическом диапазоне частот (2кГц) проводилось по дипольной (32 канала) секции зонда (ХМАС) с направленным возбуждением и приемом поперечных волн, совмещенных с устройством ориентации (скважинный инклинометр).

Для определения преимущественного направления азимутально-ориентированных плоскостей быстрых и медленных поляризованных поперечных волн (двулучепреломление поперечных волн в условиях карбонатных коллекторов возникает в породах в случае наличия субвертикальной трещиноватости) использовалась модификация метода Алфорда[4]. Это позволяет выявить прямым измерением анизотропные интервалы разреза и определить главные элементы симметрии среды (азимут преимущественного направления субвертикальной трещиноватости), рассчитать кривую коэффициента анизотропии (разность скоростей быстрой и медленной поперечных волн после нормировки на их среднее в процентах), связанного с параметрами трещин.

Определение направления субвертикальной трещиноватости изучалось также по данным азимутальных трехкомпонентных наблюдений НВСП по кинематическим и динамическим параметрам продольных и обменных поперечных волн. Использовалась система выносных ПВ из 4-5 пунктов возбуждения, расположенных на равных удалениях порядка 500-600м при глубине залегания кровли целевых карбонатов 1200-1300м. Мощность продуктивных пачек с значительным развитием трещиноватости составляла 50-70м.

Высокоразрешенные полевые данные, полученные с использованием в качестве источника возбуждения погружных пневмопушек, позволили определить детальные кинематические характеристики (интервальные, пластовые скорости) продольных проходящих волн в зависимости от азимута выносных ПВ.

Для изучаемого продуктивного интервала карбонатов по полю падающих обменных волн на X компоненте, (где регистрируются SV волны на ПВ, азимуты которых совпадают с направлением трещиноватости), и на Y компоненте (с SH волнами на ПВ с азимутами, ортогональными направлению субвертикальной трещиноватости) были определены интервальные скорости быстрой и медленной поперечных волн[1,2].

Дополнительно анализировались азимутальные изменения амплитуды проходящих SV волн в интервале целевого пласта, после специальной калибровки данных из разных ПВ[3]. Максимальное значение амплитуды, как показывают данные моделирования, будут соответствовать направлению субвертикальной трещиноватости карбонатов[5].

Полученные данные по азимутальному изменению кинематических параметров продольных и поперечных волн, полученные по данным не продольных ПМ ВСП в 6 скважинах одного из месторождений Тимано-Печерского региона приводятся на рис.1. В трех из них выполнены исследования многоволновой кроссдипольной акустикой. Анализ азимутального изменения скоростей по ВСП в сейсмическом диапазоне частот (60-80Гц) дает направление субвертикальной трещиноватости с

азимутами 310-320 градусов, что соответствует определениям направления оси анизотропии изучаемого пласта по данным многоволновой акустики и геологической модели данного участка месторождения (простирацию Колвинского разлома).

В соответствии с полученными данными, было задано направление бурения горизонтального ствола эксплуатационной скважины. Проведенные в пробуренной скважине исследования аппаратурой компании Шлюмберже электрического микросканера FMI подтвердили наличие значительного количества субвертикальных открытых трещин с азимутом, близким к полученному в результате исследований ПМ ВСП.

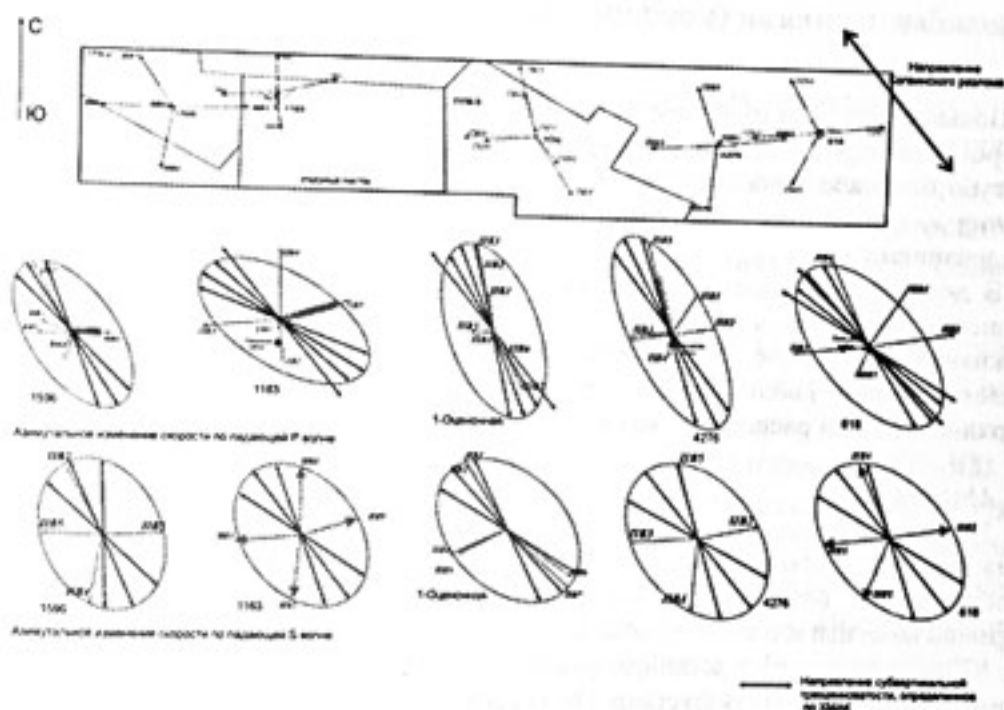


Рис.1. Результаты определения направления трещиноватости по данным НВСП

Литература

1. Bakulin, A., Grechka, V., and Tsvankin, I., 2000, Estimation of fracture parameters from reflection seismic data – Part I-III: Geophysics, 65, 1788-1830.
2. Zheng, X., and Psencik, I., 2002, Local determination of weak anisotropy parameters from qP-wave slowness and particle motion measurements, Pure and Appl. Geophys. 159, 1881-1905.
3. Esmeroy, C., 1990, Inversion of P and SV waves from multicomponent offset vertical seismic profiles, Geophysics, 55, 39-50.
4. Alford, R.M., 1986, Shear data in the presence of azimuthal anisotropy: 56th Ann. Internat. Mtg., Soc., Expl. Geophys., Expanded Abstracts, 478-479.
5. Роганов Ю., 2003, Определение коэффициентов упругости по фазовым скоростям, Международная геофиз. конф. и выставка SEG, Москва, Тезисы.

ИЗУЧЕНИЕ СТРОЕНИЯ РЕЗЕРВУАРОВ УГЛЕВОДОРОДОВ СКВАЖИННЫМИ И НАЗЕМНЫМИ НАБЛЮДЕНИЯМИ ПОЛЯРИЗАЦИОННЫМ МЕТОДОМ.

А.Н.Амиров, А.А.Терехин

КГУ геологический факультет г.Казань.

STUDY OF HYDROCARBON RESERVOIRS STRUCTURE BY BOREHOLE AND SURFACE POLARIZATION METHOD

A.N.Amirov, A.A.Terehin

Kazan State University, Kazan

Аннотация

Повышенная тектодинамическая активность геологических сред является фактором благоприятным для формирования нефтегазовых залежей и определяющим их сугубо блоковое строение. Определение и уточнение границ блоков и изучение их строения - одна из приоритетных задач стоящих перед геофизическими исследованиями.

В докладе обсуждается методика и результаты исследований направленных на повышение эффективности выявления и изучения субвертикальных неоднородностей, осложняющих строение резервуаров нефти и газа. Исследования базируются на комплексировании наблюдений поляризационным методом в скважинах и на дневной поверхности [1,2] и расширяют возможности промысловой сейсмологии [3,4].

Abstract

Heightened tectonic-dynamical activity of geological media is a favourable factor for generating hydrocarbon accumulations and stipulated their especially block structure. Boundary blocks determination and revision and their structure study are one of the foreground tasks that are worth seismic investigations.

This work describes technique and results of study aimed at effectiveness increase for exposure and study of subvertical heterogeneities complicated hydrocarbon reservoir structures. The study is based on combining the polarization measurements as in boreholes and on the surface [1, 2] and extends borehole seismology potential [3, 4].

Методика и некоторые результаты исследований.

Согласно существующим представлениям в интенсивно деформирующихся массивах горных пород сосуществуют зоны сжатия и растяжения. [5]. В результате образуются отдельные разномасштабные блоки, характеризующиеся своим напряженно-деформированным состоянием. Образование блоков сопровождается развитием в них трещиноватости, в том числе субвертикальной с превалирующим направлением открытых трещин. Направление трещиноватости в соседних блоках отличается, что позволяет определять границы между ними на основании изучения параметров трещиноватости на исследуемой площади.

Сведения о параметрах субвертикальной трещиноватости (ориентировке открытых трещин и интенсивности) могут быть получены

путем оценок анизотропных свойств пород. Многочисленные измерения в глубоких и специально пробуренных мелких скважинах, расположенных в пределах нефтяных месторождений Татарстана, свидетельствуют о том, что наиболее высокая азимутальная анизотропия отмечается в приповерхностной части разрезов непосредственно под зоной малых скоростей. Анизотропия здесь наблюдается в интервалах нескольких десятков метров (до 100 м.), и коэффициент анизотропии достигает 30%. В продуктивных же отложениях карбона и девона (глубины залегания около 1000 м.) нередко (не менее 50% измерений) анизотропна только часть флюидонасыщенных пород в сравнительно небольших интервалах и изучение их трещиноватости, особенно с помощью наземных наблюдений, оказывается невозможным.

Азимутальная анизотропия в приповерхностных породах обусловлена субвертикальной трещиноватостью, образующейся в результате воздействия новейших и современных тектонодинамических процессов. Последние в значительной степени определяют строение всей осадочной толщи и, в первую очередь, контролируют развитие в ней блоков и трещиноватости.

Оценка параметров азимутальной сейсмической анизотропии по площади базируется на изучении поляризации головной поперечной волны SSS, образующейся на границе между терригенными и карбонатными породами (верхняя жесткая граница, глубина залегания 200-300 м.). Регистрация волны SSS осуществлялась трехкомпонентными установками с шагом 20 м. по профилям наблюдений ПМ МПВ (поляризационная модификация метода преломленных волн), возбуждение S волны производилось электродинамическим источником ВЭИП. Исследования на наземных профилях ПМ МПВ комплексировались с наблюдениями ПМ ВСП (ПМ НВСП) в глубоких и мелких (глубины до 100 м.) скважинах.

В результате интерпретации материалов выделялись быстрая S1 и медленная S2 волны, а также определялись временные сдвиги между ними. Направление смещения в волне S1 принималось за ориентировку наиболее открытых трещин, а зоны с отличающейся поляризацией S1 – за блоки с различным напряженно-деформированным состоянием.

Экспериментальные исследования выполнены на нескольких месторождениях Татарстана. Основной их целью было выявление тектонических нарушений и определение направления доминирующей субвертикальной трещиноватости в породах карбонового и пермского возраста.

В результате исследований установлено :

- ✓ В пределах нефтяных месторождений Татарстана наблюдается сильная латеральная изменчивость параметров азимутальной сейсмической анизотропии в породах пермского возраста;

- ✓ границы между блоками в пермских отложениях, соответствующие смене в них направлений субвертикальной трещиноватости, согласуются с расположением тектонических нарушений (разрывных и зон повышенной трещиноватости) в продуктивных карбоновых отложениях;
- ✓ направления доминирующей трещиноватости в верхнем и среднем карбоне совпадают с ориентировкой трещин в пермских отложениях. Направление же трещиноватости в нижнекарбоновых отложениях отличается от ориентировки трещин в породах перми и, чаще всего, ортогонально к ним;
- ✓ применение при исследованиях на дневной поверхности наблюдений поляризационным методом, позволяющим оценивать азимутальную сейсмическую анизотропию горных пород, расширяет возможности промысловой сейсмики, так как повышается эффективность изучения трещиноватости горных пород и блокового строения резервуаров углеводородов.

Литература

1. Гальперин Е.И. Поляризационный метод сейсмических исследований. М. Недра, 1978, 273 с.
2. Гальперин Е.И. Вертикальное сейсмическое профилирование: опыт и результаты. М. Наука, 1994, 320 с.
3. Амиров А.Н., Гальперин Е.И., Гурвич И.И. и др. Промысловая сейсмика-сейсмические исследования на этапе разведки и эксплуатации месторождений. Изв. ВУЗов. Геология и разведка. 1980. №7. с. 78-83.
4. Феоктистов А.В., Феоктистов В.А. О промышленном стандарте промысловой сейсмики. Технологии сейсморазведки. №1. 2004. с. 57-61.
5. Дистанционные методы изучения трещиноватости пород нефтегазоносных территорий / Амурский Г.И., Абраменок, Бондарева М.С., Соловьев Н.Н. М. Недра, 1988, 164 с.

**ПРИМЕНЕНИЕ СКВАЖИННЫХ СЕЙСМИЧЕСКИХ
НАБЛЮДЕНИЙ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ
ВИБРОСЕЙСМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ**

В.М.Громыко*, Ю.Г.Панько*, А.В.Серебренников*, Г.П.Лопухов**
*РУП «ПО «Белоруснефть», г.Гомель, **ИСМАН, г.Москва

**DOWNHOLE SEISMIC MONITORS VIBROSEIS IMPACT
ON ENHANCED OIL RECOVERY**

V.M.Gromyko*, Y.G.Panko*, A.V.Serebrennikov*, G.P.Lopukhov**
*BelarusNeft Co, Gomel City, Belarus, **ISMAN Institute, Moscow, Russia

Аннотация

Опытно-методические работы по вибросейсмического воздействия на продуктивную зону пласта (ВСП) с целью повышения нефтеотдачи проводились на Речицком месторождении нефти. На первом этапе на каждом ПВ вибратор СВ-18/120 генерировал линейные свип-сигналы различной ширины. Регистрация упругих колебаний осуществлялась аппаратурой АМЦ-ВСП-3-48М трехкомпонентными приборами. По результатам работ определены доминантные частоты в диапазоне 16-33 Гц. На втором этапе было установлено, что оптимальной является группа из 6-ти вибраторов. График акустического шума имеет тенденцию к увеличению. Достигнутый уровень шума мог быть больше при наличии более мощных вибраторов.

Abstract

Vibroiseis impact on a producing formation aimed at enhancing oil recovery was experimented on the Rechitskoye oilfield. This was a two-phase experiment. At the first phase, a СВ-18/120 vibrator unit stationed at each source location generated linear sweeps of different width. АМЦ-ВСП-3-48М 3-component geophones were used to record the energy. Dominant frequencies were established in the range 16-33 Hz. At the second phase, a group comprising 6 vibrator units was found to be optimal. Noise plot shows that acoustic noise tends to rise. The desired noise could have been higher, if more powerful vibrator units had been available.

В 2004 году на территории работ РУП «ПО «Белоруснефть» впервые проводились опытно-методические работы по опробованию эффективности использования низкочастотного вибросейсмического воздействия на продуктивную зону пласта (ВСП) с целью повышения нефтеотдачи. Актуальность этих работ обусловлена тем, что в Припятском прогибе, который является единственным нефтегазоносным регионом в Беларуси, происходит падение добычи нефти, обусловленное выработкой запасов, и как следствие, увеличение обводненности продукции. Поэтому программа разработки залежей на перспективу должны предусматривать активное внедрение передовых технологий повышения нефтеотдачи

пластов [1]. Технология ВСВП успешно реализуется в нефтегазаносных провинциях с использованием как наземных, так и комбинированных (использующих волноводы) виброисточников [2].

Первым объектом для опробования технологии ВСВП было выбрано Речицкое месторождения нефти, открытое в 1964 году. С 1967 оно находится в промышленной разработке. Основной объект для исследований - межсолевые отложения, внутри которых выделяются две основные нефтеносные пачки - IV и VIII. Выбор данного месторождения обусловлен следующими факторами:

1. Существование в разрезе как карбонатных, так и терригенных пластов, что позволит получить данные по влиянию вибровоздействия в этом регионе на породы различного состава.

2. Наличие высоко-, средне- и низкообводненных пластов-коллекторов, которые разрабатываются как фонтанным способом, так и с помощью насосного оборудования (ЭЦН и ШГН).

3. Петрофизическая неоднородность IV и VIII пачек (IV пачка менее выдержана по своему строению, чем VIII), что даст возможность изучить эффективность отклика на вибросейсмическое воздействие при одних и тех же режимах воздействия.

4. Наличие продукции различного фракционного состава, что позволит получить данные о влиянии вибровоздействия на физико-химические свойства фильтрующихся флюидов в промысловых условиях и сравнить их с аналогичными данными, полученных в лабораторных экспериментах.

На первом этапе ставилась задача определения доминантных частот вибровоздействия на пласт и изучение сейсмической эмиссии (сейсмического шума) продуктивных пород межсолевого комплекса. Цель второго этапа - определение необходимого уровня сейсмической мощности, которая зависит от числа используемых при вибровоздействии источников.

Для решения задач первого этапа на нескольких пунктах возбуждения, расположенных в пределах опытного участка, проводилось вибровоздействие с помощью одного вибратора СВ-18/120. На каждом ПВ вибратор генерировал линейные свип-сигналы различной ширины и длительности. Всего было определено 8 пунктов возбуждения. Регистрация упругих колебаний осуществлялась аппаратурой АМЦ-ВСП-3-48М в скважинах №126 (из 5-ти ПВ) и 36s2-Речицкие (из 3-х ПВ) тремя скважинными трехкомпонентными (X, Y, Z) приборами при двух положениях приборов для каждой пачки. Помимо регистрации сейсмического сигнала осуществлялась запись сейсмического шума. Для этого на каждом ПВ, после завершения работ по перебору свип-сигналов, были выбраны три свипа, которые поочередно генерировались вибратором. После завершения работы вибратора проводилась

регистрация сейсмического шума сразу после воздействия, затем через пять и десять минут после окончания работы вибратора.

Обработка полевых материалов включала в себя формирование специального паспорта профиля, который позволял расположить коррелограммы на вертикальном профиле таким образом, что каждому свипу соответствовала группа сейсмических трасс (от 6 до 9) в интервале IV или VIII пачки, расположенных в порядке уменьшения глубин. Затем для каждой сейсмической трассы вычислялись значения амплитуды сейсмической записи в трех окнах – максимальное значение амплитуды в первых вступлениях, среднеквадратическая амплитуда в окне 300 мс от первых вступлений и среднеквадратичная амплитуда для первых четырех фаз. Значения амплитуды сейсмической трассы определялись для вертикальной составляющей волнового поля (Z-компонента) и для суммы двух горизонтальных составляющих поля (X+Y-компоненты). Коррелограммы и значения амплитуд в виде гистограммы сводились на одном рисунке, что позволяло провести общую оценку соответствия характера сейсмической записи и поведения амплитуд. Затем для каждого пункта возбуждения для IV и VIII пачки значения амплитуд трасс, расположенных внутри этих пачек, суммировались и строились гистограммы. Дальнейший анализ выполнялся по этим гистограммам для всех трех режимов. Проводилось сопоставление амплитуд в первых вступлениях и в окне 300 мс для Z и X+Y-компонент, амплитуд в первых вступлениях (Z) и четырех первых периодов (Z), рассматривались амплитуды Z, X+Y-компонент и сумма всех трех компонент X+Y+Z. На полученных материалах выделялись свип-сигналы, где отмечались максимальные значения амплитуд, либо максимальная разница в амплитудах первых вступлений и последующей записи. Все полученные данные по каждому ПВ вносились в таблицу, затем были составлены сводные таблицы по каждой скважине и итоговая таблица по двум скважинам.

Помимо определения значений амплитуд проводился анализ амплитудно-частотных характеристик (АЧХ) сейсмического шума, запись которого проводилась на протяжении всего времени эксперимента. По записям АЧХ определялись интервалы частот, где отмечались повышенные значения амплитуды колебаний. Это явление, на наш взгляд, обусловлено реакцией нефтяного пласта на вибровоздействие.

Материалы экспериментальных данных по оценке амплитуд зарегистрированных сейсмических колебаний свидетельствуют о том, что доминантные частоты лежат в диапазоне 16-33 Гц. По результатам анализа амплитудно-частотных характеристик сейсмического шума было установлено, что в спектре преобладают частоты в диапазоне 15-25 Гц. Колебания на этих частотах можно рассматривать как реакцию среды на

вибровоздействие, что позволяет говорить об этих частотах как приоритетных при проведении ВСВП.

Принимая во внимание вышесказанное, для проведения II этапа опытных исследований были рекомендованы три свипа из диапазона 16-33 Гц. Учитывая то обстоятельство, что для карбонатных коллекторов реакция на вибровоздействие недостаточно изучена, на втором этапе для возбуждения упругих колебаний первоначально использовались три группы вибраторов – 2 источника, 4 источника, 6 источников.

На втором этапе опытных исследований по вибросейсмическому воздействию возбуждение упругих колебаний осуществлялось из четырех пунктов возбуждения, расположенных по простиранию отложений межсолевого комплекса на расстоянии порядка 1,5-2 км друг от друга. На каждом ПВ для возбуждения упругих сейсмических колебаний предполагалось использовать три группы вибраторов – 2, 4, 6 источников и три свип-сигнала, параметры которых были определены на первом этапе опытных работ. Контрольные наблюдения - запись виброграмм и сейсмического шума с использованием скважинной аппаратуры АМЦ-ВСП-3-48М - проводились в трех скважинах № 94s2, 145 и 186-Речицкие, расположенных на удалении 500-1000 м от ПВ. Помимо этого осуществлялась запись акустического шума с использованием аппаратуры КСА-Т-7 в двух скважинах.

В ходе работ по вибровоздействию на ПВ1 и ПВ2 по результатам оперативного анализа контрольных наблюдений было установлено, что интенсивность колебаний, приходящих к пласту, существенно выше при работе 6-ти вибраторов по сравнению с 2-мя вибраторами в 2,5 – 3,3 раза и от 1,3 - 2,2 в сравнении с 4-мя вибраторами. В связи с этим для повышения эффективности вибровоздействия, было принято решение на ПВ3 и ПВ4 выполнять работы только группой из 6-ти вибраторов. Анализ акустического шума в скв. № 133-Речицкая показал, что имеют место две тенденции – рост акустического шума при работающих вибраторах и его спад в период «молчания» в ночное время, когда вибраторы не работали (такая же картина наблюдается и при регистрации сейсмического шума). Вторая тенденция – это общее увеличение уровня шума в течение всего времени наблюдения. Если исходить из представлений, что пласт должен достичь какого-то уровня насыщения энергией, а затем отдавать эту энергию (процесс диссипации), то этот предельный уровень не был достигнут. В этой связи было рекомендовано провести дополнительные наблюдения с акустическим шумомером в контрольной скважине № 126-Речицкая. Наблюдения проводились в период работы 6-ти вибраторов на ПВ3, а также некоторое время спустя, после завершения сеансов вибровоздействия. Ежедневно строился график поведения акустического шума. Анализ графика показывал, что вначале отмечался неустойчивый характер шума, который то повышался, то понижался. Затем уровень шума

стабилизировался и начал постепенно расти. Спустя некоторое время он стабилизировался и в дальнейшем практически не изменялся как в период работы вибратора, так и после завершения вибровоздействия. С учетом этого обстоятельства был сделан вывод, как о количестве вибраторов, так и о продолжительности вибровоздействия на пункте возбуждения, чтобы пласт достиг определенного уровня насыщения энергией, который может привести к качественным изменениям напряженного состояния пласта, следствием чего может быть снижение обводненности и повышение нефтеотдачи. Однако надо иметь в виду, что данный уровень может и не быть максимальным, и что при наличии более мощного флота вибраторов пласт, во-первых, мог бы энергонасытиться за более короткий период времени, а, во-вторых, этот уровень мог бы оказаться гораздо выше.

Литература

1. Бескопыйный В.Н. Основные геологические задачи освоения ресурсов углеводородов Припятского прогиба // Проблемы освоения ресурсов нефти и газа Беларуси и пути их решения: Материалы научно-практической конференции (22-24 мая 2002 г.). – Гомель: РУП «ПО»Белоруснефть», 2003. – С. 6-14.
2. Lopukhov G.P. Vibroseismic stimulation for rehabilitation of waterflooded reservoirs // Petroleum Geoscience, 5, 1999. – P. 259-263.

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ИМПУЛЬСНОГО ИСТОЧНИКА СЕЙСМИЧЕСКИХ КОЛЕБАНИЙ «ЕНИСЕЙ» ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ВСП

А.А.Мартюшев

ООО «Геология резервуара» г. Тюмень

CASE STUDY OF PULSED SEISMIC SOURCE "YENISEI" FOR VSP SURVEY

А.А.Martyushev

LLC "Reservoir Geology", Tyumen

Аннотация

В статье рассмотрена возможность использования в качестве источника сейсмических колебаний импульсных электромагнитных источников «Енисей» при проведении работ ВСП. Показано неоспоримое преимущество данных источников в плане безопасности, экологичности их применения, а также возможность получения полного пакета ожидаемых результатов.

Abstract

This work describes workability of pulsed electromagnetic sources "Yenisei" as a seismic energy source for VSP survey. It is demonstrated incontestable advantage of these

sources application in respect to accident prevention and ecological compatibility as well an opportunity to obtain expected results in full volume.

Применение импульсного источника при проведении работ ВСП дает ряд неоспоримых преимуществ перед взрывом в скважине. Практика показала, что проведение сейсморазведки с использованием невзрывных источников позволяет упростить полевые работы, снизить их стоимость и повысить безопасность за счет отказа от использования ВВ, исключить или свести к минимуму ущерб, наносимый окружающей среде.

В ОАО «Хантымансийскгеофизика» были проведены сейсморазведочные работы методом вертикального сейсмического профилирования (ВСП) в республике Саха (Якутия) с применением импульсного источника сейсмических колебаний «Енисей-КЭМ-4».

Технические характеристики импульсного источника сейсмических колебаний «Енисей-КЭМ-4»:

Наименование параметров	КЭМ-4
1. Кол-во двигателей (электромагнитов)	4
2. Расчетное усилие – суммарное (тонно - сил)	100
3. Площадь плиты излучателя/излучателей, м ²	0.5/2.0
4. Расчетное воздействие на грунт, кг/см ²	5.0
5. Активная масса излучателя (якорь + плита), кг	580
6. Реактивная масса излучателя (пригруз + индуктор), кг	1210
7. Соотношение масс: акт/реакт	2.09
8. Вес источника без транспортного средства и генератора 380В, кг	10200
9. Время подготовки установки к воздействиям в режиме накопления, не более, с	5
10. Время отработки 1 физические наблюдения при 8 воздействиях с переездом на след. ПВ, минут	2.5-5
11. Работоспособность в диапазоне температур, в градусах Цельсия.	+40-(-50)

Из анализа результатов работ следует:

1. При возбуждении сейсмического сигнала импульсным источником «Енисей», разрушения почвы не происходит. По этой причине условия возбуждения не меняются, и возбуждаемый импульс идентичен на всех физические наблюдения. Добиться идентичности возбуждаемого импульса при взрыве практически невозможно.
2. Накопление сигнала, проводимое при работах с импульсным источником сейсмических колебаний, позволяет в значительной степени понизить уровень случайных помех. Без накопления

сейсмического сигнала это невозможно, так как ВСП в стандартной методике, это однократные наблюдения.

3. Диапазон частот, зарегистрированных от импульсного источника, 0-150 Гц, что не уступает взрывному источнику.

В геологическом строении территории работ принимают участие образования трех структурно-тектонических этажей, характеризующих определенные этапы ее развития. Они отделены друг от друга региональными перерывами и угловыми несогласиями.

Нижний этаж – кристаллический фундамент – включает породы архея – нижнего протерозоя, характеризующие доплатформенный этап развития. В пределах рассматриваемой площади фундамент сложен метаморфическими и магматическими образованиями, обладающими неоднородной намагниченностью и плотностью.

К среднему структурно-тектоническому этажу относятся отложения верхнего докембрия и нижнего палеозоя, знаменующие платформенный этап развития.

Венчается разрез отложениями верхнего структурно-тектонического этажа, который включает терригенно-угленосные образования мезозоя, выполняющие наложенные впадины и прогибы.

Анализ сейсмограмм ВСП показывает, что все структурно-тектонические этажи (кристаллический фундамент находится на глубине менее 2000 метров) находят свое отражение в исходных волновых полях.

Исследования велись по стандартной методике, при подъеме зонда. По каждой скважине было отработано по четыре пункта взрыва, один ближний и три дальних. Возбуждение производилось одним источником «Енисей-КЭМ-4». Наблюдения велись с накоплением сигнала на каждом физическом наблюдении. Количество накапливаемых воздействий для ближних и дальних ПВ было различным. Для ближних ПВ оно составляло 5-6 воздействий, для дальних ПВ 10-11.

На рис. 1 и 2 проиллюстрированы волновые поля вертикальной компоненты, зарегистрированные на одной из скважин, с ближнего и дальнего ПВ соответственно.

Из представленных рисунков хорошо видно, что зарегистрированные волновые поля хорошего качества и пригодны для поляризационной обработки. На ближнем и на дальнем ПВ четко прослеживаются времена первых вступлений продольных волн, а также отраженные и обменные волны. Наблюденные волновые поля имеют полный набор тех типов волн, которые мы привыкли видеть на волновых полях, зарегистрированных от взрыва.

В результате обработки был получен набор стандартных, для ВСП результатов, которые позволили сделать комплексный анализ, и выполнить все задачи, поставленные в геологическом задании. Так, на рисунках 3 и 4

проиллюстрированы мигрированные разрезы ВСП построенные по отраженным продольным и отраженным обменным волнам соответственно. Качество разрезов, их разрешающая способность показывают что разрезы пригодны для интерпретации и решения различных геологических задач.

Богатый опыт применения электромагнитных источников «Енисей» в ОАО «Хантымансийскгеофизика» показывает, что использование этих источников геологически и экономически оправдано не только при работах ВСП, но и при 2D и 3D сейсмических исследованиях. Работы ВСП, проведенные в Западной Сибири с источником «Енисей», наглядно демонстрируют, что глубинность исследований в 4 и более км далеко не предел для импульсных электромагнитных источников этого типа.

Исходя из результатов работ ВСП, проведенных во многих регионах России с электромагнитным источником «Енисей», можно с уверенностью сделать вывод о целесообразности использования невзрывного источника этого типа для вертикального сейсмического профилирования глубоких скважин.

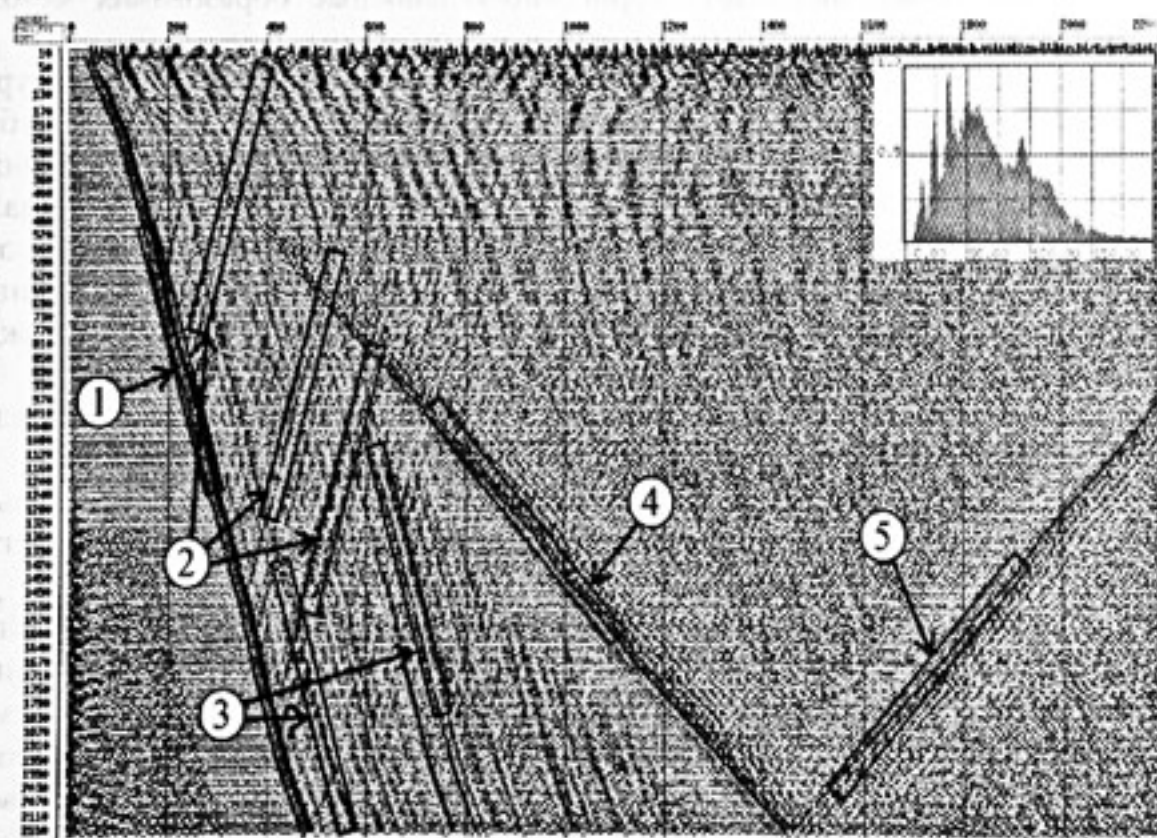


Рис. 1 Исходное волновое поле и его амплитудно-частотный спектр. Пункт взрыва 1 (ближний). Цифрами обозначено: 1-прямая падающая волна; 2-отраженные продольные волны; 3-кратные падающие волны; 4-падающая гидроволна; 5-отраженная гидроволна

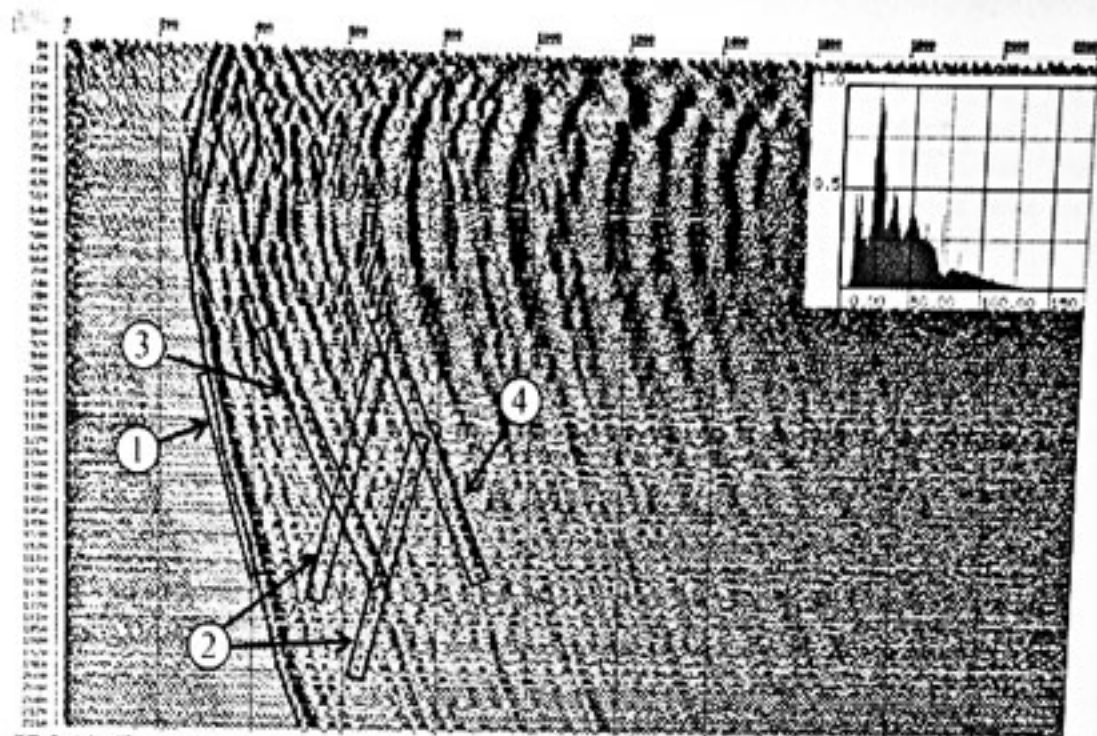


Рис. 2 Исходное волновое поле и его амплитудно-частотный спектр. Пункт взрыва 2 (дальний). Цифрами обозначено: 1-прямая падающая волна; 2-отраженные продольные волны; 3-обменные падающие волны типа PS, 4-падающая поперечные волны

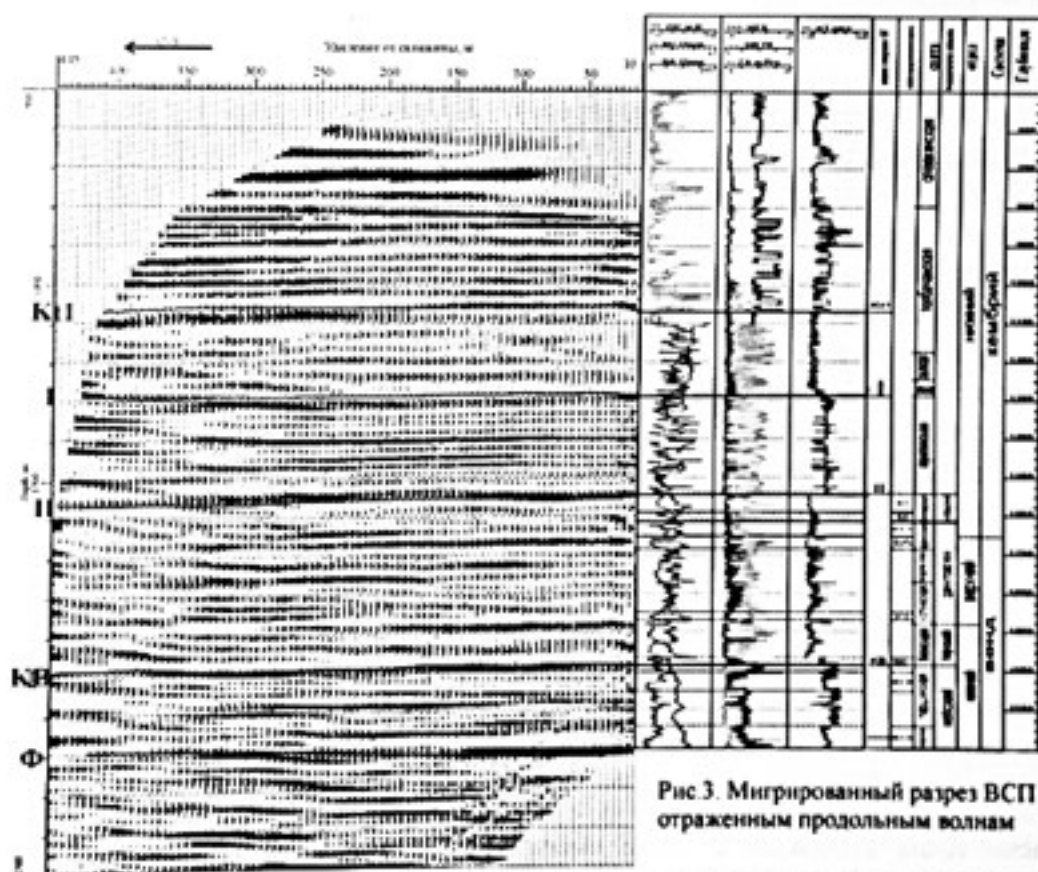


Рис. 3. Мигрированный разрез ВСП по отраженным продольным волнам

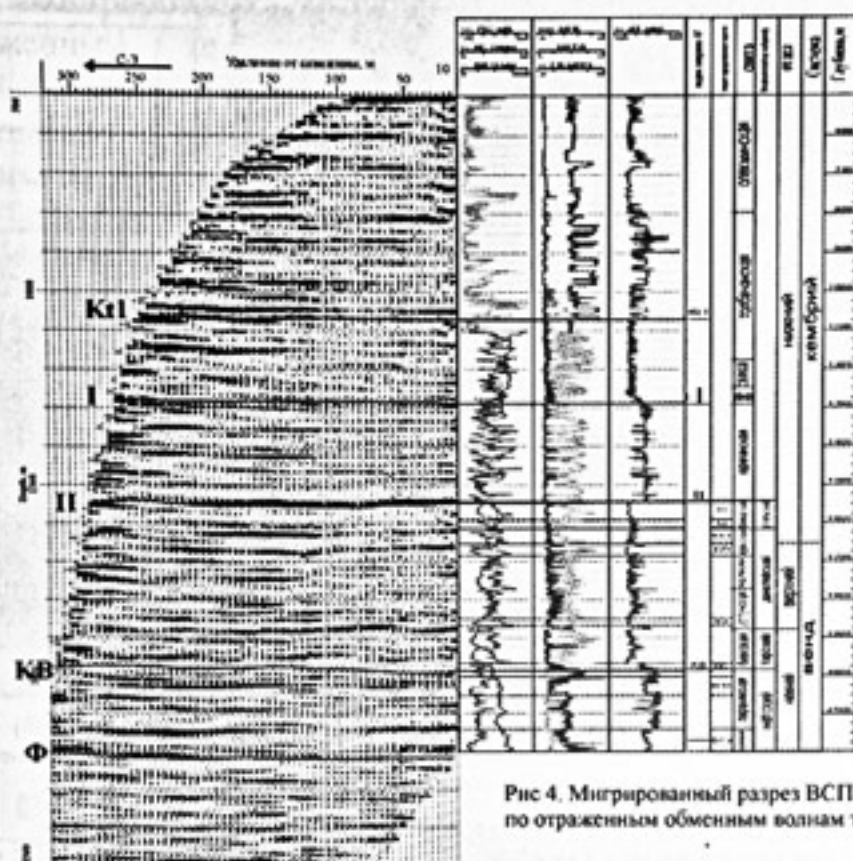


Рис 4. Мигрированный разрез ВСП по отраженным обменным волнам типа PS

ВТОРОЕ ПОКОЛЕНИЕ СКВАЖИННЫХ СЕЙСМИЧЕСКИХ ПРИБОРОВ

С.Ю.Антипин*, Ю.Г.Антипин**

*ООО «Компас плюс», **БНГФ, г.Уфа

SECOND GENERATION OF DOWNHOLE SEISMIC TOOLS

S.Y.Antipin*and Y.G.Antipin**

*Kompas Plus Ltd, **BashNefteGeofizika, Ufa City, Russia

Аннотация

Для трехкомпонентной регистрации волнового поля предлагается использовать зонды с центрирующим прижимом, обладающие постоянной азимутальной чувствительностью. В докладе приведены материалы производственных испытаний зондов с различными прижимными устройствами и некоторые результаты их обработки, показывающие, что зонды с центрирующим прижимом обеспечивают прием сейсмических колебаний с более высоким отношением сигнал/помеха в широком диапазоне частот в сравнении с зондами, имеющими один прижимной рычаг.

Abstract

For three component data recording it is offered to use sondes with a centering hold-down that possess a constant azimuth sensivity. Materials of sondes' production tests with different clamping devices and some of the processing results are cited in the report. They show that centering hold-down sondes provide seismic oscillation receiver with a more high signal/noise ratio in a wide frequency range in the comparison with one clamping lever sondes.

Разработанные в 60-е годы скважинные сейсмические зонды с управляемым прижимным устройством [1] дали мощный толчок развитию метода вертикального сейсмического профилирования (ВСП). Зонды такой конструкции, схематично изображенные на рис. 1, до сих пор широко применяются в производстве. Получаемая с их помощью информация используется для изучения структуры волнового поля, литолого-стратиграфической привязки отражений и оценки скоростной характеристики геологического разреза. Для решения этих задач обычно ограничиваются параметрами продольных волн, возбуждаемых в точке максимально приближенной к устью скважины. Когда создавался такой зонд, трудно было представить, какие возможности метода откроются при решении новых задач в недалеком будущем. Дальнейшее развитие скважинной сейсморазведки показало ее эффективность при изучении структурного строения, оценке литологических и емкостных характеристик разреза и др. При решении многих задач, и в частности структурных, запись колебаний производится с удаленных от устья скважины пунктов возбуждения. При этом регистрируемое волновое поле более сложное по составу, содержит волны различной природы, близкие по частотным и скоростным характеристикам. Для их разделения часто бывает недостаточно традиционных способов частотной и скоростной селекции. Эффективного разделения волн можно достичь, привлекая для этого дополнительно независимую их характеристику – поляризацию. То есть необходимо производить трехкомпонентную регистрацию волнового поля. А это предъявляет новые требования к скважинным сейсмическим приборам. В частности, чувствительность скважинного прибора должна быть постоянной в плоскости, перпендикулярной его оси, т.е. чувствительность не должна зависеть от азимута подхода волн в точку регистрации. Азимутальная чувствительность – это новая характеристика скважинных сейсмических приборов, которая до сих не изучалась и которая впервые вводится нами. Из общих соображений ясно, что свойством постоянства азимутальной чувствительности могут обладать механические системы, конструкция которых симметрична относительно оси, перпендикулярной направлению распространения волн. В данном случае под системой следует понимать скважинный прибор, закрепленный в скважине. Как отмечалось выше (рис.1), используемые в настоящее время сейсмические зонды имеют только один рычаг, прижимающий

прибор к стенке скважины. Образуемая при этом система «прибор – стенка скважины», не обладает свойством осевой симметрии. Отсюда следует, что азимутальная чувствительность таких зондов не может быть постоянной, а будет зависеть от направления подхода волны в точку регистрации. То есть асимметричное положение зонда в скважине порождает анизотропию его чувствительности. Это легко показать, используя рис.1, из которого видно, что при подходе волны в точку регистрации по направлению оси X, совпадающей с направлением силы, прижимающей зонд к стенке скважины, колебания зонда будут вызывать в окружающей породе деформацию «сжатия – разряжения». Если же волна распространяется в направлении оси Y, перпендикулярной плоскости прижима зонда, то колебания зонда будут происходить по касательной к сечению скважины и вызовут в среде, контактирующей с прибором, сдвиговую деформацию.

Пусть для среды, окружающей зонд, c_1 – модуль сжатия, c_2 – модуль сдвига. Используя известное [1] соотношение

$$c_2 = c_1(1 + \mu),$$

где μ – коэффициент Пуассона (для геологических сред $\mu = 0,2 \div 0,4$), оценим резонансные частоты по направлениям X и Y:

$$\omega_x = \sqrt{c_1 / m}, \quad \omega_y = \sqrt{c_2 / m}$$

Для других направлений подхода волн частотная характеристика на контакте «прибор-стенка скважины» будет изменяться в зависимости от азимута подхода волны к прибору в точке регистрации. Приведенный расчет показывает, что круговая диаграмма чувствительности зонда, прижатого к стенке скважины, не может быть равномерной, т.е. совпадающей с окружностью. А из этого следует, что форма и динамические параметры волн, регистрируемых таким зондом, будут зависеть от направления подхода их в точку приема. Таким образом, все выше изложенное доказывает необходимость создания прибора, который бы не прижимался к стенке скважины, а закреплялся по ее оси, образуя симметричную систему, и этим обеспечивал бы постоянную азимутальную чувствительность.

Нами создан экспериментальный образец такого прибора – СПАН-3 (фото на рис.2), проведены его лабораторные и в небольшом объеме скважинные испытания. Результаты скважинных испытаний прибора СПАН-3 сравнивались с результатами наблюдений, полученных в этих же скважинах наиболее распространенным зондом из серии АСПУ, прижимаемым к стенке скважины одним рычагом. К сожалению, сравнение проводилось пока только вертикальных составляющих волнового поля, поскольку последним зондом при выполнении производственных работ была запланирована регистрация только одной вертикальной компоненты. Сравнение записей волновых полей показывает, что запись прибором СПАН-3 отличается от записи

альтернативным прибором большей регулярностью осей синфазности и повышенной определенностью выделения и прослеживания регулярных волн. Преимущество записи прибором СПАН-3 особенно отчетливо проявляется при детальном анализе формы прямой волны [3] с применением спектральных преобразований. В настоящем докладе приведены результаты деконволюции реальных данных обратным фильтром, рассчитанным по прямой волне.

Литература

1. Сквaziнный сейсмический прибор. А.С. 254803 кл. G 01 v1/40/ Куповых П.Н., Гогошников Г.Н., Рябков В.В., Благов В.В., Бюл. № 32, 1969.
2. Ивакин Б.Н., Карус Е.В., Кузнецов О.Л. «Акустический метод исследования скважин», М. Недра, 1978, 320с.
3. Антипин Ю.Г., Антипин С.Ю. Фазовый спектр сейсмического сигнала как индикатор уровня шума сквaziнного сейсмического прибора. «Геофизический вестник» №3-4, 2003, Ежемес. Информ. Бюл. ЕАГО.

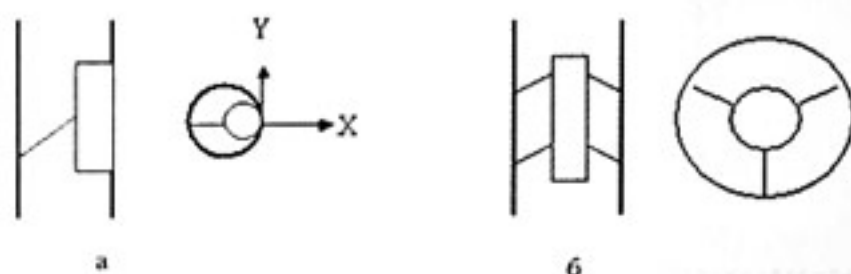


Рис. 1 Схема расположения прибора в скважине

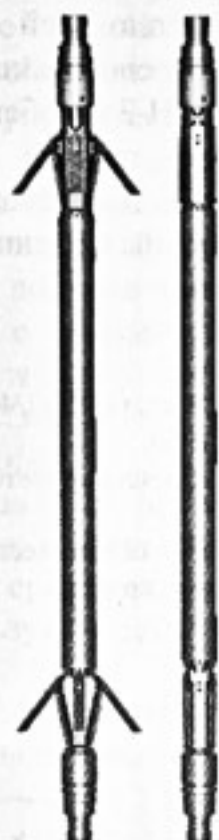


Рис.2 Образец прибора СПАН-3

совпадения с эталонной моделью. При этом в процессе измерения не требуется предварительной подготовки поверхности. При этом в процессе измерения не требуется предварительной подготовки поверхности. При этом в процессе измерения не требуется предварительной подготовки поверхности.

Иванов со своим коллегами провели экспериментальный образец прибора СПАН-3 (фото на рис.2) проведенный в лаборатории и выполненном в виде компактного устройства. Результаты экспериментальных исследований прибора СПАН-3 сравнялись с результатами наблюдений, полученных в условиях скважин наиболее распространенным способом измерения диаметра скважины в стенке скважины одним рычагом. К сожалению, существовало только одно вертикальное устройство измерения диаметра скважины, поэтому в процессе измерения при измерении диаметра скважины в стенке скважины одним рычагом. К сожалению, существовало только одно вертикальное устройство измерения диаметра скважины, поэтому в процессе измерения при измерении диаметра скважины в стенке скважины одним рычагом.

	Стр.							
А	Адиев Р.Я.	48	Михайличенко А.Ф.	161				
	Александров С.И.	105	Мишин В.А.	105				
	Антипин С.Ю.	180	Мищенко А.Н.	138				
	Антипин Ю.Г.	180	Монастырев Б.В.	127				
	Амиров А.Н.	168	Мотрук В.Д.	126				
Б	Басв А.В.		Мухин А.А.	40				
	Базасв А.М.	108, 127	Н	Низкоус И.В.	35			
	Баранов К.В.	68, 85, 93		О	Овчаренко Ю.Н.	165		
	Барышев С.А.	131		П	Панько Ю.Г.	171		
	Барышев Л.А.	131			Перепечкин М.В.	105		
	Битюкова Е.В.	111			Петров Е.И.	25		
	Бондарева Н.В.	93			Писецкий В.Б.	56		
Г	Газарян З.И.	165			Подъячев Е.В.	118		
	Гибасва О. А.	127		Помазанов В.В.	93, 157			
	Гогоненков Г.Н.	105		Пономаренко П.Г.	165			
	Голикова Г.В.	19	Р	Рагозин Н.А.	147			
	Громыко В.М.	171			Редекоп В.А.	25, 93, 134, 157		
Д	Деров А.В.	118			Риде Д.Г.	93		
	Е	Елисеев В.Л.		40, 114		Решетников А.В.	31, 40	
		Еникеев Б.Н.		52		Рыковская Н.В.	68, 93	
Ерух Д.В.		60	С	Сагайдачная О.М.	85			
К	Касимов А.Н.	126, 134			Сергеев А.А.	48		
	Касимо С.А.	126			Серебренников А.В.	171		
	Кибальчич Л.Н.	165			Смирнов Е.Б.	126		
	Клыкова В.Д.	131			Смирнов О.А.	52		
	Ковтун А.А.	19			Соболев Д.М.	60, 142		
	Козак В.Б.	127			Стариков Н.В.	85		
	Колчигов А.В.	68, 114			Степченков Ю.А.	31, 93		
	Кузнецов В.М.	44		Т	Табакон А.А.	8, 31, 40, 68, 79, 85, 93, 108, 114		
	Курочкин А.Г.	93, 142				Терехин А.А.	168	
	Л	Ларичев В.А.	118			Тихонов А.А.	25	
Лаптев А.П.		122			Трифонов Б.А.	147		
Лесонен Д.Н.		118			Турчков А.М.			
Лесников В.В.		48	У		Улыбин Д.В.	127		
Лопухов Г.П.		171			Ф	Фарбинович В.П.	126, 134	
Лукьянов Р.Ф.		122, 161					Ференци В.Н.	79, 114
Лысенко М.М.		138					Фурсова Е.А.	79
М	Макарычев Г.					Х	Ханмамедов С.	126, 134
	Максимов Г.А.	118		Ч			Черкашнев С. А.	13
	Мальцева О.А.	79						Черных М.О.
	Мартюшев А.А.	171					Чертенков М.В.	126
	Мельников Р.С.	127			Чинова М.В.		19	
	Мишель И.Г.	147						
	Мирзоян Ю.Д.	60, 93, 142						

	Чулкин Д.С.	79
Ш	Шалашников А.В.	134
	Шевченко А.А.	134
	Шехтман Г.А.	44
	Шляпников А.И.	122
Я	Яковлев И.В.	68, 108
В	Barton Robert	151
С	Сао Ди	35
D	Djikpesse Hugues	35
	A.	
	Doherty Fran	73
G	Ghosh Avijit	73
	Goertz Alex	64
J	Jedrzejowska	151
	Halina	

K	Kartenbach Martin	73
L	Li Yingping	13
	Lounis Rabia	13
	Leaney Scott	13
M	Meghirbi Wael	35
	Milligan Paul.	64
	Morice Steve	13
		73
P	Patval Zahid	
	Paulsson Bjorn	56, 64
R	Robinson Mark	13
S	Soutyrine Vlad	64
W	Wang Dapeng	73
	Wheeler Mark	13
Z	Zhao Xiaomin	73
	Zukowska Krystyna	151

**Перечень основных организаций - участников,
докладчиков и содокладчиков**

- | | | |
|----------|---|---|
| А | ОАО СКТЬ «Аврора»,
<i>г. Волгоград</i> | т: (8442) 96-3964
sktbavrora@vlink.ru |
| Б | ОАО "Башнефтегеофизика",
<i>г. Уфа (Башкортостан)</i>
РУП «ПО Белоруснефть»,
<i>г. Гомель, (Белоруссия)</i> | (3472) 27-20-08
coi@bngf.ru
т: 55-22-60, ф: 57-92-74 , 79-34-35
contact@beloil.gomel.by |
| В | ФУГП «ВНИИГеофизика»,
<i>г. Москва</i>
ООО «ВимСейсТехнология»,
<i>г. Москва</i>
ВНИГНИ,
<i>г. Москва</i> | т: (095) 925-4513, ф: (095) 956-39-38
vniigeof@rol.ru
т: (095) 273-28-81, ф: 273-4721
vimseis@vimseis.ru
т.: (095) 273-2651, ф: (095) 273-4721
vnigni@dol.ru |
| Г | Институт Геоэкологии РАН,
<i>г. Москва</i>
ООО «Геоверс»,
<i>г. Москва</i>
ООО «Геология резервуара»,
<i>г. Тюмень</i> | т: 923 31 11, 923 18 86
direct@geoenv.ru
т:(095) 192-81-35, ф: (095) 192-81-35
vsp@cge.ru
т: 8(3452)20-07-06 \ 8(3452)20-07-04
info@tsaggi.ru |
| И | ООО «Ингеовектор»,
<i>г. Краснодар</i>
ООО «"Ингеосейс»,
<i>г. Краснодар</i>
ФГУГП «Иркутскгеофизика»
<i>г. Иркутск</i>
ГИЦ ФГУГП
«Иркутскгеофизика»,
<i>г. Иркутск</i> | т: (8612) 31-8667,
ingeovector@pochtamt.ru
т/ф: (8612) 31-15-49,
ingeoseis@pochtamt.ru
(3952) 24-2223, 34-2127, 34-2225
т:(3952) 387562, ф: (3952) 387861
office@gic.irk.ru |
| К | Казанский Государственный
Университет, геологич. фак-т
<i>г. Казань (Татарстан)</i>
АО «Казахстанкаспийшельф»,
<i>г. Астана (Казахстан)</i>
ООО «Компас Плюс»,
<i>г. Уфа (Башкортостан)</i> | т:(843) 2315375,
ater@ksu.ru
т: (3172) 979 450, (3172) 979 444,
g.artykbaeva@kcs.kz
т: (3472) 35-78-70
compass@ufanet.ru |

- ОАО «Костромагеофизика», т: (0942) 651130, ф: (0942) 651131
п.Фанерник, Костромская обл. kosgeo@nm.ru
- ООО «Лукойл-ПЕРМЬ», т: (342) 235-61-01, ф: (342) 235-64-60
г.Пермь lp@lukoilperm.ru
- М** Московский инженерно-физический институт (МИФИ), г.Москва т: (095)324-04-25, maximov@dpt39.mephi.ru
- Н** ФГУП «НИИМОРГЕОФИЗИКА-СЕРВИС» (группа компаний), г.Мурманск (8152) 44-39-95, niimsc@polarnet.ru
- П** СК «ПетроАльянс», г.Москва т: (095) 797-93-93, ф: (095) 797-93-97 pas@petroal.ru
- ОАО «Пермнефтегеофизика», г.Пермь т: (3422) 69-44-23, ф:(3422) 69-29-89 chudinov@pngf.com
- ЗАО «Пангея», г.Москва т: (095)912 10 23, bne@pangea.ru
- ООО «Промсейс», г.Саратов т:(88452) 532016; 510075; sid@yandex.ru
- Р** РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, г.Москва (095) 930-9225, com@gubkin.ru,
- С** ОАО «Самаранефтегеофизика» г.Самара 8-846-336-63-00, sng@sngео.ru
- ОАО «СибНАЦ», г.Тюмень т: (3452)335583 / (3452)333485, sibnac@sibtel.ru
- СОМГЭИС, г.Новосибирск т: 8-383-264-20-61, somgeis@pisem.net
- ФГУП «СНИИГГиМС), г.Новосибирск Т/ф: (3832) 21-4947, geology@ace.ru
- Сибнефть, ЯНАО, г.Ноябрьск т: 8(3496)376825, факс 377081, bembeeva@yamal.sibneft.ru
- ООО «Славнефть-НПЦ», г.Тверь т: (0822)32-35-94, tvergw@slavneft.ru
- ООО «Специальные Геофизические Системы», г.Саратов (8452)_35-53-84 sgsgeo@renet.ru

- «Севернефтегаз»
г. Москва тел. 7219131
e-mail: info@severneftegas.ru
- T** ОАО «Татнефтегеофизика»,
г. Бугульма (Татарстан) т: (85514) 3-07-55, 3-85-33, 3-19-26
tngf.@ tngf.tatneft.ru
- У** ГГП «Укргеофизика»,
с. Рассошны (Украина) т: (0532)590542
admin@vugre.pl.ua
- Ф** НИИФизики им. Фока
СПбГУ, г. Санкт-Петербург т: (812)428 72 20, (812)428 72 40
apver@paloma.shbu.ru
- Ц** ОАО «ЦГЭ»,
г. Москва т: (095) 192-64-15 , ф: (095) 192-80-88
cge@cg.ru
- Ш** Шломберже Россия,
г. Москва т: +7 095 935-82-00, 7 095 510 29 58
(1108)
Шломберже Рисёч энд
Девелопмент, г. Москва т: 7 095 937 9511
- O** OIL and GAZ INSTITUTE
(INIG), Krakow (POLAND) т:(+48 12) 653-25-12 ext. 185
Robert.Barton@inig.pl
- P** Paulsson Geophysical Services,
Inc. (P/GSI), USA т:+1 562-697-9711, ф: +1 (562) 697-
9773, info@paulsson.com,
vlad.soutyrine@paulsson.com
- T** TSI "Trans Seismic Inc",
г. Екатеринбург www.transseismic.com +79122420826
- V** VSFusion-A Baker Hughes –
CGG Company, USA т: 281-646-2700,
James.Jackson@vsfusion.com