



EAGE
European Association
of Geoscientists &
Engineers



Юбилейная
X ежегодная международная конференция

"Гальперинские чтения 2010"

Инновационные технологии и фундаментальные исследования
в наземно-скважинной сейсморазведке 2D, 3D, ВСП и сейсмологии,
посвященная 90-летию Е.И. Гальперина

X Annual International Conference

Galperin Readings 2010

Innovative technologies and fundamental researches in
2D, 3D, VSP well-surface exploration and seismology
commemorating 90 year anniversary of Y.I. Galperin

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ



ABSTRACTS

8-11 ноября/November 2010

Москва/Moscow

ЦГЭ/CGE



EAGE
European Association
of Geoscientists &
Engineers



Юбилейная
X ежегодная международная конференция

"Гальперинские чтения 2010"

Инновационные технологии и фундаментальные исследования
в наземно-скважинной сейсморазведке 2D, 3D, ВСП и сейсмологии,
посвященная 90-летию Е.И. Гальперина

X Annual International Conference

Galperin Readings 2010

Innovative technologies and fundamental researches in
2D, 3D, VSP well-surface exploration and seismology
commemorating 90 year anniversary of Y.I. Galperin

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ



ABSTRACTS

8-11 ноября/November 2010

Москва/Moscow

ЦГЭ/CGE

**Десятая Юбилейная к 90-летию Е.И. Гальперина Международная
Ежегодная Конференция «Гальперинские чтения-2010»**

**X Annual International Conference Galperin readings-2010
commemorating 90 year anniversary of Y.I. Galperin**

состоялась в Москве в ОАО «ЦГЭ» 8-11 ноября 2010 года с участием более 115 специалистов, учёных, аспирантов и студентов от 46 сервисных геофизических. нефтяных компаний, НИИ и ВУЗов России, Белоруссии, Казахстана, Украины, Узбекистана и представителей ряда зарубежных и российско-иностранных (США, Англии, Германии, Франции, Норвегии) компаний, аккредитованных в РФ.

Основным организаторам конференции – ОАО «ЦГЭ» и ООО «Геоверс» информационную поддержку оказывали в нелёгкий период экономического кризиса, серьёзно затронувшего разведочный сектор нефтегазовой промышленности, ЕАГО, EAGE, а также журналы First Break, Технология сейсморазведки, Геофизический вестник, Экспозиция НефтьГаз и Вестник ЦКР Роснедра, публикуя научно-технические и аналитические статьи по материалам Гальперинских чтений.

Настоящий Сборник содержит расширенные рефераты 42-х докладов, подготовленных 116-ю авторами. Примечательным для данной конференции является значительное расширение тематики, относящейся к теоретико-экспериментальным исследованиям из разряда фундаментальных проблем современной геофизики, а также к инновационным технологиям, интегрирующимся в наземно-скважинной геофизической науке и практике. Такое расширение обусловлено естественной закономерностью развития научно-технологических направлений, требующих на определённом этапе более углублённого изучения проблем, направленных на решение всё усложняющихся геологических задач в разведке и разработке нефтегазовых месторождений. К таким задачам относятся, например, задачи повышения: разрешающей способности метода сейсморазведки, или точности определения места заложения эксплуатационных скважин, или достоверности прогноза нефтенасыщенности залежи и другие, которые рассматриваются в докладах. В программу конференции включены также и доклады о нетрадиционных и альтернативных методах разведки полезных ископаемых, которые на первый взгляд не имеют прямого отношения к основной тематике конференции, а на самом деле могут оказаться весьма полезными на различных этапах ГРП. Материалы конференции размещены в четырёх разделах данного Сборника.

Раздел 1 составлен из 15 докладов, содержащих результаты теоретико-экспериментальных исследований различных методов сейсмической томографии (ИФЗ, ИПНГ), изучения различных моделей волнового поля и разработке их программной продукции для решения конкретных задач выделения полезных волн по данным наземно-скважинной сейсмологии (СПбГУ, Shell E&P, КГТУ), совершенствования и адаптивирования программного обеспечения в разрабатываемой компанией Геоверс основанного на новой концепции получения, обработки и интерпретации данных сейсморазведки, называемой её авторами *Сейсморазведка высокой чёткости*. В раздел 2 включено 20 докладов, освещающих инновационные технологии наблюдений, обработки и интерпретации данных наземно-скважинной интегрированной информации, технологии, нацеленные в основном на достижение высоко достоверного прогноза нефте- и газонасыщенности изучаемых коллекторов. (ЦГЭ, ВНИГРИ, ВимСейсТехнология, КГУ, ВНИИгеофизика, ИГИРНИГМ, НПФ ДАНК, ЛИТ-Траст и др.) Раздел 3 содержит 5 докладов о результатах изучения геологических объектов нетрадиционными методами. В разделе 4 два доклада о разработках скважинного оборудования для возбуждения колебаний.

В. Мануков, Программный комитет ГЧ-2010.

Редакция и составление Сборника - В.С. Мануков, Г.А. Шехтман, А.А. Табаков.

Компьютерная верстка - Ирина Жогина.

Содержание

	Стр.
1. Десятая Юбилейная к 90-летию Е.И. Гальперина Международная Ежегодная Конференция «Гальперинские чтения-2010».....	2
2. А.А. Табаков . Е.И. Гальперин и гальперинские чтения 2001-2010 гг <i>A. Tabakov</i> E. Galperin and galperin's readings 2001-2010.....	9
3. Раздел 1. Теоретико-экспериментальные исследования и новые программно-методические разработки	
4. С.А. Тихоцкий, И.В. Фокин, Д.Ю. Шур Активная и пассивная лучевая сейсмическая томография с адаптивной вэйвлет-параметризацией среды: алгоритм и примеры применения <i>S.A. Tikhotsky, I.V. Fokin, D. Yu. Shur</i> Active and passive travelttime seismic tomography with the adaptive wavelet-parameterization of the media: algorithm and applications.....	10
5. Б.М. Шубик* , А.В. Николаев** Методы эмиссионной томографии в сейсмических исследованиях <i>B.M. Shubik and A.V. Nikolaev</i> Seismic emission tomography techniques.....	14
6. Б.М. Шубик Метод дифракционной томографии с управляемым облучением <i>B.M. Shubik</i> 3D diffraction tomography with controlled beam forming.....	16
7. Б.М. Шубик Автоматическая система сейсмического мониторинга . <i>B.M. Shubik</i> . Automatic seismic monitoring system.....	17
8. Д. А. Мухин** , А. А. Табаков* , Ю. А. Степченков** , А. А. Мухин** , В. Н. Ференци* , А. С. Колосов** Оценка по методу поликор и использование статических поправок для сглаживания волновых полей и восстановления годографов отражений в технологии сейсморазведки высокой четкости (СВЧ) при обработке данных ОСТ в условиях вариации мощностей ммп. <i>D. A. Mukhin**</i> , <i>A. A. Tabakov*</i> , <i>Yu. A. Stepchenkov**</i> , <i>A. A. Mukhin**</i> , <i>V. N. Ferentsi*</i> , <i>A. S. Kolosov**</i> Polycor based estimation and application of statics corrections for wavefield smoothing and reflections hodographs regeneration in high definition seismic technology (HDS) for CMP data processing in permafrost power variation conditions.....	19
9. Ю.А.Степченков* , А.А.Табаков** , А.А.Мухин* , В.Н.Ференци** , А.С.Колосов* , Д.А.Мухин* Повышение надежности и точности оценки кинематических параметров отражений метода ОСТ в технологии сейсморазведки высокой четкости (СВЧ) <i>Yu.A.Stepchenkov*</i> , <i>A.A. Tabakov**</i> , <i>A.A.Mukhin*</i> , <i>V.N.Ferentsi**</i> , <i>A.S.Kolosov*</i> , <i>D.A.Mukhin*</i> Improvement of the accuracy and reliability of reflected waves kinematic parameters estimation in CDP method for high definition seismic (HDS) technology.....	23
10. А.А. Табаков* , В.Н. Ференци** , Ю.А. Степченков*** , Р.Ю.Бедретдинов**** , Л.В.Калван**** , Ю.В.Казаринова**** . Обработка данных ВСП в технологии сейсморазведки высокой четкости (СВЧ) <i>A.A.Tabakov*</i> , <i>V.N.Ferentsi**</i> , <i>Y.A.Stepchenkov***</i> , <i>R.Y.Bedretdinov****</i> , <i>L.V.Kalvan****</i> , <i>Y.V.Kazarinova****</i> . VSP processing based on high definition seismic (HDS) technology.....	27
11. А.Н. Никитченко* , Д.А. Киященко** , Б.М. Каштан* , В.Н. Троян* Построение изображения рассеивающих объектов по данным межскважинных	

	наблюдений <i>A.N. Nikitchenko*, D.A. Kiyashchenko**, B.M. Kashtan*, V.N. Troyan*</i> Scattering objects imaging with cross-well data.....	32
12.	<i>Насыров Д.А. *, Киященко Д.А. **, Киселев Ю.В. *, Каштан Б.М. *</i> Определение интервальных скоростей по данным всп с использованием миграции кратно-отраженных волн <i>Nasyrov D.A. *, Kiyashchenko D.A. **, Kiselev Yu.V. *, Kashtan B.M. *</i> Estimation of the interval velocities with vsp data by using migration of surface-related multiples.....	37
13.	<i>Р.А.Шугаров, Б.М.Каштан</i> О медленных волнах в жидком слое <i>R.A.Shigarov, B.M.Kashtan</i> On slow waves in a fluid layer.....	40
14.	<i>Ю.К. Евдокимов*, Т.Н. Ишувев**, Л.Д. Храмов***</i> Частотно-импедансная модель одномерной неоднородной сплошной среды <i>Yu.K. Evdokimov*, T.N. Ishuev**, L.D. Hramov***</i> Frequency-impedance model for the one-dimensional non-uniform continuous environment.....	44
15.	<i>Ю.К. Евдокимов*, Т.Н. Ишувев**, Л.Д. Храмов***</i> Программная реализация и численное исследование частотного алгоритма решения обратной коэффициентной задачи для одномерного волнового уравнения <i>Yu.K. Evdokimov*, T.N. Ishuev**, L.D. Hramov***</i> Program realization and numerical research of frequency algorithm for solving of inverse coefficient problem for the one-dimensional wave equation.....	47
16.	<i>Г.А. Максимов, Д.Н. Лесонен, А.В. Деров</i> Моделирование волнового поля в скважине, пересекаемой трещиной гидроразрыва произвольной формы, для активного мониторинга ее параметров с использованием всп технологии. <i>G.A. Maximov, D.N. Lesonen, A.V. Derov</i> Wave field modeling in a well, intersected by hydro fracture of arbitrary shape, for active monitoring of its parameters with use of vsp technology.....	49
17.	<i>П.Н. Александров</i> Вывод уравнения эйконала для анизотропных неоднородных сред <i>P.N. Aleksandrov</i> Derivation eikonal equation for anisotropic inhomogeneous media.....	53
 <i>Раздел 2. Инновационные технологии интегрированной обработки, интерпретации и прогноза нефтегазонасыщенности по данным наземно-скважинной геофизики.</i>		
18.	<i>В.М. Кузнецов, Г.А. Шехтман</i> Роль и место метода ВСП в количественной интерпретации данных современной сейсморазведки. <i>V.M. Kuznetsov, G.A. Shekhtman</i> The role and place of VSP in the quantitative interpretation of current seismic data....	59
19.	<i>О.А. Потапов, В.Н. Колосков</i> Использование данных ВСП и ГИС при геологической интерпретации сейсмических материалов и подсчете запасов УВ <i>O.A. Potapov & V.N. Koloskov</i> Vertical seismic profiling (VSP) and well data usage in geological interpretation of seismic surveys and estimation of reserves.....	64

20. **В.А.Редекон***, **В.В.Помазанов***, **А.Н.Касимов****, **В.В.Ким****
Трехмерное представление результатов НВСП при малом числе ПВ
V.A.Redekop, V.V.Pomazanov*, A.N.Kasimov**, V.V.Kim***
Offset VSP results three-dimensional representation for small SP number..... 69
21. **И.О.Баюк***, **В.И.Рыжков**** Использование дипольного акустического каротажа для оценки параметров пор и трещин карбонатных коллекторов
I.O.Bayuk and V.I.Ryjkov Using dipole sonic tool for estimation of pore and fracture parameters of carbonate reservoir rocks..... 73
22. **В.А.Рюмин***, **Ю.Л.Ренкас****, **Ю.Д.Лесной**
Опыт применения ВСП в сложных сейсмогеологических условиях днепровско-донецкой впадины
V.A.Riumin, Y.L.Renkas**, G.D.Lisny*** Experience with the VSP in complex seismic and geological conditions dniper-donets depres..... 78
23. **Е.В.Мосягин**, **М.Ю.Смирнов**, **В.З.Кокшаров**
Пример применения фокусирующих преобразований к данным 3D сейсморазведки
E.V.Mosyagin, M.Yu.Smirnov, V.Z.Koksharov
Example of focusing transformations application to the 3D seismic data..... 81
24. **А.В.Киршин**, **Н.У.Мухутдинов**, **Н.Н.Юлдашев***, **Р.Р.Девятков****
Результаты объемной сейсморазведки МОГТ 3D при уточнении геологических моделей газоконденсатных месторождений устюртского региона (Республика Узбекистан).
A.V.Kirshin, N.U.Muhutdinov, N.N.Yuldashev, R.R.Devyatov***
CDP 3D volume seismic exploration results at revision of the geological models of ustyurt region gas condensate field (republic of uzbekistan)..... 85
25. **Л.Н.Сафонова**, **Р.А.Муратов**
Роль ВСП в обработке материалов сейсморазведки МОГТ-3Д на примере месторождений бухаро – хивинского региона (республика Узбекистан)
L.N.Safonova, R.A.Muratov
Role of VSP in processing 3D CMP seismic data on the example of fields of bukhara-khiva region (republic of Uzbekistan)..... 89
26. **А.Н.Амиров**, **С.И.Петров**, **А.А.Терехин**.
Опыт применения ВСП для изучения строения и свойств горных пород в прискважинной зоне.
A.N.Amirov, S.I.Petrov, A.A.Terekhin. Practices applications VSP for investigation structure and property of rocks in the near-well..... 93
27. **Г.В.Голикова**, **К.Ю.Санников**, **А.П.Мочалов**.
Уточнение природы волн, формируемых в резервуаре углеводородов. Особенности кинематики
G.V.Golikova, K.Y.Sannikov, A.P.Mochalov. Specification of the nature of the waves formed in the reservoir of hydrocarbons. Particularis of kinematics..... 94
28. **Ю.В.Чудинов**, **Н.А.Богомоллова**, **И.А.Тимошенко**, **Л.Н.Коровко**
Источники поперечных волн для ПМ ВСП..... 98
29. **С.В.Гурьев**, **А.А.Юров**
Использование наземных импульсных источников «ГЕОТОН» при комплексировании ВСП и ОГТ на стадии производственных работ
S.V.Guriev, A.A.Yurov
Usage of impulse surface sources “GEOTON” during complexation of geophysical methods VSP and CDP at production stage..... 100
30. **Г.А.Шехтман***, **Н.М.Ахметшин****, **Г.Г.Сафиуллин****

- Изучение околоскважинного пространства модификациями метода ВСП на рудных месторождениях Южного Урала
G.A.Shekhtman*, **N.M.Akhmetshin****, and **G.G. Safiullin****
 Near-borehole space study with VSP techniques at ore fields of south Ural..... 104
31. **Р.Н. Хайрутдинов***, **М.С. Курманбаев***, **Г.Н. Фадеев****, **Д.Р. Хайрутдинов*****
 Влияние на наземные и скважинные сейсмические наблюдения высокоскоростных пластов в ВЧР.
Rinat N. Khairutdinov*, **Mysyr S. Kurmanbaev***, **Gennadiy S. Fadeev****,
Denis R. Khairutdinov *** Effect on ground and well seismic supervision of high-velocity layers in upper part of formation section..... 111
32. **М. Л. Владов***, **В. А. Стручков***, **А. Н. Ошкин**, **С. П. Лярский ****, **А. В. Гаврилов***** Опыт применения сейсмоакустических скважинных исследований при изысканиях для крупных сооружений
M. L. Vladov*, **V. A. Struchkov***, **A. N. Oshkin***, **S. P. Lyarskiy****, **A. V. Gavrilov***** The experience of seismoacoustic borehole study for large constructions prospecting..... 116
33. **С.И.Билибин**, **М.В.Перепечкин**, **Е.В.Ковалевский** .
 Программный комплекс DV-GEO – инструмент моделирования залежей углеводородов и подсчета запасов
S.I.Bilibin, **M.V.Perepechkin**, **E.V.Kovalevskiy**
 DV-GEO geological modeling software - a tool for hydrocarbon deposit model construction and reserves estimation..... 120
34. **И.С.Гутман***, **И.Ю.Балабан***, **Г.П.Кузнецова***, **В.М.Староверов***, **А.С.Кашик****, **Г.Н.Гогоненков****, **М.В.Перепечкин****, **Е.В.Ковалевский****
 Технология ACDV: автоматизированная корреляция разрезов скважин в трехмерной визуальной среде
I.S.Gutman*, **I.J.Balaban***, **G.P.Kuznetsova***, **V.M.Staroverov***,
A.S.Kashik**, **G.N.Gogonenkov****, **M.V.Perepechkin****, **E.V.Kovalevskiy****
 ACDV technology: automate well-to-well correlation in a 3D viewing space..... 124
35. **Н.Л. Иванова**, **С.Б. Истомин**
 Стохастическая методика выбора положения поисково-разведочной скважины на вновь открытом месторождении
N.L.Ivanova, **S.B. Istomin** Stochastic technique of optimization for prospect and exploration hole location on a new pool..... 129
36. **Кушмар И.А.***, **Мутасов В.И.***, **Кондратьев В.А.****, **Устинов А.Н.***
 Комплексирование детального петрофизического моделирования с данными вертикального сеймопрофилирования, как основа повышения точности и надежности определения динамических атрибутов сейсмического волнового поля и их привязки к литолого-стратиграфическим границам изучаемого геологического разреза..... 134
37. **Караев Н.А.**, **Караев Г.Н.**, **Лукашин Ю.П.**,
 Физическое моделирование порово-трещинных объектов с возможностью тестирования сейсмических технологий..... 135
38. **Таратын Э.А.**, **Миколаевский Э.Ю.**, **Шестаков В.И.**, **Лувийис М.Г.**,
 Новая технология построения тектонических схем для нефтегазоперспективного ранжирования
Taratyn E.A., **Mikolaevskij E.Y.**, **Shestakov V. I**, **Luvishis M. G**,
 New technology of tectonic schemes construction for ranking of gas and oil availability 139
39. **А.С.Тихонов** Автоматическая экспертиза данных геологических и

гидродинамических моделей месторождений углеводородного сырья <i>A.S.Tikhonov</i> Automatic expertise of data geological and hydrodynamic models of hydrocarbon deposits.....	140
--	-----

Раздел 3. Нетрадиционные и альтернативные методы изучения земных недр в разведке УВ.

40. А.В.Николаев Нетрадиционные методы разведки полезных ископаемых – приоритет геофизики 21 века <i>A.V.Nikolaev</i> Non-typical methods of basins exploration – priority of geophysics the 21 century....	144
41. В.Б. Писецкий, А.Э. Зудилин, С. В. Власов, Ю.В. Патрушев Оценка флюидодинамических параметров в активной системе “осадочный чехол - фундамент” по сейсмическим данным с применением поляризационных схем в скважинах и тоннелях. <i>V.B. Pisetski, A.E. Sudilin, s.v. Vlasov, j.v. Patrushev</i> Estimation fluid-dynamics parameters in active system “a sedimentary cover - basement” under the seismic data with application of polarizing schemes in boreholes and tunnels.....	147
42. Е.В Биряльцев., В.А Рыжов., Д.А Рыжов., И.Р Шаранов Низкочастотные микросейсмические исследования во временной области при разведке на залежи углеводородов <i>E.V. Biryaltsev, V.A. Ryzhov, D.A. Ryzhov, I.R. Sharapov</i> Low-frequency microseismic study in the time domain in the exploration for hydrocarbon deposits....	150
43. К.М. Каримов, В.Н. Соколов, В.Л. Онегов, Л.К. Каримова, С.Н. Кокутин Перспективы использования тепловизионной томографии в изучении геологических сред.....	154
44. Р.Н. Хайрутдинов*, Д.Р. Хайрутдинов**, В.А. Красноперов*** К вопросу применения методов скважинной сейсморазведки (ВСП) при подземном выщелачивании полезных ископаемых (урана). To the question of application of borehole seismic prospecting (VSP) at underground leaching minerals (uranium).....	156

Раздел 4. Аппаратура, оборудование

45. Е.А. Виноградов, Ю.В. Антипкин. Устройство для аварийного складывания прижимного рычага. <i>E.A. Vinogradov, J.V. Antipkin,</i> The device for emergency folding up of the clamping lever.....	163
46. А.И. Харламов*, К.М. Мирзоев**, С.Я. Суконкин*** Кавитационный виброволновой генератор и технология возбуждения управляемого гидродинамического волнового поля <i>A.I. Kharlamov*, K.M. Mirzoev**, S.Ya. Sukonkin***</i> The cavitation vibrowave generator and technology of excitation controlled hydrodynamic wave field.....	166
47. Авторский указатель.....	168
48. Алфавитный перечень организаций - участников, докладчиков и соавторов..	170

Е.И. ГАЛЬПЕРИН И ГАЛЬПЕРИНСКИЕ ЧТЕНИЯ 2001-2010 ГГ

А.А. Табаков. ООО «ГЕОВЕРС»

E. GALPERIN AND GALPERIN READINGS 2001-2010

A. Tabakov GEOVERS Ltd.

10-летний юбилей Гальперинских Чтений, совпадающий с 90-летним юбилеем Е.И. Гальперина представляет удобный случай для оценки некоторых смыслов, проясняющихся с течением времени.

Хотя в глазах мирового сообщества Евсей Иосифович общеизвестен как автор метода ВСП, представляется, что это только одно из проявлений его более общего новаторского вклада в улучшение сложившихся состояний дел в области геофизики.

Он увидел и указал, что изучение трехмерных сред двумерными системами наблюдений (так называемая сейсморазведка 3D) с точки зрения здравого смысла не всегда достаточно полноценно и предложил дополнить их сейсмическими наблюдениями на вертикальных профилях – метод ВСП.

Также некорректно применение однокомпонентного подхода к регистрации векторных волновых полей («скалярный» подход в терминологии Е.И. Гальперина), который он предложил заменить «поляризационным» подходом.

Эти концепции Евсей Иосифович применял как к сейсморазведке на поверхности, так и в сейсмологии.

Таким образом, главным в его научной деятельности следует считать инновационный подход, основанный на здравом смысле.

Поэтому и Гальперинские Чтения, первоначально воспринятые как специализированный семинар по ВСП, со временем логично мигрировали в сторону конференции по инновационным технологиям в сейсморазведке и сейсмологии на базе фундаментальных исследований.

За десять лет на Чтениях были впервые представлены инновационные технологии мирового уровня: 3D +ВСП (трехмерные системы наблюдений) и Сейсморазведка Высокой Четкости (СВЧ), направленная на увеличение диапазона частот до 7 октав с общераспространенных 3 – 3,5 октав. В последние годы существенно возросло число докладов теоретико-экспериментального характера, представляемых ведущими физико-математическими центрами России.

**АКТИВНАЯ И ПАССИВНАЯ ЛУЧЕВАЯ СЕЙСМИЧЕСКАЯ
ТОМОГРАФИЯ С АДАПТИВНОЙ ВЭЙВЛЕТ-ПАРАМЕТРИЗАЦИЕЙ
СРЕДЫ: АЛГОРИТМ И ПРИМЕРЫ ПРИМЕНЕНИЯ**

С.А.Тихоцкий, И.В.Фокин, Д.Ю.Шур
(Учреждение Российской академии наук
Институт физики Земли им. О.Ю.Шмидта РАН)

**ACTIVE AND PASSIVE TRAVELTIME SEISMIC TOMOGRAPHY
WITH THE ADAPTIVE WAVELET-PARAMETERIZATION OF THE
MEDIA: ALGORITHM AND APPLICATIONS**

S.A.Tikhotsky, I.V.Fokin, D.Yu.Shur
(Foundation of the Russian academy of sciences
Shmidt Institute of the physics of the Earth RAS)

Аннотация.

Разработан алгоритм решения обратной 3D кинематической задачи лучевой сейсмической томографии с контролируемыми или пассивными источниками. В основе алгоритма лежит идея адаптивной параметризации среды посредством разложения характеристик модели в разреженный ряд по вэйвлет-функциям Хаара. Для исключения членов разложения, соответствующих плохо обусловленным неизвестным, предлагается использовать совокупность эмпирических мер разрешающей способности. В алгоритме использованы технологии параллельных вычислений. Демонстрируются примеры применения алгоритма для решения разномасштабных задач.

Abstract.

An algorithm for the 3D travelttime active or passive seismic tomography inversion is developed. The major idea behind the algorithm is the adaptive parameterization of the media by the sparse Haar wavelet series expansion. The wavelet basis functions that correspond to ill-conditioned unknown coefficients are rejected on the basis of the suggested empirical measure of the local resolution power. Algorithm utilizes modern parallel computation technologies. Examples of the algorithm applications for the solution of the geological problems from regional to local scale are presented.

Лучевая сейсмическая томография является одним из распространённых методов изучения внутреннего строения Земли в

различных масштабах: от региональных сейсмических экспериментов [1,2], до локальных инженерно-геофизических исследований [3,4]. Сейсмическая томография находит применение, в частности, в тех случаях, когда имеет значение трёхмерная неоднородность среды, и когда применение традиционных сейсмических методов, требующих расположения регулярной системы наблюдений непосредственно над изучаемой структурой (таких, как метод ОГТ), невозможно: в частности, при сейсмическом просвечивании оснований зданий и сооружений и в условиях сильно пересечённой местности.

Несмотря на то, что волновое поле содержит несравнимо больше информации, чем используемые в лучевой томографии времена пробега сейсмических волн, инверсия волновых форм пока ещё не в состоянии вытеснить лучевые методы. Это связано с несравненно большими трудностями как принципиального, так и вычислительного характера, которые, в частности, делают результат инверсии волновых форм кардинальным образом зависящим от правильности выбора модели начального приближения [5]. Важнейшим средством создания таких моделей остаётся лучевая сейсмическая томография. Поэтому развитие методов лучевой томографии по сей день является актуальной задачей, над которой активно работают научные коллективы всего мира. Ежегодно публикуются многочисленные исследования, посвящённые применению этих методов к изучению различных геоструктур [6,7].

В обзорной работе Т.Б.Яновской [8], вышедшей в свет в 1997 году, обозначены ряд ключевых проблем лучевой сейсмической томографии, большинство из которых не решены до настоящего времени. В качестве основной трудности указывается на необходимость привлекать очень большой объём данных, что приводит к затратам оперативной памяти ЭВМ и времени, необходимого для проведения вычислений. Несмотря на то, что за прошедшие 13 лет возможности вычислительной техники многократно возросли, указанная проблема остаётся актуальной, поскольку одновременно возросли и объёмы данных, получаемые в сейсмическом эксперименте, а также требования к детальности и качеству результата. Кроме того, геофизическая практика требует, чтобы алгоритм инверсии мог применяться оперативно и зачастую - в полевых условиях (с использованием портативного компьютера), для коррекции методики и геометрии эксперимента. Таким образом проблема оптимизации вычислительных затрат путём создания эффективных алгоритмов и их программных реализаций остаётся одной из наиболее важных. Другой важной проблемой лучевой сейсмической томографии, также обозначенной в [8], а также в недавно опубликованной монографии одного из крупнейших мировых учёных в области сейсмотомографии Г.Ноле [9], является оценка разрешающей способности данных и построение адекватных этой разрешающей способности моделей среды. Указанные

проблемы в значительной мере взаимосвязаны, поскольку высокие требования к вычислительным мощностям зачастую обусловлены избыточной детальной параметризацией модели, не отвечающей реальной разрешающей способности.

Известно, что в реальных сейсмических экспериментах разрешающая способность, в значительной степени определяемая числом независимых сейсмических лучей, а также их направлением, как правило весьма неоднородна в изучаемом объёме. В ходе инверсии желательно получать информацию о распределении сейсмических скоростей с максимально возможной детальностью, что на практике означает выбор аппроксимирующей системы узлов (“сетки”) с достаточно малым расстоянием между узлами (“шагом сетки”). Если при этом шаг сетки постоянен во всём объёме модели, а реальная разрешающая способность меняется, то в областях плохо освещённых сейсмическими лучами вероятно возникновение артефактов: ложных аномалий скорости, не обусловленных данными. Кроме того, с вычислительной точки зрения обратная задача становится зачастую переопределённой и во всяком случае - плохо обусловленной, что требует применения специальных численных методов её решения.

Наиболее распространённым подходом к решению таких задач является использование регуляризации [10], в качестве регуляризирующего функционала как правило используется мера гладкости искомого распределения скорости [11]. Регуляризация с использованием меры гладкости успешно подавляет возникновение осцилляций скорости, не подкреплённых данными, и улучшает обусловленность систем уравнений, однако обладает и рядом недостатков. Во-первых, требование гладкости одновременно применяется ко всем частям модели, независимо от разрешающей способности, а следовательно дополнительно сглаживается и решение в хорошо освещённых лучами областях, что не позволяет получить здесь модели с максимально возможной степенью детальности. Во-вторых, число неизвестных остаётся неизменным и заведомо избыточным (поскольку в плохо разрешённых областях модели число узлов детальной сетки избыточно), а число уравнений входящих в систему увеличивается за счёт дополнительных условий на гладкость (на утроенное число узлов для трёхмерной модели). Это выдвигает ещё более высокие требования к объёму оперативной памяти и вычислительной мощности компьютера и дополнительно увеличивает время счёта.

Альтернативный подход состоит в использовании неоднородной параметризации среды, согласованной с локальной разрешающей способностью. В настоящей работе предложен алгоритм, основанный на принципе разложения представленного на “базовой” сетке скоростного поля в разреженный ряд по системе вэйвлет-функций. При использовании

семейства вэйвлетов Хаара наш подход оказывается эквивалентен построению неоднородной аппроксимации путём укрупнения ячеек базовой сетки в плохо освещённых сейсмическими лучами областях, однако обладает алгоритмическими преимуществами.

На основе указанного подхода нами разработан комплекс программ для решения 3D задачи лучевой сейсмической томографии как с контролируемыми источниками, так и с использованием вступлений волн от землетрясений. При разработке алгоритмов большое внимание уделялось их оптимизации на основе современных вычислительных технологий, в первую очередь — с использованием параллельных вычислений. В докладе приводятся примеры применения комплекса к решению задач различного масштаба: регионального исследования строения вулкана Везувий по данным активной сейсмотомографии, изучения строения очаговой зоны Рачинского (1991 г.) землетрясения по данным пассивной локальной сейсмотомографии и для решения задачи инженерной сейсморазведки при археологических исследованиях на Соловецких островах.

Литература:

1. Zelt C., Barton P. Three-dimensional seismic refraction tomography: a comparison of two methods applied to data from faeroe basin // *J.Geophys.Res.* — 1996. — Vol. 103. — pp. 7187–7210.
2. Evangelidis C., Minshull T., Henstock T. Three-dimensional crustal structure of ascension island from active source seismic tomography // *Geophys.J.Int.* — 2004. — Vol. 159. — pp. 311–325.
3. Yordkayhun S., Tryggvason A., Juhlin C. A 3d seismic travelttime tomography study of the shallow subsurface at the co2sink project site, Ketzin, Germany // EAGE 69th Conference & Exhibition. — 2007.
4. Seismic refraction travelttime inversion for static corrections in a glaciated shield rock environment: a case study / H. Schijns, S. Heinonen, D. Schmitt at al. // *Geophys.Prosp.* — 2009. — Vol. 57. — pp. 997–1008.
5. Pratt R. Seismic waveform inversion in the frequency domain, part 1: Theory and verification in a physical scale model // *Geophysics.* — 1999. — Vol. 64, no. 3. — Pp. 888–901.
6. A 3D tomographic seismic imaging of the southern rupture barrier of the great Sumatra-Andaman 2005 earthquake / P. M. Vermeesch, T. J. Henstock, D. Lange et al. // *Geophysical Research Abstracts* / EGU General Assembly. — Vol. 11, EGU2009-11509-2. — 2009.
7. 3D seismic tomography of the Lesser Antilles subduction zone offshore Dominica and Martinique islands / M. Evain, A. Galve, P. Charvis at al. // *Geophysical Research Abstracts* / EGU General Assembly. — Vol. 12, EGU2010-13105. — 2010.

8. Яновская Т. Б. Проблемы сейсмической томографии. — Проблемы сейсмической томографии изд. — Москва: Наука, 1997. — С. 86–98.

9. Nolet G. A Breviary of seismic tomography. — Cambridge Univ.Press, 2008.

10. Тихонов А. Н., Арсенин В. Я. Методы решения некорректных задач. — Наука, 1986. — С. 288.

11. Hobro J., Singh S., Minshull T. Three-dimensional tomographic inversion of combined reflection and refraction seismic travelttime data // *Geophys.J.Int.* — 2003. — Vol. 152. — Pp. 79–93.

МЕТОДЫ ЭМИССИОННОЙ ТОМОГРАФИИ В СЕЙСМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЯХ

Б.М.Шубик*, А.В.Николаев**

(* *Институт проблем нефти и газа РАН*, ** *Институт физики Земли
РАН, Москва*)

SEISMIC EMISSION TOMOGRAPHY TECHNIQUES

B.M. Shubik and A.V. Nikolaev

(*Oil and Gas Research Institute RAS, Institute of Physics of the Earth RAS,
Moscow*)

По существу, томография - это эффективный способ получения данных о внутренней структуре исследуемого объекта путем анализа сигналов, проходящих через этот объект. В методах трансмиссионной томографии источники сигналов располагаются вне исследуемого объема, а методы эмиссионной томографии базируются на анализе сигналов от источников (эммитеров), находящихся внутри исследуемой среды. Эти методы позволяют извлечь информацию о строении и состоянии среды на основе регистрации микросейсм, т.е. сейсмического шума. Развитию этого метода предшествовали исследования сейсмических шумов на поверхности земли, в штольнях и скважинах, у истоков которых стоял Е.И. Гальперин.

В качестве эндогенных эмиссионных источников, могут выступать как активные первичные излучатели сейсмических сигналов (например, очаговые зоны, вулканическое дрожание, сейсмические шумы, связанные с залежами полезных ископаемых, проявлениями гидротермальной активности, или же шумы, связанные с различными технологическими процессами разработки месторождений и т.д.), так и вторичные источники рассеянных волн (например, контрастные неоднородности, действующие как яркие переизлучатели любых волновых процессов в среде).

В данном цикле работ рассматриваются три круга задач, решение которых базируется на применении принципов эмиссионной томографии. К первому типу относятся задачи, связанные с анализом и построением трехмерных моделей сейсмически шумящих объектов и контрастных неоднородностей. В рамках второго направления разработан новый метод автоматического мониторинга сейсмических событий разного масштаба, включающий обнаружение и автоматическую оценку времени возникновения и координат эпицентров и гипоцентров событий. Третье направление связано с разработкой нового метода трехмерной сейсморазведки, названного нами методом дифракционной томографии с управляемым облучением.

Присутствие в среде источников сейсмического излучения и контрастных неоднородностей, которые в процессе переизлучения регулируют случайные волновые поля в среде, приводит к появлению когерентных компонент в волновом поле, зарегистрированном на поверхности. Используя данные сейсмической группы (приемной сейсмической антенны) и оценивая по ним энергию когерентного излучения сферических волн, исходящих из различных точек исследуемой среды, можно построить трехмерные карты распределения источников микросейсмической активности среды или 3D "изображение" сейсмически шумящих объектов. При этом, для оценки энергии когерентного излучения используется идея сканирования среды лучом, сформированным регистрирующей сейсмической группой. Среда сканируется в узлах кубической решетки, покрывающей исследуемый объем среды. Этот подход к решению сейсмоэмиссионных задач был предложен в работе А.В. Николаева и П.А. Троицкого, посвященной анализу данных, зарегистрированных группой Норсар.

С целью оценки возможностей применения эмиссионных методов для решения сейсморазведочных задач были проведены экспериментальные исследования в активной гидротермальной зоне в Исландии.

Суть обработки сводится к сравнительной оценке энергии сигналов, излучаемых различными точками исследуемого объема среды. В процессе сканирования каждому узлу присваивается вес, пропорциональный экспериментальной оценке энергии сигнала, исходящего из данной точки. Для определения энергии когерентного излучения из внутренних точек среды по зарегистрированной сейсмограмме рассчитывались интегральные оценки отношения сигнал/помеха для каждого узла сетки опроса.

Результаты обработки зарегистрированных данных впервые продемонстрировали стабильную по времени картину пространственного распределения энергии сейсмических шумов и позволили локализовать их источники в исследуемом объеме (размером 5км x 6км до 2км глубины), расположенном в гидротермальной области на севере Исландии. Анализ пространственного распределения интенсивности шумов и сопоставление

этой модели с другими геофизическими полями, температурными аномалиями и обнаруженными проявлениями гидротермальной активности, выполненный исландскими геофизиками, подтверждают гипотезу о том, что полученные "шумовые портреты" района работа соответствуют пространственному распределению гидротермальной активности, а разработанная методика может использоваться для решения многих разведочных задач.

В качестве источников эмиссии могут выступать не только активные, сейсмически шумящие зоны, но и любые контрастные скоростные неоднородности, которые действуют как яркие переизлучатели волновых процессов в среде. Поэтому метод эмиссионной томографии может также использоваться для построения трехмерных изображений подобных неоднородностей по данным, зарегистрированным на поверхности сейсмической группой.

Метод эмиссионной томографии и разработанное программное обеспечение было с успехом применено для анализа контрастных неоднородностей в нефтеносном регионе Колумбии. Анализ проводился по данным локальной сейсмологической группы.

Использование данных ВСП и многомерной адаптивной фильтрации позволяет существенно повысить надежность и разрешающую способность метода.

МЕТОД ДИФРАКЦИОННОЙ ТОМОГРАФИИ С УПРАВЛЯЕМЫМ ОБЛУЧЕНИЕМ

Б.М.Шубик

(Институт проблем нефти и газа РАН, Москва)

3D DIFFRACTION TOMOGRAPHY WITH CONTROLLED BEAM FORMING

V.M. Shubik

(Oil and Gas Research Institute RAS, Moscow)

До настоящего времени метод ОГТ остается основным и наиболее эффективным способом поиска и разведки структур, к которым приурочены месторождения углеводородов. По сути дела ОГТ представляет собой частный случай пространственной системы возбуждения и приема сейсмических сигналов, которая обеспечивает возможность фокусировки сейсмических волновых полей на внутренних точках среды. Принципиальная особенность технологии ОГТ состоит в том, что метод ориентирован главным образом на выделение горизонтальных или слабонаклоненных границ и плохо работает в сложных средах с невыдержанными границами, часто представляющими разведочный интерес.

Методы сейсмических исследований, основанные на принципах эмиссионной томографии, кратко описанные в предыдущих разделах, обеспечивают возможность объемной геолокации достаточно сложных объектов. Основные ограничения этих методов связаны с тем, что у них низкая разрешающая способность и надежность обнаружения объектов, отличающихся слабой эмиссионной способностью, т.е. они плохо различают в исследуемой толще «молчащие», неактивные объекты.

Суть развиваемого нами метода дифракционной томографии с направленным облучением сводится к использованию управляемых компьютером излучающей и приемной площадных антенн для формирования направленного излучения и приема сейсмической энергии и синхронному сканированию исследуемой среды этими двумя лучами, в процессе которого появляется возможность построения трехмерного изображения внутренней структуры среды.

Если точка, на которую нацелены излучающая и приемная антенны, попадает на неоднородность, то сфокусированные на этой точке зондирующие лучи создают вторичную переизлученную сферическую волну. Если такого переизлучателя в данной точке нет, то зондирующие лучи просто разойдутся и энергия переизлученного сигнала окажется невысокой. Полученная таким образом совокупность оценок энергии переизлученных сигналов будет отражать картину пространственного распределения источников вторичного излучения или трехмерное изображение неоднородностей, скрытых в исследуемой толще.

Метод дифракционной томографии с направленным облучением позволяет повысить разрешающую способность и надежность обнаружения в исследуемой среде объектов, излучающая способность которых мала или вовсе отсутствует, и отличающихся по своим свойствам от вмещающей породы, и получить объемное изображение таких объектов за счет двойной фокусировки излучающей и приемной сейсмических групп на точках опроса внутри среды, накопления и оптимальной согласованной адаптивной фильтрации принимаемых сигналов. Более эффективными могут оказаться другие модификации метода, которые меньше зависят от априорной модели. Одна из таких модификаций основана на использовании единой приемно-излучающей антенны с совмещением координат излучателей и приемников, а другая - на использовании единственной совмещенной зондирующей пары излучатель-приемник.

Метод может быть легко встроен в существующие комплексы обработки и допускает возможность переинтерпретации сложных участков разрезов по ранее полученными данным.

АВТОМАТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА СЕЙСМИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА .

Б.М. Шубик (*ИПНГ РАН, Москва*)
AUTOMATIC SEISMIC MONITORING SYSTEM
B.M. Shubik. (*Oil and Gas Research Institute RAS, Moscow*)

Известны многочисленные факты повышения уровня сейсмичности и, в частности, возникновение техногенных землетрясений и других деформационных явлений, связанных с изменениями геодинамического режима в районах разработки месторождений углеводородов. Для контроля деформационных и геодинамических процессов должна быть организована служба сейсмического мониторинга. Современная технология мониторинга немыслима без использования надежных и быстрых методов автоматической локации сейсмических событий во времени и пространстве.

Традиционные подходы к решению задач локализации сейсмических событий, сложившиеся еще в период становления сейсмологической науки, связаны с анализом данных, зарегистрированных одной или несколькими одиночными сейсмическими станциями. Решение задач локализации и оценки параметров источника было основано на обнаружении и идентификации ряда специфических фаз зарегистрированного сейсмического сигнала и последующей оценки параметров этих фаз по каждой отдельной записи. Интересно отметить, что современные методы компьютерной обработки при решении задач обнаружения и локализации событий практически не используют возможности многоканальной обработки данных. Эти методы унаследовали описанный выше традиционный подход к решению задачи локализации. Усилия исследователей были направлены главным образом на разработку более совершенных способов автоматического обнаружения и оценки параметров фаз на одноканальных записях. Однако, автоматические процедуры, основанные на подобной идеологии ручной обработки, оказываются чрезвычайно трудоемкими и малоэффективными из-за сложности построения алгоритмов, которые были бы адекватны действиям опытного геофизика-интерпретатора.

В то же время, в тех случаях, когда событие регистрируется группой или сетью сейсмических станций, полученную совокупность записей можно рассматривать в качестве своего рода многоканальной сейсмограммы. Такая сейсмограмма во многих отношениях подобна многоканальным сейсмограммам, которые регистрируются и обрабатываются в сейморазведке и глубинном сейсмическом зондировании - в областях, где разработан мощный аппарат оптимальной обработки многоканальных данных. Определенные аспекты этих методов могут быть развиты и для решения сейсмологических задач. сейсмологических данных.

Нами были получены результаты при использовании метода сейсмозмиссионной томографии для пространственной и временной локализации сейсмических событий по записям нескольких станций или сейсмической группы. Области повышенной микросейсмической активности, для картирования которых использовался этот метод, могут рассматриваться в качестве адекватных моделей участков земной коры большего масштаба, в которых действуют активные очаги, излучающие сейсмическую энергию.

Совокупность вычисленных энергетических оценок образует карту, которая отражает картину пространственного распределения сейсмических излучателей в исследуемом объеме среды. Этот процесс аналогичен процессу отыскания “яркого пятна” радиотелескопом с фазирруемыми элементами. Однако формы практической реализации этого подхода будут существенно различаться в зависимости от соотношения эпицентрального расстояния и размеров регистрирующей группы (от глобальных сетей до региональных и локальных групп с небольшой апертурой).

В рамках данного подхода была разработана высокоэффективная схема сканирования. Разработанный метод может стать основой современных технологий полностью автоматической массовой обработки данных сейсмических сетей и групп в режиме реального времени. Использование данных ВСП и многомерной адаптивной фильтрации позволяет существенно повысить надежность и разрешающую способность метода.

Описанный метод использовался для оценки координат эпицентров и гипоцентров слабых местных землетрясений, зарегистрированных региональной сейсмической сетью Израиля, и карьерных взрывов по записям сейсмических станций Сейсмологического института Финляндии.

**ОЦЕНКА ПО МЕТОДУ ПОЛИКОР И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ
СТАТИЧЕСКИХ ПОПРАВК ДЛЯ СГЛАЖИВАНИЯ ВОЛНОВЫХ
ПОЛЕЙ И ВОССТАНОВЛЕНИЯ ГОДОГРАФОВ ОТРАЖЕНИЙ В
ТЕХНОЛОГИИ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ ВЫСОКОЙ ЧЕТКОСТИ (СВЧ)
ПРИ ОБРАБОТКЕ ДАННЫХ ОСТ В УСЛОВИЯХ ВАРИАЦИИ
МОЩНОСТЕЙ ММП.**

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

А. А. Мухин**, В. Н. Ференци*, А. С. Колосов**

(* ООО “ГЕОБЕРС”, Москва, ** ООО “УНИС”, Санкт-Петербург)

**POLYCOR BASED ESTIMATION AND APPLICATION OF STATICS
CORRECTIONS FOR WAVEFIELD SMOOTHING AND
REFLECTIONS HODOGRAPHS REGENERATION**

IN HIGH DEFINITION SEISMIC TECHNOLOGY (HDS) FOR CMP DATA PROCESSING IN PERMAFROST POWER VARIATION CONDITIONS.

D. A. Mukhin**, A. A. Tabakov*, Yu. A. Stepchenkov**,
A. A. Mukhin**, V. N. Ferentsi*, A. S. Kolosov**
(* *GEOVERS Ltd., Moscow*, ** *UNIS Ltd., Saint-Petersburg*)

Аннотация.

Предложено и опробовано на практическом материале применение метода «Поликор» для расчета статических поправок в условиях пропуска пунктов возбуждения и приема. Вычисление дополнительных рядов корреляционных функций позволяет нивелировать нарушения системы наблюдения, не ограничиваясь участками её непрерывности на профиле, и, в условиях избыточности данных, используя МНК, с высокой достоверностью определять статические поправки в Технологии СВЧ (Сейсморазведка Высокой четкости).

Abstract.

Polycor technology is proposed and successfully applied to real data disturbed by missed shots and receivers. Additional correlation rows calculation provides opportunity to get round observation system gaps and to deal with full shots and receivers ranks. In excess data conditions, least-squares method is applied for statics corrections calculation in HDS (High Definition Seismic).

При непрерывном изучении сейсмической границы вдоль профиля необходимо регистрировать волны, отраженные или преломленные от разных ее участков, что достигается путем перемещения точек возбуждения и точек приема вдоль профиля. Одной из основных задач при обработке сейсмических данных является процедура коррекции статических поправок. Неучет искажающего влияния зоны малых скоростей (ЗМС) на форму годографа регистрируемых волн, а также рельефа местности вдоль линии наблюдения отрицательным образом сказывается практически на всех дальнейших этапах обработки и интерпретации.

В существующих системах обработки, каждый годограф отраженной волны представляет собой сумму кинематической составляющей (гиперболы), переменной во времени и плавно меняющейся по профилю, и статических поправок, постоянных во времени и переменных вдоль профиля. Неизменность статических поправок во времени следует из предположения, что в ЗМС отраженные волны проходят строго вертикально. При наличии слоя многолетней мерзлой породы (ММП) это неверно. Кроме того, стандартные методы определения статических поправок не точны и слабоустойчивы.

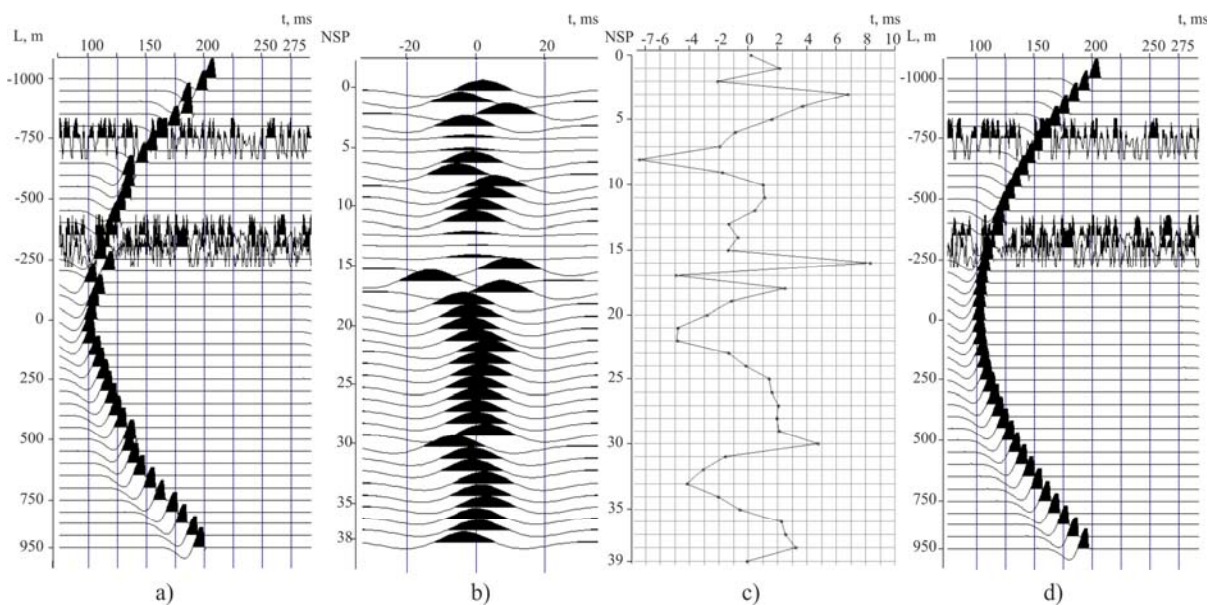
В сейсморазведке высокой четкости декларируется следующая модель годографа отраженной волны:

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

Здесь “статическими поправками” называется компонента $\Delta t_{st}(t_0, x)$, которая переменна и вдоль профиля, и по времени. Эта компонента задает отклонения реального годографа от теоретического, заданного суммой гиперболы и полинома n-й степени и позволяет более точно описать годографы отраженных волн.

Основой процесса расчета поправок является метод ПОЛИКОР. На первом этапе данного метода производится расчет рядов корреляционных функций первого порядка между трассами равных удалений для пар сейсмограмм ОПВ. Для учета нарушений однородности системы наблюдений (при дефектных или пропущенных ПВ (рис 1.а)) и возможности интегрирования получаемых наборов сдвигов вдоль всего профиля, расчет рядов корреляционных функций первого порядка производится не только для пар соседних сейсмограмм ОПВ, но и для пар с заданным шагом по пунктам взрыва: $i, i+1$ (соседние); $i, i+2$ (через один); $i, i+3$; ; $i, i+N$, где наибольший шаг N превышает максимальную неоднородность системы наблюдения (максимальный разрыв ряда ПВ на профиле). В полученных рядах корреляционных функций первого порядка сдвиги максимумов не зависят от скоростного разреза, так как в их расчете участвуют только градиенты скоростей. Значения этих сдвигов являются суммой относительных статических поправок за ПВ и ПП.

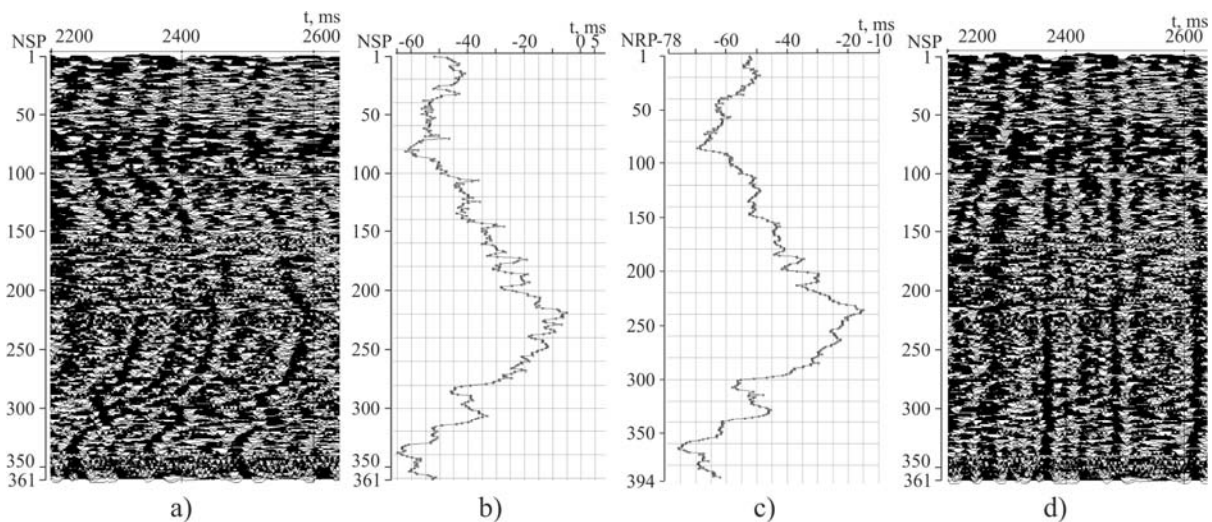
На втором этапе рассчитываются ряды корреляционных функций второго порядка между рядами первичных корреляционных функций. Между последними определяются и вносятся относительные сдвиги и производится их накапливание (рис 1. b).



- Рис. 1 Коррекция статических поправок методом «ПОЛИКОР»
- а) Сейсмограмма ОПП с выраженной статикой по пунктам возбуждения (ПВ);
 - б) накопленный ряд корреляционных функций второго порядка для расчета статических поправок за ПВ;
 - с) кривая рассчитанных статических поправок за ПВ (мс);
 - д) Сейсмограмма ОПП после введения рассчитанной корректирующей статики.

Расчет дополнительных рядов корреляционных функций первого порядка позволяет получить избыточную систему линейных уравнений относительно значений разности статических поправок. Решение данной избыточной системы методом наименьших квадратов позволяет получить набор относительных временных сдвигов. Для расчета поправок за ПВ и ПП необходимо произвести интегрирование соответствующих наборов сдвигов максимумов накопленных рядов (рис 1. с). Поправки определяются в разных диапазонах времен, в широких окрестностях сильных отражений. Для использования метода ПОЛИКОР не нужно знать кинематическую составляющую годографов, поэтому метод можно применять на ранних этапах обработки.

На Рис.2 представлены результаты применения данного метода к реальным сейсмическим данным (Паяха, устье Енисея).



- Рис. 2 Результат применения метода «ПОЛИКОР» к реальным данным.
- а) исходное сейсмическое поле; б) кривая рассчитанных статических поправок по ПВ; с) кривая рассчитанных статических поправок по ПП; д) волновое поле с введенными статическими поправками.

Выводы:

1. Расчет дополнительных рядов корреляционных функций, лежащий в основе метода, позволяет с высокой достоверностью определить статические поправки при наличии неоднородностей системы

наблюдения (пропущенные или дефектные ПВ и ПП) на ранних стадиях обработки.

2. Применение метода «ПОЛИКОР» к различным интервалам разреза позволяет рассчитать переменную во времени статику для более точного описания годографов в технологии СВЧ.

Литература:

1. Е. М. Максимов, А. А. Табаков, Д. В. Огуенко, В. Н. Ференци, А. А. Мухин, Д. А. Мухин, А. С. Колосов. Комбинирование методов коррекции статических поправок при нарушении регулярности системы наблюдений. Тезисы докладов научно-практической конференции «Гальперинские чтения 2009», С. 8-11, 2009.

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ И ТОЧНОСТИ ОЦЕНКИ КИНЕМАТИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ОТРАЖЕНИЙ МЕТОДА ОСТ В ТЕХНОЛОГИИ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ ВЫСОКОЙ ЧЕТКОСТИ (СВЧ)

Ю.А.Степченков*, А.А.Табаков**, А.А.Мухин*, В.Н.Ференци**,
А.С.Колосов*, Д.А.Мухин*
(* ООО «УНИС», Санкт-Петербург, ** ООО «ГЕОВЕРС», Москва)

IMPROVEMENT OF THE ACCURACY AND RELIABILITY OF REFLECTED WAVES KINEMATIC PARAMETERS ESTIMATION IN CDP METHOD FOR HIGH DEFINITION SEISMIC (HDS) TECHNOLOGY

Yu.A.Stepchenkov*, A.A. Tabakov**, A.A.Mukhin*, V.N.Ferentsi**,
A.S.Kolosoov*, D.A.Mukhin*
(* UNIS Ltd., Saint Petersburg, ** GEOVERS Ltd., Moscow)

Аннотация. Представлен метод автоматического определения кинематических параметров отраженных волн поверхностной сейсморазведки. Проведен анализ кинематики отражений на сейсмограммах ОСТ, а также совместный анализ по сейсмограммам ОТВ и ОТП, повышающий точность оценки параметров. Вычисления проводились по реальным данным, результаты могут быть использованы при построении годографов отражений в технологии СВЧ для решения обратной кинематической задачи.

Abstract. Automatic method of reflected waves kinematic parameters estimation for surface seismic is presented. The analysis was made for CMP seismograms as well as for CSP and CRP seismograms jointly on real data. Combined CSP and CRP analysis may improve the accuracy of kinematic parameters definition. The results can be taken as source data for inverse kinematics problem in HDS technology.

Определение кинематики однократно отраженных волн в методе ОСТ является важным этапом при обработке данных сейсморазведки на поверхности. В условиях избыточности системы многократных перекрытий появляется возможность проводить совместный анализ кинематических параметров отражений по сейсмограммам ОПВ и ОПП, что позволяет повысить устойчивость метода. В работе представлен алгоритм автоматического определения кинематики отраженных волн вдоль профиля поверхностной сейсморазведки в выборках трасс ОСТ, ОПП, ОПВ, а также совместно ОПВ+ОПП.

Приведенный в работе алгоритм состоит из следующих основных этапов:

1. Введение в исходные сейсмограммы статических поправок, определенных по методу из работы [1].
2. Перебор гиперболических параметров отраженных волн в заданной выборке трасс ОСТ, ОПВ, ОПП или совместно ОПВ+ОПП. Построение соответствующих спектров когерентности отражений.
3. Построение гладких кривых распределения гиперболических параметров $p(x,t)$ вдоль профиля по максимумам спектров когерентности отраженных волн.
4. Определение коэффициентов k_1, k_2, \dots, k_n полиномов, уточняющих гиперболическую форму отраженной волны. Построение соответствующих гладких кривых $k_1(x,t), k_2(x,t), \dots, k_n(x,t)$ вдоль профиля.

Спектры когерентности отражений получаются из коэффициентов подобия трасс на сейсмограммах, взятых в соответствующей выборке после введения временных сдвигов по теоретическим годографам гиперболического вида. При совместном анализе ОПВ+ОПП спектры с одинаковыми поверхностными координатами в выборках ОПВ и ОПП накапливаются. Кривые гиперболических параметров и коэффициентов уточняющих полиномов строятся в виде сглаживающих кубических интерполяционных сплайнов. Узлы сплайнов определяются в максимумах спектров когерентности отраженных волн с весами, пропорциональными значениям максимумов. Заданный процент точек со слабой когерентностью отбрасывается.

Результаты работы представленного алгоритма можно использовать для построения годографов отраженных волн в технологии СВЧ[2]. Для

некоторой точки среды годограф может быть представлен в следующем виде:

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

где t_0 – двойное время пробега отраженной волны по нормали от поверхности к границе раздела в среде, p – параметр гиперболы отраженной волны, L – удаление ПВ-ПП, k_1, k_2, \dots, k_n – коэффициенты уточняющего полинома степени n , x – поверхностная координата вдоль профиля, Δt_{st} – статические поправки. Годографы отраженных волн могут быть использованы в качестве исходных данных обратной кинематической задачи для восстановления скоростных характеристик среды.

Тестирование алгоритма определения кинематических параметров отраженных волн проводилось на реальных данных по 2D профилю поверхностной сейсморазведки. На рис. 1 показаны результаты скоростного анализа отраженных волн по сейсмограммам в выборке ОСТ.

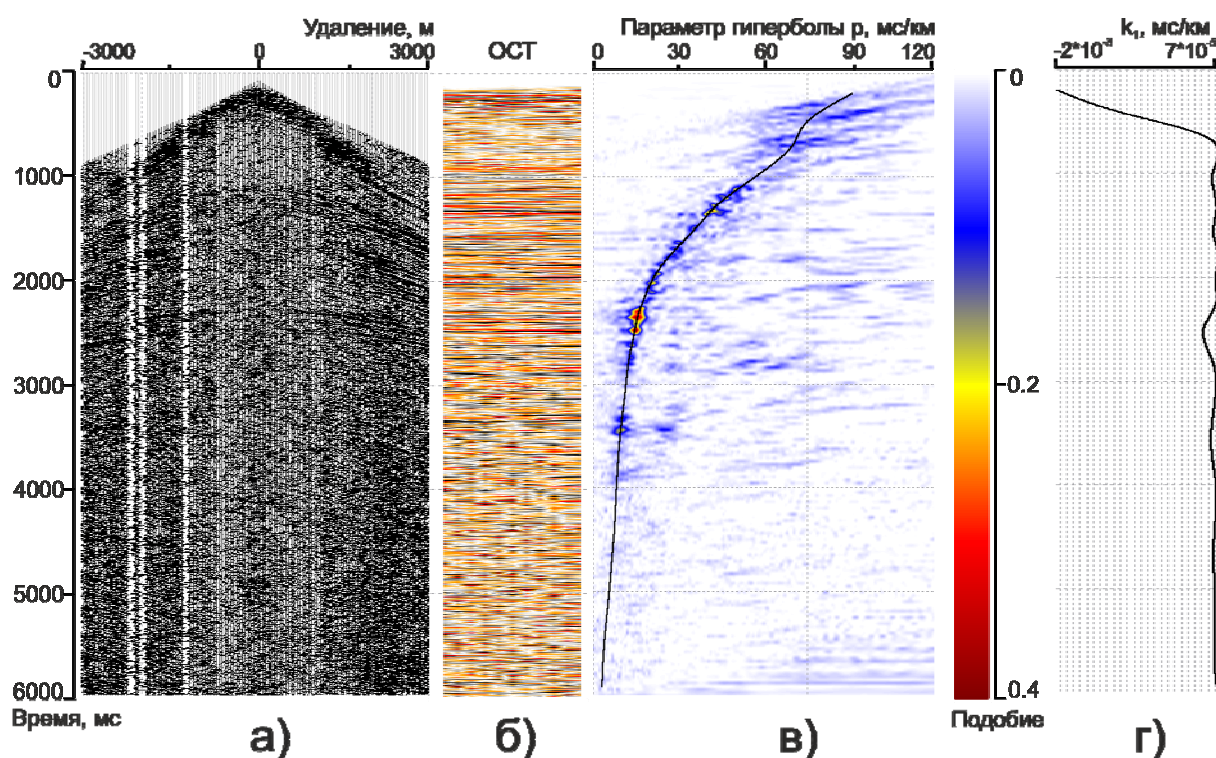


Рис. 1. Анализ кинематических параметров отражений по сейсмограммам ОСТ. а) сейсмограмма ОСТ, б) фрагмент суммарного разреза с введенными кинематическими поправками, в) спектр когерентности и кривая гиперболических параметров, г) кривая первых коэффициентов уточняющих полиномов.

На рис. 2 представлены результаты совместного скоростного анализа отраженных волн по сейсмограммам в выборках ОПВ и ОПП.

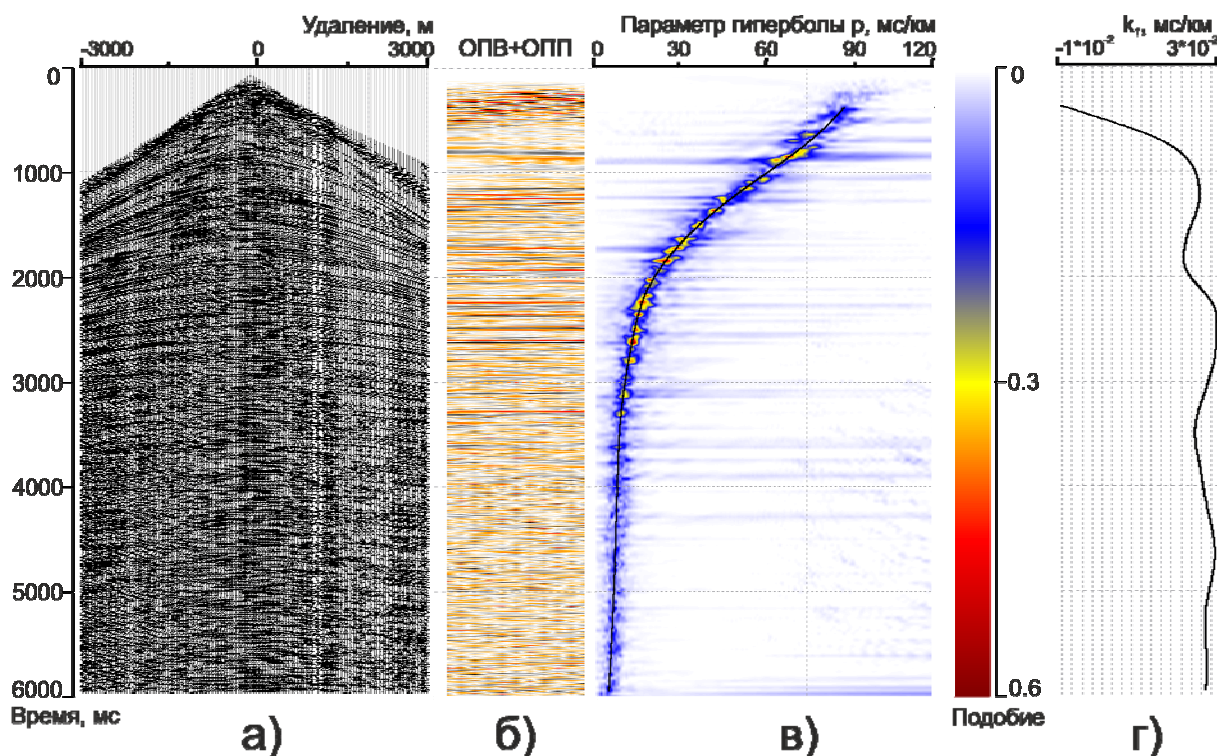


Рис. 2. Совместный анализ кинематических параметров отражений по сейсмограммам ОПВ и ОПП. а) сейсмограмма ОПВ, б) фрагмент суммарного разреза с введенными кинематическими поправками, в) спектр когерентности и кривая гиперболических параметров, г) кривая первых коэффициентов уточняющих полиномов.

Из рисунков видно, что когерентность отражений при совместном анализе ОПВ+ОПП выше, чем при анализе по сейсмограммам ОСТ. Абсолютные значения коэффициентов при первой степени уточняющего полинома (наклонов гиперболических годографов) в случае выборки ОСТ значительно меньше, по сравнению с этими значениями при анализе по ОПВ и ОПП из-за симметричности системы наблюдений ОСТ.

Выводы:

1. Разработан алгоритм автоматического определения составных кинематических параметров отраженных волн на сейсмограммах поверхностной сейсморазведки.
2. Точность и надежность работы алгоритма может быть повышена за счет совместного анализа когерентности отражений в системах ОПВ и ОПП.
3. Результаты работы алгоритма могут быть использованы при построении годографов отраженных волн (1) для решения обратной кинематической задачи.

Список литературы

1. Е.М.Максимов, А.А.Табаков, Д.В.Огуенко, В.Н.Ференци, А.А.Мухин, Д.А.Мухин, А.С.Колосов. Комбинирование методов коррекции статических поправок при нарушении регулярности системы наблюдений. Тезисы докладов научно-практической конференции «Гальперинские чтения - 2009», с. 8-11, 2009.

2. А.А.Табаков, В.Л.Елисеев, А.А.Мухин, Ю.А.Степченков, Д.В.Огуенко. Сейсморазведка высокой четкости (СВЧ) – бескомпромиссный подход к регистрации и обработке сейсмических данных. Тезисы докладов научно-практической конференции «Гальперинские чтения - 2009», с. 5-7, 2009.

ОБРАБОТКА ДАННЫХ ВСП В ТЕХНОЛОГИИ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ ВЫСОКОЙ ЧЕТКОСТИ (СВЧ)

А.А.Табаков*, В.Н.Ференци**, Ю.А.Степченков***,
Р.Ю.Бедретдинов****, Л.В.Калван****, Ю.В.Казаринова****.

(* ОАО «ЦГЭ», г.Москва, ** ООО «Профессиональная служба
ВСП», г.Москва,

*** ООО «Универсальные Интеллектуальные системы», г.Санкт-
Петербург, **** ООО «ГЕОВЕРС» г.Москва)

VSP PROCESSING BASED ON HIGH DEFINITION SEISMIC (HDS) TECHNOLOGY

A.A.Tabakov*, V.N.Ferentsi**, Y.A.Stepchenkov***,

R.Y.Bedretdinov****, L.V.Kalvan****, Y.V.Kazarinova****.

(*CGE JSC, Moscow, **Professional VSP services Ltd., Moscow, ***Unis
Ltd., Saint Petersburg, **** GEOVERS Ltd., Moscow)

Аннотация

Технология Сейсморазведки Высокой Четкости предназначена для получения достоверных результатов в широком диапазоне частот. Для достижения диапазона порядка семи октав при обработке применяется аддитивный итеративный анализ исходного волнового поля методом проектирования на область допустимых значений параметров в нескольких частотных диапазонах. На примере обработки реальных волновых полей ВСП с высоким уровнем шумов показана возможность получения результатов в диапазоне 1-130 Гц. Достоверность результатов подтверждается сопоставлением с данными ГИС и сейсморазведки 3D. Предлагаемая технология позволяет обеспечить точность привязки отражений до первых единиц метров.

Abstract

High Definition Technology has to provide reliable results for wide spectral window. Additive iterative analysis of wavefields in several spectral windows is applied to obtain useful width of spectrum up to seven octaves. The reliable results in spectral window 1-130 hz are obtained for noisy VSP data. The results are compared to LOG and Surface 3D data to confirm their reliability. The technology proposed provides better accuracy of time to-depth correlation up to first units of meters.

Введение

Технология Сейсморазведки Высокой Четкости в области обработки предназначена для выделения полезной информации в максимально широком диапазоне частот [3].

Это обеспечивается следующими приемами, большая часть из которых была известна ранее [1-5], но их комплексное применение с достижением ширины спектра порядка 7 октав на реальных данных авторам статьи неизвестно.

-Метод выделения сигналов-проектирование поля в различные области, в которых определены ограничения на параметры, и отделение информации, находящейся за пределами допустимых значений. При этом отделяемая часть информации накапливается с целью сохранения аддитивности и возможного итеративного уточнения.

-Метод выделения полезных сигналов основан на подходе, где фактически выделяются помехи и сигналом считаются остатки после вычитания всех помех, которыми для данного типа сигналов могут быть другие регулярные сигналы, а также регулярные и нерегулярные помехи.

-Все типы сигналов итеративно уточняются до тех пор, пока итерации приводят к значимым уточнениям.

-Анализ выполняется в нескольких частотных диапазонах, так как например для низких частот необходимы большие базы анализа, а для высоких частот большие базы приводят к искажению информации.

Таким образом технология анализа может быть названа аддитивным итеративным анализом волновых полей методом проектирования на область допустимых значений параметров в нескольких частотных диапазонах.

В работе описаны результаты применения такой технологии СВЧ на фрагментах волновых полей ВСП, полученных в условиях Восточной Сибири, и сделаны выводы об эффективности ее применения.

Методика и результаты

В исходном волновом поле, полученном после коррекции статики, формы и амплитуд сигнала по контрольному прибору, итеративно методом

проектирования на область допустимых значений выполнено разделение на следующие составляющие.

1. Полезные регулярные волны:

- падающие и восходящие продольные;
- падающие и восходящие обменные;

2. Регулярные помехи

- трубные;
- вторичные поперечные волны, рассеянные на поверхностных неоднородностях и их восходящие производные
- резонансные помехи

3. Нерегулярные помехи

После вычитания из исходного поля (Рис.1) составляющих 2 и 3 типов (Рис.2) получаем в остатке доминирующие полезные волны (Рис.3).

После деконволюции в диапазоне 0/2-100/175 Гц получены нерегуляризованные продольные отраженные волны в указанном диапазоне частот, который на уровне 0,5 от максимумов спектра (1-132,5 Гц) представлен более, чем 7 октавами (Рис.4).

Реалистичность полученных данных подтверждается сопоставлением с данными ГИС (диапазон до 2 Гц заполнен из скоростной модели по данным этого же ВСП) и данными 3D ОГТ (Рис.5).

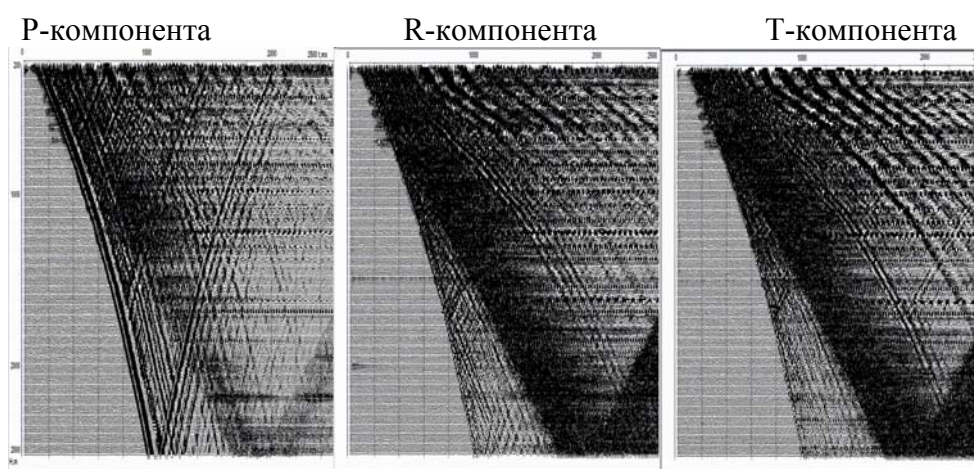


Рис.1. Фрагмент исходного волнового поля

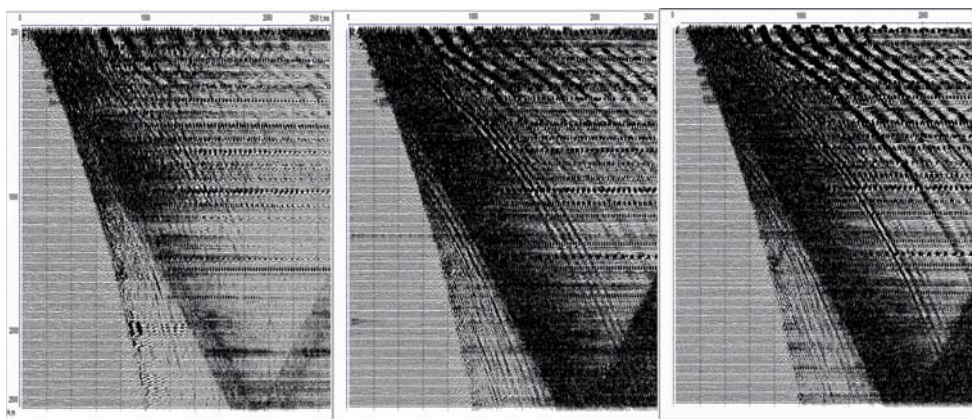


Рис.2. Фрагмент поля шумов и регулярных волн-помех

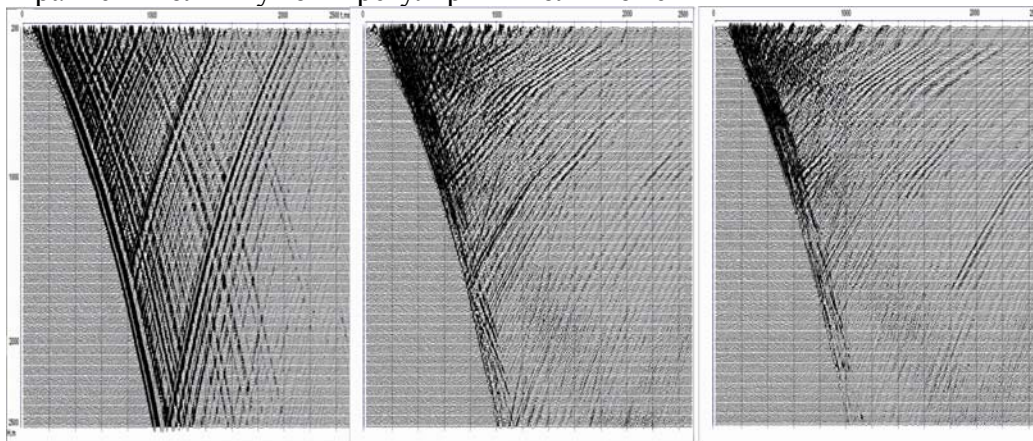


Рис. 3. Фрагмент поля после вычитания шумов и регулярных волн-помех

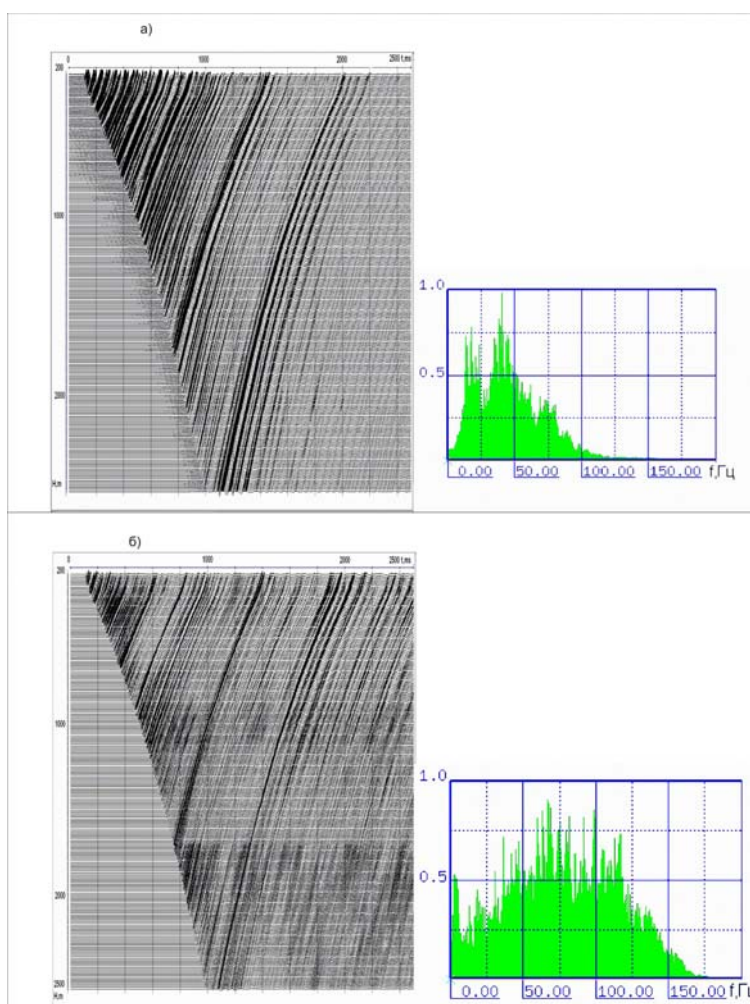


Рис. 4. Отраженные продольные волны, их спектры до (а) и (б) после деконволюции(фрагмент).

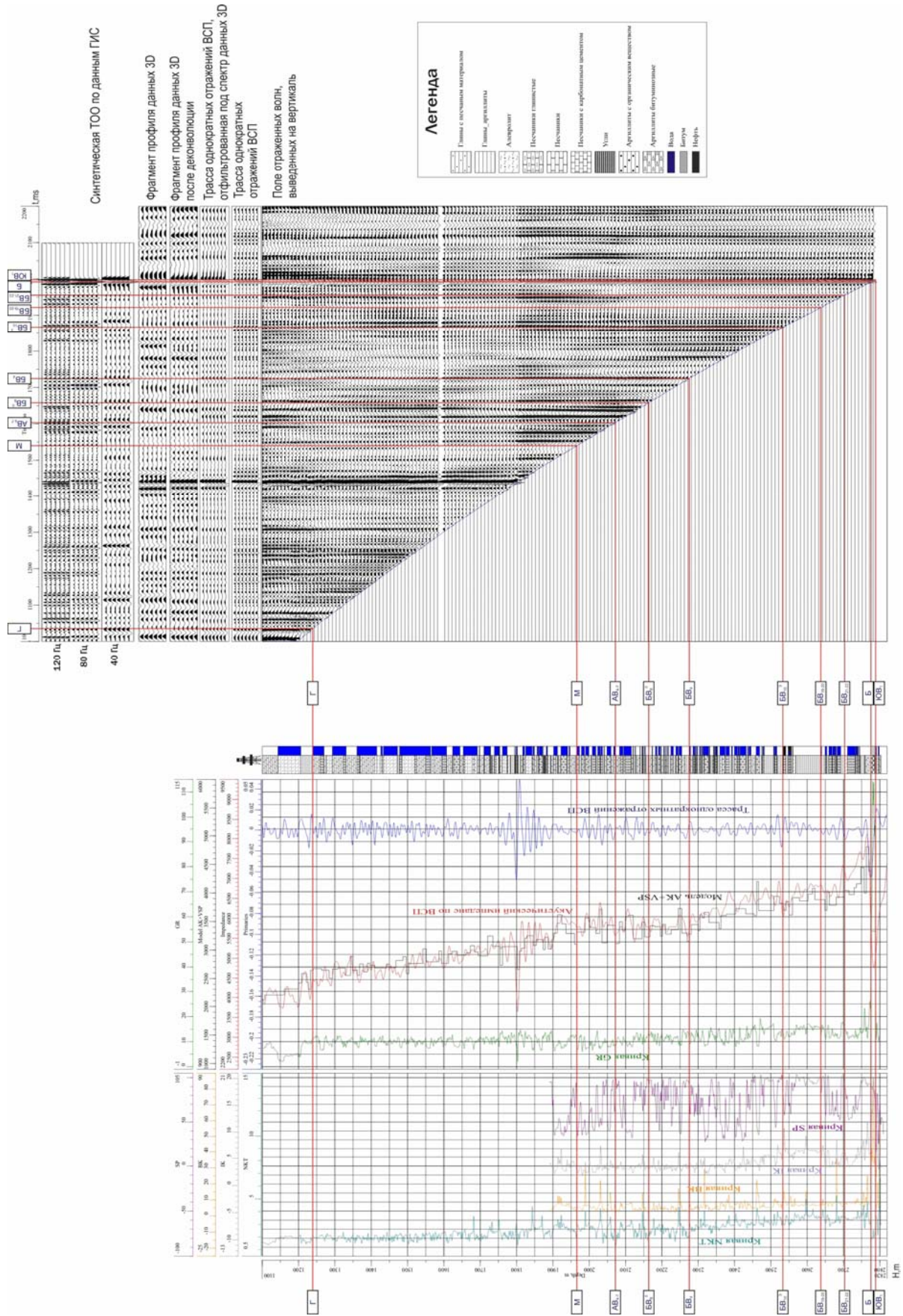


Рис.5.Увязка ВСП с данными ГИС и ОГТ.(фрагмент)

Результатом обработки являются скоростные характеристики разреза и трассы первичных отражений, обеспечивающие увязку время/глубина с точностью 1-2 м.

Выводы

1. Обработка данных ВСП по технологии СВЧ позволяет существенно повысить достоверность и четкость получаемых результатов (до 7 октав) с достижением точности привязки отражений на поверхности до 1-2 м и возможности расширения спектра отражений на поверхности.

2. Точность увязки данных ГИС и сейсморазведки на поверхности через ВСП по технологии СВЧ существенно выше, чем по распространенному методу моделирования по данным ГИС.

Литература

1. А.А. Табаков. Трехмерные системы наблюдений-новый этап развития нефтегазовой геофизики. Журнал «Геофизика», №4, С.153-156 2007
2. 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.
3. А.А. Табаков, В.Л. Елисеев, А.А. Мухин, Ю.А. Степченко, Д.В. Огуенко. Сейсморазведка Высокой Четкости (СВЧ) - бескомпромиссный подход к регистрации и обработке сейсмических данных. Тезисы докладов на конференции «Гальперинские чтения-2009», 2009, с. 5-7.
4. С.А. Нахамкин. Математические алгоритмы вычитания регулярных помех при разделении сейсмических волн. –Изв.АН СССР. Сер. Физика Земли, 1966,7. с.23-31
5. В.Н. Ференци, А.А. Табаков, Л.В. Севастьянов, Е.А. Фурсова, В.Л. Елисеев Автоматическая селекция волн при моделировании базированной обработке данных ВСП. Технологии Сейсморазведки.

ПОСТРОЕНИЕ ИЗОБРАЖЕНИЯ РАССЕИВАЮЩИХ ОБЪЕКТОВ ПО ДАННЫМ МЕЖСКВАЖИННЫХ НАБЛЮДЕНИЙ

А.Н. Никитченко*, Д.А. Киященко**, Б.М. Каштан*, В.Н. Троян*
(* СПбГУ, Санкт-Петербург, ** Shell International E&P, Хьюстон, США)

SCATTERING OBJECTS IMAGING WITH CROSS-WELL DATA

A.N. Nikitchenko*, D.A. Kiyashchenko**, B.M. Kashtan*, V.N. Troyan*
(* Saint-Petersburg State University, Saint-Petersburg , ** Shell International
E&P, Houston, USA)

Аннотация. Предложена методика построения изображения рассеивающих объектов по данным межскважинных наблюдений, основанная на векторной миграции Кирхгофа со специальными весовыми функциями. Рассмотрены различные методы диагностики мигрированных изображений. Обсуждаются результаты применения методики к синтетическим данным.

Abstract. The diffraction imaging methodology for cross-well data is offered. The methodology is based on Kirchhoff migration with special weight functions. Various methods of image diagnostics are considered. The synthetic data application results are discussed.

Введение. Многие системы регистрации и методы обработки сейсмических данных предназначены для построения отражающих границ. Однако нередко интерес представляют также и рассеивающие объекты (дифракторы): разломы, мелкомасштабные неоднородности, соляные включения. Определение местоположения таких объектов может быть полезным для интерпретации сейсмических данных.

Амплитуды дифрагированных волн как правило малы по сравнению с амплитудами отраженных волн. Поэтому для обнаружения дифракторов требуется специальные методы построения изображения или предварительная обработка данных. Существует несколько методов выделения дифрагированных волн (подавления отраженных волн): предварительная обработка данных с использованием фильтра плоских волн (см. [5]); фокусировка и последующее удаление отраженных волн [6]; выделение дифракторов в области общих углов наклона предполагаемой границы [4]; модификация миграции исключая суммирование отраженных волн [1]. Многие из них разработаны для поверхностной сейсмоки и не эффективны в случае межскважинных наблюдений.

В работе предлагается методика построения изображения рассеивающих объектов по данным межскважинных наблюдений. Предлагаемая техника основана на векторной миграции Кирхгофа [2] со специальными весовыми функциями. Для диагностики изображения предлагается использовать сравнение результатов векторной и шумовой миграции [3] и изображения CIG (Common Image Gather).

Векторная миграция и построение шумовых изображений. В случае векторной миграции Кирхгофа [2] изображение $I(x)$ в точке x вычисляется по следующей формуле:

$$I(\mathbf{x}) = \int w(\mathbf{x}_s, \mathbf{x}, \mathbf{x}_r) A(t_d, \mathbf{x}_s, \mathbf{x}_r) d\mathbf{x}_s d\mathbf{x}_r, \quad A(t_d, \mathbf{x}_s, \mathbf{x}_r) = \mathbf{R}(\mathbf{x}, \mathbf{x}_r) \cdot \mathbf{U}(t_d, \mathbf{x}_s, \mathbf{x}_r),$$

$$t_d(\mathbf{x}_s, \mathbf{x}, \mathbf{x}_r) = T_1(\mathbf{x}_s, \mathbf{x}) + T_2(\mathbf{x}, \mathbf{x}_r),$$

где $\mathbf{U}(t_d, \mathbf{x}_s, \mathbf{x}_r)$ – данные межскважинных наблюдений; $w(\mathbf{x}_s, \mathbf{x}, \mathbf{x}_r)$ – весовая функция; \mathbf{x}_s и \mathbf{x}_r – координаты источника и приемника соответственно; $T_1(\mathbf{x}_s, \mathbf{x})$ – время хода от источника до внутренней точки (аналогично для $T_2(\mathbf{x}, \mathbf{x}_r)$); $\mathbf{R}(\mathbf{x}, \mathbf{x}_r)$ – единичный вектор направления луча в приемнике (Рис. 1д). Изображение шума [3] строится с помощью введения векторного произведения вместо скалярного в формуле выше:

$$A(t_d, \mathbf{x}_s, \mathbf{x}_r) = \mathbf{R}(\mathbf{x}, \mathbf{x}_r) \times \mathbf{U}(t_d, \mathbf{x}_s, \mathbf{x}_r).$$

Векторная миграция выделяет истинные объекты и подавляет шум на изображении, в то время как шумовая миграция выделяет шум, артефакты и подавляет истинные объекты. Сравнение результатов векторной и шумовой миграции позволяет определить артефакты на изображении.

Ограничение угла наклона предполагаемой границы в точке изображения. Первая зона Френеля дает основной вклад в изображение отражающей границы. Поэтому для построения изображения отражающих границ обычно используют весовую функцию, ограничивающую апертуру. В данной работе используется следующая весовая функция:

$$w(\mathbf{x}_s, \mathbf{x}, \mathbf{x}_r) = \begin{cases} \frac{1}{2} \left(1 + \cos \left(\beta(\mathbf{x}_s, \mathbf{x}, \mathbf{x}_r) \frac{180}{\varepsilon} \right) \right), & \beta(\mathbf{x}_s, \mathbf{x}, \mathbf{x}_r) < \varepsilon \\ 0, & \beta(\mathbf{x}_s, \mathbf{x}, \mathbf{x}_r) \geq \varepsilon \end{cases}, \quad (1)$$

$$\beta(\mathbf{x}_s, \mathbf{x}, \mathbf{x}_r) = |\alpha_1(\mathbf{x}_s, \mathbf{x}) - \alpha_2(\mathbf{x}, \mathbf{x}_r) + 2\alpha_3(\mathbf{x})|,$$

где $\alpha_1(\mathbf{x}_s, \mathbf{x})$ и $\alpha_2(\mathbf{x}, \mathbf{x}_r)$ – углы между вертикалью и входящим и выходящим лучами в точке \mathbf{x} (Рис. 1д); $\alpha_3(\mathbf{x})$ – приблизительное значение угла наклона границы в точке \mathbf{x} (как правило известно в случае межскважинных наблюдений). Весовая функция (1) позволяет получить более четкое изображение объектов с заданным углом наклона ($\alpha_3(\mathbf{x})$).

Дифракторы рассеивают энергию в более широком диапазоне направлений по сравнению с отражающими границами, поэтому для выделения дифракторов (подавления отражающих границ) можно использовать обратную весовую функцию [1]. Однако мы обнаружили, что более эффективной является следующая весовая функция.

Выбор пар источник-приемник соответствующих преломленной волне. В случае межскважинных наблюдений волны отраженные от границы, проходящей через точку \mathbf{x} , регистрируются только приемниками, расположенными на той же стороне от границы что и источник. Поэтому если суммировать только по приемникам с другой стороны границы, то на изображении отражающие границы будут подавлены. Весовая функция выглядит следующим образом:

$$w(\mathbf{x}_s, \mathbf{x}, \mathbf{x}_r) = \begin{cases} 0, & \mathbf{x}_s < \mathbf{x}, \mathbf{x}_r < \mathbf{x} \\ 0, & \mathbf{x}_s > \mathbf{x}, \mathbf{x}_r > \mathbf{x} \\ 0, & \text{другие случаи} \end{cases} \quad (2)$$

Данная весовая функция может быть модифицирована для подавления отражающих границ с заданным углом наклона ($\alpha_3(\mathbf{x})$).

Результаты численного моделирования. Метод опробован на примере синтетических данных, рассчитанных конечно-разностным методом для горизонтально-слоистой среды с четырьмя точечными дифракторами (см. Рис. 1а).

Для построения изображения используется истинная скоростная модель. Прямая волна была предварительно удалена из данных. Результат векторной миграции Кирхгофа без весовых функций представлен на Рис. 1б. Изображение сильно зашумлено и дифракторы трудно обнаружить. Для выделения отражающих границ используется весовая функция (1) ($\varepsilon = 15^\circ$, $\alpha_3(\mathbf{x}) = 0^\circ$) (Рис. 1в). Только восходящие волны используются при миграции в данном случае. На данном изображении нет возможности обнаружить дифракторы. Анализ результатов шумовой миграции (Рис. 1г) позволяет определить какие объекты на изображении являются шумом (отмечены линией). Результат применения весовой функции (2) ($\alpha_3(\mathbf{x}) = 0^\circ$) представлен на Рис. 1е. На изображении видны все четыре дифрактора.

Для проверки истинности объектов используются изображения SIG, построенные в зависимости от параметров α_{scat} и α_{dip} , определяемых следующим образом:

$$\alpha_{scat}(\mathbf{x}_s, \mathbf{x}, \mathbf{x}_r) = \frac{1}{2}(|\alpha_1(\mathbf{x}_s, \mathbf{x})| + |\alpha_2(\mathbf{x}, \mathbf{x}_r)|), \quad \alpha_{dip}(\mathbf{x}_s, \mathbf{x}, \mathbf{x}_r) = |\alpha_1(\mathbf{x}_s, \mathbf{x})| - \alpha_{scat}(\mathbf{x}_s, \mathbf{x}, \mathbf{x}_r).$$

Область общего угла рассеяния α_{scat} используется для диагностики отражающих границ. Отражающие границы и рассеивающие объекты имеют в этой области плоскую форму. Для диагностики дифракторов используется область общего угла наклона α_{dip} (Рис. 1ж). Объекты соответствующие границам имеют в этой области изогнутую форму.

Заключение. Разработана техника построения изображения отражающих границ и рассеивающих объектов по данным межскважинных наблюдений. Техника основана на векторной миграции Кирхгофа со специальными весовыми функциями. Для диагностики шума на изображениях используется шумовая миграция. Еще одна диагностика, позволяющая проверить истинность объектов, основана на анализе изображений SIG. Техника опробована на примере синтетических данных.

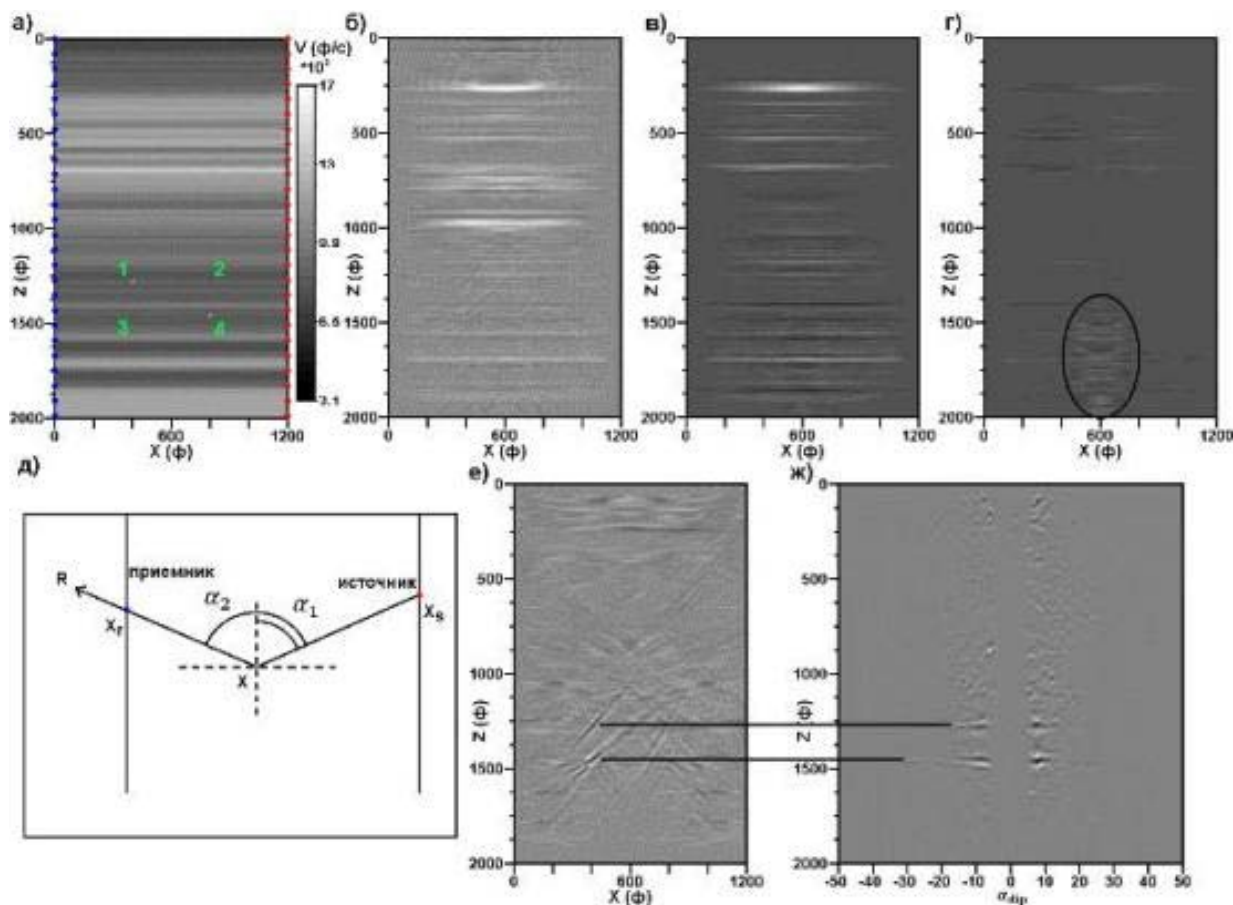


Рис. 1: а) Скоростная модель с точечными дифракторами. б) Результат векторной миграции Кирхгофа без весовых функций. в) Результат векторной миграции Кирхгофа с весовой функцией (1). г) Шумовое изображение, построенное с весовой функцией (1). д) Геометрия межскважинных наблюдений и луч дифрагированной волны. е) Результат векторной миграции Кирхгофа с весовыми функциями (2). ж) CIG для $X=400$ футов.

Список литературы:

- 1 Moser, T.J., and Howard, C.B. [2008] Diffraction imaging in depth. *Geophysical Prospecting*, 56, 627-641.
- 2 Wang, D. [2004] Vector 3C3D VSP Kirchhoff migration. 74th SEG Annual Meeting Expanded Abstracts.
- 3 Kiyashchenko, D., Mulder, W., Lopez, J. [2009] Wave equation vector migration for subsalt VSP imaging and interpretation. 79th SEG Annual Meeting Expanded Abstracts.
- 4 Klokov, A., Baina, R., Landa, E. [2010] Separation and imaging of seismic diffractions in dip angle domain. 72nd EAGE Conference Expanded Abstracts.
- 5 Fomel, S. [2002] Application of plane-wave destruction filters. *Geophysics* **67**, 1946-1960.
- 7 Khaidukov, V., Landa, E., Moser, T.J. [2004] Diffraction imaging by focusing-defocusing: An outlook on seismic superresolution. *Geophysics* **69**, 1478-1490.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИНТЕРВАЛЬНЫХ СКОРОСТЕЙ ПО ДАННЫМ ВСП С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МИГРАЦИИ КРАТНО- ОТРАЖЕННЫХ ВОЛН

Насыров Д.А.*, Киященко Д.А.**, Киселев Ю.В.*, Каштан Б.М.*
(* СПбГУ, Санкт-Петербург, ** Shell International E&P, Хьюстон, США)

ESTIMATION OF THE INTERVAL VELOCITIES WITH VSP DATA BY USING MIGRATION OF SURFACE-RELATED MULTIPLES

Nasyrov D.A.*, Kiyashchenko D.A.**, Kiselev Yu.V.*, Kashtan B.M.*
(* SPbSU, Saint-Petersburg, ** Shell International E&P, Houston, USA)

Аннотация. В настоящей работе предлагается метод, сочетающий миграцию данных ВСП и уточнение скоростной модели среды. Основная идея предлагаемого подхода состоит в сопоставлении изображений, полученных по различным типам волн: однократно-отраженным и кратным, обусловленным дневной поверхностью. Критерием для оценки скоростных параметров среды является максимум кросс-корреляции изображений, полученных по данным типам волн. На основе этого критерия реализован итерационный алгоритм, позволяющий оценивать интервальные скорости в областях среды, расположенных ниже забоя скважины, а также получать изображения отражающих границ с высокой точностью.

Abstract. We investigate the new method that combines the migration of VSP data and updating of the velocity model. The method is based on the comparison of subsurface images obtained by using different types of waves: the primary reflections and surface-related multiples. As a measure of similarity of the images we use the functional based on cross-correlation. Estimation of the velocity model parameters is carried out by maximization of this functional. Therefore the resulting velocity model provides the maximal similarity between images obtained by using the primary reflections and surface-related multiples. We develop an iterative procedure to maximize the functional and demonstrate the efficiency of the method using the synthetic walk-away data. The method allows to estimate the interval velocities below receivers, which is considered to be a challenge with VSP acquisition geometry.

В данной работе предлагается итеративный метод, сочетающий миграцию данных ВСП и уточнение опорной глубинно-скоростной модели среды. Данный способ основан на сопоставлении изображений, получаемых в результате миграции различных типов волн: однократно-отраженных и кратных, обусловленных дневной поверхностью.

При традиционной обработке данных ВСП для получения изображения среды используются, как правило, только однократные отражения. Однако в последние годы значительное внимание уделяется также и миграции поля нисходящих кратного-отраженных волн, ввиду того, что изображения, построенные по данному типу волн, имеют большую протяженность восстанавливаемых границ [1,2]. В настоящей работе предлагается использовать миграцию кратных волн наряду с миграцией однократных отражений для уточнения скоростных параметров среды.

Идея метода заключается в том, что если скоростная модель, используемая для миграции, достаточно точно описывает реальную скоростную модель, то сейсмические изображения, полученные с использованием отраженных и кратных волн, будут одинаково отражать строение реального геологического разреза. В противном случае, если скорость неверна, возникает расхождение между изображениями. В качестве меры сходства двух сейсмических изображений используется функционал, основанный на кросс-корреляции:

$$J(v) = \int I_p(\bar{x}, v) I_m(\bar{x}, v) d\bar{x}.$$

Здесь $I_p(\bar{x})$, $I_m(\bar{x})$ - сейсмические изображения среды, полученные по однократно- и кратного-отраженным волнам соответственно, а $v = v(\bar{x})$ - опорная скоростная модель среды.

Искомые скоростные параметры находятся из условия максимума данного функционала, при этом соответствующая оптимизационная задача решается градиентным методом. В данной работе используется алгоритм конечно-разностной миграции в частотной области в параксиальной аппроксимации [3]. Для вычисления градиента функционала используется метод неопределенных множителей Лагранжа [4].

В качестве примера рассмотрим плоско-слоистую модель, изображенную на Рис.1 (слева). Синтетические данные рассчитывались на основе конечно-разностного решения акустического волнового уравнения с постоянной плотностью. В центральной части модели располагается вертикальная скважина с приемником на глубине 0.75 км. На поверхности находится 151 источник с шагом 0.04 км, максимальное удаление от скважины +/-3 км.

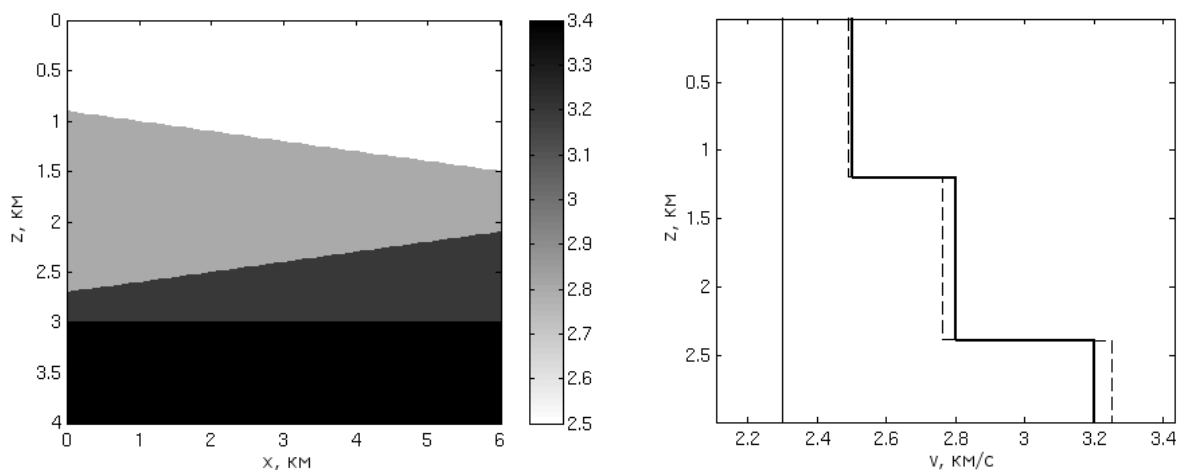


Рис.1. Плоско слоистая модель (слева), скоростной профиль в районе скважины (при $x=3$ км) (справа): жирная сплошная линия – модельное значение скорости, тонкая сплошная линия – начальная скорость, тонкая штриховая линия – скорости определенные в результате нахождения максимума корреляции изображений.

Результат определения скорости для данной модели приведен на Рис.1 (справа). В качестве начальных данных для итерационного алгоритма выбрана однородная скоростная модель, изображенная тонкой сплошной линией. Нахождение интервальных скоростей производится последовательно, начиная с вышележащих и заканчивая более глубокими слоями. Для каждого слоя процесс был ограничен двумя итерациями. Полученный в результате скоростной профиль изображен на Рис.1 (справа) тонкой штриховой линией. Восстановленные интервальные скорости совпадают с истинными скоростями с максимальной погрешностью порядка одного процента.

Сейсмические изображения, полученные по отраженным и кратным волнам с использованием начальной и уточненной скоростных моделей, представлены на Рис.2 и Рис.3 соответственно. Во втором случае изображения полностью мигрированы и значительно лучше согласованы между собой.

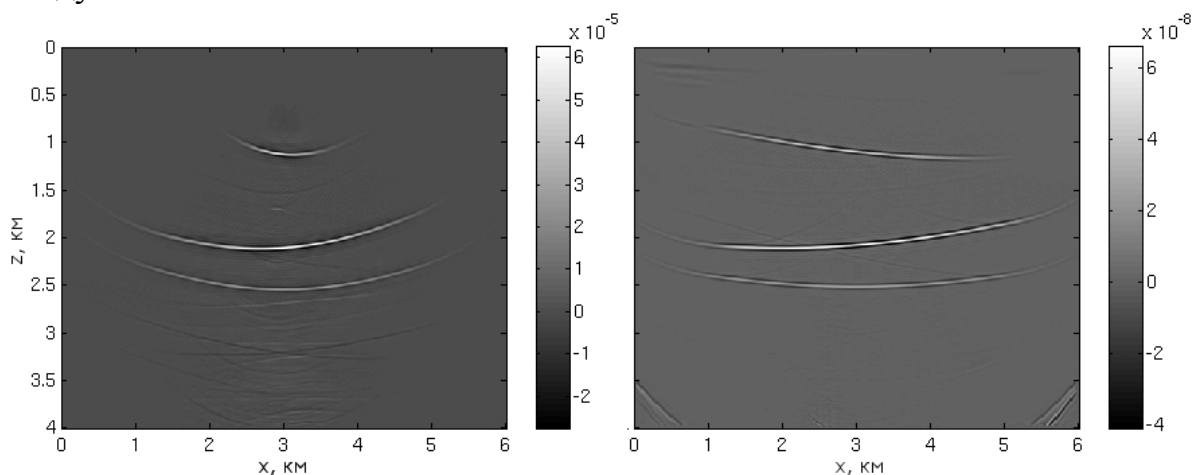


Рис.2. Изображения, полученные по однократным отражениям (слева) и по кратным волнам (справа) с использованием начальной скоростной модели.

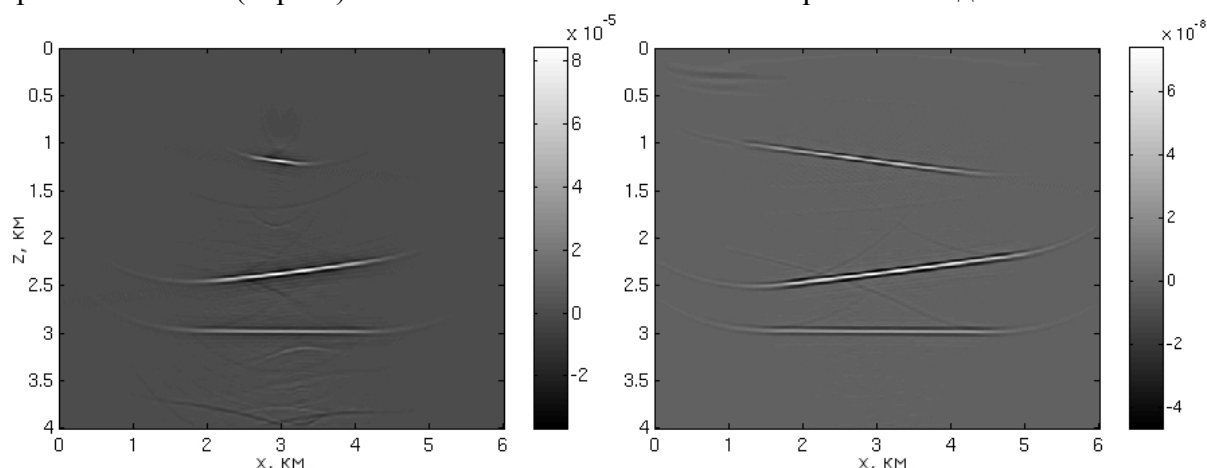


Рис.3. Изображения, полученные по однократным отражениям (слева) и по кратным волнам (справа) после уточненной скоростной модели.

Благодарности:

Работа выполнена при поддержке грантов РФФИ № 08-05-00285 и АФГИР № RUG1 -1677-ST-07.

Литература:

1. He, R., Hornby, B., Schuster, G., 2007, 3D wave-equation interferometric migration of VSP free-surface multiples. *Geophysics* 72(5), S195-S203.
2. Jiang, Z., J. Sheng, J. Yu, G. T. Schuster, and B. E. Hornby, 2007, Migration methods for imaging different-order multiples: *Geophysical Prospecting*, **55**, 1–19.
3. Ristow, D., Ruhl, T., 1997, 3-D implicit finite-difference migration by multiway splitting. *Geophysics* 62(2), 554–567.
4. Plessix, R.-E., 2006, A review of the adjoint-state method for computing the gradient of a functional with geophysical applications. *Geophysical Journal International* 167, 495–503.
5. Шериф Р., Гелдарт Л. Сейсморазведка. Москва, “Мир”, 1987.

О МЕДЛЕННЫХ ВОЛНАХ В ЖИДКОМ СЛОЕ

Р.А.Шигапов, Б.М.Каштан
(СПбГУ, Санкт-Петербург)

ON SLOW WAVES IN A FLUID LAYER

R.A.Shigapov, B.M.Kashtan
(SPbSU, Saint-Petersburg)

Аннотация. Рассмотрена простейшая модель заполненного углеводородным флюидом коллектора – однородный изотропный жидкий слой между различными упругими полупространствами. Предложены

приближения дисперсионной зависимости фазовой и групповой скорости медленной волны (волны Крауклиса) от частоты.

Abstract. Simple model of oil reservoir such as a fluid layer, sandwiched between two different elastic half-spaces, is discussed. Dispersion relation approximations for slow wave (Крауклис wave) are suggested.

Введение. Простейшей моделью заполненного флюидом коллектора является жидкий слой в упругой среде. В работах [1-3] показано, что в таком слое распространяется медленная волна (фундаментальная мода), существующая при любых соотношениях между параметрами сред, медленно затухающая с расстоянием и имеющая аномальный характер дисперсии. Несмотря на изученность модели, в доступной литературе отсутствуют справедливые в широкой частотной области приближения дисперсионной зависимости медленной волны, распространяющейся в жидком слое между различными упругими полупространствами.

Чтобы получить точное представление дисперсионного уравнения в задаче о колебаниях жидкого слоя, окружённого различными упругими полупространствами, методом Лемба построено поле смещений, возбуждаемое источником типа центра расширения, расположенным в произвольной точке пространства. Знаменатель подынтегральной функции является левой частью искомого дисперсионного уравнения

$$\Delta(\zeta, \omega h) = (Q_1 - Q_2) \cosh(\omega h \alpha_f) + (Q_1 Q_2 - 1) \sinh(\omega h \alpha_f) = 0, \quad (1)$$

где
$$Q_n = (-1)^n \frac{\rho_n \alpha_f c_{sn}^4}{\rho_f \alpha_{pn}} R_n(\zeta), \quad R_n(\zeta) = \left(2\zeta^2 - \frac{1}{c_{sn}^2} \right)^2 - 4\zeta^2 \alpha_{pn} \alpha_{sn}, \quad n = 1, 2;$$

$\alpha_j = \sqrt{\zeta^2 - \frac{1}{c_j^2}}$, $j = f, p1, s1, p2, s2$. Индексы $f, 1$ и 2 соответствуют параметрам слоя, полупространств 1 и 2, ω – круговая частота, h – толщина слоя, ρ_n, ρ_f – массовые плотности, c_f – скорость звука в жидкости, c_{pn}, c_{sn} – скорости продольных и поперечных волн в полупространствах, $\zeta = \frac{1}{c}$ – медленность.

Если в уравнении (1) в предположении $\omega h \alpha_f \ll 1$ вместо радикалов α_j подставить выражение $\alpha_j \approx \zeta \left(1 - \frac{1}{2c_j^2 \zeta^2} \right)$, то без труда выписывается приближение дисперсионной зависимости медленной волны в виде (Крауклис и др. [3])

$$c_{a1} = \left\{ \frac{2(1 - \gamma_1^2)(1 - \gamma_2^2)}{\rho_{f2}(1 - \gamma_1^2)c_{s2}^{-2} + \rho_{f1}(1 - \gamma_2^2)c_{s1}^{-2}} \right\}^{1/3} (\omega h)^{1/3}, \quad (2)$$

где $\gamma_n^2 = \frac{c_{sn}^2}{c_{pn}^2}$, $\rho_{fn} = \frac{\rho_f}{\rho_n}$, $n=1,2$. Если сохранить в приближении ещё один член, получим дисперсионную зависимость фазовой скорости от частоты в неявном виде

$$c_{a2} \left(1 - \frac{c_{a2}^2}{c_f^2} \right)^{-1/3} = \left\{ \frac{2(1-\gamma_1^2)(1-\gamma_2^2)}{\rho_{f2}(1-\gamma_1^2)c_{s2}^{-2} + \rho_{f1}(1-\gamma_2^2)c_{s1}^{-2}} \right\}^{1/3} (\omega h)^{1/3}. \quad (3)$$

Заменяя $c_f \rightarrow c_m = \min[c_1^s, c_2^s]$, где c_1^s, c_2^s – скорости волн Стоунли, распространяющихся вдоль границы слоя и полупространства 1 или 2 соответственно, можно улучшить приближение (c_{a3}). На рис. 1 представлены точная и приближённые дисперсионные зависимости фазовой скорости c медленной волны от произведения частоты на толщину слоя $fh = \frac{\omega h}{2\pi}$ для следующих параметров сред: $c_{p1} = 3500 \frac{м}{с}$, $c_{s1} = 2000 \frac{м}{с}$, $\rho_1 = 2400 \frac{кг}{м^3}$, $c_{p2} = 4000 \frac{м}{с}$, $c_{s2} = 2500 \frac{м}{с}$, $\rho_2 = 2500 \frac{кг}{м^3}$, $c_f = 1600 \frac{м}{с}$, $\rho_f = 1000 \frac{кг}{м^3}$. При этих параметрах $c_m = c_1^s \approx 1493 \frac{м}{с}$.

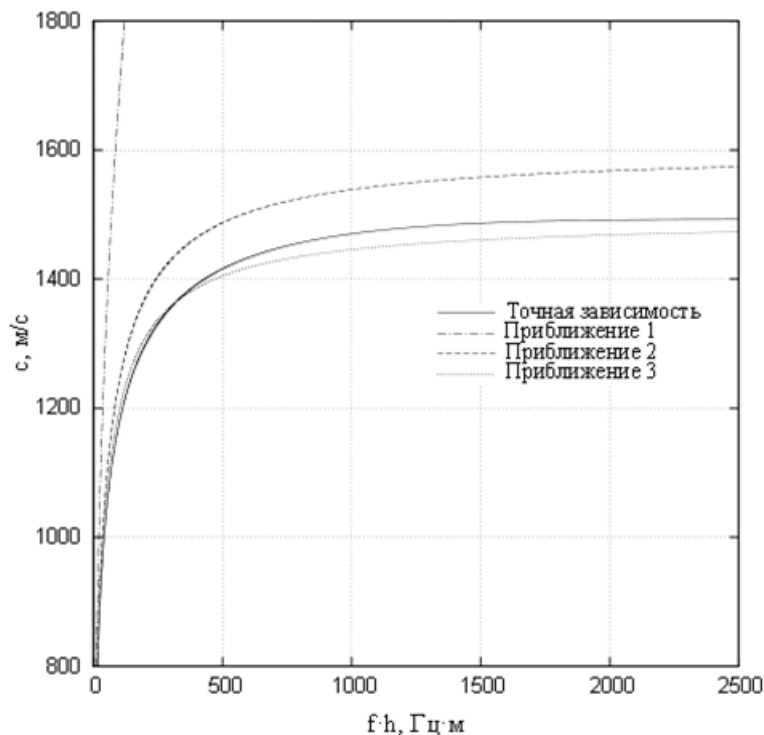


Рис.1 Зависимость фазовой скорости медленной волны от произведения частоты на толщину слоя. Сравнение точной зависимости с различными приближениями.

На рис. 1 показана область относительно высоких скоростей, в которой приближение c_{a1} работает плохо. Приближение c_{a2} лучше описывает дисперсию медленной волны, но приводит к завышенным

значениям скорости ($c_{a2} \rightarrow c_f > c_m$ при $fh \rightarrow \infty$). В отличие от предыдущих приближений c_{a3} правильно описывает высокочастотный предел дисперсионной зависимости ($c_{a3} \rightarrow c_m$ при $fh \rightarrow \infty$, но медленнее, чем точное решение).

Вычислим групповую скорость c_{g3} медленной волны в приближении c_{a3}

$$c_{g3} = \frac{c_{a3}}{2} \left(3 - \frac{c_{a3}^2}{c_m^2} \right). \quad (4)$$

В области низких частот $c_{a3} \rightarrow 0$, поэтому $c_{g3} \rightarrow \frac{3}{2}c_{a3}$, что согласуется с результатами работ Крауклиса [1,3]. При высоких частотах $c_{a3} \rightarrow c_m$ и $c_{g3} \rightarrow c_m$. На рис. 2 приведены кривые фазовой c, c_{a3} и групповой c_g, c_{g3} скоростей для использованных ранее параметров сред. Приближение c_{g3} групповой скорости хорошо работает для не очень больших значений fh и правильно описывает высокочастотный предел дисперсионной зависимости.

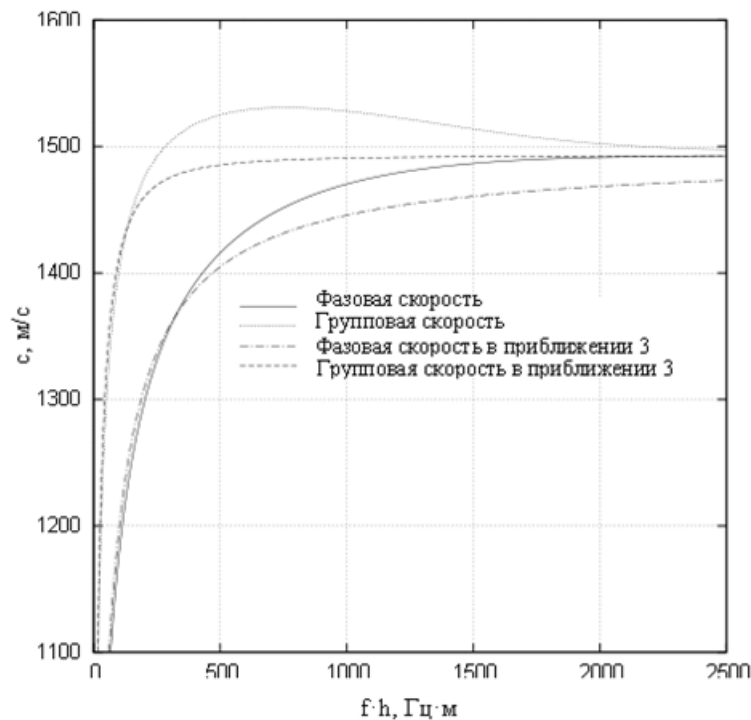


Рис.2 Зависимость фазовой и групповой скоростей медленной волны от произведения частоты на толщину слоя. Сравнение точных зависимостей с приближениями.

Заключение:

Предложены приближения дисперсионной зависимости фазовой и групповой скоростей медленной волны (волны Крауклиса),

распространяющейся в жидком слое между различными упругими полупространствами.

Литература:

1. Крауклис П.В. О некоторых низкочастотных колебаниях жидкого слоя в упругой среде. Прикладная математика и механика, 1962, 26, 6, 1111-1115.
2. Ferrazzini V., Aki K. Slow waves trapped in a fluid-filled infinite crack implication for volcanic tremor. Journal of geophysical research, 1987, 92(B9), 9215-9223.
3. Крауклис П.В., Голошубин Г.М., Крауклис Л.А. Низкоскоростная волна в слое жидкости, моделирующем нефтяной пласт. Записки научных семинаров ПОМИ, 1992, 203, 101-111.

ЧАСТОТНО-ИМПЕДАНСНАЯ МОДЕЛЬ ОДНОМЕРНОЙ НЕОДНОРОДНОЙ СПЛОШНОЙ СРЕДЫ

Ю.К. Евдокимов*, Т.Н. Ишуев**, Л.Д. Храмов***
(* КГТУ-КАИ, г.Казань; ** ОАО «ТНГФ», г.Бугульма;
*** ВФ МАДГТУ(МАДИ), г.Чебоксары)

FREQUENCY-IMPEDANCE MODEL FOR THE ONE-DIMENSIONAL NON-UNIFORM CONTINUOUS ENVIRONMENT

Yu.K. Evdokimov*, T.N. Ishuev**, L.D. Hramov***
(* KSTU-KAI, Kazan; ** JSC «TNGF», Bugulma;
*** VB MARSTU(MARI), Cheboksary)

Аннотация. Рассматривается модель одномерной неоднородной сплошной среды в частотной области. Изложен метод вычисления частотной характеристики импеданса одномерной неоднородной среды. Предложен алгоритм определения неоднородности среды по известной частотной характеристике импеданса.

Abstract. The model of the one-dimensional non-uniform continuous environment in frequency area is considered. The method of calculation of the frequency characteristic of an impedance of the one-dimensional non-uniform environment is stated. The algorithm of definition of heterogeneity of

environment under the known frequency characteristic of an impedance is offered.

Неоднородная сплошная среда представляет собой вещественную среду, механические свойства которой неодинаковы по объему, а зависят от пространственных координат. Распространение механических колебаний в такой среде описывается волновыми уравнениями, составленными относительно тензоров напряжения и деформации.

Волновое уравнение, записанное в приближении одномерной среды без потерь, имеет вид

$$-\frac{\partial \sigma}{\partial z} = \rho(z) \cdot \frac{\partial v}{\partial t}, \quad -\frac{\partial v}{\partial z} = \frac{1}{k(z)} \cdot \frac{\partial \sigma}{\partial t}, \quad (1)$$

где σ – напряжение; v – колебательная скорость; ρ – плотность; k – модуль упругости. Наличие потерь в среде можно смоделировать, придав коэффициентам ρ и k комплексный характер.

Под импедансом (механическим) понимается отношение комплексной амплитуды напряжения σ к комплексной амплитуде колебательной скорости v при гармоническом воздействии с частотой ω , т.е.

$$\underline{Z}(z, j\omega) = \dot{\sigma}(z, j\omega) / \dot{v}(z, j\omega). \quad (2)$$

В докладе предлагается модель одномерной неоднородной среды, позволяющая определить функции неоднородности $\rho(z)$ и $k(z)$ среды по известной (например, в результате измерения) частотной характеристике механического импеданса на ее границе $\underline{Z}_S(j\omega) = \underline{Z}(0, j\omega)$.

Модель строится в предположении, что коэффициенты ρ и k могут быть выражены через некоторый параметр Ψ

$$\rho(z) = \varphi(\Psi(z)), \quad k(z) = \chi(\Psi(z)), \quad (3)$$

где φ и χ – некоторые известные функции. В этом случае задача определения двух функций $\rho(z)$ и $k(z)$ сводится к определению одной функции $\Psi(z)$.

Механический импеданс $\underline{Z}(z, j\omega)$ одномерной среды и функция неоднородности $\Psi(z)$ связаны нелинейным уравнением Риккати

$$\frac{d\underline{Z}(z, j\omega)}{dz} - 2 \cdot \frac{j\omega}{\chi(\Psi(z))} \cdot \underline{Z}^2(z, j\omega) + j\omega \cdot \varphi(\Psi(z)) = 0. \quad (4)$$

В качестве граничного условия для уравнения (4) может выступать известный импеданс среды $\underline{Z}(L, j\omega)$ в некоторой точке $z = L$. При этом уравнение (4) решается на отрезке $z \in [0, L]$.

Методика численного решения уравнения (4) будет подробно рассмотрена в материалах доклада.

Линеаризация уравнения (4) приводит к связи между малыми возмущениями функции неоднородности $\delta\Psi(z)$ среды и соответствующим

малым приращением импеданса $\delta Z(0, j\omega)$ на границе. Данная связь представляется в виде интегрального уравнения

$$\int_0^L G(z, j\omega) \cdot \delta\Psi(z) dz = \delta Z(0, j\omega), \quad (5)$$

где $G(z, j\omega)$ – функция Грина для (4).

В докладе приводится численный алгоритм определения функции $G(z, j\omega)$ и методика численного решения уравнения (5) с применением метода регуляризации Тихонова.

На основе уравнений (4) и (5) строится итерационный алгоритм численного определения функции неоднородности $\Psi(z)$ среды по известной частотной характеристике механического импеданса $Z_S(j\omega)$ на границе. Данный алгоритм состоит из следующих шагов:

1. Задание начального приближения функции $\Psi^{(0)}(z)$;
2. Начало итерационного процесса (i – номер итерации);
3. Вычисление частотной характеристики импеданса $\underline{Z}^{(i)}(0, j\omega)$ модели с функцией $\Psi^{(i)}(z)$ путем решения (4);
4. Нахождение правой части уравнения (5) по формуле $\delta Z^{(i)}(0, j\omega) = \underline{Z}_S(j\omega) - \underline{Z}^{(i)}(0, j\omega)$;
5. Вычисление ядра уравнения (5) $G(z, j\omega)$;
6. Нахождение поправки $\delta\Psi^{(i)}(z)$ путем решения уравнения (5);
7. Вычисление следующего приближения $\Psi^{(i)}(z) = \Psi^{(i-1)}(z) + \delta\Psi^{(i)}(z)$;
8. Проверка условий прекращения итераций, в качестве которых могут быть, например, условия «слипаемости» решения, согласованности с погрешностью измерений, превышения числа итераций максимально допустимого значения. (например, методом регуляризации Тихонова или методом итерационной регуляризации Алифанова). При невыполнении условий осуществляется переход к шагу 3.

Предложенная модель неоднородной одномерной среды позволяет определить частотные характеристики входного импеданса длинной линии с заданной неоднородностью. При этом пространственная неоднородность линии может описываться как ступенчатой, так и плавной функцией.

Одним из возможных практических приложений модели является неразрушающий контроль неоднородности сплошных сред. Данная модель также может быть адаптирована для вертикального сейсмического профилирования земной коры.

Литература

1. Евдокимов Ю.К. Распределенные измерительные среды / Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук. Казань: КГТУ-КАИ, 1995.

2. Евдокимов Ю.К., Ишуев Т.Н., Храмов Л.Д. Об одном методе решения обратной коэффициентной задачи для одномерного волнового уравнения. Сб. трудов 20-й международной научной конференции «Математические методы в технике и технологиях» (ММТТ-20). Т. 1. Ярославль: Изд. ЯрГТУ, 2007, с.76 – 78.

3. Евдокимов Ю.К., Ишуев Т.Н., Храмов Л.Д. Частотный алгоритм для вертикального сейсмического профилирования. Сб. трудов 20-й международной научной конференции «Математические методы в технике и технологиях» (ММТТ-20). Т. 4 Ярославль: Изд. ЯрГТУ, 2007, с.163 – 166.

**ПРОГРАММНАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ И ЧИСЛЕННОЕ
ИССЛЕДОВАНИЕ ЧАСТОТНОГО АЛГОРИТМА
РЕШЕНИЯ ОБРАТНОЙ КОЭФФИЦИЕНТНОЙ ЗАДАЧИ
ДЛЯ ОДНОМЕРНОГО ВОЛНОВОГО УРАВНЕНИЯ**

Ю.К. Евдокимов*, Т.Н. Ишуев**, Л.Д. Храмов***
(* КГТУ-КАИ, г.Казань; ** ОАО «ТНГ», г.Бугульма;
*** ВФ МАДГТУ(МАДИ), г.Чебоксары)

**PROGRAM REALIZATION AND NUMERICAL RESEARCH
OF FREQUENCY ALGORITHM FOR SOLVING
OF INVERSE COEFFICIENT PROBLEM
FOR THE ONE-DIMENSIONAL WAVE EQUATION**

Yu.K. Evdokimov*, T.N. Ishuev**, L.D. Hramov***
(* KSTU-KAI, Kazan; ** JSC «TNGF», Bugulma;
*** VB MARSTU(MARI), Cheboksary)

Аннотация. В докладе рассматривается численная реализация алгоритма определения неоднородности среды по частотной характеристике импеданса, измеренного на границе. Обсуждаются результаты численного исследования предложенного алгоритма.

Abstract. In the report numerical realization of algorithm of definition of heterogeneity of environment under the frequency characteristic of the impedance measured on border is considered. Results of numerical research of the offered algorithm are discussed.

Волновые дифференциальные уравнения описывают процесс распространения механических или электромагнитных возмущений в сплошных средах. Коэффициенты уравнения определяются параметрами

среды. Так, например, для упругой неоднородной одномерной среды без потерь справедливы уравнения вида

$$-\frac{\partial \sigma}{\partial z} = \rho(z) \cdot \frac{\partial v}{\partial t}; \quad -\frac{\partial v}{\partial z} = \frac{1}{k(z)} \cdot \frac{\partial \sigma}{\partial t}, \quad (1)$$

где σ – напряжение; v – колебательная скорость; ρ – плотность; k – модуль упругости.

Обратная коэффициентная задача, обсуждаемая в докладе, формулируется как задача нахождения коэффициентов $\rho(z)$ и $k(z)$, зависящих от координаты, по заданным граничным условиям, полученным в результате измерений. В качестве граничного условия принимается частотная характеристика механического импеданса $\underline{Z}_S(j\omega)$, измеренная на границе одномерной среды с координатой $z = 0$.

Под механическим импедансом понимается отношение комплексной амплитуды напряжения σ к комплексной амплитуде колебательной скорости v при гармоническом воздействии с частотой ω , т.е.

$$\underline{Z}(z, j\omega) = \dot{\sigma}(z, j\omega) / \dot{v}(z, j\omega). \quad (2)$$

Связь импеданса $\underline{Z}(z, j\omega)$ с коэффициентами уравнения (1) устанавливается нелинейным уравнением Риккати

$$\frac{d\underline{Z}(z, j\omega)}{dz} - 2 \cdot \frac{j\omega}{k(z)} \cdot \underline{Z}^2(z, j\omega) + j\omega \cdot \rho(z) = 0 \quad (3)$$

с граничным условием $\underline{Z}(z, j\omega)|_{z=L} = \underline{Z}_L(j\omega)$, где $\underline{Z}_L(j\omega)$ – известный импеданс среды в сечении $z = L$.

Частотный алгоритм решения сформулированной обратной задачи после линеаризации уравнения (3) сводится к итерационной процедуре, на каждом i -том шаге которой численно решается интегральное уравнение Фредгольма первого рода относительно отклонения входного (граничного) импеданса $\underline{Z}^{(i)}(0, j\omega) - \underline{Z}_S(j\omega)$ в заданном интервале частот $[\omega_{\min}, \omega_{\max}]$. Здесь – $\underline{Z}^{(i)}(0, j\omega)$ – решение уравнения (3) для $z = 0$; $\underline{Z}_S(j\omega)$ – измеренная частотная характеристика импеданса. Рассмотрен также несколько модифицированный алгоритм, отличающийся методом вычисления ядра интегрального уравнения.

В докладе рассматриваются вопросы численного решения этой обратной задачи, приводится вариант программной реализации алгоритма, обсуждаются результаты численных исследований. Результаты численного исследования получены в предположении, что коэффициенты $\rho(z)$ и $k(z)$ уравнения (1) могут быть функционально выражены через один параметр $\Psi(z)$.

В заключительной части обсуждены пути дальнейшего усовершенствования алгоритма и возможности его применения в георазведочных работах.

Литература

4. Евдокимов Ю.К. Распределенные измерительные среды / Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук. Казань: КГТУ-КАИ, 1995.

5. Евдокимов Ю.К., Ишуев Т.Н., Храмов Л.Д. Об одном методе решения обратной коэффициентной задачи для одномерного волнового уравнения. Сб. трудов 20-й международной научной конференции «Математические методы в технике и технологиях» (ММТТ-20). Т. 1. Ярославль: Изд. ЯрГТУ, 2007, с.76 – 78.

6. Евдокимов Ю.К., Ишуев Т.Н., Храмов Л.Д. Частотный алгоритм для вертикального сейсмического профилирования. Сб. трудов 20-й международной научной конференции «Математические методы в технике и технологиях» (ММТТ-20). Т. 4 Ярославль: Изд. ЯрГТУ, 2007, с.163 – 166.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ВОЛНОВОГО ПОЛЯ В СКВАЖИНЕ, ПЕРЕСЕКАЕМОЙ ТРЕЩИНОЙ ГИДРОРАЗРЫВА ПРОИЗВОЛЬНОЙ ФОРМЫ, ДЛЯ АКТИВНОГО МОНИТОРИНГА ЕЕ ПАРАМЕТРОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВСР ТЕХНОЛОГИИ.

Г.А. Максимов, Д.Н. Лесонен, А.В. Деров
(АКИН, Москва)

WAVE FIELD MODELING IN A WELL, INTERSECTED BY HYDRO FRACTURE OF ARBITRARY SHAPE, FOR ACTIVE MONITORING OF ITS PARAMETERS WITH USE OF VSP TECHNOLOGY

G.A. Maximov, D.N. Lesonen, A.V. Derov
(AKIN, Moscow)

Аннотация:

В докладе рассматривается задача о возбуждении и распространении волновых полей в системе скважина с трещиной гидроразрыва произвольной формы при падении на нее внешней сейсмической волны. Регистрируемое системой гидрофонов в скважине поле содержит как первичные гидроволны, генерируемые внешней падающей волной в точке пересечения скважины и трещины гидроразрыва, так и вторичные гидроволны, возникающие после прихода медленной моды, сгенерированной внешней падающей волной на краю заполненной жидкостью трещины гидроразрыва. Опираясь на эффективное граничное условие на краю трещины, связывающее внешнее поле в упругой среде с давлением жидкости внутри трещины, для последнего на основе теоремы Грина может быть выведено эффективное граничное интегральное

уравнение, справедливое для трещины произвольной формы. Решение этого уравнения может быть получено численно и представлено в виде разложения по кратности рассеяния на границе, первым членом которого является приближение Кирхгофа.

В докладе приводятся результаты моделирования волнового поля в системе скважина с трещиной гидроразрыва и дается оценка амплитуды вторичных гидроволн. Обоснованность полученной оценки подтверждается верификацией методики расчетов при их сравнении с прямыми конечно-разностными расчетами для симметричного случая с круговой трещиной.

Abstract:

The problem on wave field excitation in the system of a well intersected by a hydro-fracture with arbitrary shape under action of external seismic field is considered in the report. The wave field registered in a well by hydrophone array contains as the primary tube waves generated by incident body wave in the cross-point of a well and fracture as well as the secondary tube waves appeared after arrival of the slow mode generated at the edge of fluid filled fracture by incident body wave. Based on effective boundary condition at the fracture edge connecting external wave field in surrounding elastic medium with a fluid pressure inside fracture, for the last it is possible with use of Green's theorem to derive the boundary integral equation which is valid for arbitrary shape of fracture. The solution of this equation can be obtained numerically and can be represented in the form of a set by multiples of reflections at a boundary. The Kirckhhoff approximation is the first term of this expansion.

The results of wave field modeling in the system of a well with hydraulic fracture are presented in the report as well as amplitude estimation of the secondary tube wave. The validity of the estimation was verified by comparison of the developed approach with direct finite-difference calculations for the symmetrical case with circular fracture.

Проблема контроля параметров трещины гидроразрыва (размеров и пространственного положения) является актуальной из-за опасности пересечения ею водяных горизонтов и потери скважины. В качестве фактически единственного метода контроля за ростом трещины гидроразрыва и ее положением в пространстве в последнее время активно используется технология, связанная с определением источников акустической эмиссии, сопровождающей рост магистральной трещины. При этом область источников акустической эмиссии ассоциируется с краем растущей трещины. Данная технология кроме своей трудоемкости, также является пассивной и однократной, т.е. акустическая эмиссия сопровождает рост магистральной трещины и отсутствует для уже сформированной трещины гидроразрыва.

Вместе с тем в предыдущих работах авторов [1-3] обосновывается другой активный подход к определению параметров трещины гидроразрыва, основанный на регистрации вторичных гидроволн в скважине при падении на трещину гидроразрыва внешней сейсмической волны. Вторичные гидроволны являются результатом взаимодействия со скважиной медленной моды, которая генерируется на краю заполненной жидкостью трещины при падении на него внешней сейсмической волны. Время задержки между первичными гидроволнами от точки пересечения скважины и трещины и вторичными гидроволнами от края трещины позволяет оценить линейный размер трещины гидроразрыва.

Ключевым вопросом предыдущих исследований [1-4] был вопрос о возможности регистрации вторичных гидроволн на фоне помех, который сводится к оценке их амплитуды. Такая оценка предполагает, однако, возможность модельного расчета соответствующих волновых полей. Принимая во внимание соотношение между длиной сейсмической волны и другими характерными размерами задачи (радиус скважины, раскрытие и линейный размер трещины, расстояние до источника), прямые конечно-разностные расчеты волновых полей в системе скважина с трещиной гидроразрыва возможны только для осесимметричной геометрии задачи, когда трещина имеет круговую форму (см рис.1)

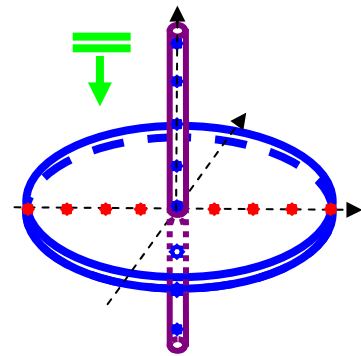


Рис.1 Геометрия задачи для круговой трещины

Вопрос, который рассматривается в данной работе, связан с оценкой амплитуды волнового поля в трещине гидроразрыва произвольной формы при наклонном падении внешней сейсмической волны. Такая задача сводится к дифракционной, и сводится к решению граничного интегрального уравнения Фредгольма второго рода

$$P(\vec{r}) = 2P_0(\vec{r}) + 2 \int_S dS P(\vec{r}') D(\vec{r}, \vec{r}') \quad (1)$$

где ядро интегрального уравнения (1) с учетом смешанного граничного условия [3] может быть записано в виде

$$D(\vec{r}, \vec{r}') = \frac{\partial}{\partial \vec{n}_S} G(\vec{r}, \vec{r}') + \frac{1}{\alpha} G(\vec{r}, \vec{r}'),$$

где, в свою очередь, через $G(\vec{r}, \vec{r}')$ обозначена функция Грина свободного пространства двух измерений

$$G(\vec{r}, \vec{r}') = -\frac{i}{4} H_0^2(k(\omega)|\vec{r} - \vec{r}'|),$$

а волновое число $k(\omega)$ является решением дисперсионного уравнения для тонкого слоя жидкости в упругой среде, соответствующее медленной моде такого слоя [1,2].

Решение интегрального уравнения (1) может быть найдено в виде итераций по кратности рассеяния волн на периметре трещины. Учет нулевого и первого членов итерационного ряда для уравнения (1) соответствует приближению Кирхгофа для медленной моды трещины, которое учитывает вклад внешней падающей волны и первичную генерацию медленной моды на краю трещины. Этого оказывается достаточно, если интересоваться первыми приходами медленной моды от края к точке пересечения со скважиной, которые ответственны за генерацию вторичных гидроволн в скважине, представляющих основной интерес.

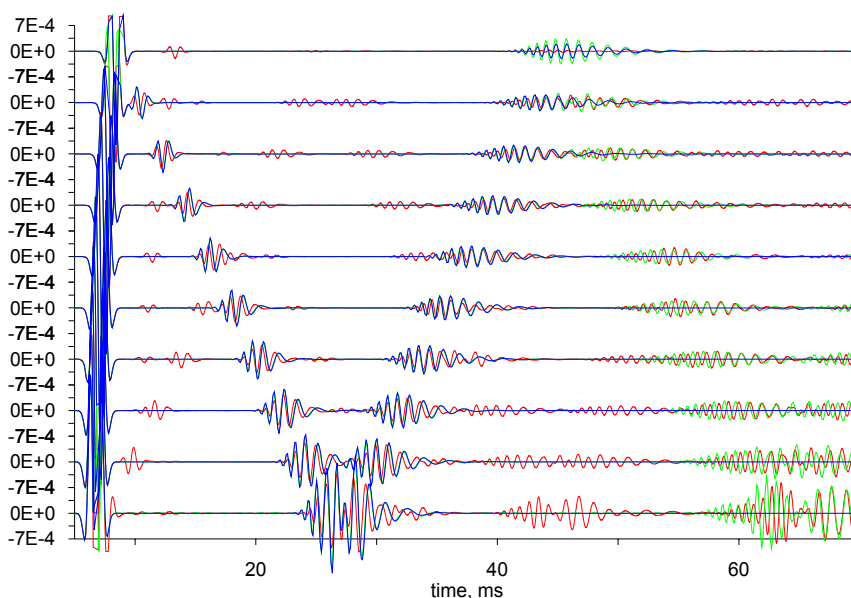


Рис.2

На рис.2 приведено сравнение волнового поля, возбуждаемого в круговой трещине внешним импульсным точечным источником, расположенным на ее оси симметрии, которое рассчитано тремя различными методами: 1) прямой конечно-разностный расчет (красный цвет), 2) аналитический расчет на основе ряда Рэлея (зеленый цвет), 3) решение интегрального уравнения (1) в приближении Кирхгофа (синий цвет). Приведенные результаты показывают, что вклады падающего поля и однократного распространения медленной моды в приближении Кирхгофа практически совпадают с аналогичными вкладами, вычисленными другими методами. Отличие заключается в том, что аналитическое решение дополнительно содержит вклад многократных переотражений медленной моды, а конечно-разностное решение в дополнение к этому

содержит вклад поперечной объемной волны и медленной моды, сгенерированной сферической волной на оси симметрии.

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

Литература:

1. Деров А.В., Максимов Г.А. Трещина гидроразрыва в поле внешней сейсмической волны. // Сб. трудов. XVI Сессия РАО. Т.1 с.324-327. Москва, ГЕОС, 2005г.
2. Деров А.В., Максимов Г.А. Возбуждение гидроволн в скважине, пересекаемой трещиной конечного размера, под действием внешней сейсмической волны // Технологии сейсморазведки. 2008, Т.4, стр.60-63.
3. Деров А.В., Лазарьков М.Ю., Максимов Г.А. О граничном условии на краю флюидонаполненной трещины при возбуждении в ней медленной внутренней моды внешним акустическим полем // Сборник трудов XX сессии РАО 27-31 октября 2008 г., Москва. Москва, ГЕОС 2008, Т.1. с.348-350
4. Maximov G.A., Derov A., Kashtan B., Lazarkov M., Bakulin A. Characterizing hydraulic fractures using slow waves in the fracture and tube waves in the borehole // CD Expanded abstracts SEG Houston 2009 International Exposition and 79th Annual Meeting, George R. Brown Convention Center, 25-30 October 2009, Houston Texas USA. www.seg.org

ВЫВОД УРАВНЕНИЯ ЭЙКОНАЛА ДЛЯ АНИЗОТРОПНЫХ НЕОДНОРОДНЫХ СРЕД

П.Н. Александров *

(* ЦГЭМИ ИФЗ РАН, Троицк)

DERIVATION EIKONAL EQUATION FOR ANISOTROPIC INHOMOGENEOUS MEDIA

P.N. Aleksandrov

(*GEMRC IPE RAS, Troitsk)

Аннотация. Развитие теории сейсморазведки требует получения уравнения эйконала для неоднородных анизотропных сред. В основном это уравнение получают разложением в ряды или использованием свойств решения уравнений Ламе для частных случаев анизотропии. Основной целью исследования является вывод уравнения эйконала для неоднородных произвольно анизотропных сред.

Abstract.

The development of the theory of seismic demands for the eikonal equation for inhomogeneous anisotropic media. Basically, this equation is obtained by expanding in series or using properties of solutions of the Lamé equations for particular cases of anisotropy. The main aim is to derive the eikonal equation for inhomogeneous arbitrarily anisotropic media.

Под произвольно анизотропной средой понимается полный тензор упругих параметров в законе Гука и отличающийся от тензора упругих параметров в изотропной среде. При этом под анизотропией будем понимать анизотропию, связанную со строением горной породы, так называемую «макроанизотропию».

В простейшем случае уравнение эйконала имеет вид

$$(\text{grad}t)^2 = \frac{1}{V^2},$$

где $t=t(x,y,z)$ - время прихода волны, x, y, z - пространственные координаты декартовой системы координат, V - скорость (продольная или поперечная) распространения волны в изотропной упругой среде.

Рассмотрим вывод уравнения эйконала на основе метода характеристик для анизотропных неоднородных сред непосредственно исходя из уравнений Ламе (см. Приложение 1). Зафиксируем $S(x,y,z,t) = \text{const}(x,y,z,t)$, тогда $t=t(x,y,z)$. Введем постоянную векторную функцию $\tilde{S}(x,y,z) = S(x,y,z,t(x,y,z)) = \text{const}$, тогда

$$\tilde{\mathbf{P}} = \begin{pmatrix} \tilde{\mathbf{P}}_x \\ \tilde{\mathbf{P}}_y \\ \tilde{\mathbf{P}}_z \end{pmatrix} = H \begin{pmatrix} \text{grad}\tilde{S}_x \\ \text{grad}\tilde{S}_y \\ \text{grad}\tilde{S}_z \end{pmatrix} = H \begin{pmatrix} \text{grad}S_x + \frac{\partial}{\partial t} S_x \text{grad}t \\ \text{grad}S_y + \frac{\partial}{\partial t} S_y \text{grad}t \\ \text{grad}S_z + \frac{\partial}{\partial t} S_z \text{grad}t \end{pmatrix} = \mathbf{P} + H \begin{pmatrix} \frac{\partial}{\partial t} S_x \text{grad}t \\ \frac{\partial}{\partial t} S_y \text{grad}t \\ \frac{\partial}{\partial t} S_z \text{grad}t \end{pmatrix}$$

и отсюда

$$\frac{\partial}{\partial t} \mathbf{P}_x = -H_x \begin{pmatrix} \frac{\partial^2}{\partial t^2} S_x \text{grad}t \\ \frac{\partial^2}{\partial t^2} S_y \text{grad}t \\ \frac{\partial^2}{\partial t^2} S_z \text{grad}t \end{pmatrix}; \quad \frac{\partial}{\partial t} \mathbf{P}_y = -H_y \begin{pmatrix} \frac{\partial^2}{\partial t^2} S_x \text{grad}t \\ \frac{\partial^2}{\partial t^2} S_y \text{grad}t \\ \frac{\partial^2}{\partial t^2} S_z \text{grad}t \end{pmatrix}; \quad \frac{\partial}{\partial t} \mathbf{P}_z = -H_z \begin{pmatrix} \frac{\partial^2}{\partial t^2} S_x \text{grad}t \\ \frac{\partial^2}{\partial t^2} S_y \text{grad}t \\ \frac{\partial^2}{\partial t^2} S_z \text{grad}t \end{pmatrix}.$$

Аналогично получим для уравнения равновесия

$$\begin{pmatrix} \text{div}\tilde{\mathbf{P}}_x \\ \text{div}\tilde{\mathbf{P}}_y \\ \text{div}\tilde{\mathbf{P}}_z \end{pmatrix} = 0 = \begin{pmatrix} \text{div}\mathbf{P}_x \\ \text{div}\mathbf{P}_y \\ \text{div}\mathbf{P}_z \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} \text{grad}t^T \cdot \frac{\partial}{\partial t} \mathbf{P}_x \\ \text{grad}t^T \cdot \frac{\partial}{\partial t} \mathbf{P}_y \\ \text{grad}t^T \cdot \frac{\partial}{\partial t} \mathbf{P}_z \end{pmatrix} = \rho \frac{\partial^2}{\partial t^2} \mathbf{S} - \mathbf{F} + \begin{pmatrix} \text{grad}t^T \cdot \frac{\partial}{\partial t} \mathbf{P}_x \\ \text{grad}t^T \cdot \frac{\partial}{\partial t} \mathbf{P}_y \\ \text{grad}t^T \cdot \frac{\partial}{\partial t} \mathbf{P}_z \end{pmatrix}$$

или

$$\begin{pmatrix} \text{grad}^T \cdot H_x \\ \text{grad}^T \cdot H_y \\ \text{grad}^T \cdot H_z \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \text{grad} & 0 & 0 \\ 0 & \text{grad} & 0 \\ 0 & 0 & \text{grad} \end{pmatrix} \frac{\partial^2}{\partial t^2} \mathbf{S} - \rho \frac{\partial^2}{\partial t^2} \mathbf{S} = -\mathbf{F}$$

Таким образом, получена система уравнений вида $A \frac{\partial^2}{\partial t^2} \mathbf{S} = -\mathbf{F}$, где матрица имеет вид

$$A = \left[\begin{pmatrix} \text{grad} & 0 & 0 \\ 0 & \text{grad} & 0 \\ 0 & 0 & \text{grad} \end{pmatrix}^T H \begin{pmatrix} \text{grad} & 0 & 0 \\ 0 & \text{grad} & 0 \\ 0 & 0 & \text{grad} \end{pmatrix} - \rho \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{pmatrix} \right].$$

При этом матрица упругих параметров H и плотность ρ сохраняют зависимость от пространственных координат: $H = H(x, y, z)$, $\rho = \rho(x, y, z)$.

Вне источников получаем однородную систему уравнений, которая позволяет сделать два вывода. Во-первых, между компонентами вектора ускорения смещений существует линейная связь. Кроме того, условие $t = t(x, y, z)$ для вектора смещения приводит к выводу, что градиент времени можно рассматривать как выражение импедансного типа, получаемое дифференцированием неявной функции:

$$\text{grad}t = \mathbf{i} \frac{\partial t}{\partial x} + \mathbf{j} \frac{\partial t}{\partial y} + \mathbf{k} \frac{\partial t}{\partial z} = -\mathbf{i} \frac{\frac{\partial S_v}{\partial x}}{\frac{\partial S_v}{\partial t}} - \mathbf{j} \frac{\frac{\partial S_v}{\partial y}}{\frac{\partial S_v}{\partial t}} - \mathbf{k} \frac{\frac{\partial S_v}{\partial z}}{\frac{\partial S_v}{\partial t}}, \quad v = \{x, y, z\}.$$

В случае разрыва упругих параметров данное представление позволяет установить граничные условия для годографа $t = t(x, y, z)$ и получить конструктивный алгоритм вычисления градиента времени по экспериментальным данным.

Во-вторых, из матрицы A получаем три уравнения эйконала – три годографа, описывающие распространение волнового поля в анизотропной неоднородной среде. Эти уравнения являются собственными значениями матрицы A :

$$[L] = \begin{bmatrix} L_1 & 0 & 0 \\ 0 & L_2 & 0 \\ 0 & 0 & L_3 \end{bmatrix}$$

и как следствие удовлетворяют в произвольно анизотропной неоднородной среде кубическому алгебраическому уравнению в соответствии с размерностью этой матрицы.

Из условия равенства нулю собственных значений матрицы A следует, что определитель этой матрицы также будет равен нулю $\det(A) = 0$. Это и является уравнением эйконала для произвольно анизотропной неоднородной среды. В общем случае, результатом решения является три независимых функции годографа в виде произведения $L_1 L_2 L_3 = 0$

собственных значений матрицы A . В соответствие с этим, общее уравнение эйконала распадается на три уравнения. Для нахождения конкретных выражений для уравнений эйконала положим

$$L_1 = \text{grad}^T V_1 \text{grad} - \rho, \quad L_2 = \text{grad}^T V_2 \text{grad} - \rho, \quad L_3 = \text{grad}^T V_3 \text{grad} - \rho,$$

где V_1, V_2, V_3 - некоторые произвольные матрицы-функции пространственных координат. Тогда приравнявая определитель матрицы A и произведение собственных значений, получим

$$\det(A) = L_1 L_2 L_3 = (\text{grad}^T V_1 \text{grad} - \rho)(\text{grad}^T V_2 \text{grad} - \rho)(\text{grad}^T V_3 \text{grad} - \rho) = 0$$

или

$$\det(A) - (\text{grad}^T V_1 \text{grad} - \rho)(\text{grad}^T V_2 \text{grad} - \rho)(\text{grad}^T V_3 \text{grad} - \rho) = 0$$

Приравнявая нулю величины при одинаковых степенях производных по пространственным координатам от времени, найдем матрицы V_1, V_2, V_3 в зависимости от упругих параметров, заданных матрицей H . Общее количество неизвестных равно 27, в то время как матрица упругих параметров включает $9 \times 9 = 81$ элемент. Это означает, что не все упругие параметры, точнее их комбинации, будут определять скорость распространения волн в анизотропной среде. Отсюда следует вывод, что существует такая комбинация упругих параметров, которая не приводит к влиянию на скорость распространения, а изменяет только форму импульса. Для анализа этого вопроса потребуется решение динамической задачи в произвольно анизотропной среде (см. Приложение 2).

В области источников определитель матрицы A не будет равен нулю. Тогда, воспользовавшись представлением $A = v[L]v^{-1}$, где v - матрица, составленная из собственных векторов матрицы A , получим

$$A \frac{\partial^2}{\partial t^2} \mathbf{S} = v[L]v^{-1} \frac{\partial^2}{\partial t^2} \mathbf{S} = -\mathbf{F} \quad \text{или} \quad [L]v^{-1} \frac{\partial^2}{\partial t^2} \mathbf{S} = [L]\mathbf{a} = -v^{-1}\mathbf{F}.$$

Учитывая диагональность матрицы собственных значений $[L]$, из последнего уравнения получим неоднородное уравнение эйконала в терминах собственных значений матрицы A .

Рассмотрим частный случай. Для неоднородной изотропной среды матрица упругих параметров равна

$$H = H(x, y, z) = \begin{pmatrix} \lambda + 2\mu & 0 & 0 & 0 & \lambda & 0 & 0 & 0 & \lambda \\ 0 & \mu & 0 & \mu & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \mu & 0 & 0 & 0 & \mu & 0 & 0 \\ 0 & \mu & 0 & \mu & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \lambda & 0 & 0 & 0 & \lambda + 2\mu & 0 & 0 & 0 & \lambda \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \mu & 0 & \mu & 0 \\ 0 & 0 & \mu & 0 & 0 & 0 & \mu & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \mu & 0 & \mu & 0 \\ \lambda & 0 & 0 & 0 & \lambda & 0 & 0 & 0 & \lambda + 2\mu \end{pmatrix},$$

где $\lambda = \lambda(x, y, z)$, $\mu = \mu(x, y, z)$ - параметры Ламе.

Матрица

$A =$

$$\begin{pmatrix} (\lambda + 2\mu)\left(\frac{\partial t}{\partial x}\right)^2 + \mu\left(\frac{\partial t}{\partial y}\right)^2 + \mu\left(\frac{\partial t}{\partial z}\right)^2 - \rho & (\lambda + \mu)\frac{\partial t}{\partial x}\frac{\partial t}{\partial y} & (\lambda + \mu)\frac{\partial t}{\partial x}\frac{\partial t}{\partial z} \\ (\lambda + \mu)\frac{\partial t}{\partial x}\frac{\partial t}{\partial y} & \mu\left(\frac{\partial t}{\partial x}\right)^2 + (\lambda + 2\mu)\left(\frac{\partial t}{\partial y}\right)^2 + \mu\left(\frac{\partial t}{\partial z}\right)^2 - \rho & (\lambda + \mu)\frac{\partial t}{\partial y}\frac{\partial t}{\partial z} \\ (\lambda + \mu)\frac{\partial t}{\partial x}\frac{\partial t}{\partial z} & (\lambda + \mu)\frac{\partial t}{\partial y}\frac{\partial t}{\partial z} & \mu\left(\frac{\partial t}{\partial x}\right)^2 + \mu\left(\frac{\partial t}{\partial y}\right)^2 + (\lambda + 2\mu)\left(\frac{\partial t}{\partial z}\right)^2 - \rho \end{pmatrix} \text{ и}$$

меет три собственных значения, два из которых равны между собой:

$$L_1 = (\lambda + 2\mu)(gradt)^2 - \rho, \quad L_2 = L_3 = \mu(gradt)^2 - \rho, \quad \text{где } \rho = \rho(x, y, z).$$

Вне источников собственные значения должны быть равны нулю, отсюда получаем три отдельных уравнения эйконала для продольных V_p и поперечных V_s волн относительно трех функций годографа, две из которых также равны между собой:

$$(gradt_1)^2 = \frac{\rho}{\lambda + 2\mu} = \frac{1}{V_p^2}, \quad (gradt_2)^2 = \frac{\rho}{\mu} = \frac{1}{V_s^2}, \quad (gradt_3)^2 = \frac{\rho}{\mu} = \frac{1}{V_s^2}. \quad \text{Приложение 1}$$

Уравнения теории упругости в векторном виде включают:

Векторные упругие поля: $\mathbf{S} = \mathbf{i}S_x + \mathbf{j}S_y + \mathbf{k}S_z$ - вектор смещения;

$$\mathbf{P} = \begin{pmatrix} P_x \\ P_y \\ P_z \end{pmatrix} \text{ вектор напряжений; } \mathbf{e} = \begin{pmatrix} gradS_x \\ gradS_y \\ gradS_z \end{pmatrix} \text{ - вектор деформаций.}$$

Взаимосвязи между упругими полями устанавливаются с помощью уравнений:

1. Закон Гука $\mathbf{P} = H\mathbf{e}$, или

$$gradS_x = q_{xx}P_x + q_{xy}P_y + q_{xz}P_z = [q_{xx}, q_{xy}, q_{xz}]P = Q_x P$$

$$gradS_y = q_{yx}P_x + q_{yy}P_y + q_{yz}P_z = [q_{yx}, q_{yy}, q_{yz}]P = Q_y P$$

$$gradS_z = q_{zx}P_x + q_{zy}P_y + q_{zz}P_z = [q_{zx}, q_{zy}, q_{zz}]P = Q_z P$$

$$\text{где } Q = \begin{bmatrix} Q_x \\ Q_y \\ Q_z \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [q_{xx}, q_{xy}, q_{xz}] \\ [q_{yx}, q_{yy}, q_{yz}] \\ [q_{zx}, q_{zy}, q_{zz}] \end{bmatrix} = H^{-1} = \begin{bmatrix} H_x \\ H_y \\ H_z \end{bmatrix}^{-1} = \begin{bmatrix} [h_{xx}, h_{xy}, h_{xz}] \\ [h_{yx}, h_{yy}, h_{yz}] \\ [h_{zx}, h_{zy}, h_{zz}] \end{bmatrix}^{-1} \quad \text{- матрица}$$

упругих параметров размерности 9×9 .

2. Уравнения равновесия

$$div\mathbf{P}_x - \rho \frac{\partial^2}{\partial t^2} S_x = -F_x, \quad div\mathbf{P}_y - \rho \frac{\partial^2}{\partial t^2} S_y = -F_y, \quad div\mathbf{P}_z - \rho \frac{\partial^2}{\partial t^2} S_z = -F_z, \quad \text{где } \rho \quad \text{-}$$

удельная плотность; $\mathbf{F} = \mathbf{i}F_x + \mathbf{j}F_y + \mathbf{k}F_z$ - вектор сторонних сил.

Упругие параметры среды и плотность являются функциями пространственных координат: $H = H(x, y, z)$, $\rho = \rho(x, y, z)$. Приложение 2

Все математические модели физических полей являются системами дифференциальных уравнений первого порядка в частных производных. Для одномерных сред (горизонтально-слоистая среда) с использованием преобразование Фурье по горизонтальным координатам и времени эти

модели могут быть сведены к системам обыкновенных дифференциальных уравнений первого порядка $\frac{\partial \mathbf{X}}{\partial z} = A\mathbf{X}$, решение которой имеет вид

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

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

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

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

\mathbf{P}_z^{st} - вектор сторонних вертикальных напряжений, заданных на дневной поверхности.

Раздел 2. Инновационные технологии интегрированной обработки, интерпретации и прогноза нефтегазонасыщенности по данным наземно-скважинной геофизики.

РОЛЬ И МЕСТО МЕТОДА ВСП В КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ СОВРЕМЕННОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ.

В.М. Кузнецов, Г.А. Шехтман
(Геофизические Системы Данных)

THE ROLE AND PLACE OF VSP IN THE QUANTITATIVE INTERPRETATION OF CURRENT SEISMIC DATA.

V.M. Kuznetsov, G.A. Shekhtman
(Geophysical Data Systems)

Аннотация. Количественная интерпретация данных сейсморазведки предполагает максимальное использование значений параметров и связей между сейсмическими параметрами и литологией, а также флюидонасыщением. Метод ВСП, способный обеспечить сейсморазведку знанием наиболее точных значений упругих параметров на различных типах волн, продолжает удерживать ведущее место среди мультидисциплинарных направлений, привлекаемых на этапе интерпретации. Роль и место ВСП при количественной интерпретации данных современной сейсморазведки иллюстрируется примерами, полученными в результате расчетов, математического моделирования и при реальных наблюдениях

Abstract. Quantitative interpretation of seismic data supposes extracting all the good out of the parameters value and of the bounds between seismic parameters, lithology and fluid content. The VSP method, which is able to supply the seismic with knowing the most accurate meanings of elastic parameters on different wave types, carries on playing the leading place among multi discipline directions involved at the interpretation stage. The role and the place of the VSP in the quantitative interpretation of current seismic data are illustrated with examples, obtained by means of the calculations, computer simulation and real observations.

Количественная интерпретация данных сейсморазведки в последние десятилетия, опираясь на взаимодействие между собой различных мультидисциплинарных направлений, превратилась в мощный инструмент, позволяющий прогнозировать литологию и флюидонасыщение месторождений углеводородов. Современная сейсморазведка, учитывая невосполнимость ранее открытых крупных месторождений, сталкивается все чаще с решением все более

усложняющихся задач, решение которых сопряжено с возрастающим риском и большими расходами. Все большее значение при обработке и интерпретации сейсморазведочных данных приобретает использование амплитудных и частотных характеристик волн, по которым выделяют аномальные объекты и вычисляют путем решения обратной динамической задачи значения контрастов сейсмических скоростей и плотностей горных пород на сейсмических границах, позволяющие более уверенно судить о литологических различиях пород и их флюидонасыщении. В случае комплексирования волн разных типов (многоволновая сейсморазведка) особую роль играет такой тонкий инструмент интерпретации, как поляризация волн. Использование амплитуд и спектрального состава отражений на различных типах волн способно существенно уменьшить неопределенность, обусловленную использованием лишь кинематических параметров.

Наиболее полный комплекс сейсмических методов включает волновую акустику или дипольный каротаж (получение дифференциальных параметров вблизи ствола скважины), ВСП (получение интегральных параметров упругого поля в радиусе 500-1000 м от скважины) и 3D(2D) – 3С систем наземной сейсморазведки с трехкомпонентной регистрацией. В комплексе методов, позволяющих решать сейсморазведочные задачи с наименьшим риском, метод ВСП всегда занимал и занимает достойное место. Сейчас роль его существенно возросла в связи с тем, что для количественной интерпретации привлекают все больше параметров, определяемых в наземной сейсморазведке косвенно, обычно опираясь лишь на регистрацию продольных волн. Определение параметров разреза на различных типах волн в методе ВСП является вполне устоявшейся задачей, учитывая тот факт, что в настоящее время этот метод стал и высокоразрешающим, и многоволновым. Трехкомпонентная регистрация колебаний, внедренная в методе ВСП во всем мире, при достаточно малом шаге наблюдений вдоль ствола скважины позволяют в части детальности приблизиться к данным ГИС и обеспечить наземную сейсморазведку моделями с той степенью детальности, которая вытекает из требований используемого рабочего диапазона сейсмических частот. Точный анализ состава волнового поля с привязкой объектов образования обменных волн по глубине и разделением поля однократных волн и волн сложного обмена и кратности можно сделать только по данным МВС-ВСП.

Особенностью современной сейсморазведки на этапе интерпретации является все большее привлечение зависимостей между литологическими свойствами и параметрами горных пород, изучаемых физикой горных пород. В настоящее время сейсморазведчики, используя установленные зависимости, научились параметризовать сейсмические скорости в терминах минералогии, пористости, формы контактов зерен между собой,

а также в виде аспектных отношений в случае трещиноватых пород. Все большее понимание приходит в изучении того, каким образом горное и внутрипоровое давление сказываются на значениях таких параметров, как сейсмическая скорость, затухание, а также на анизотропии этих параметров. Для расчёта напряженного состояния вблизи ствола скважины проводят комплекс ГИС, включающий в себя кавернометрию, плотностной каротаж и широкополосный акустический каротаж, а также многоволновое ВСП. Привлечение данных петрофизических измерений пористости, проницаемости и удельной поверхности позволяет провести расчёт внутрипорового давления флюида.

Ряд методических задач, решаемых методом ВСП еще со времен чисто качественной интерпретации, когда основным инструментом в руках интерпретатора являлся цветной карандаш, при помощи которого он трассировал целевые отражения, остается по-прежнему актуальным. Основная из этих задач – *стратиграфическая привязка отражений*. Эта задача не столь проста, как нередко кажется. Проста она лишь для толстослоистых контрастных сред. В условиях тонкослоистого разреза увязка промыслово-геофизических и сейсмических реперов для различных типов волн становится в некоторых случаях весьма сложной неоднозначной.

Интерпретаторов, привыкших к совпадению полярностей на волновых разрезах, полученных путем миграции записей отраженных продольных и поперечных волн, ставит подчас в тупик факт регистрации в противофазе отражений, регистрируемых от одной и той же границы на различных типах волн; и это при том, что на других границах полярность отражений совпадает. Причина таких расхождений кроется не только и не столько в качестве исходного материала или последующей обработки. Расчеты показывают, что причина различной полярности может состоять в определенном соотношении значений $\gamma = V_S/V_P$ по разные стороны от отражающей границы. Поэтому подобные «нестыковки» в прослеживании сейсмических реперов (импульсов) на различных типах волн могут содержать весьма ценную информацию непосредственно о конкретной отражающей границе. Более того, в самом общем случае полярность отражения, даже только на продольных волнах, наиболее однозначно можно оценить путем прослеживания целевого отражения внутри среды. И только лишь после этого можно уверенно говорить о том, насколько эта полярность на результатах наземной обработки соответствует принятым правилам. А правила эти не только неоднозначны, но и противоречивы: в США положительная полярность (черный или красный цвет экстремума) соответствует отражению от *жесткой* границы, а отрицательная полярность (незачерненный или синий цвет экстремума) соответствует отражению от *мягкой* границы; в Европе и в Австралии всё обстоит прямо-таки наоборот. Если дополнительно к этому учесть, что исходная

полярность обменных отраженных волн противоположна полярности продольных отраженных волн, то станет ясно, что вопрос увязки реперов на этапе интерпретации требует очень большого внимания и осторожности при формулировании окончательных выводов.

В отдельных случаях знаки коэффициентов отражения волн PP и PS могут совпадать (рис. 1). Происходит это тогда, когда на границе знак скачка по меньшей мере одного из параметров имеет противоположное значение. Например, если скорости продольной и поперечной волны с глубиной возрастают, а плотность – уменьшается. Такое соотношение скорости и плотности может наблюдаться на контакте с солью, которая при достаточно высокой скорости характеризуется относительно пониженной плотностью. В Западной Сибири подобная ситуация наблюдается в некоторых интервалах песчано-глинистых отложений, когда переход от глин к песчаникам характеризуется повышением скорости и понижением плотности. Чтобы избежать ошибок при стыковке разрезов на продольных и обменных волнах, обусловленных различием полярностей отражений, рекомендуется тщательно анализировать априорную информацию ГИС и ВСП, позволяющую наиболее надежно увязывать между собой промыслово-геофизические реперы и сейсмические реперы на различных типах волн.

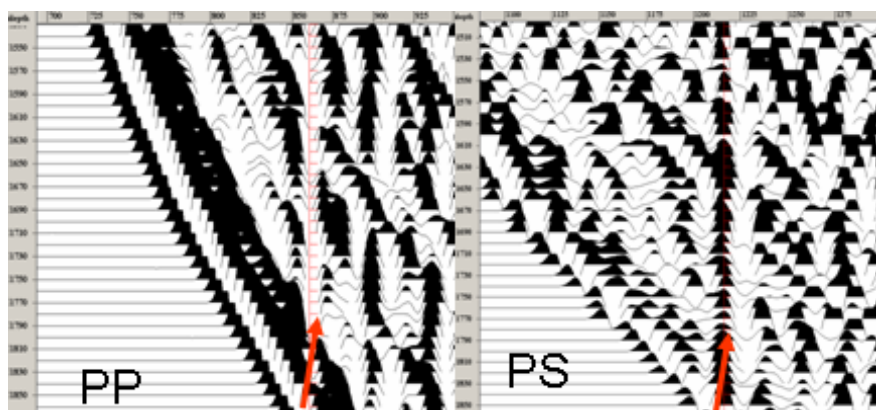


Рис.1 Пример противоположной полярности отражений на разных типах волн.

При моделировании волновых сейсмических полей, занимающем все более достойное место на этапе количественной интерпретации, форма сигнала, полученная из наблюдений методом ВСП, используется непосредственно. Какова бы ни была детальность модели, полученной по данным ГИС, она непременно требует коррекции, опирающейся на значения средних и пластовых скоростей V_P и V_S , полученных методом ВСП. И дело здесь не только и не столько в различии диапазонов сейсмических частот, но и в закономерном расхождении этих параметров из-за наложения частично-кратных отражений на импульс прямой волны еще до его прихода к отражающей границе. Именно надежная увязка данных ВСП и ГИС (главным образом, - АК) позволяет осуществить

уверенную экстраполяцию результатов моделирования по латерали на межскважинное пространство.

Уже имеется множество примеров успешного применения количественной интерпретации с использованием данных ВСП.

Пространственная система непродольных ВСП, примененная на одной из скважин в условиях Западной Сибири [1], позволила провести комплексное изучение околоскважинного пространства, включающее анализ структурных карт и карт таких динамических параметров, как амплитуда отражений и частота максимума спектра отражения. Привлечение карт амплитуд и частот в дополнение к обычно используемым при интерпретации структурным картам позволило проследить направление увеличения мощности коллектора и тем самым рекомендовать направление последующего бурения относительно пробуренной скважины, в которой выполнено ВСП. Сочетание изучения поляризации волн и азимутальной анизотропии сейсмических скоростей при пространственной системе непродольных ВСП позволило получить ценную информацию о микро- и макроструктуре околоскважинного пространства, в частности – оценить возможное присутствие трещиноватых зон и литологических неоднородностей в окрестности скважины.

Упругие и сдвиговые импедансы, определяемые путем амплитудной инверсии волн, отраженных при наклонном падении сейсмических лучей на отражающие границы, находят всё большее применение в сейсморазведке. Использование импедансов, а не сейсмических амплитуд, обусловлено достигаемой при этом более высокой разрешенностью результатов и возможностью более точной интерпретации сейсмических разрезов и срезов. Записи, полученные различными модификациями метода ВСП, можно преобразовывать в акустические, упругие и сдвиговые импедансы, применяя такой же подход к амплитудной инверсии, как и в наземной сейсморазведке, однако с учетом специфики регистрации сейсмических колебаний внутри среды [2].

Определение сдвигового импеданса по монотипным поперечным отраженным волнам или обменным отраженным волнам с обменом на промежуточной границе дает возможность получить значение физического параметра, не превращающегося в «абстракцию» в случае нормального падения луча на отражающую границу, как это имеет место для обменных отраженных волн с обменом на отражающей границе. Проведенные исследования показали, что амплитудная инверсия данных НВСП по глубинным разрезам, полученным путем миграции, имеет существенные ограничения. Разработка математического обеспечения, позволяющего определять упругие и сдвиговые импедансы непосредственно по сейсмограммам с учетом особенностей регистрации волн внутри слоистой

покрывающей толщи, может позволить существенно повысить разрешающую способность и точность метода.

Количественная интерпретация допускает известную неопределенность, обусловленную используемой субъективной информацией. Неопределенность вытекает, прежде всего, из характера используемой модели, особенно в условиях сложно построенных сред. Кроме того, она обусловлена неединственностью, вызванной некорректностью решения обратных задач. Среды могут быть и неоднородными, и анизотропными, однако при параметризации модели всякий раз делают неизбежные упрощения, за которые приходится расплачиваться рисками на этапе количественной интерпретации.

Литература:

1. Шехтман Г.А., Кузнецов В.М., Кокшаров В.З. Изучение структуры околоскважинного пространства в Западной Сибири пространственной системой НВСП: Технологии сейсморазведки, 2007, 2, 97-100.

2. Шехтман Г.А., Кузнецов В.М., Редкоп В.А. Определение сдвиговых импедансов в методе ВСП: от «абстракций» к физическим параметрам. Тезисы докладов международной конференции ЕАЕГ «Геомодель 2009» Геленджик 2009.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДАННЫХ ВСП И ГИС ПРИ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ СЕЙСМИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ И ПОДСЧЕТЕ ЗАПАСОВ УВ

О.А. Потапов, В.Н. Колосков
(ЗАО «МиМГО», Москва)

VERTICAL SEISMIC PROFILING (VSP) AND WELL DATA USAGE IN GEOLOGICAL INTERPRETATION OF SEISMIC SURVEYS AND ESTIMATION OF RESERVES

O.A. Potapov & V.N. Koloskov
(CSC «M&MGO», Moscow)

Аннотация. Современная технология ВСП включает много модификаций, развивается наземно-скважинное направление изучения среды, увеличиваются объемы многоволновых наблюдений P, S, PS. Если на ранних этапах ВСП использовалось в основном для отождествления волн и стратиграфической привязки отражений, то сейчас данные ВСП всё чаще используются при интерпретации сейсмических наблюдений, особенно в комплексе с ГИС и глубоким бурением скважин. Инновационными

следует считать интерпретационные разработки, связанные с подсчетом УВ.

Abstract. Surface-to-well methods and quantities of reservoir explorations' development cause many different types of modern vertical seismic profiling, especially multiwave surveys (P, S, PS). At the beginning VSP technologies were used for seismic stratigraphic identification. Afterwards its' main objectives became locked on 3D seismic and well data integration and interpretation of reservoir heterogeneity. There are also some innovate methods for VSP usage in estimation of reserves.

Сейчас трудно кого-либо удивить работами ВСП, любая производственная организация стремится иметь сеймопартию ВСП, оснащённую современной аппаратурой и техническими средствами. Широкое применение в практике сейморазведки нашли данные ВСП при:

- отождествлении волн и стратиграфической привязке отражений;
- исследовании типа сейсмического импульса и выбор наиболее оптимального для машинной обработки сейсмоданных;
- тестировании процедур обработки сейсмоданных;
- интерпретации сейсмоданных в комплексе с ГИС;
- изучении подсчетных параметров для определения запасов УВ.

Материалы ВСП и геофизических исследований скважин (ГИС) используются для решения следующих геологических задач:

- стратиграфического расчленения разреза, определения глубин залегания и толщин изучаемых продуктивных горизонтов;
- корреляции разрезов скважин для изучения строения месторождения, создание геологических моделей залежей.

Стратиграфическая привязка сейсмических отражений к геологическим реперам и продуктивным пластам является, как известно, одним из важнейших и одновременно достаточно сложных этапов интерпретации, заключающихся в поиске экстремумов сейсмической записи, соответствующих опорным и целевым стратиграфическим границам. На рис.1 приведен пример отождествления волн и стратиграфической привязки отражений.

Результаты ВСП и ГИС, сведенные в планшет и показанные на рис.1, подтверждают высокое качество полученных скважинных сейсмических данных, их хорошую корреляцию с акустическим каротажем и другими методами ГИС. Совместная интерпретация данных ГИС, ВСП и ОГТ позволили обеспечить детальную сеймостратиграфическую привязку сейсмических отражений по профилям, проходящим через глубокую скважину.

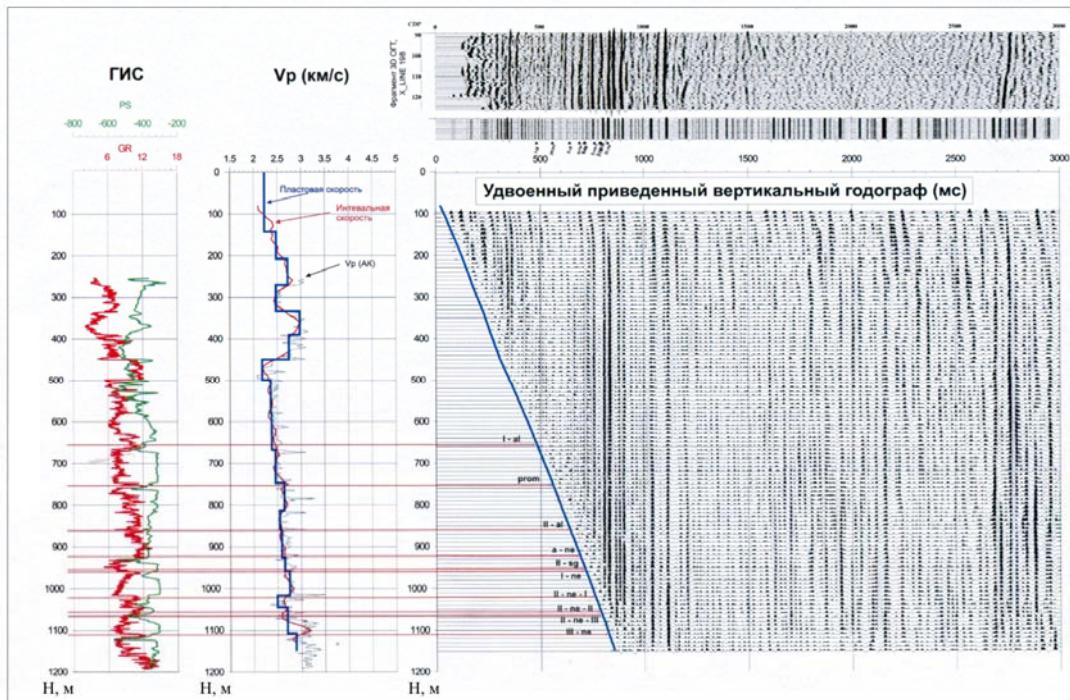


Рис. 1. Пример сопоставления данных ВСП, ГИС и фрагмента профиля МОГТ и сейсмостратиграфической привязки сейсмических отражений на наземном профиле

Пример стратиграфической идентификации отражающих горизонтов на основе изучения и подбора формы импульса приведен на рис.2. Коэффициент корреляции синтетической и реальной трассой составляет в данном случае 0,693, что свидетельствует о сложнофазовом импульсе, регистрируемом в поле, который необходимо при обработке исправлять.

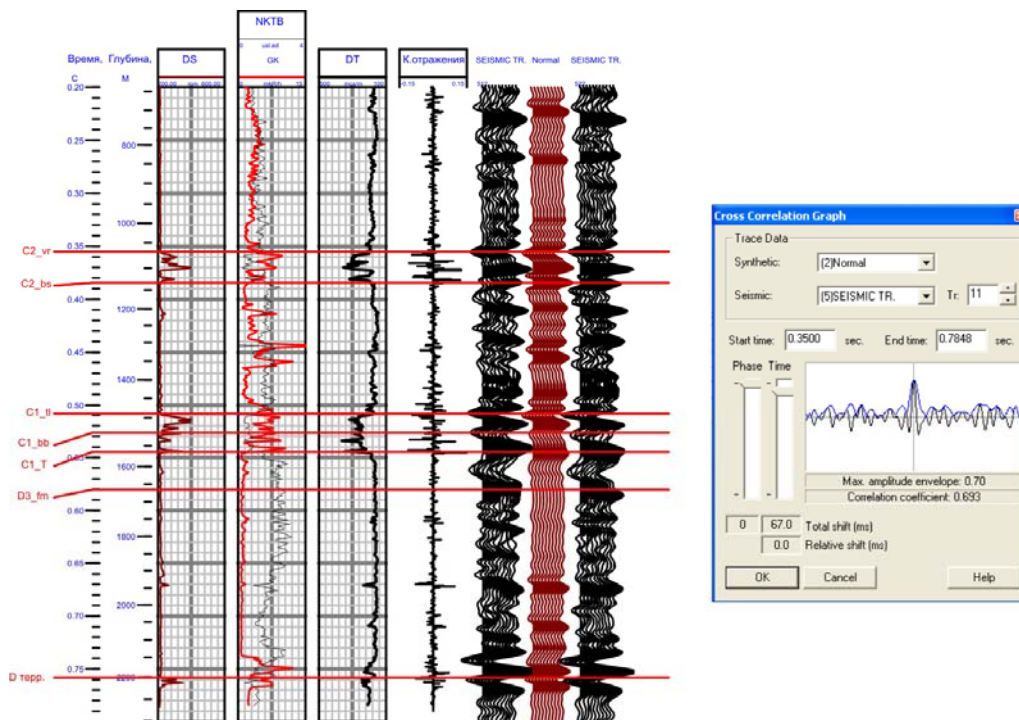


Рис. 2. Пример стратиграфической идентификации отражающих горизонтов

Один из результатов обработки данных ВСП, МОГТ и ГИС приведен на рис.3.

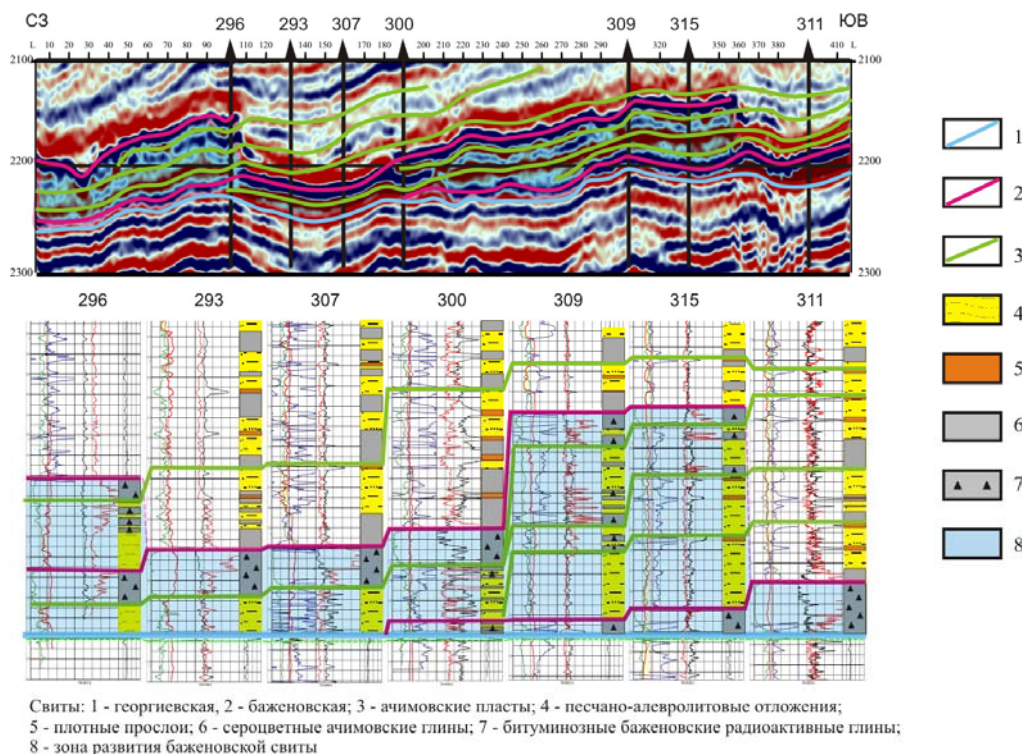


Рис. 3. Пример комплексного использования данных ВСП, МОГТ, ГИС и бурения при интерпретации материалов по Западной Сибири

Учитывая высокую изменчивость аномального разреза баженовской свиты (АРБ), осложняющуюся крайне неравномерной разбуренностью территории, понять взаимоотношения разрезов даже двух соседних скважин без привлечения данных сейсморазведки зачастую не представляется возможным. Поэтому в результате целенаправленной обработки сейсморазведочных материалов 3D с использованием всего спектра современных технологий удалось получить качественно новый материал (соотношение сигнал/помеха – 46, преобладающая частота сигнала – 40 Гц, разрешающая способность сигнала – 58 Гц), позволяющий существенно уточнить строение зон развития АРБ.

Полученный массив сейсмических данных 3D позволил понять особенности строения АРБ (рис.3). На крайнем востоке исследуемой территории в интервале баженовской свиты наблюдается устойчивое, высокоамплитудное отражение, имеющее трехфазную форму, соответствующее классическому разрезу баженовской свиты. Далее на запад происходит скачкообразное увеличение мощности свиты, причем как по сейсмическим, так и скважинным данным четко выделяются относительно мощные верхняя и нижняя пачки битуминозных глин. К центру изучаемой территории на фоне общего уменьшения мощности АРБ постепенно сокращается толщина нижней пачки (до полного

выклинивания), при этом мощность верхней пачки пропорционально увеличивается.

В условиях сильной латеральной и вертикальной изменчивости коллекторов баженовской свиты обычные двухмерные модельные представления весьма ограничены. В связи с этим большие перспективы имеют трехмерные модели.

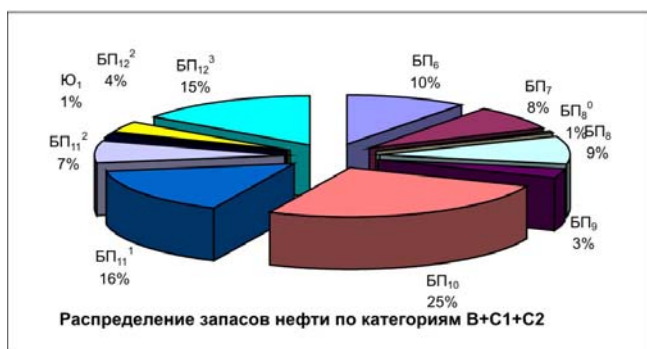
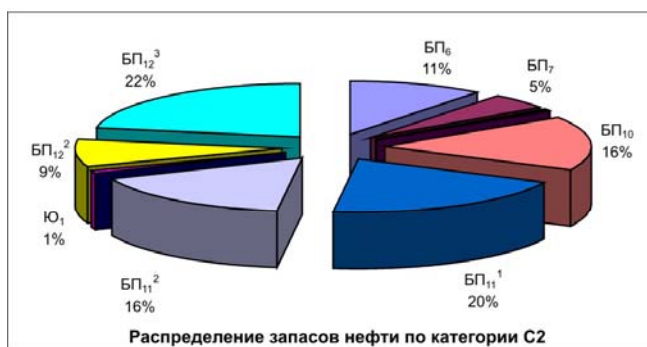
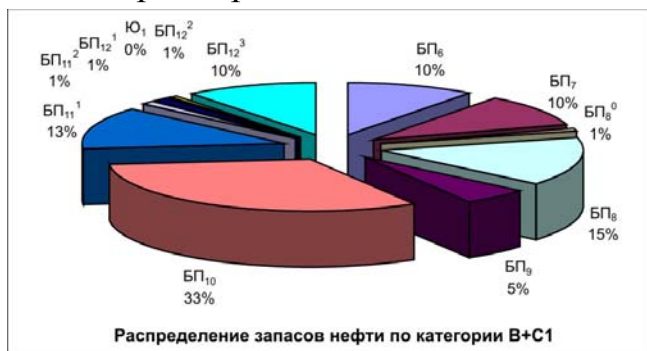


Рис. 4. Распределение геологических запасов нефти по пластам на одном из месторождений Западной Сибири

месторождений Западной Сибири приведен на рис.4.

Традиционные подходы построения трехмерных (объемных) моделей не годятся, так как не позволяют построить адекватные модели в условиях сильной изменчивости разреза при редкой сетке скважин. В ЗАО «МиМГО» разработана методика трехмерного моделирования (Патент РФ №2305301, международный Патент WO 2008/041885) [1], которая использует карту типов разреза при моделировании латеральной неоднородности и геолого-статистические разрезы типов разреза для моделирования вертикальной неоднородности.

Данные трехмерного моделирования положены в основу подсчета запасов, на методику ЗАО «МиМГО» получен Патент №2363966 с приоритетом изобретения 29 июля 2008 года [2]. Пример подсчета запасов нефти по пластам на одном из

Литература:

1. Государственный Патент РФ на изобретение №2305301 «Способ размещения поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин на месторождениях нефти и газа на основе трехмерных геологических моделей». Приоритет от 06.10.2006 г. Патентообладатель: ЗАО «МиМГО».
2. Государственный Патент РФ на изобретение №2363966 «Способ разведки и оценки запасов залежей нефти в плотных трещиноватых

пропластках, развитых в нефтеперспективных зонах». Приоритет от 29.07.2008 г. Патентообладатель: ЗАО «МиМГО».

ТРЕХМЕРНОЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ НВСП ПРИ МАЛОМ ЧИСЛЕ ПВ

В.А.Редекор*, В.В. Помазанов*, А.Н. Касимов**, В.В. Ким**
(*ООО «ВимСейс Технология», **ЗАО «ПетроГеоСервис», Москва)

OFFSET VSP RESULTS THREE-DIMENSIONAL REPRESENTATION FOR SMALL SP NUMBER

V.A.Redekor*, V.V. Pomazanov*, A.N. Kasimov**, V.V. Kim**
(*«VimSeis Technology Ltd.», **«PetroGeoService», Moscow)

Аннотация. Глубинные разрезы НВСП в виде вертикальных плоскостей искажают представление о пространственном положении отражающих горизонтов. Представление результатов 3D миграции в виде кривых поверхностей позволяет более точно определять пространственное положение границ.

Abstract. Depth offset SVP profiles in the form of vertical planes distort the vision of reflecting horizons spatial location. That gap is fixed now by visualization 3D migration results as deviated surfaces. This method allows define bed boundaries with higher precision than ever before.

Результатом обработки непродольных пунктов возбуждения (НВСП) являются глубинные разрезы, которые получают путем миграционных преобразований сейсмограмм. При миграционном преобразовании рассчитывают положение точек отражения в пространстве и присваивают им значения амплитуды смещений зависящие от сигналов, зарегистрированных на сейсмограмме. Полученное поле смещений характеризует отражательные способности среды. Для представления результата миграции в виде глубинного разреза поле смещений обычно проецируют на вертикальную плоскость наиболее близкую к точкам отражения от целевых границ. Такое представление вполне корректно, если скважина вертикальная, а направления пунктов возбуждения совпадает с направлением падения горизонтов. При направлении ПВ под углом к линии падения горизонтов, а в особенности для наклонных скважин смещения точек отражения от линии профиля по горизонтали могут достигать 200м и более. На рисунке 1 показано распределение точек отражения в проекции на горизонтальную плоскость для наклонной скважины. Плоскость профиля наиболее близка к точкам отражения от

целевого интервала исследований. Но даже для этого интервала точки отражения отклоняются от линии профиля на 100-150м, а для выше и ниже лежащих горизонтов отклонение превышает 300м и более. Поэтому совершенно справедлива критика [1] некоторых результатов работ ВСП проведенных в наклонных скважинах. Но вывод автора о том, что при проведении ВСП в наклонных скважинах пункты возбуждения следует располагать только в направлении диаметрально противоположном наклону скважины на наш взгляд неверный. Отказываясь от проведения наблюдений в других направлениях, мы тем самым ограничиваем возможность изучения горизонтов по площади. Более прогрессивным подходом будет разработка способов 3D миграционных преобразований и форм представления результатов, действительно отражающих пространственное положение изучаемых участков границ.

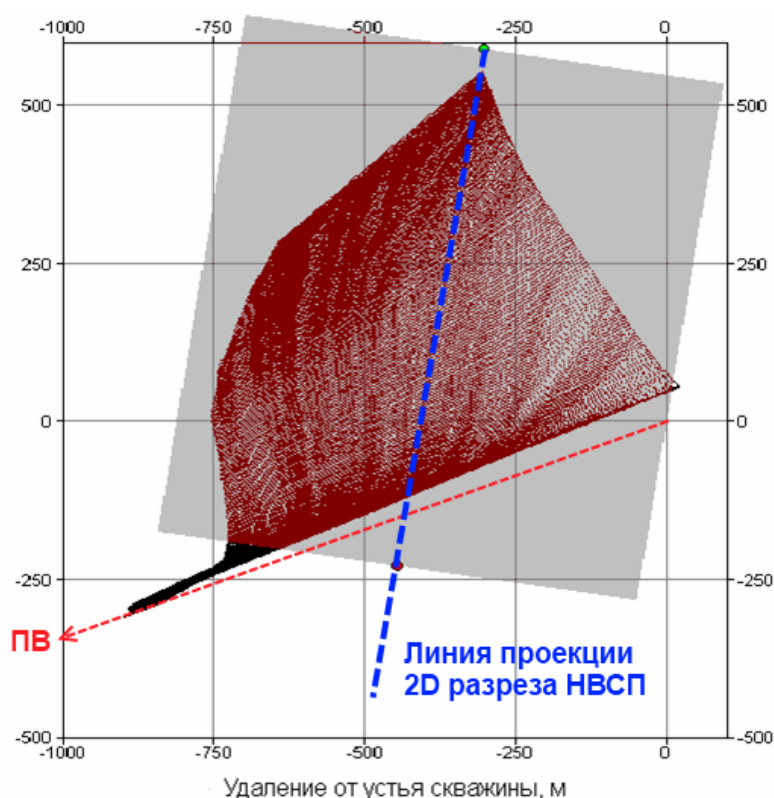


Рис.1. Проекция всех точек отражения на горизонтальную плоскость.

Одним из способов корректного представления результатов 3D миграции является разработанное в ООО «ВимСейс Технологии» преобразование сейсмограмм НВСП в 3D поверхности [2]. При таком преобразовании каждой точке поверхности присвоена рассчитанная амплитуда смещения вблизи отражающей границы. Способ может применяться для сильно искривленных скважин в районах без резких изменений наклонов отражающих границ в пределах изучаемого участка. На рисунке 2 показан результат миграции НВСП в виде 3D поверхности.

Сопоставление кривых поверхностей с данными 3D сейсмике и их интерпретация были выполнены в специальном редакторе с использованием средств 3D графики. На рисунке 3 показано интерпретация были выполнены в специальном редакторе с

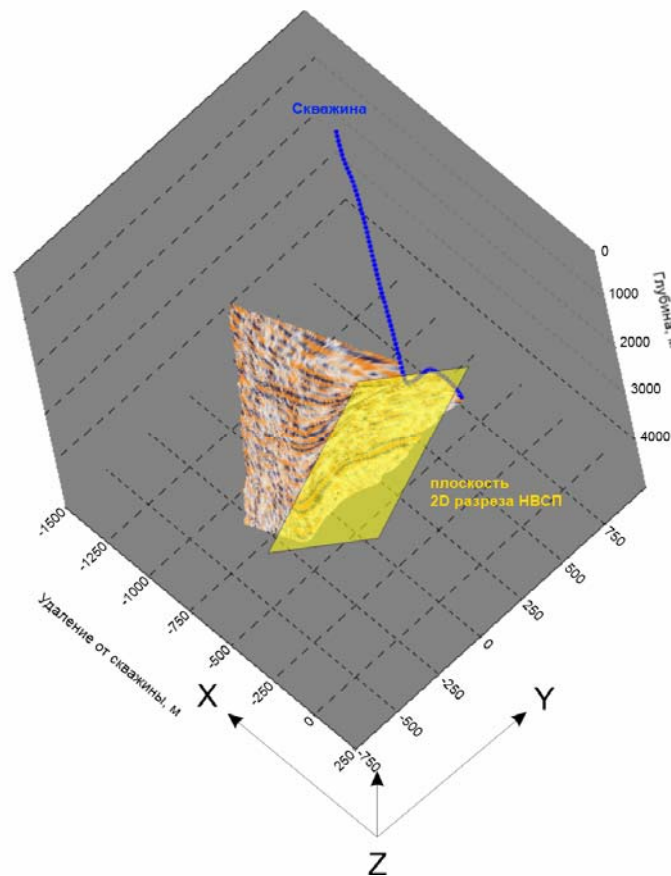


Рис.2 Глубинное представление НВСП в виде 3D поверхности.

использованием средств 3D графики. На рисунке 3 показано пространственное положение 3D поверхностей от пяти ПВ с построенной поверхностью кровли целевого горизонта. Поверхность кровли целевого горизонта получена в результате трассирования фазы вдоль поверхностей ПВ и привязки их к глубине кровли на скважине. Как можно видеть из рисунка, ПВ хорошо стыкуются по одинаковым фазам на скважине, а линии пересечения поверхности горизонта с поверхностями ПВ проходят по одноименным фазам отражения. Структурная карта, построенная по пространственным линиям точек отражения, приведена на рисунке 4.

Обработка НВСП выполненная нами по нескольким скважинам, показала, что способ представления результатов миграции в виде кривых поверхностей позволяет более уверенно проводить 3D интерпретацию и осуществлять структурные построения с хорошей точностью. Преимущества такого способа особенно хорошо проявляются при выполнении работ НВСП в сильно искривленных скважинах, пробуренных в районах с относительно спокойным залеганием горизонтов. В этом

случае пространственное положение точек отражения с хорошей точностью аппроксимируется гладкими 3D поверхностями.

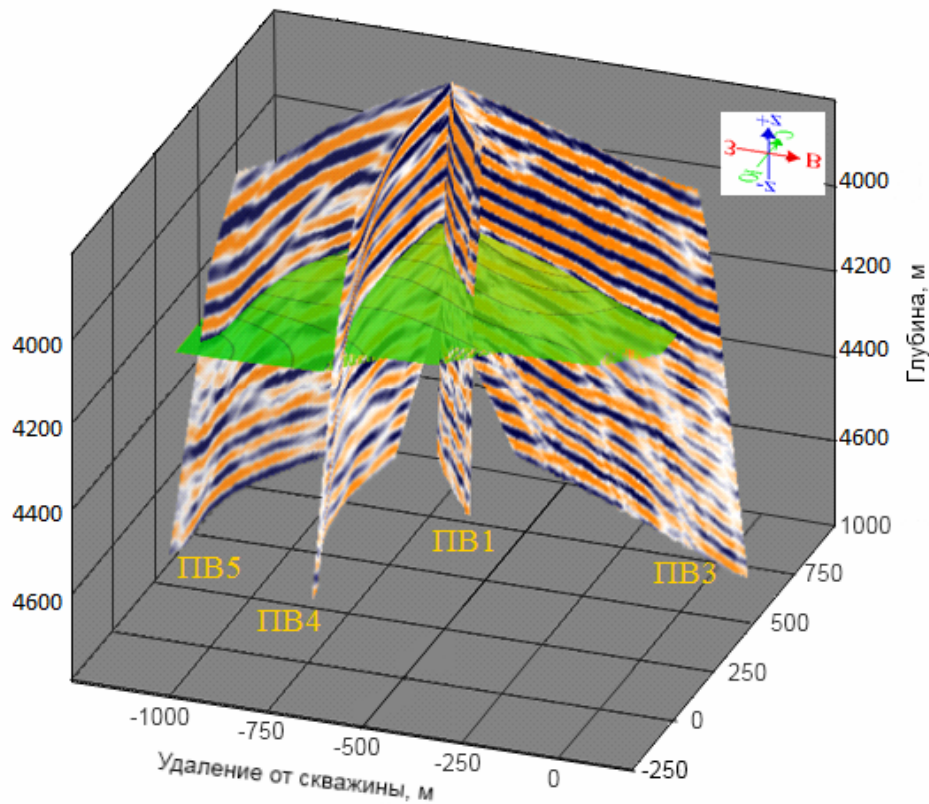


Рис.3 Композиция 3D глубинных поверхностей НВСП с поверхностью целевого горизонта.

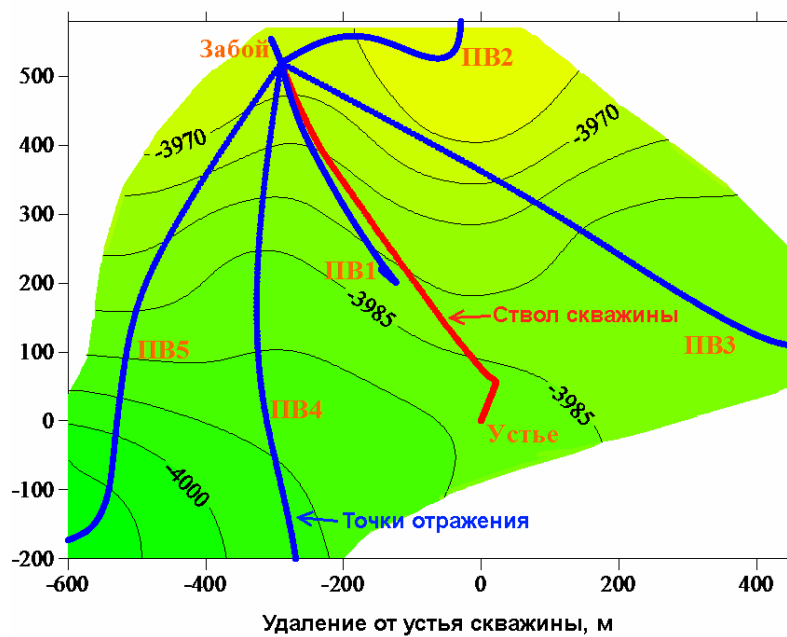


Рис.4 Карта целевого горизонта, построенная по 3D глубинным поверхностям НВСП.

Литература:

1. Мартюшев А.А. «О целесообразности проведения ВСП в наклонных скважинах», тезисы докладов IX ежегодной международной конференции и выставки «Гальперинские чтения 2009», Москва 2009г.
2. 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 2004г.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДИПОЛЬНОГО АКУСТИЧЕСКОГО КАРОТАЖА ДЛЯ ОЦЕНКИ ПАРАМЕТРОВ ПОР И ТРЕЩИН КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

И.О. Баяук^{*}, В.И. Рыжков^{**}

*(*Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта, Российской Академии
Наук,*

*** РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина)*

USING DIPOLE SONIC TOOL FOR ESTIMATION OF PORE AND FRACTURE PARAMETERS OF CARBONATE RESERVOIR ROCKS

I.O. Bayuk and V.I. Ryjkov

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

***Russian State University of Oil and Gas, Moscow)*

Аннотация. Предлагается метод оценки формы и объемной концентрации гидравлически связанных трещин и пор нефтенасыщенных карбонатных коллекторов, основанный на интерпретации данных многоволнового акустического каротажа с монопольным и дипольными источниками. Метод, основанный на использовании теории эффективных сред, позволяет связать измеренные скорости упругих волн с составом и внутренним строением породы. Он может применяться как для вертикальных, так и для наклонных скважин. В последнем случае угол наклона ствола скважины к плоскости трещин не должен превышать 33 градуса. С помощью данного метода можно получать распределение объема субвертикальных трещин и хаотических пор по их аспектным отношениям. В случае наклонных скважин метод может применяться для восстановления величины истинного расщепления поперечных волн по кажущемуся расщеплению.

Abstract. For carbonate oil-bearing reservoir rocks, a method is developed for estimating the shape and volume concentration of hydraulically connected fractures. The method requires data provided by both the monopole and dipole

sonic tools. The method is based on the effective medium theory relating the experimental elastic wave velocities with rock's composition and microstructure. The method is applicable for both vertical and inclined wells. In the latter case, the angle between the wellbore axis and fracture plane should not exceed 33 degrees. The method gives a possibility to derive the distribution of pore's and fracture's volume over their aspect ratio. In the case of inclined wells, the method can be used to reconstruct a value characterizing the shear-wave splitting if the wellbore were vertical.

В настоящее время существуют подходы, позволяющие определять проницаемость коллекторов по параметрам пор и трещин – их форме и объемной концентрации. В данной работе предложен способ определения этих параметров, основанный на использовании теории эффективных сред. Методы теории эффективных сред позволяют связать макроскопические упругие свойства породы с формой и объемной концентрацией пор и трещин, упругими свойствами минерального вещества породы и флюида. Ряд методов позволяет учесть также и степень связности порово-трещиноватого пространства (Баюк и Чесноков, 1999; Баюк и Рыжков, 2010).

В данной работе предлагается способ оценки по данным ГИС формы и объема как субвертикальных трещин, так и хаотически ориентированных пор карбонатных нефтенасыщенных коллекторов. Форма пор и трещин описывается функцией распределения их объема по аспектным отношениям.

Необходимым условием для определения параметров пор и трещин является использование данных дипольного акустического зонда, по которым в главной системе координат определяют скорости быстрой и медленной поперечных волн. При отсутствии этих данных информацию о параметрах трещин получить невозможно. Считается, что разница в скоростях поперечных волн обусловлена субвертикальной трещиноватостью карбонатного коллектора. Помимо дипольного акустического каротажа в методе используются записи монопольного зонда, позволяющего получить распределение вдоль скважины скоростей продольных волн. Требуются также распределения вдоль скважины коэффициента пористости и плотности.

Следует заметить, что, несмотря на присутствие в породе множества субвертикальных трещин, наблюдаемое в эксперименте расщепление поперечных волн может быть мало, если скважина наклонная. В данной работе предлагается способ определения величины, характеризующей истинное расщепление поперечных волн по кажущейся величине расщепления и взаимной ориентации плоскости трещин и оси скважины.

Для определения макроскопических упругих свойств коллектора необходимо описать его некоторой физической моделью. В данной работе

карбонатный коллектор моделируется как изотропная матрица, содержащая две системы пустот – ориентированные трещины и хаотические поры. Форма трещин предполагается эллипсоидальной (эллипсоиды вращения), причем малая ось эллипсоида совпадает с осью вращения. Форма эллипсоидов вращения характеризуется аспектным отношением. Пустоты, называемые трещинами и порами, определяются диапазоном изменения аспектного отношения, которое может задаваться на основе анализа шлифов. Считается, что нижняя граница аспектного отношения пор равна 10^{-5} , а правая граница аспектного отношения пор равна 1 (сферические поры).

Для описания распределения объемов пор и трещин по их аспектным отношениям используется Бэта-распределение, вид которого в зависимости от его параметров может сильно меняться и иметь максимумы как в области тонких трещин, так и в области сферических пор. При некотором выборе параметров это распределения по форме похоже на логнормальное распределение. Предполагается, что обе системы пустот образуют пронизываемое связанное пространство, по которому флюид может двигаться. Поскольку при каротаже определяется не открытая, а общая пористость, то объем пустот, по которому движется флюид, не равен измеренной пористости и является в задаче искомой величиной. Свойства матрицы также считаются неизвестными, поскольку при таком моделировании матрица состоит не только из минеральных зерен. В нее входят также изолированные пустоты, объемное содержание которых в карбонатном коллекторе может достигать до 40% (Багринцева, 1999) и капиллярная вода, т.е. часть общей пористости, не участвующая в движении флюида.

Неизвестными величинами, входящими в модель карбонатного коллектора, являются: емкость трещин, открытая пористость, параметры Бэта-распределений для описания формы трещин и пор. Упругие свойства матрицы не входят в набор неизвестных величин, определяемых в результате оптимизации, а рассчитываются заранее, вместе с плотностью матрицы, по специально разработанной процедуре линеализации решения прямой задачи в диапазоне значений пористости от 0 до 100%. Неизвестные величины модели определяют путем минимизации суммы квадратов невязок экспериментальных и теоретических значений скоростей упругих волн (продольной и двух поперечных). Для поиска минимума этой суммы используется метод Левенберга-Марквардта с ограничениями, наложенными на искомые параметры. Поскольку число неизвестных величин превышает число измеренных скоростей, то может существовать довольно много наборов искомых величин, обеспечивающих минимум суммы квадратов невязок. Поиск характеризующих модель неизвестных величин в пределах, задаваемых на основе имеющейся

информации об области их возможных значений (например, из анализа шлифов), позволяет сузить область решения.

На рис. 1 показаны гистограммы распределения емкости трещин (интервалы 1 - 19) и объема пор (интервалы 22 - 40), построенные для параметров Бета-распределения, найденных в результате минимизации суммы невязок. Для глубины, на которой имеет место большая величина расщепления поперечных волн, наблюдается больше тонких трещин.

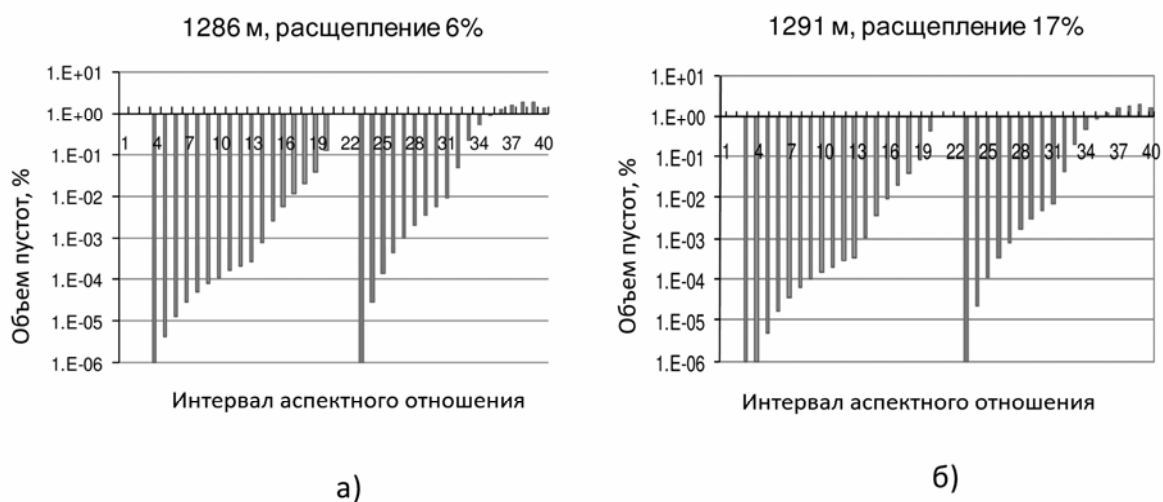


Рис. 1. Гистограммы распределения емкости трещин (интервалы 1 - 19) и объема пор (интервалы 22 - 40), построенные для параметров Бета-распределения, найденных в результате решения обратной задачи. До аспектного отношения $1e-4$ включительно ширина одного интервала аспектного отношения равна $2.5e-5$ (интервалы 1 – 4). Для аспектных отношений, больших $1e-4$ и до $1e-3$ включительно, ширина интервала составляет $1e-4$ (интервалы 5 – 13). До аспектных отношений 0.01 включительно ширина интервала равна 0.001 (интервалы 14 – 22). До аспектного отношения 0.1 ширина интервала составляет 0.01 (интервалы 23 – 31). Для интервалов 32 – 40 ширина интервала равна 0.1 .

Для характеристики величины расщепления поперечных волн было использовано отношение разности скоростей поперечных волн к их среднему значению, умноженное на 100%. На рис. 2 показаны зависимости истинного расщепления от кажущегося для различных углов наклона оси скважины к плоскости трещин, полученные в результате решения обратной задачи для наклонной скважины. Правая граница аспектного отношения трещин для этого решения равна 0.008 . Этот график можно использовать как палетку для определения истинного расщепления по кажущемуся расщеплению. Рисунок 3 иллюстрирует зависимость истинного расщепления от емкости трещин для различных значений границ аспектного отношения трещин.

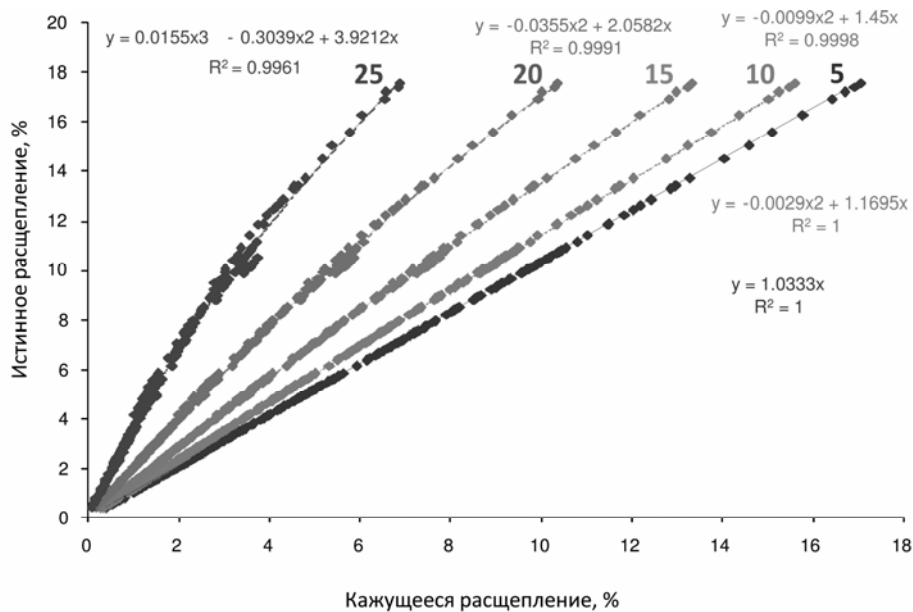


Рис. 2. Номограмма для определения истинного расщепления по кажущемуся расщеплению. Цифрами на кривых показано значения угла наклона оси скважины к плоскости трещин.

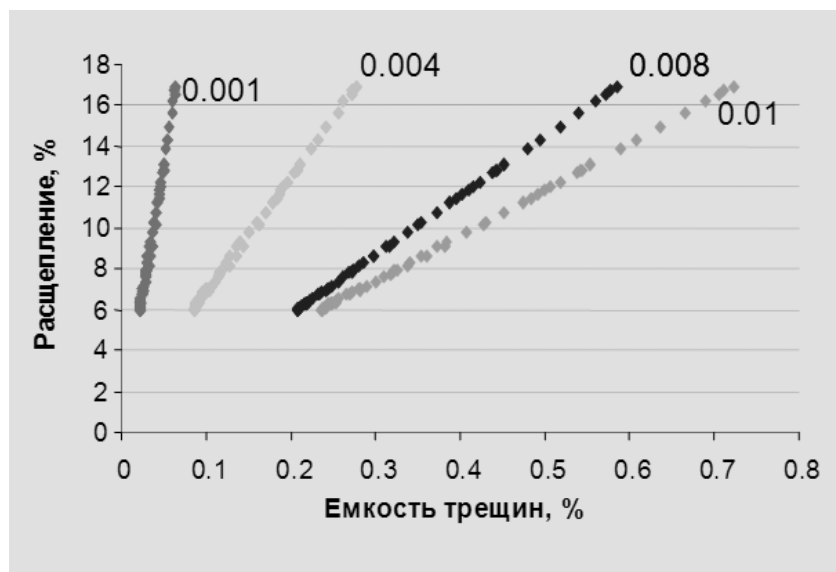


Рис. 3. Зависимость истинной величины расщепления от емкости трещин при различных значениях правой границы аспектного отношения трещин. Заданная правая граница аспектного отношения показана цифрами.

Графики, показанные на рис.2 и 3, можно использовать для экспресс-оценки объема трещин по кажущемуся расщеплению. Заметим, что особенности взаимного поведения скоростей поперечных волн, распространяющихся в нефтенасыщенном карбонатном коллекторе, в зависимости от угла наклона оси скважины к плоскости трещин (наличие направления, при котором скорости поперечных волн становятся равными)

ограничивает область применения метода. Метод применим, если угол наклона оси скважины к плоскости трещин не превышает 33 градуса.

Литература

Багринцева К.И., 1999. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа: Москва, РГГУ, 285 с.

Баяк И.О., Рыжков В.И., 2010. Определение параметров трещин и пор карбонатных коллекторов по данным волнового акустического каротажа, Технологии сейсморазведки, **3**, 32-42.

Баяк И.О., Чесноков Е.М., 1999. О возможности определения типа флюида в породе-коллекторе, Физика Земли, **11**, 40-47.

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ВСП В СЛОЖНЫХ СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ДНЕПРОВО- ДОНЕЦКОЙ ВПАДИНЫ

В.А. Рюмин*, Ю.Л. Ренкас**, Ю.Д. Лесной
(*ЗАО «Укрнафтогазгеофизика», **ЗАО «Концерн Надра», Киев)

EXPERIENCE WITH THE VSP IN COMPLEX SEISMIC AND GEOLOGICAL CONDITIONS DNIEPER-DONETS DEPRESSION

V.A. Riumin*, Y.L. Renkas**, G.D. Lisny**
(*JSC «Ukrnaftogazgeofizyka», **JSC «Nadra Group»)

Аннотация.

В работе освещается опыт применения ВСП в сложных сейсмогеологических условиях ДДВ в скважинах глубиной 5000 – 6000 метров при температурах более 150°С и давлениях свыше 90 Мпа.

Abstract.

The paper highlights the experience of the VSP in complex seismic and geological conditions in the wells Dnieper-Donetsk Depression 5000 - 6000 meters, at temperatures more than 150°S and pressures above 90 MPa.

Необходимость проведения работ ВСП в скважинах глубиной 5000 м и более предъявляет жесткие требования как к аппаратуре ВСП, так и к проектированию работ и собственно качеству полевых материалов. Подход к полевым наблюдениям от проектирования работ до получения качественного материала достаточно прост – качественная скважинная аппаратура, правильный выбор источников возбуждения, внутренняя система качества проведения полевых работ.

На рисунке 1 представлена вертикальная компонента для продольного пункта возбуждения в скважине глубиной 6100 метров. Источник возбуждения был выбран по характеристикам и параметрам, идентичным источнику возбуждения при наземных сейсмических исследованиях 3D. Как видно, материал достаточно высокого качества.

Особую сложность представляют работы в районе соляных штоков. Волновые поля ВСП в таких зонах неординарны и сложно интерпретируемы. На рисунке 2 показано волновое поле по горизонтальной (Y) компоненте.

Несмотря на сложность волновых полей ВСП в районе соляных штоков, при правильном подходе к проектированию полевых работ, выборе оптимальных процедур и методик обработки и интерпретации удается решать сложные геологические задачи, которые ставит заказчик. На рисунке 3 представлен вариант уточнения положения стенки соляного штока (ранее откартированной по данным 3D сейсморазведки) по результатам работ ВСП на одной из площадей ДДВ. Для построения изображений используется комплекс программ 3D миграции собственной разработки, использующий для вычислений возможности процессоров видеокарты. Данный комплекс универсален с точки зрения используемых входных данных (3D сейсморазведка любой регулярности, тотальная сейсморазведка, ВСП и т.д.).

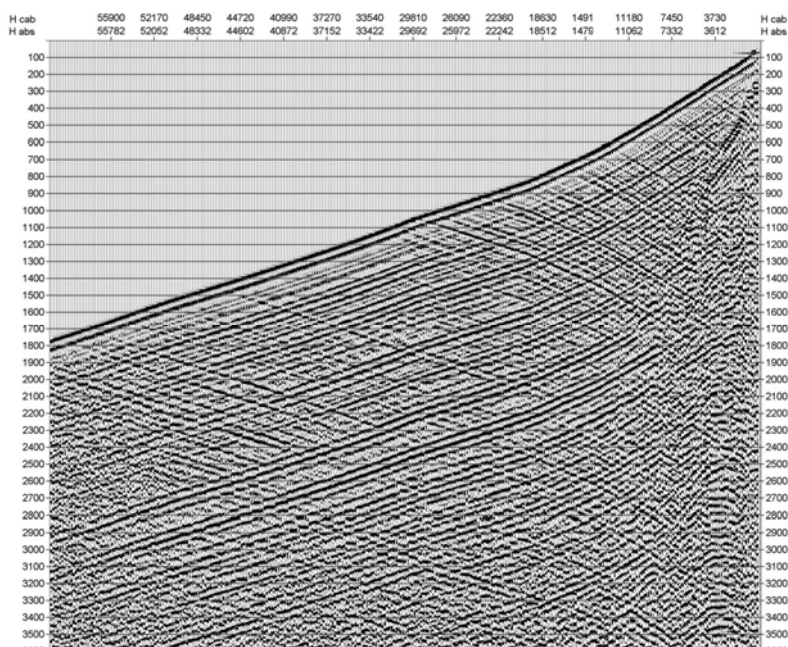


Рисунок 1. Вертикальная (Z) компонента волнового поля в скважине глубиной 6100 метров (температура на забое 153°C, давление – 92 Мпа)

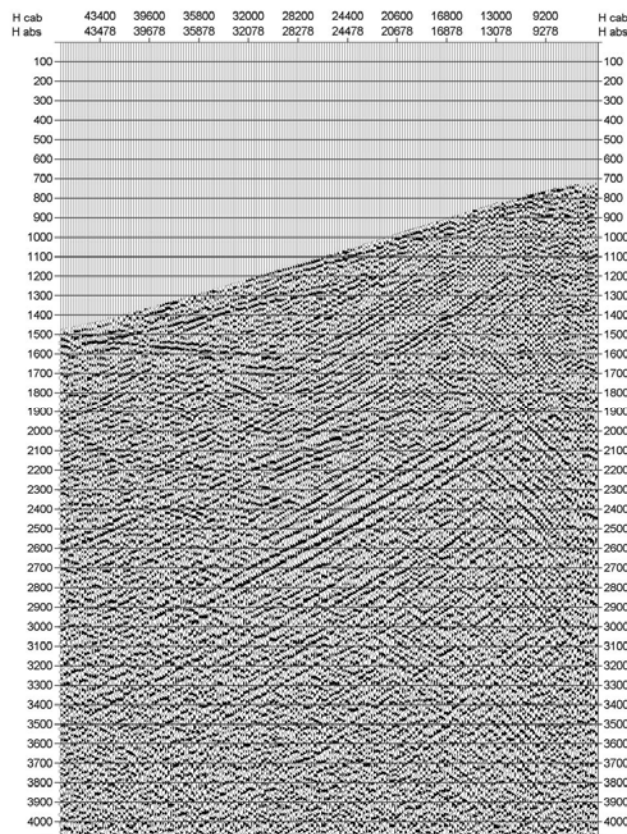


Рисунок 2. Горизонтальная (Y) компонента волнового поля в районе соляного штока.

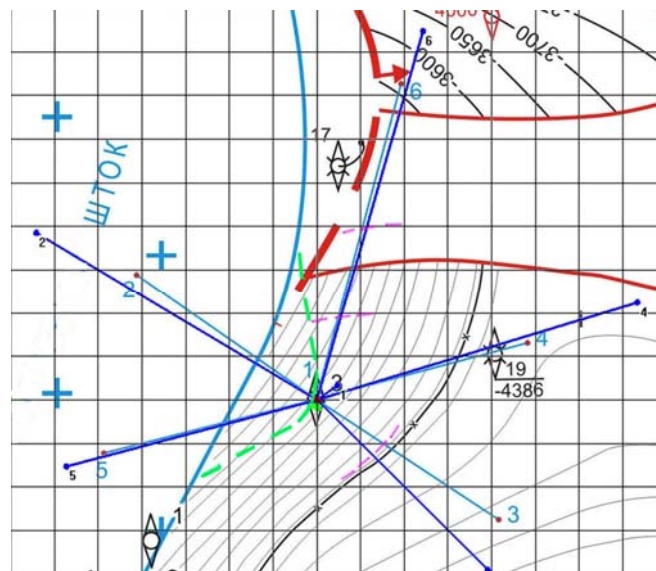


Рисунок 3. Пример уточнения положения стенки соляного штока по данным ВСП

Таким образом, работы ВСП в сложных геологогеофизических условиях, являются неотъемлемой частью геологоразведочных работ.

ПРИМЕР ПРИМЕНЕНИЯ ФОКУСИРУЮЩИХ ПРЕОБРАЗОВАНИЙ К ДАННЫМ 3D СЕЙСМОРАЗВЕДКИ

Е.В. Мосягин, М.Ю. Смирнов, В.З. Кокшаров
(ФГУП «СНИИГГиМС», Новосибирск)

EXAMPLE OF FOCUSING TRANSFORMATIONS APPLICATION TO THE 3D SEISMIC DATA

E.V. Mosyagin, M.Yu. Smirnov, V.Z. Koksharov
(FSUE «SNIIGGiMS», Novosibirsk)

Аннотация.

В статье описывается технология применения фокусирующих преобразований (ФП) к данным сейсморазведки 3D ОГТ, которая на сегодняшний день остается дорогой в вычислительном плане процедурой. Успешность применения такой процедуры зависит от технологичности ее реализации.

В качестве примера рассмотрено применение ФП к реальным данным 3D сейсморазведки, полученным на Георгиевском лицензионном участке.

Abstract.

This article describes a technique of focusing transformations (FT) application to the 3D seismic data. The success of the application depends on the technological implementation, because it is still expensive procedure nowadays in terms of computational costs.

As an example the real 3D seismic data obtained in Georgievskiy license area are consider.

Изучение трещиноватости геологической среды является одной из важных задач при поиске и разведке месторождений углеводородного сырья. Индикатором наличия трещиноватости может являться возникновение поля рассеянных и дифрагированных волн, порожденных наличием нерегулярных особенностей разреза (трещины, каверны, зоны разуплотнения, малоамплитудные сбросы и др.). Изучение зон трещиноватости стандартными методами сейсморазведки (например, МОГТ) является проблематичным в связи с тем, что разработанные в сейсморазведке способы наблюдения и обработки направлены на выделение зеркальных отражений. Интенсивность регулярных отраженных волн существенно превышает интенсивность и дифрагированных, и рассеянных волн. Если дифрагирующий/рассеивающий объект находится вблизи регулярной отражающей границы, его волновое изображение, построенное с помощью стандартных процедур (например, миграции до или после суммирования), оказывается, как правило, полностью перекрытым изображением регулярной границы. Поэтому для построения

изображений дифрагирующих/рассеивающих геологических объектов используются специальные миграционные процедуры – приемы фокусировки энергии (фокусирующие преобразования).

Основы фокусирующих преобразований были заложены сотрудниками Грозненского нефтяного института в конце 60-х годов. В этих работах впервые были описаны принципы получения изображений среды, позволяющие подчеркнуть поле дифрагированных/рассеянных волн.

Исследованию и реализации данных принципов посвящен ряд работ, которые закрепили необходимую теоретическую базу для практического применения фокусирующих преобразований при обработке профильных данных сейсморазведки [1-4].

В связи с ростом объема площадных сейсморазведочных работ возникает необходимость в технологии применения ФП для обработки данных 3D сейсморазведки и получения трехмерного изображения среды.

Технология трехмерных фокусирующих преобразований была разработана в геофизическом центре ФГУП «СНИИГГиМС», она аналогична двумерному случаю и может быть представлена следующим образом:

- Из имеющегося набора данных выбирается интерференционная система источников и приемников (фокусирующая система).
- Волновые изображения геологической среды строятся как результат сканирования по дифракционным годографам в пределах заданных апертур выноса, с получением в качестве промежуточных данных - селективных изображений, дифференцированных по углам наклона акустически жестких границ раздела среды.

Схема реализации трехмерного фокусирующего преобразования показана на рисунке 1.

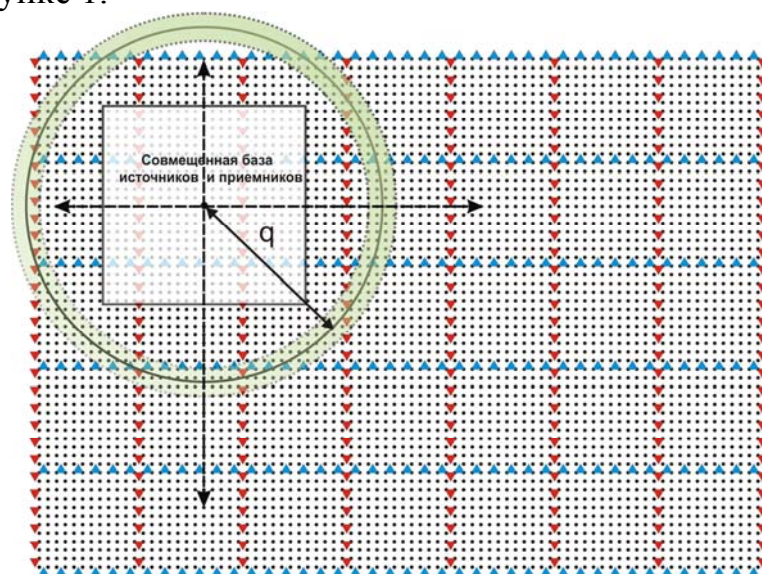


Рис.1. Схема реализации фокусирующих преобразований для данных 3D сейсморазведки.

Стрелками показаны возможные направления движения базы источников и приемников. С каждым новым положением базы происходит «освещение» новых точек исследуемой среды, таким образом, центр системы по очереди оказывается над каждой точкой изображаемой среды, что обеспечивает достаточную кратность.

Чтобы избежать влияния регулярных отражений и оставить преимущественно дифрагированные и рассеянные волны, положение системы наблюдения относительно целевой области формирования изображения выбирается специальным образом, в соответствии с принципом «локации бокового обзора». Таким образом, производится группирование источников и приемников в интерференционные системы с регулируемыми характеристиками пространственной направленности из имеющегося набора исходных данных. Динамическое волновое изображение среды для каждого такого группирования получается как результат фокусирующего сканирования по дифракционным гиперболам в пределах заданных апертур выноса (параметр q) для разных направлений с их последующим взвешенным суммированием.

Интерференционные системы с каждым новым последовательным изменением параметра q позволяют «освещать» среду под разными углами фокусировки. Это позволяет получать изображения среды для отдельных пространственных частот, например, для регулярных отражающих границ это селективные изображения, дифференцированные по их углам наклонов. Последующее взвешенное суммирование этих селективных изображений, в данном случае кубов, дает полный волновой образ среды – суммарный куб. Далее, с помощью последовательных итераций выполняется уточнение скоростной модели. В качестве критериев ее оптимальности принимается наиболее сфокусированное изображение рассеивающих (дифрагирующих) объектов.

Для учета эффектов преломления волн в условиях слоистой среды расчет времен пробега производится с помощью конечно-разностного решения уравнения эйконала с использованием модели интервальных скоростей. Ввиду отсутствия данных ВСП интервальные скорости были получены из эффективных скоростей суммирования по методу Дикса.

Данная технология применена в рамках работы по выделению зон интенсивной трещиноватости на Георгиевском лицензионном участке (Ставропольский край). По данным сейсморазведки на этом участке был выделен объект, предположительно рифогенного образования. Для более подробного его изучения заказчиком был привлечен ряд нестандартных методик, в том числе фокусирующие преобразования.

В результате обработки по методу ФП был получен куб условного индекса трещиноватости. Размеры куба – 10325м по направлению inline, 6050м по направлению crossline.

На рисунке 2 представлены разрезы фокусирующих преобразований, совмещенные с временными разрезами по направлению crossline (разрезы по данному направлению наиболее наглядно отражают объект). Можно наблюдать, что большая часть энергии сосредоточена в районе выделенного на разрезе рифа.

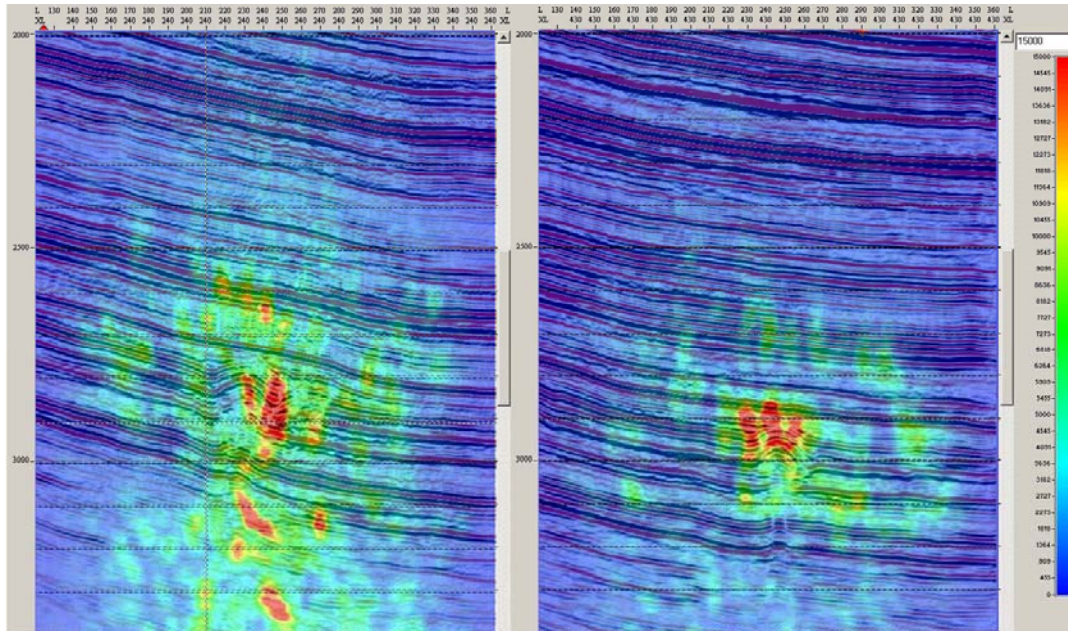


Рис.2. Разрезы фокусирующих преобразований, совмещенные с временными разрезами по направлению crossline с номерами 240 и 430.

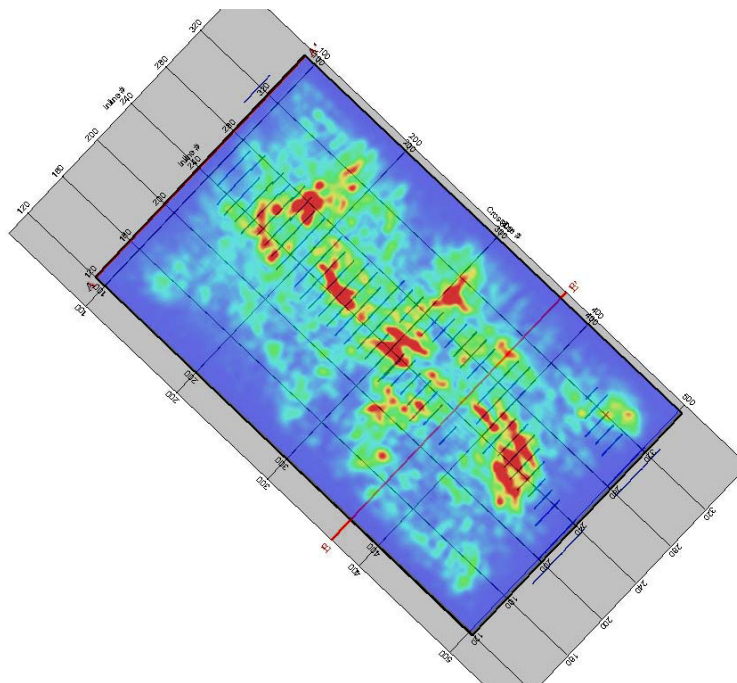


Рис. 3. Горизонтальный срез куба ФП по времени 2910 мс.

Общую картину помогает увидеть горизонтальный срез итогового куба индекса трещиноватости (рис.3). Черными штрихами нанесено

положение рифогенного тела, определенного по разрезам crossline, очевидно, что оно хорошо коррелирует с высокими значениями индекса трещиноватости.

Список литературы:

1. Тарасов Ю.А. Вопросы теории и применения в сейсморазведке методики фокусирования падающей волны (ФПВ) [Текст]//Прикладная геофизика, М., Недра, 1968, 17-38.

2. Тарасов Ю. А., Шленкин С. И., Раевский Ю.Г. и др. Грозный, ГНИ, Трансформация волнового поля по алгоритму ФПВ1985, 44 с. [Текст] (Деп. ВИНТИ, № 3053).

3. Гольдин С.В., Смирнов М.Ю., Поздняков В.А., Чеверда В.А. Построение сейсмических изображений в рассеянных волнах как средство детализации сейсмического разреза [Текст]// Геофизика, 2004, Юбилейный выпуск, с.23-29.

4. Поздняков В.А., Сафонов Д.В., Чеверда В.А. Оптимизация параметров фокусирующих преобразований с использованием численного моделирования [Текст]//Геология и геофизика, 2000, т. 41, № 6, с. 930—938.

5. Курьянов Ю.А, Кокшаров В.З., Сорокин А.С., Мосягин Е.В. Использование фокусирующих преобразований (ФП) и сейсмического локатора бокового обзора (СЛБО) для определения трещиноватости среды. //EAGE EUROPEAN ASSOCIATION OF GEOSCIENTISTS & ENGINEERS, 2007.

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБЪЕМНОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ МОГТ 3D ПРИ УТОЧНЕНИИ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УСТЮРСТКОГО РЕГИОНА (РЕСПУБЛИКА УЗБЕКИСТАН).

А.В. Киршин, Н.У. Мухутдинов, Н.Н. Юлдашев^{*}, Р.Р. Девятков^{**}
(ОАО "Институт геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений"^{*},
ОАО «Узбекгеофизика»^{**}, Ташкент).

CDP 3D VOLUME SEISMIC EXPLORATION RESULTS AT REVISION OF THE GEOLOGICAL MODELS OF USTYURT REGION GAS CONDENSATE FIELD (REPUBLIC OF UZBEKISTAN).

A.V. Kirshin, N.U. Muhutdinov, N.N. Yuldashev^{*}, R.R. Devyatov^{**}
("Institute of Geology and Exploration of oil and gas fields" JSC^{*},
"Uzbekgeophysica" JSC^{**}, Tashkent).

Аннотация

В докладе приведен пример удачного использования результатов объемной сейсморазведки при уточнении геологической модели резервуара газоконденсатного месторождения Сургиль – Северный Арал (Устьюртский регион).

В свете данных МОГТ 3D это месторождение представляется не в виде единой структуры, как считалось ранее, а в виде 4 блоков разделенный разрывными нарушениями. Такая модель объяснила ранее не понятное разное положение ГВК по площади для одних и тех же продуктивных пластов.

Показаны некоторые сложности в интерпретации материалов сейсморазведки связанные с недостаточно высоким уровнем выполнения ВСП.

Abstract

An instance of successful use volume seismic exploration results at revision of the geological model of reservoir gas condensate Surgil - Northern Aral field (Ustyurt region) was cited in the report.

In light CDP 3D data this field introduces not type of single structure, as it was considered earlier, but in the state of 4 blocks splitting by dislocation with a break in continuity. This model had explained earlier not comprehensible different position of gas-water contact (GWC) on area for same productive layers.

Some difficulties are showed in interpretation of seismic exploration material connected with not enough high level of VSP execution.

Объемной сейсморазведкой в Устьюртском регионе покрыта значительная часть Судочьего прогиба (более 3000 км²), в пределах которого размещены газоконденсатные месторождения Бердах, Вос. Бердах, Учсай, Сев. Бердах и др. Наиболее значимым из них является месторождение Сургиль-Северный Арал. Поэтому именно на его примере покажем эффективность использования материалов МОГТ-3D при уточнении геологической модели месторождения.

Месторождение Сургиль было открыто в 2002 г поисковой скважиной №1, заданной в своде одноименной структуры. В разрезе верхнеюрских отложений были выявлены три газоконденсатные залежи.

При бурении последующих скважин почти в каждой из них выявлялись новые залежи УВ. На дату подсчета запасов их общее число составило 54. В 2002 г было открыто газоконденсатное месторождение Северный Арал. В процессе разведки обоих месторождений выяснилось, что по ряду продуктивных пластов они составляют единое месторождение, названное в 2005 как Сургиль-Северный Арал.

Продуктивные пласты приурочены к разнофациальным песчаникам юрского возраста; покрывками служат глинистые прослои. Продуктивные терригенные юрские отложения характеризуются очень сильной фациальной изменчивостью в плане и по разрезу. В связи с этим лишь отдельные пласты –

коллекторы имеют значительную мощность и широкое площадное развитие. В основном же они связаны с маломощными коллекторами с частыми замещениями песчаников глинистыми разностями пород и носящими линзовидный характер. Это сильно затрудняет выделение и прослеживание коллекторов в межскважинном пространстве. Тонкослоистая среда, как известно, является крайне неблагоприятной для выделения таких коллекторов сейсморазведкой.

Уже на этапе оперативного подсчета запасов УВ маломощные проницаемые горизонты были объединены в пачки пластов – коллекторов (О.А. Зорина, 2005 г). Основанием для этого явилось наличие единого собственного ГВК для каждой пачки. С учетом нескольких мощных и выдержанных коллекторов на месторождении выделено 22 пачки пластов – коллекторов.

В 2002-2003 г.г. значительная часть Судочьего прогиба, включая месторождение Сургиль-Северный Арал, была покрыта съемкой МОГТ-3D. Результаты предварительной обработки ее материалов использованы при заложении очередных разведочных скважин.

В окончательном варианте интерпретации по месторождению построен комплект структурных карт по отражающим горизонтам T_{III} , T_{IV} , T_{IV}^{III} и T_V , и по кровле двух наиболее мощных пластов-коллекторов J_2^8 и J_3^6 в разрезе. Сопоставление структурных карт с учетом материалов бурения показало смещение свода структуры с глубиной в северо-восточном направлении, что еще больше осложнило геологическую модель месторождения.

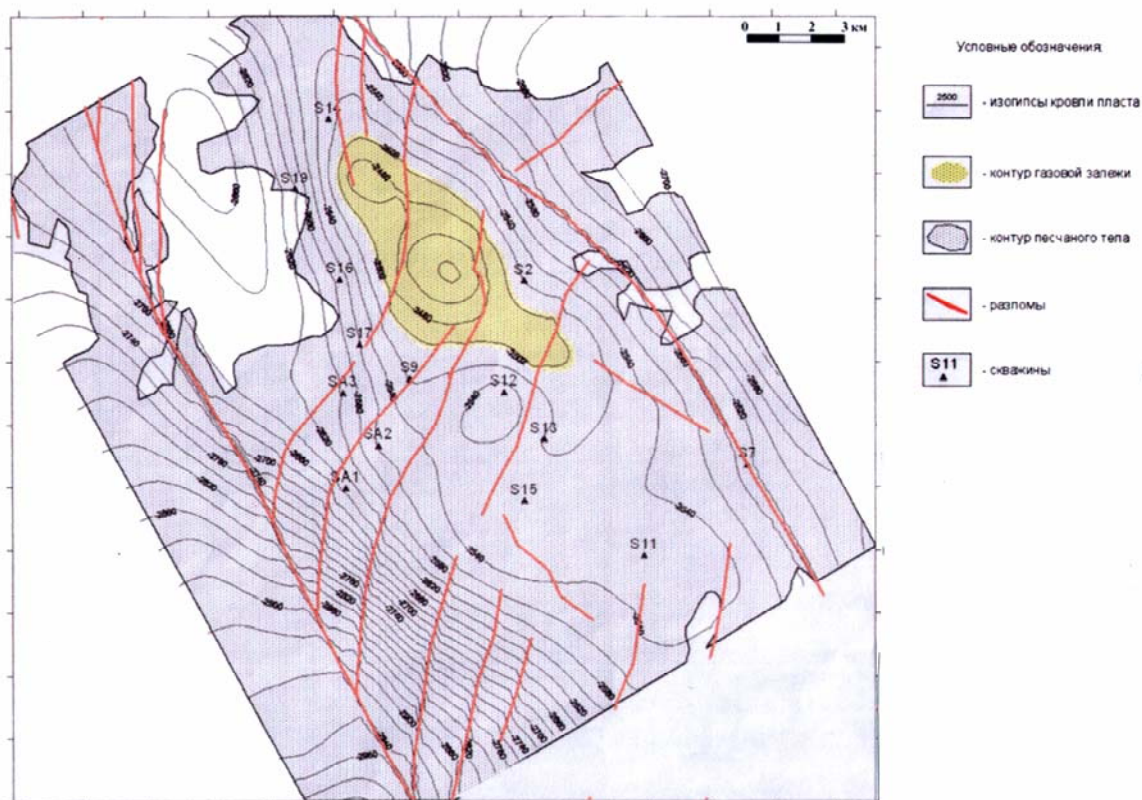


Рис 1

Помимо более высокой точности структурных построений в материалах МОГТ-3D на принципиально новом уровне изучается и представляется дизъюнктивная тектоника. Покажем это на примере самого мощного продуктивного пласта J_2^8 в верхней юре. На структурной карте по кровле этого пласта в материалах МОГТ-3D структура оконтуривается изогипсой – 2450 м (рис. 1) В ее пределах с разной степенью надежности выделяется 14 тектонических нарушений разной амплитуды. На карте по кровле коллектора того же пласта J_2^8 по данным бурения и с учетом материалов МОГТ-3D структура замыкается той же изогипсой – 2450 м, что свидетельствует о хорошем соответствии материалов сейсморазведки и бурения. Три из четырнадцати, выделенных сейсморазведкой, нарушения признаны надежными, подтвержденными бурением. Они разделяют структуру на 4 тектонических блока (рис.2).



Рис 2

В свете этих данных произошло коренное изменение геологической модели месторождения. Блочная модель месторождения позволила понять необъяснимое ранее разное положение ГВК для одних и тех же продуктивных пластов. Эта модель взята за основу при подсчете запасов газа и конденсата. Ее

правильность подтверждена независимой аудиторской компанией “ДеГольер энд МакНайтон” (США).

Несмотря на приведенный пример удачного использования результатов объемной сейсморазведки, ее потенциальные возможности в регионе реализуются еще не в полной мере даже при структурно - тектонических построениях. В отдельных случаях абсолютная ошибка в определении глубин залегания реперных горизонтов еще значительна и соизмерима с амплитудой складки. Примером тому может служить скважина №2 на соседней с месторождением Сургиль-Северный Арал площади Кабанбай, где она составляет 97 м. Главной причиной этого, на наш взгляд, является отсутствие на площади съемки МОГТ-3D качественного ВСП. Не случайно для определения скоростной характеристики среды используются данные ВСП по скважине №1П Кызылшалы, находящейся хотя и в соседнем, но совершенно в ином тектоническом блоке.

**РОЛЬ ВСП В ОБРАБОТКЕ МАТЕРИАЛОВ
СЕЙСМОРАЗВЕДКИ МОГТ-3D НА ПРИМЕРЕ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ БУХАРО – ХИВИНСКОГО РЕГИОНА
(РЕСПУБЛИКА УЗБЕКИСТАН)**

Л.Н. Сафонова, Р.А. Муратов

(ОАО “Институт геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений”)

**ROLE OF VSP IN PROCESSING 3D CMP SEISMIC DATA ON
THE EXAMPLE OF FIELDS OF BUKHARA-KHIVA REGION
(REPUBLIC OF UZBEKISTAN)**

L.N. Safonova, R.A. Muratov

(“Institute of Geology and Exploration of oil and gas fields” JSC)

Аннотация

В докладе рассматриваются варианты использования данных результатов ВСП при интерпретации сейсморазведки МОГТ-3D, при уточнении геологического строения ловушек газоконденсатных месторождений Северный Гузар и Чунагар.

Сделаны выводы о том, что сейсморазведка МОГТ 3D в комплексе с ВСП даёт возможность более точно и достоверно проводить интерпретацию геолого-геофизических данных, уточнять глубинное геологические строение подготовленных к глубокому бурению нефтегазоперспективных объектов и, тем самым, уменьшать количество бесперспективных площадей и наращивать прирост запасов УВ.

Доказано что, исследования ВСП в различных модификациях (ВСП-ПГР, ВСП-ОГТ, ВСП-С и пр.) на территории Бешкентского прогиба, где

ведутся работы сейсморазведки МОГТ-3Д, проводятся в недостаточном количестве. Это затрудняет решение таких важных задач, как уточнение контуров открытых месторождений, позволяющих уменьшить количество разведочных и эксплуатационных скважин.

Abstract

In report reviewing options of using VSP results in interpretation 3D CMP seismic data and adjusting geological structure of gas-condensate fields North Guzar and Chunagar.

Draw conclusions, that 3D CMP seismic in complex with VSP allows to conduct more accurate and reliable interpretation of geological-geophysical data, improves deep geological structure of perspective oil and gas drilling candidates which reduces number of non-perspective structures and adding hydrocarbon resources.

Proved that VSP studies in different modification conducted in Beshkent trough are not sufficient where 3D seismic acquisition going on. Consequently, this complicates solving of important tasks such as adjustment of fields contour which can reduce number of appraisal and development wells.

Использование данных ВСП при проведении сейсморазведочных работ МОГТ 3Д позволяет выработать нужные параметры технологии полевых работ и обработки, обеспечивающие решение геологических задач в более полном объёме, детализировать и уточнять геологическое строение месторождений нефти и газа.

Примером является месторождения Северный Гузар и Чунагар, геологическое строение которых освещено в результате сейсморазведочных работ МОГТ 3Д, проведённых в восточной части Бешкентского прогиба в 2002-2007 годах (Зуев С.Н.).

Модель ловушки *Северный Гузар* обосновывалась пятью скважинами, из которых две продуктивные (№№ 1 и 5) остальные – законтурные (№№ 2, 3 и 4), и данными сейсморазведки МОГТ 2Д. (Рис 1а)

Структура Северный Гузар, до проведения на ней сейсморазведки МОГТ 3Д, представляла собой полуантиклиналь, ограниченную с юго-востока разломом типа надвиг, амплитудой около 400м, размерами 6,3 x 1,6 км., длинная ось ориентирована с юго-запада на северо-восток.

Исследования ВСП-ПГР, проведённые в скважине № 6-Сев. Гузар, дали довольно объективную информацию по литолого-фациальным и геолого-тектоническим особенностям разреза по нижнемеловым и верхнеюрским отложениям. Конечным результатом обработки материалов ВСП-ПГР явилась кривая акустической жёсткости и расчленение на эффективные пласты, литолого-стратиграфическая идентификация их и пересчёт в глубинный масштаб.

Структурные карты по отражающему горизонту T₅ (кровля нижних ангидритов кимериджа-титона)

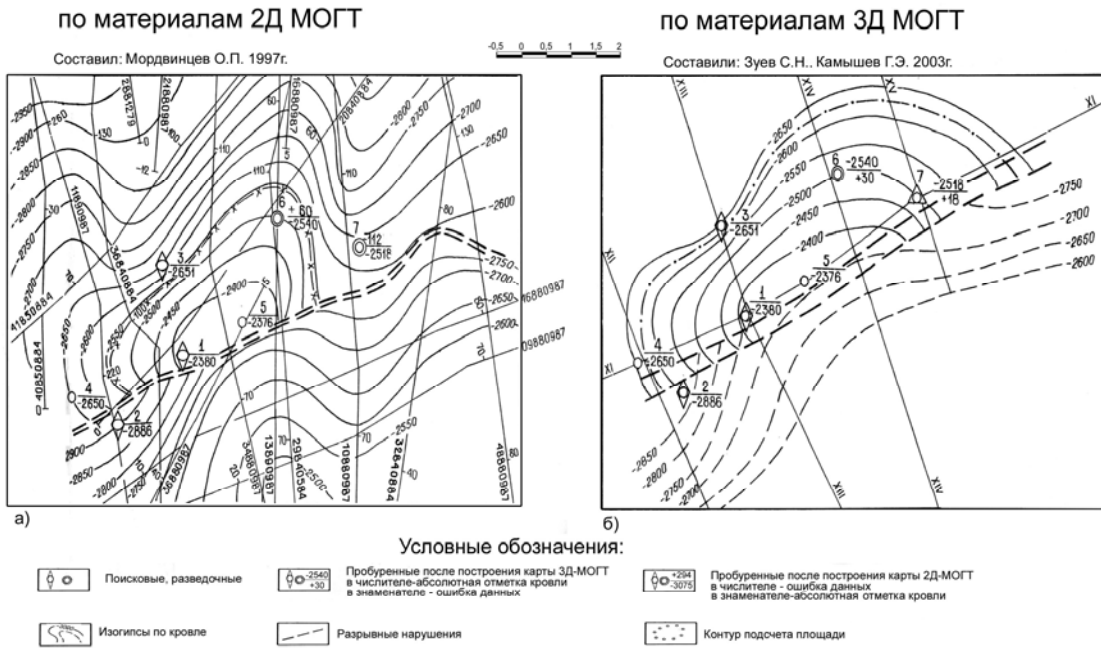


Рис. 1 Геологическое строение месторождения Северный Гузар

Результаты этих исследований в комплексе с материалами ГИС были использованы при обработке материалов сейсморазведки МОГТ 3Д, с помощью которой была уточнена модель месторождения Северный Гузар (Рис1 б).

Структурные карты по отражающему горизонту T₅ (кровля нижних ангидритов кимериджа-титона)

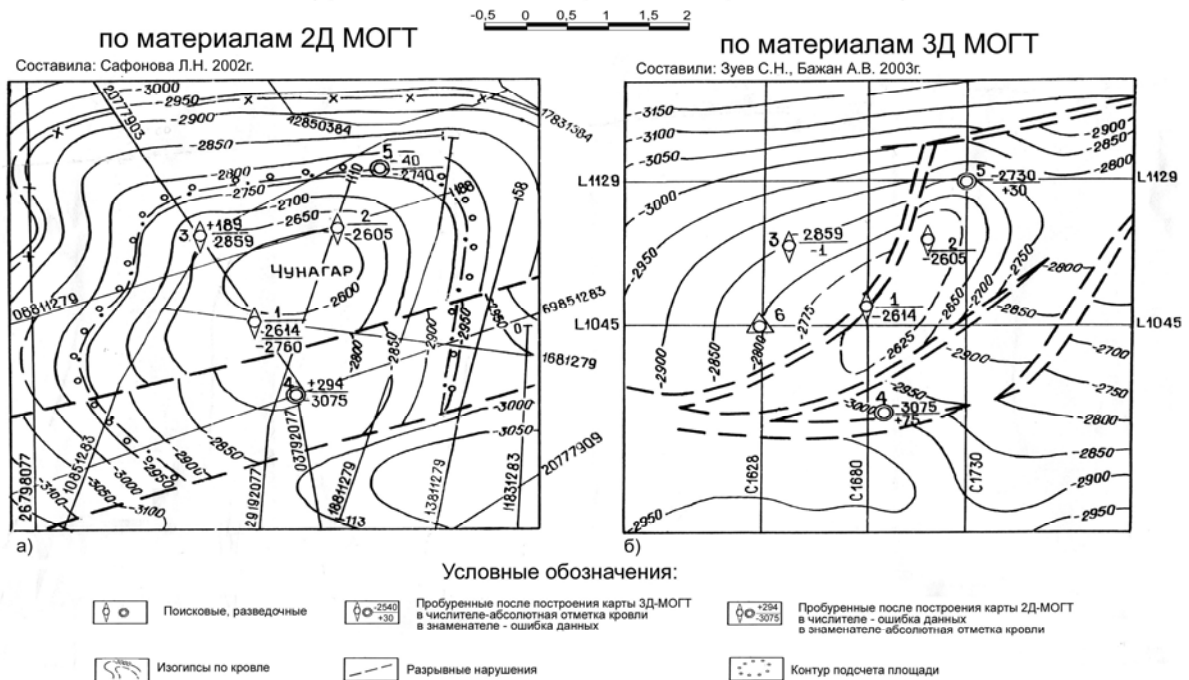


Рис. 2. Геологическое строение месторождения Чунагар

Эта модель по сравнению с моделью, принятой при подсчёте запасов, заметно расширила границы ловушки на восток. Исходя из этого, были даны рекомендации на заложение дополнительных скважин с целью доразведки месторождения. Результаты их бурения подтвердили уточненную модель и все три оказались продуктивными.

Модель месторождения *Чунагар*, построенная по материалам МОГТ 3Д, значительно точнее совпадала с данными бурения, поэтому все последующие скважины (№№5,6,7,8) закладывались на основании этой модели. (Рис 2 а,б)

Исследования ВСП-ПГР здесь проводились в скважинах №№ 6 и 8. Кривая акустической жёсткости чётко фиксировала верхние, средние и нижние ангидриты, а также границу известняков келловей-оксфорда. Что позволило наиболее точно определить глубину необходимого забоя скважин.

Однозначное расчленение образований внутри келловей-оксфорда не представлялось возможным, т.к. бурение показало повторение разреза. Были сделаны выводы о том, что скважина вскрыла разлом, который по кривой акустической жёсткости отмечен резким снижением значений акустического импеданса.

Основные отражающие горизонты в кимеридже-титоне отбиваются однозначно, и дальнейшее бурение полностью подтверждает прогнозные данные.

Почти на всех месторождениях, расположенных на территории Бешкентского прогиба, на которых проводились сейсморазведочные работы МОГТ-3Д, был увеличен контур нефтегазоносности.

Таким образом, можно сделать выводы о том, что сейсморазведка МОГТ 3Д в комплексе с ВСП даёт возможность более точно и достоверно проводить интерпретацию геолого-геофизических данных, уточнять глубинное геологическое строение подготовленных к глубокому бурению нефтегазоперспективных объектов и, тем самым, уменьшать количество бесперспективных площадей и наращивать прирост запасов УВ.

Вместе с тем, следует отметить, что исследования ВСП в различных модификациях (ВСП-ПГР, ВСП-ОГТ, ВСП-С и пр.) на территории Бешкентского прогиба, где ведутся работы сейсморазведки МОГТ-3Д, проводятся в недостаточном количестве. Это затрудняет решение таких важных задач, как уточнение контуров открытых месторождений, позволяющих уменьшить количество разведочных и эксплуатационных скважин.

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ВСП ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ СТРОЕНИЯ И СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД В ПРИСКВАЖИННОЙ ЗОНЕ.

А.Н. Амиров, С. И. Петров, А.А. Терёхин.

Казанский (КФУ)

PRACTICES APPLICATIONS VSP FOR INVESTIGATION STRUCTURE AND PROPERTY OF ROCKS IN THE NEAR-WELL.

A.N.Amirov, S.I.Petrov, A.A.Terekhin.

Аннотация

Обсуждаются некоторые результаты ВСП, позволяющие повысить эффективность изучения горных пород в прискважинной зоне. Исследования выполнены в скважинах, расположенных на территории Крымского полуострова и Республики Татарстан.

Abstract

Discussion on some results VSP which raise efficiency analysis rocks in the near-well. Investigation execution in the well located on the Crimea and Tatarstan republic.

ВСП развивалось в рамках разведочной геофизики и поэтому, естественно, значительно меньшее внимание уделялось его применению для решения задач традиционных для ГИС. В то же время потенциальные возможности ВСП позволяют расширить круг задач, решаемых геофизическими исследованиями. Обусловлено это рядом преимуществ и особенностей ВСП по сравнению с акустическими исследованиями (АК). К ним можно отнести:

- большую радиальную глубинность ВСП;
- использование источников возбуждения, расположенных вне скважины;
- регистрация полного вектора колебаний приёмниками скорости смещения.

Попытка определения свойств горных пород в прискважинной зоне по параметрам прямых Р и S волн предпринимались многими отечественными и зарубежными исследователями. Наиболее широко использовались скоростные параметры и поглощающие свойства пород. Однако здесь возникают трудности, связанные с обеспечением детальности и точности измерений. Возможен другой путь – определение значений акустической жесткости в отдельных пунктах путем измерений отношений амплитуд давления в скважинной жидкости и скорости смещения частиц в прискважинной зоне при прохождении упругой волны. Это может обеспечить большую детальность, т.к. исключается

необходимость интервальных оценок. Опыт исследований в этом направлении недостаточен для корректного суждения о перспективах таких измерений.

Одной из задач, возникающих в процессе геологоразведочных работ, является определение углов наклона границ в отложениях, вскрытых скважинами. Однако наклонометрия позволяет решать эту задачу лишь в скважинах с открытым стволом. В то же время нередко возникает необходимость определения углов наклона в обсаженных скважинах (уточнение структурных планов, корректировка подсчета запасов). В докладе приводятся примеры применения наблюдений ПМ ВСП на территории Крымского полуострова для определения наклона сейсмических границ на основе параметров поляризации прямой волны и совместного использования падающих продольных и обменных волн.

Использование падающих P и PS волн позволило определить положение слабоконтрастных субвертикальных границ в отложениях олигоцена (границ диапира).

ВСП позволяет получить данные, необходимые для исследований, направленных на прогноз контуров залежей УВ (по материалам же ГИС это не удастся сделать). Рассматривается пример выявления зоны повышенного поглощения над газовой залежью и её оконтуривания.

Одним из фундаментальных свойств геологических сред является их трещиноватость. В докладе описывается методика, и приводятся примеры определения направлений субвертикальной трещиноватости на нефтяных месторождениях Республики Татарстан.

Имеющийся опыт свидетельствует о расширении возможностей изучения прискважинной зоны при использовании наблюдений ВСП и, особенно, его поляризационной модификации. К сожалению, отсутствие должной стыковки между подразделениями ВСП и ГИС не позволяет в полной мере реализовать эти возможности.

УТОЧНЕНИЕ ПРИРОДЫ ВОЛН, ФОРМИРУЕМЫХ В РЕЗЕРВУАРЕ УГЛЕВОДОРОДОВ. ОСОБЕННОСТИ КИНЕМАТИКИ

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

SPECIFICATION OF THE NATURE OF THE WAVES FORMED IN THE RESERVOIR OF HYDROCARBONS. PARTICULARS OF KINEMATICS

G.V. Golikova, K.Y. Sannikov, A.P. Mochalov.
(St. Petersburg State University, Department of Physics, StPetersburg.)

Аннотация.

Для сейсмической модели резервуара нефти выполнены расчеты полного волнового поля на дневной поверхности и в скважине. В процессе интерпретации сейсмограмм численного моделирования было обнаружено существование <каналовых> волн, которые распространяются в низкоскоростных слоях модели. Показано, что в резервуаре формируются два типа интерференционных волн. Один тип образуется в коллекторах, другой - в слоях между коллекторами. Они имеют различную кинематику, отличаются интенсивностью и временем регистрации. Рассмотренные поля могут быть использованы для определения различных элементов строения резервуара.

Abstract.

To construct the seismic model of the oil reservoir the calculations of full wavefield at the day surface and in the borehole have been made. In the interpretation process of the seismograms obtained by numerical simulation the channel waves which spread in the low-velocity layers of model have been revealed. It is shown that in the reservoir two types of interferential waves are formed. One type of waves spreads in collectors, another type - in low-velocity layers between collectors. The considered wavefields can be used to determine the various elements of reservoir structure.

Основное направление наших исследований связано с изучением характера формирования отраженных волн в пределах флюидонасыщенного резервуара.

Материалы трехкомпонентного ВСП в глубоких скважинах из разноудаленных источников представляют возможность интерпретатору анализировать волновую картину вблизи мест её формирования на разных компонентах и на отличающихся углах падения на границы раздела среды. Несмотря на преимущества метода ВСП в направлении изучения процесса образования волновой картины, как правило, данных ВСП недостаточно. Дополнительно необходимы знания модели среды, результатов математического моделирования и др.

В сообщениях на предшествующих конференциях “Гальперинские Чтения” нами рассматривались результаты по доказательству природы волн, формируемых в коллекторах. Было доказано, что внутри коллекторов образуется интерференционное поле обменных волн при условии существования на границах контактов с проскальзыванием.[1,2] Известно, что частоты записи интерференционных волн зависят от мощностей слоёв, где они образуются. В связи с этим был использован подход частотной декомпозиции, позволивший расчленить изучаемый разрез на слои, ограниченные контактами с частичным проскальзыванием и проследить за

изменением мощности продуктивной части разреза вдоль профиля. Для интерпретации использовались также результаты вейвлет-преобразования поля.

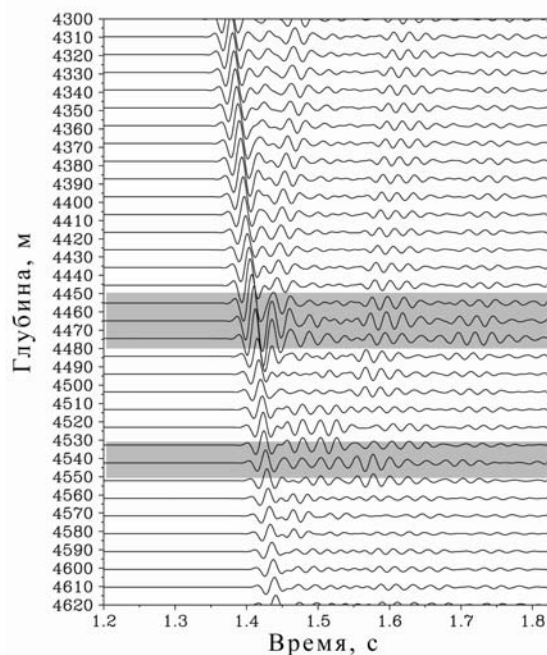


Рис. 1
Вертикальная компонента поля
продольных волн. ПВ 2км

Другой тип интерференционных волн

Рассмотрим результаты расчётов полного волнового поля ВСП [3], вертикальную компоненту продольных восходящих волн в интервале глубин существования резервуара. (Рис.1). Отметим глубины, отвечающие низкоскоростным слоям крышки и слоям разделяющие коллектора. Эти слои характеризуются пониженными значениями скоростей от 3.8 до 4.5 км/с.

Теоретические сейсмограммы обладают следующими свойствами.

1. В выделенных слоях за вступлением прямой волны наблюдается разрастание энергии поля. Колебания прослеживаются с ростом времени.
2. Внутри слоёв существуют фазы падающих и восходящих волн.
3. На подошве слоёв образуются интенсивные, по-видимому, за пределами отраженные волны, которые продолжают прослеживаться выше по разрезу.
4. В низкоскоростных слоях наблюдаются частоты, которые не могут считаться кратными гармониками. Они свидетельствуют о дисперсии скорости.

Пункты 1,2,4 являются признаками канала. Верхняя граница слоев – каналов не является достаточно “ сильной “, чтобы препятствовать прохождению отраженной волны от подошвы канала, наверх. Пункт 3. показывает, что наблюдаемые слои не являются классическими каналами.

Сейсмическая энергия из них частично излучается. Ниже по разрезу в резервуаре существует еще один канал, но регистрируемое в нём поле является более слабым.

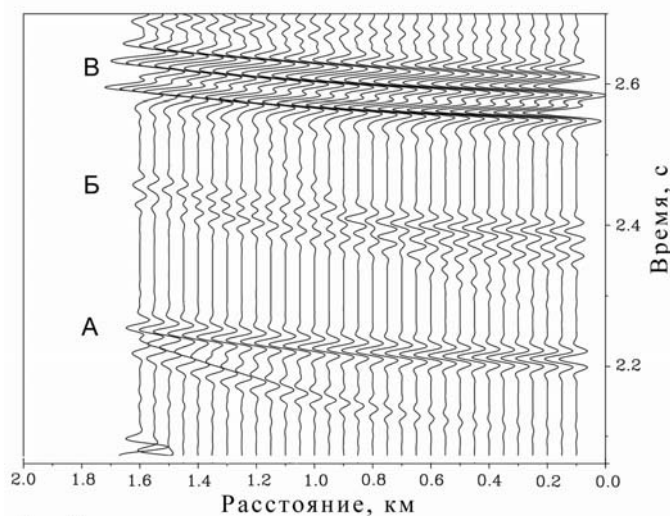


Рис.2
Модельная сейсмограмма интерференционных волн Б и В.

Особенности кинематики поля

На (Рис.2) приводится фрагмент теоретической сейсмограммы на дневной поверхности, показывающий существование нескольких групп волн. А - представляет собой отраженную волну от границы в покрывающих резервуар отложениях. Б - интерференционная волна обменных волн, формируемых в коллекторах. В - интерференционная группа продольных волн, образуемых в слоях понижено скорости. Отдельные фазы в группе В разделены по времени, характеризуются амплитудной выразительностью, высокими значениями эффективной скорости. $V_{эфф}$ этих волн близки к $V_{эфф}$ отраженной волны А, существующей выше по разрезу. Волны Б, как уже отмечалось, образованы в коллекторах. Можно видеть, что $V_{эфф}$ для этой группы характеризуются более низкими значениями, чем для фаз группы В. Таким образом, в резервуаре формируются две группы интерференционных волн. Они сдвинуты по времени относительно друг друга.

На экспериментальных сейсмограммах рассмотренные группы волн опознаются по времени регистрации и интенсивности. Существование этих групп подтверждается видом фигур вейвлет-преобразования.

По рассмотренным полям можно изучать различные элементы строения резервуара.

Литература.

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

2. Г.В. Голикова И.В.Чижова, 2008, Природа волн, формируемых в коллекторах, и выделение флюидонасыщенных интервалов разреза: Технология сейсморазведки, 4, 72-77.

3. Schmidt H., Jensen F., 1985, 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, 813-825.

ИСТОЧНИКИ ПОПЕРЕЧНЫХ ВОЛН ДЛЯ ПМ ВСП

Ю.В.Чудинов, Н.А.Богомоллова, И.А.Тимошенко, Л.Н. Коровко
ОАО «Пермнефтегеофизика», г.Пермь

С целью повышения геологической информативности сейсмических материалов при работах ПМ ВСП в ОАО «Пермнефтегеофизика» используются совместные наблюдения продольных и поперечных волн. С помощью источников вертикальной силы поперечные волны можно зарегистрировать только как обменные при наличии в ВЧР резких, акустически контрастных границ. В районах со слабо дифференцированным разрезом в верхней части разреза обменной поперечной волны не образуется. Для получения поперечных волн необходим источник сдвиговых волн. В работе предлагается несколько вариантов этих источников.

Для изучения верхней части разреза до 100 м стабильную регистрацию поперечных волн можно получить при использовании в качестве источника сейсмических волн электродетонаторы. Регистрировать сейсмические колебания необходимо методом обращенного каротажа, электродетонаторы располагать перпендикулярно стволу скважины. Ниже приводится пример успешного применения данной методики.

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

В 2010 году нами были продолжены эксперименты по созданию источника поперечных волн на основе двух вибраторов, которые работали с некоторыми фазовыми задержками относительно друг друга /4/. Регистрация упругих колебаний ПМ ВСП производилась в скважине глубиной 460 м. Удаление центра вибраторов от устья скважины 35 м.

Лучший вариант соотношения падающих продольных и поперечных волн зафиксирован от воздействия вибраторов с фазовой задержкой (ФЗ) $135^{\circ}, 180^{\circ}$. На рис. 1 представлены исходные волновые поля ZXY компонент,

ориентированные в направлении пункта возбуждения: а) исходное поле с $\Phi_3=0^\circ$, б) исходное поле с $\Phi_3=180^\circ$. Видно, что поперечные волн, полученные при воздействии вибраторов с $\Phi_3=180^\circ$ значительно качественнее, чем при работе двух вибраторов без задержки ($\Phi_3=0^\circ$).

Положительный результат эксперимента очевиден, следовательно, необходимо продолжить исследования в этом направлении.

В конце 80-х. ученые Пермского политехнического института вместе с сейсморазведчиками в рамках конверсии создали источник поперечных волн на базе миномета образца 1938 года, состоявшего на вооружении советской армии /3/. Для него разработали специальную плиту с грунтозацепами и специальный тип заряда. В качестве снаряда была использована на первом этапе песчаная смесь, которая заменена в процессе экспериментов более дешевым сырьем – водой. Источник сейсмических колебаний ИСК-2 работал в вертикальном положении (продольные волны) и в двух противоположных наклонных вариантах (\pm воздействие, поперечные волны).

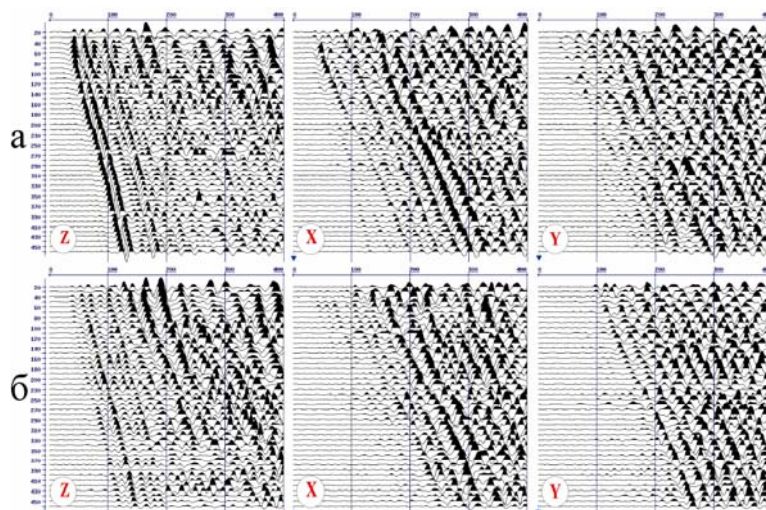


Рис.1. Волновые поля от вибраторов: а) исходное поле с $\Phi_3=0^\circ$, б) исходное поле с $\Phi_3=180^\circ$.

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

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

Литература.

1. Гальперин Е.И. Вертикальное сейсмическое профилирование. 2-е изд., М., Недра, 1982, с. 344.
2. Пузырев Н.Н., Тригубов А.В., Бродов Л.Ю. и др. Сейсмическая разведка методом поперечных и обменных волн. М.: «Недра», 1985, с. 277.
3. Загуляев Михаил. Оружие разведчиков. ПЕРМСКАЯ НЕФТЬ., рег.корпор.газета, №3 (252), 2009.
4. Чудинов Ю.В., Расстегаев А.В., Богомолова Н.А., Тимошенко И.А., Коровко Л.Н. Поперечные волны в Прикамье. Источники, обработка, интерпретация. Гальперинские чтения –2006 (н/конф. на тему: ВСП и трехмерные системы наблюдения в сейсморазведке). Тезисы докладов, Москва, 2004.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НАЗЕМНЫХ ИМПУЛЬСНЫХ ИСТОЧНИКОВ «ГЕОТОН» ПРИ КОМПЛЕКСИРОВАНИИ ВСП И ОГТ НА СТАДИИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ РАБОТ

С.В. Гурьев, А.А. Юров
(ООО «Фирма«Геосейс», Москва)

USAGE OF IMPULSE SURFACE SOURCES “GEOTON” DURING COMPLEXATION OF GEOPHYSICAL METHODS VSP AND CDP AT PRODUCTION STAGE

S.V. Guriev, A.A. Yurov
(Geoseis Ltd., Moscow)

Аннотация.

Комплексирование геофизических методов является одним из направлений повышения эффективности геофизических работ на всех этапах геологоразведочного процесса. Рассмотрены последние достижения компании и практические результаты проведения скважинных и наземных сейсмических наблюдений.

Abstract.

Complexation of geophysical methods is one of the efficiency improvement ways at all stages of the geological survey process. The latest achievements of a

company and practical results of downhole and land seismic surveys have been considered.

Задача построения геологической модели месторождения – это общая и главная идея всей разведочной геофизики. Каждый геофизический метод вносит свою часть информации в решение этой проблемы. ВСП – это тот метод, который объединяет и связывает каротаж, сейсморазведку и геологию.. Установление соответствия между геологическими пластами и их сейсмическими образами является одной из основных задач метода ВСП.

Комплексирование МОГТ и ВСП без использования буров-взрывных работ решается путем использования наземных импульсных электромагнитных источников «Геотон», представляющих новое направление в развитии средств возбуждения сейсмических волн.

Импульсные источники типа «Геотон» успешно использовались при проведении ВСП и МОГТ в различных сервисных кампаниях и оказались эффективными для решения различных геологических задач.

Обладая уникальными технологическими возможностями, источник «Геотон» может быть весьма полезен при выполнении ВСП с многокомпонентной регистрацией волнового поля.

Исходное волновое поле, зарегистрированное в результате возбуждения сейсмических колебаний импульсными источниками «Геотон», представлено на рис. 1.

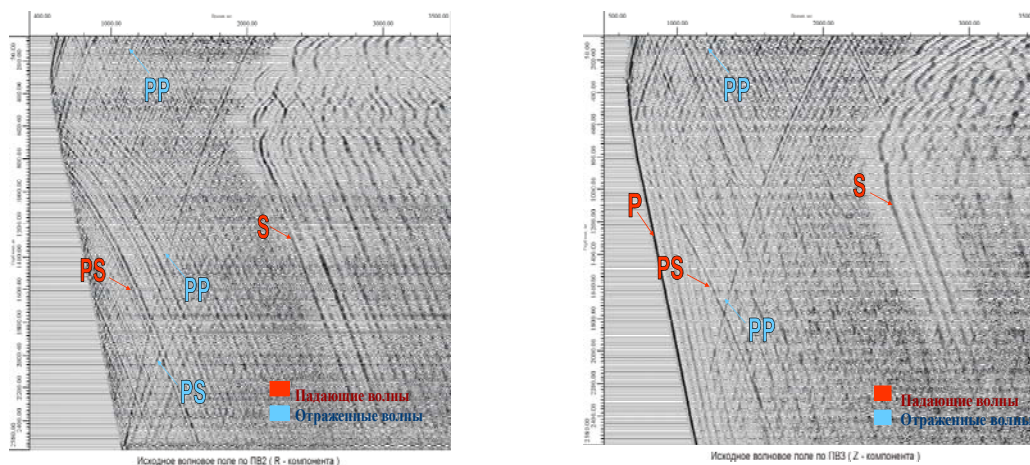


Рис.1. Исходное волновое поле ВСП в интервале глубин 20-2880 метров.

На сейсмограммах (R, Z –компонента) отчетливо видны все исследуемые типы волн.

Компания «Геосейс» успешно применяет новый источник «Геотон-12», являющийся собственной разработкой компании.

Полученные материалы позволили решить поставленные геологические задачи без использования буровых и взрывных работ

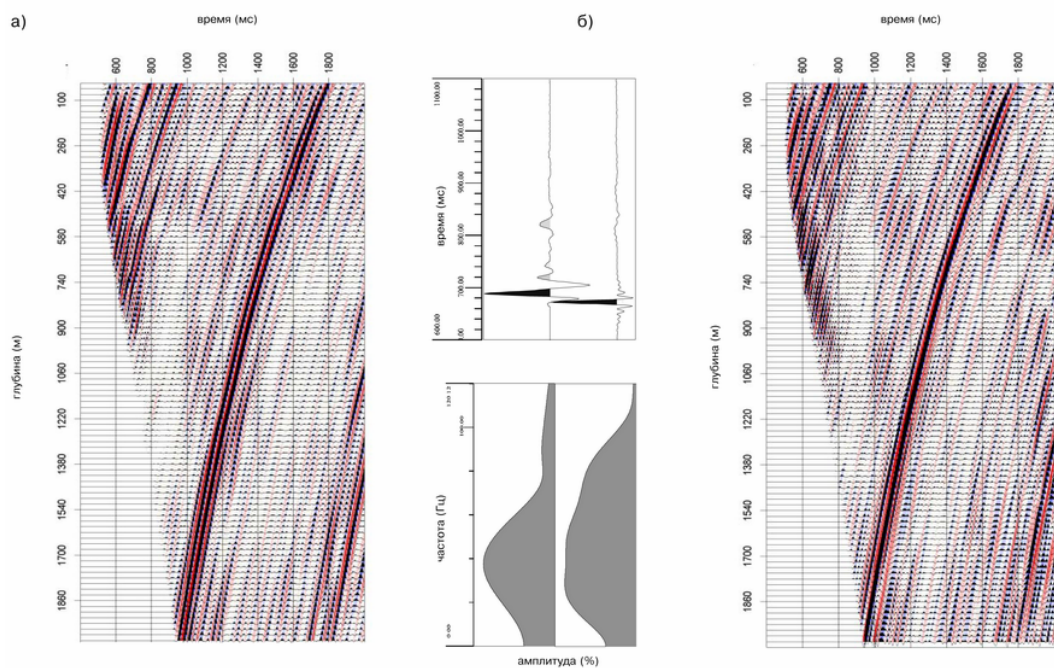


Рис.2 Волновое поле отраженных продольных волн, форма и амплитудно-частотные характеристики импульса падающей волны:

а) до деконволюции;

б) после деконволюции.

Так, на территории юго-западного сектора Москвы в пределах участка «Нижние Мневники» были проведены сейсморазведочные работы МОГТ-2D МВС. Регистрация упругих колебаний осуществлялась телеметрическим комплексом Sercel-428XL. Применялись многокомпонентные датчики приема упругих колебаний DSU3, шаг 10 м. В качестве источника использовали группу из 4-х источников «Геотон - 12» На рисунке 3 представлены сейсмограммы, полученные на данном участке.

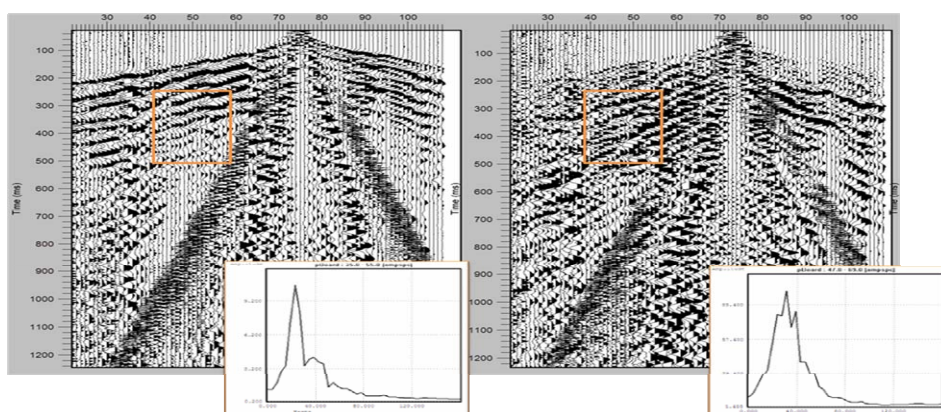


Рис3. Сейсмограммы по Z и X компоненте и амплитудно-частотные характеристики

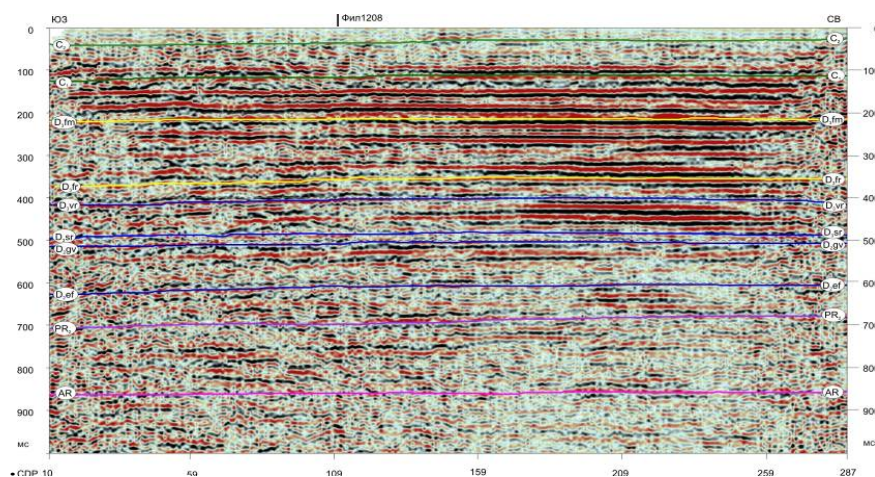


Рис.4 Финальный временной разрез по отработанной площади.

Компания «Геосейс» уже несколько лет занимается применением и улучшением технологии проведения сейсморазведочных работ в эксклюзивных зонах (природоохранных, промышленных).

На территории Среднего Приобья было проведено ВСП в 10 скважинах. Представленный участок располагается в Мегионо-Аганской зоне. По площади протекает р.Обь. Ширина её русла достигает 1000-1300 м. Вкупе с водоохранной зоной пропуски по ЛПВ, при отработке наиболее широко используемым в сейсморазведке источниками (вибрационными, взрывными) достигали бы 2 км. Однако, благодаря экологосберегающей технологии использования малогабаритных источников «Геотон-12» отработка проводилась по регулярной системе наблюдения МОГТ-3D (система крест, шаг ЛПП/ЛПВ – 300/300 м, шаг ПП/ПВ – 50/50 м). Удалось получить равномерно распределенную номинальную кратность (56) по всему отработанному участку.

Экологосберегающая технология проведения сейсморазведочных работ:

- повышение геологической эффективности сейсморазведочных работ за счет соблюдения проектной плотности системы наблюдения;
- проведение сейсморазведочных работ МОГТ-3D в пойменных участках, на ледовой поверхности речных долин озер, в природоохранных зонах;
- экологичность, повышение безопасности окружающей среды, снижение рисков безопасности труда при проведении работ в сложных поверхностных условиях.

Получаемый материал вследствие стабильности импульса и параметров возбуждения позволяет решать тонкие динамические задачи для обнаружения коллекторов и залежей углеводородов. На рисунке 8 представлен разрез по in-line проходящей непосредственно по р.Обь.

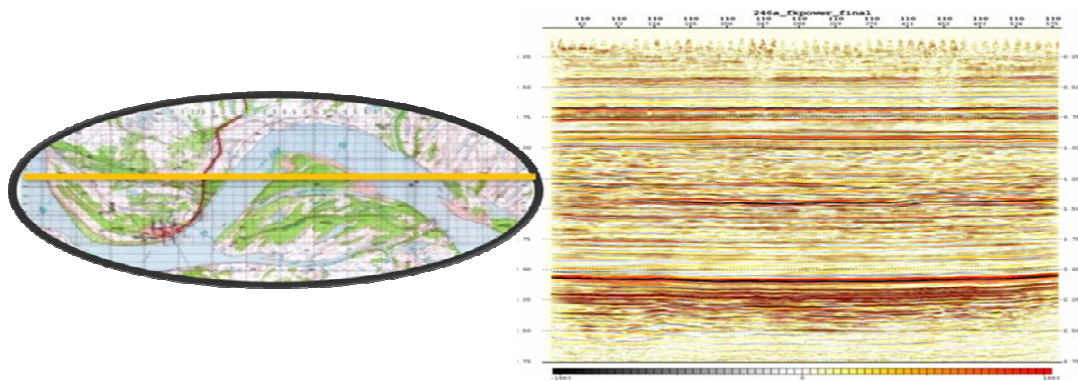


Рис.5. Временной разрез по in-line.

Таким образом, в проектах на проведение комплекса ВСП и МОГТ использование источника сейсмических колебаний «Геотон» доказало свою эффективность. А их универсальность для проведения различных видов сейсморазведки делает их безальтернативными на сегодняшний день.

**ИЗУЧЕНИЕ ОКОЛОСКВАЖИННОГО ПРОСТРАНСТВА
МОДИФИКАЦИЯМИ МЕТОДА ВСП НА РУДНЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЮЖНОГО УРАЛА**

Г.А. Шехтман*, Н.М. Ахметшин**, Г.Г. Сафиуллин**

(*ГФУП «ВНИИГеофизика», г. Москва

**ОАО «ВНИИГИС», г. Октябрьский

**NEAR-BOREHOLE SPACE STUDY WITH VSP TECHNIQUES AT
ORE FIELDS OF SOUTH URAL**

G.A. Shekhtman*, N.M. Akhmetshin**, and G.G. Safiullin**

(*VNIIGEOFIZIKA, Moscow

**VNIIGIS, Oktjabr'sky)

Аннотация.

Система наблюдений, включающая продольный и непродольные профили ВСП (НВСП) или ВСП с подвижным источником колебаний (ВСП-ПИ), позволила изучать упругие параметры разреза и структуру околоскважинного пространства в условиях сложно построенных сред, характерных для рудных месторождений Южного Урала. Показано, что модификация ВСП-ПИ, использованная на рудных месторождениях впервые, позволяет в условиях изменчивых свойств покрывающей толщи существенно улучшить качество записей и получить глубинные разрезы, по протяженности сопоставимые с глубиной скважины.

Abstract.

An acquisition geometry which includes zero offset VSP and offset VSP or moving source VSP (MS VSP) allows one to study the elastic parameters of the subsurface and near-borehole space structure for complex-constructed environments. It is shown that the MS VSP, used for the first time at ore fields, makes it possible to substantially improve the quality of records for changeable conditions of upper part of subsurface specific for ore fields of South Ural. Besides, extents of the depth cross-sections provided by this modification are comparable to borehole depth.

Сложные сейсмогеологические условия на рудных месторождениях Южного Урала заставляют в максимальной степени использовать арсенал разнообразных методик проведения работ ВСП и обработки данных.

Перед работами ВСП, проводившимися на юго-востоке Республики Башкортостан (западное крыло Магнитогорского мегасинклинория) совместно ОАО НПП «ВНИИГИС» и ОП «Спецгеофизика» ГФУП «ВНИИгеофизика» в рамках программы по выявлению и предварительной оценке колчеданных рудных полей, ставились методические, а также геологические задачи. Требовалось определить скоростную модель на продольных и поперечных волнах, установить реальность и осуществить стратиграфическую привязку отражений, а также уточнить структуру околосокажинного пространства по волновым разрезам на отраженных волнах, полученным путем миграции записей ВСП. Было отработано несколько скважин глубиной 500 м, расположенных на различных месторождениях, характеризующихся сходным процессом рудообразования.

Скважины отработаны из ближних пунктов возбуждения (ПВ), расположенных на расстоянии 30 м от скважины, и одного выносного ПВ, расположенного на расстоянии около 200 м от скважины. На двух скважинах вместо выносного ПВ по двум направлениям от устья скважины (на север и на запад) были отработаны профили ВСП-ПИ. Шаг между соседними точками наблюдения вдоль ствола скважины составлял 5 м. Шаг между соседними положениями источника колебаний модификацией ВСП-ПИ на одной из скважин составлял 15 м, а на другой – 10 м. Возбуждение колебаний проводили виброисточником СВ-14/50. Длина свипа – 8 с, нижняя частота свипа 25 Гц, верхняя – 140 Гц. Регистрацию осуществляли трехточечным трехкомпонентным зондом типа АМЦ-ВСП-3-48.

Обработка включала следующие процедуры:

- ориентирование исходных трехкомпонентных записей ВСП;
- выделение границ пластов по редуцированным вертикальным годографам и определение пластовых сейсмических скоростей продольных и поперечных волн путем решения обратной кинематической задачи с использованием методов оптимизации;

- деконволюция записей ВСП с использованием цуга падающих волн в качестве опорного сигнала;
- разделение волнового поля на падающие и восходящие волны;
- глубинная миграция записей НВСП на продольных и обменных отраженных волнах.

После подавления падающих волн наблюдаются восходящие волны, которые нередко проследить можно лишь в пределах отдельных интервалов глубин (рис. 1). Глубинный разрез НВСП, полученный путем миграции записей отраженных волн, представлен на рис. 2. Сопоставление исходного волнового поля и изображения, полученного после миграции, качественно подтверждает достоверность полученного изображения среды. Можно видеть, что отчетливо видны два отражения, имеющие на рис. 1 характерную для каждого из них ось синфазности с противоположными знаками кривизны, формируют на разрезе линзообразное геологическое тело, предположительно являющееся рудовмещающим объектом. Локальное поднятие на сейсмической границе, прослеживаемой над этим геологическим телом, расположено на удалении 60 м от скважины на глубине около 340 м.

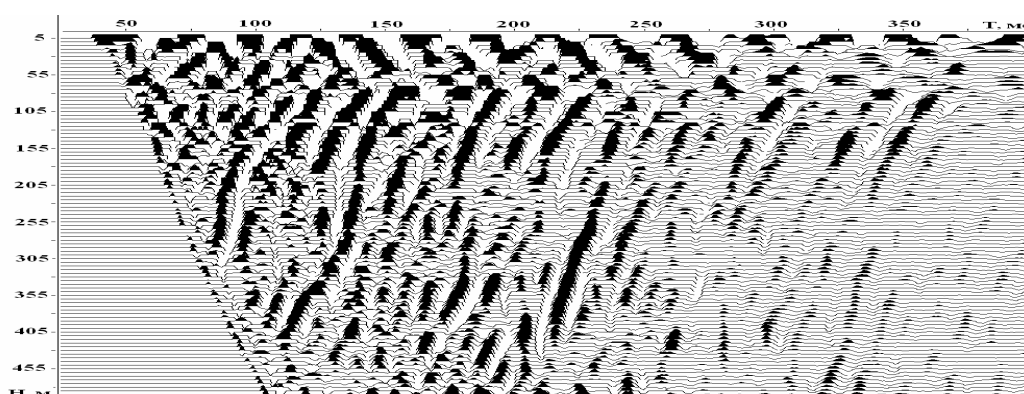


Рис. 1. Пример сейсмограммы НВСП после подавления падающих волн.

Результат стыковки временного разреза НВСП и фрагментов мигрированного разреза МОГТ, полученного ПО «Спецгеофизика», приведен на рис. 3. Можно видеть, что общий характер разреза МОГТ вполне увязывается с поведением отражающих границ на разрезе НВСП. Однако изображение околоскважинного пространства, наблюдаемое на разрезе НВСП, дает более детальное изображение, свидетельствуя о более высокой разрешенности метода ВСП.

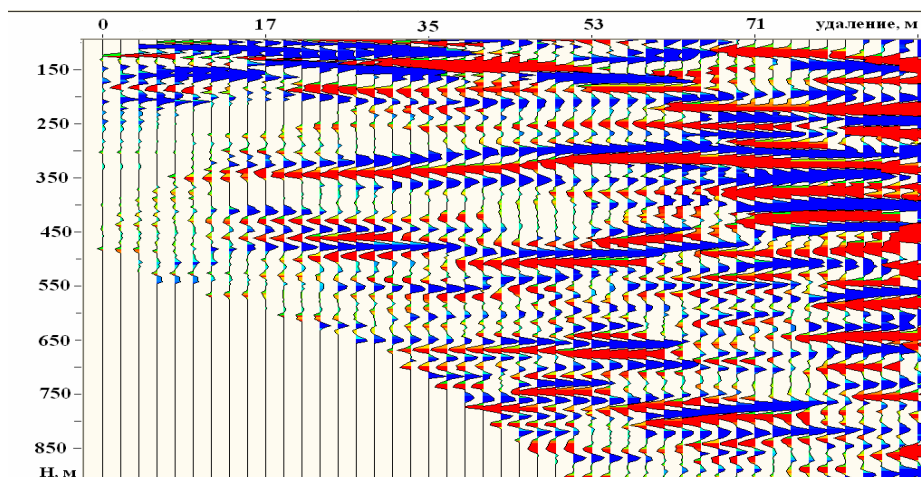


Рис. 2. Глубинный разрез НВСП на отраженных продольных волнах.

Прослеживаемость отраженных волн на продольных волнах характеризуется, как правило, более высоким качеством, чем на обменных волнах. Причиной этому может быть тот факт, что скважины были обсажены лишь в верхней части, да и то без цементации затрубного пространства. В необсаженной же части ствола имелись осложнения и каверны, присутствие которых отрицательно влияло на записи горизонтальных компонент зонда.

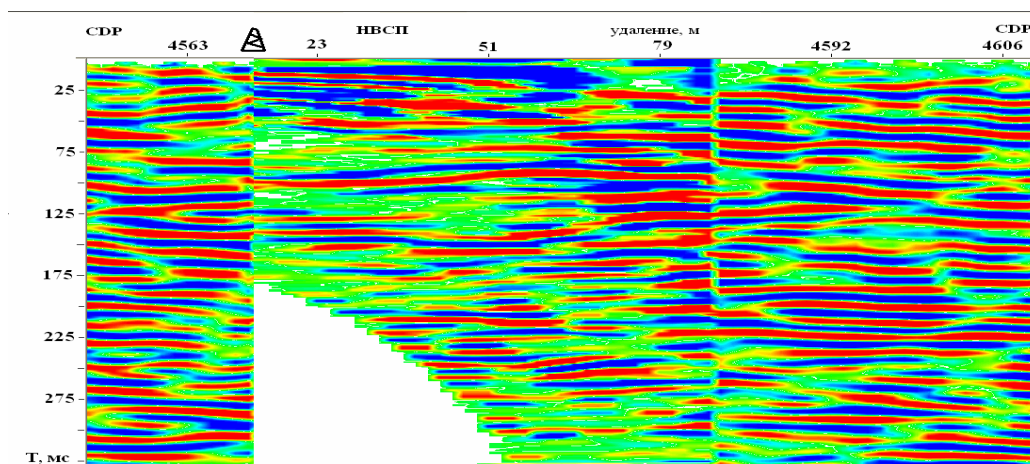


Рис. 3. Стыковка временного разреза НВСП (в центре) с фрагментами временного разреза МОГТ.

Исходные сейсмограммы ВСП-ПИ и результаты применения процедур обработки рассмотрим на примере одного из отработанных профилей, ориентированных в меридиональном направлении. Скважина, в которой проводились работы, отличалась тем, что из нее наблюдался самоизлив жидкости, отрицательно повлиявший на качество записей, регистрируемых на горизонтальных компонентах. На этапе обработки существенно улучшить удалось лишь прослеживаемость продольных волн, наблюдаемых на вертикальной компоненте. По ним затем были получены волновые разрезы

На волновом поле z-компоненты (рис. 4) преобладают падающие продольные волны. Волновое поле на горизонтальных компонентах на отдельных интервалах носит нерегулярный характер из-за наложения технических помех. На x-компоненте преобладают близкие между собой по интенсивности продольная прямая, проходящая обменная и проходящая поперечная волны. На y-компоненте наряду с падающими обменной и поперечной волной уверенно наблюдается обменная отраженная волна типа PS, приуроченная к глубине 400 м.

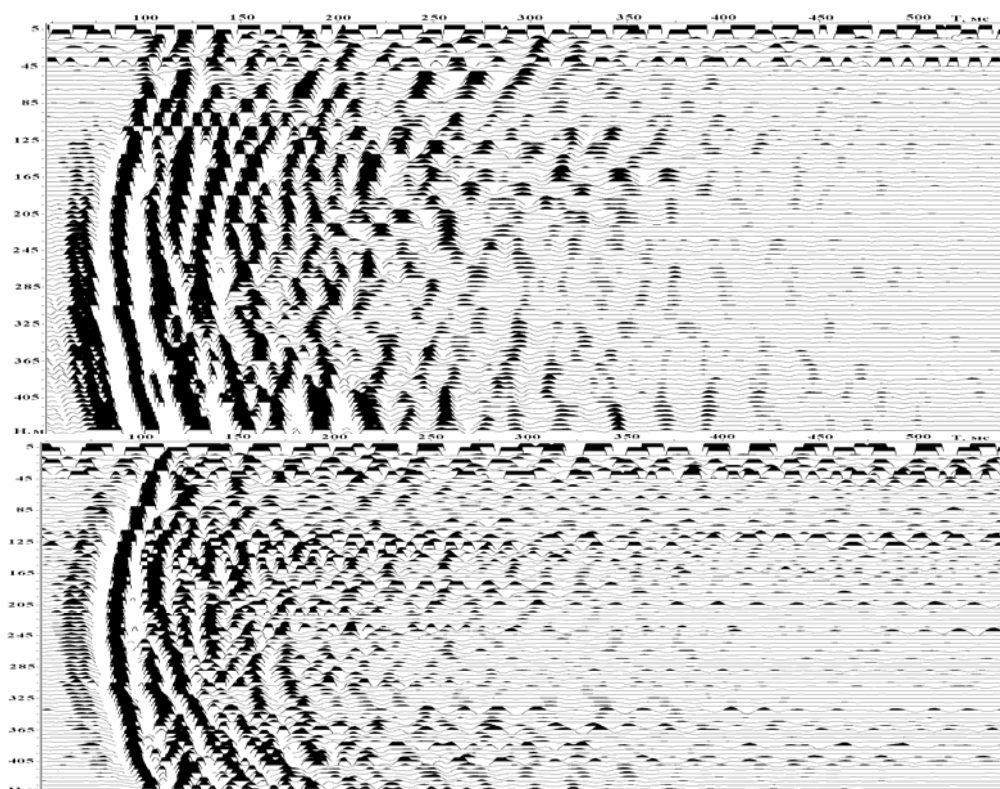
Введение статических поправок в записи ВСП-ПИ позволило устранить временные сдвиги, обусловленные изменением рельефа и скоростей в ВЧР. Применение деконволюции по цугу падающих волн позволило существенно повысить разрешенность волнового поля. Подавление падающих волн после применения деконволюции и усиление восходящих волн позволило уверенно выделить на сейсмограммах отраженные продольные волны (рис. 5). Уже непосредственно на сейсмограмме заметны существенные различия в наклонах осей синфазности выделенных волн, имеющих место в пределах одних и тех же интервалов глубин, что свидетельствует о возможных угловых несогласиях отражающих границ, а также выклиниваниях и тектонических нарушениях.

Глубинные разрезы ВСП-ПИ, полученные путем миграции записей отраженных продольных волн для профилей, ориентированных на запад и на север, представлены на рис. 6 (а) и рис. 6 (б), соответственно. Можно видеть, что, в отличие от разрезов НВСП с их обычно наблюдаемыми зонами тени, разрезы ВСП-ПИ, полученные в разных направлениях профиля ВСП-ПИ, хорошо стыкуются между собой. Несогласно залегающие границы имеют продолжение при переходе с одного разреза на другой. К сожалению, два ортогональных луча ВСП-ПИ в условиях столь сложно построенной среды не позволяют сделать выводы относительно пространственного положения объектов, наблюдаемых на этих разрезах. Большая часть отражающих границ выглядит на разрезах субгоризонтально, однако уверенно прослеживаются залегающие с угловыми несогласиями границы, имеющие, в основном, падение на запад и небольшое воздымание на север. Менее устойчивые по латерали границы наблюдаются под забоем скважины в западном направлении. В направлении на север можно выделить линзообразный объект, расположенный в интервале глубин 500-600 м на удалении 15-100 м от скважины. На больших глубинах в направлении на север уверенно прослеживаются отражающие границы в интервале глубин 700-850 м, однако в западном направлении границы в этом интервале глубин, а также менее глубокие границы, имеют фрагментарный характер. Это вполне согласуется с общим структурным планом изучаемых месторождений.

Стыковка глубинного разреза ВСП-ПИ, ориентированного в направлении на север от скважины, с фрагментами разреза МОГТ (рис. 7), полученного ПО «Спецгеофизика», позволяет, кроме соответствия положения отражающих границ, судить и об их поведении. Можно видеть, что гораздо более высокая разрешенность волнового разреза ВСП-ПИ и хорошее качество прослеживания регулярных отражающих границ позволяют выделить отдельные объекты и детали, которые не выделяются на наземных профилях.

В разных скважинах наряду с отражениями от линзообразных рудовмещающих объектов удалось наблюдать обменные отраженные волны, приуроченные к трещиноватым породам, а также поперечные волны, отраженные от дайки диабазов. В некоторых случаях на мигрированных разрезах выделены тектонические нарушения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ. Сочетание продольного ВСП и НВСП позволило в условиях колчеданных месторождений изучать упругие параметры разреза на продольных и поперечных волнах, а также формировать изображение окоскважинного пространства на отраженных волнах. Впервые успешно опробованная на Южном Урале модификация ВСП-ПИ позволяет рекомендовать ее применение в последующих работах.



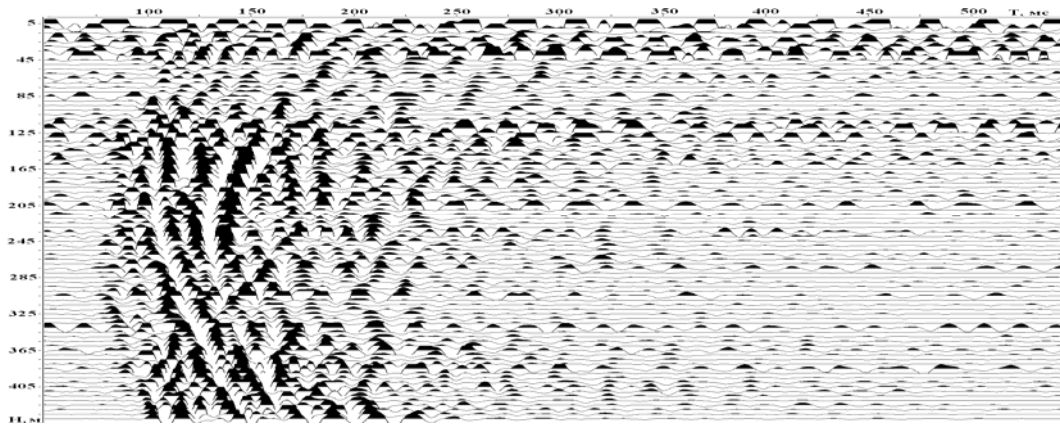


Рис. 4. Сейсмограммы ВСП-ПИ (профиль ориентирован на север) на z -компоненте (сверху), на x -компоненте (в центре) и на y -компоненте (снизу).

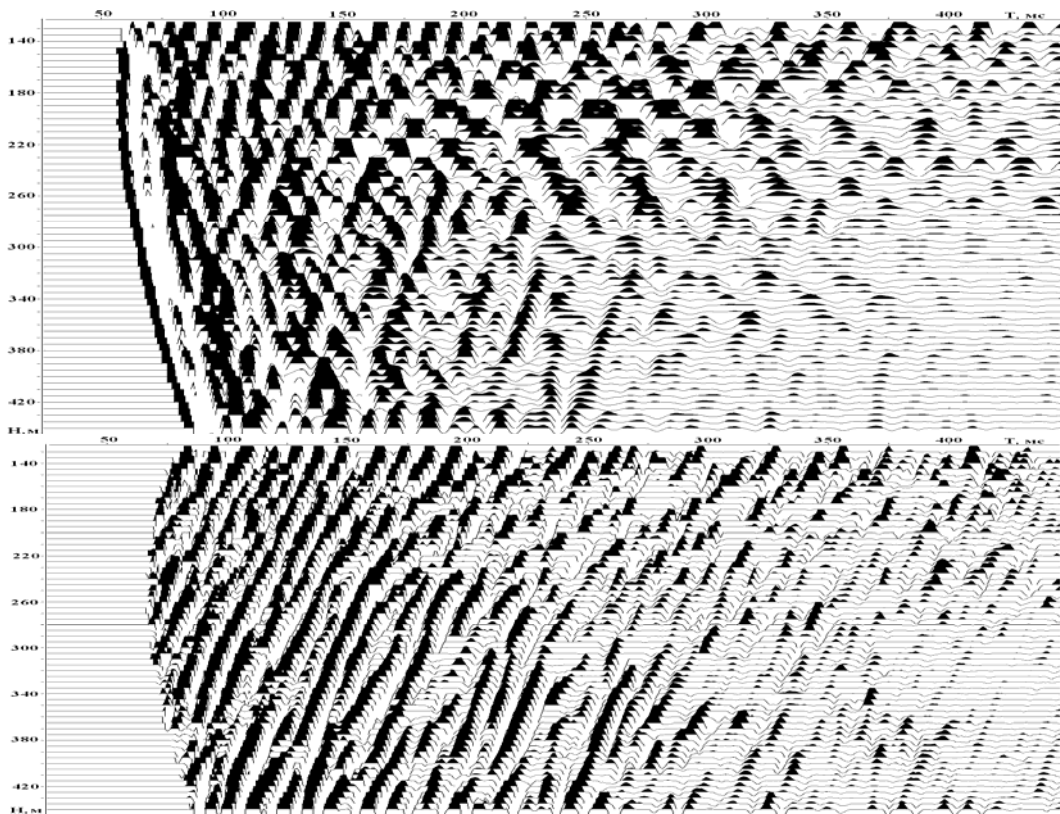


Рис. 5. Пример сейсмограммы ВСП-ПИ на z -компоненте после введения статики и деконволюции (сверху), и после подавления падающих волн (снизу).

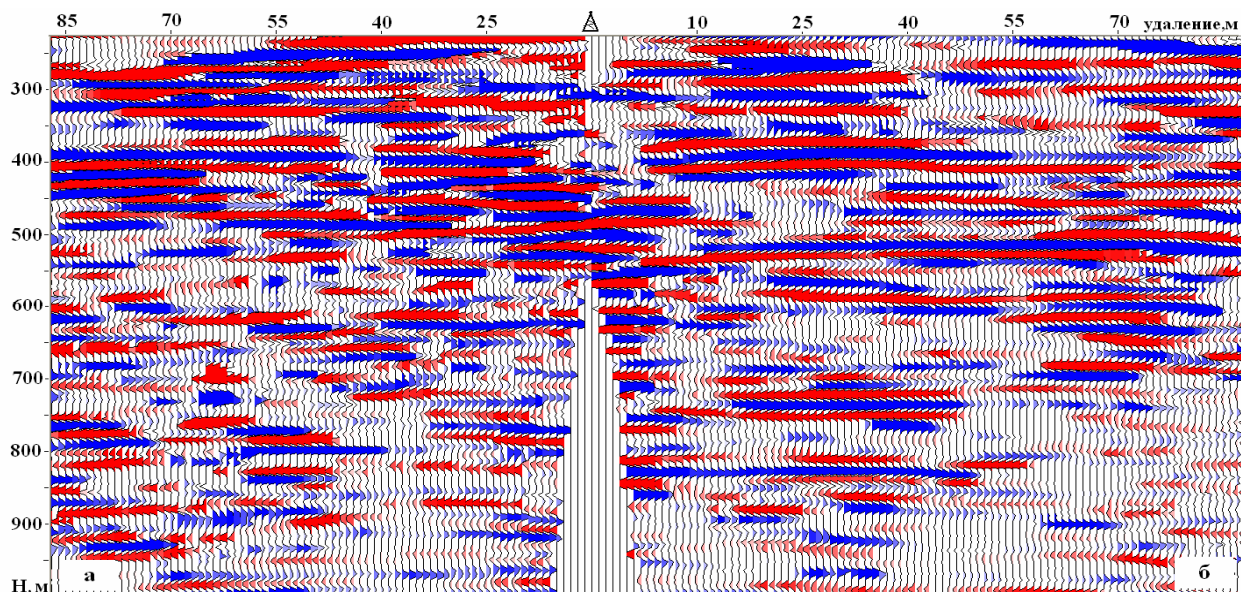


Рис. 6. Стыковка глубинных разрезов на отражённых продольных волнах, полученных путём миграции записей ВСП-ПИ-запад (а) и ВСП-ПИ-север (б).

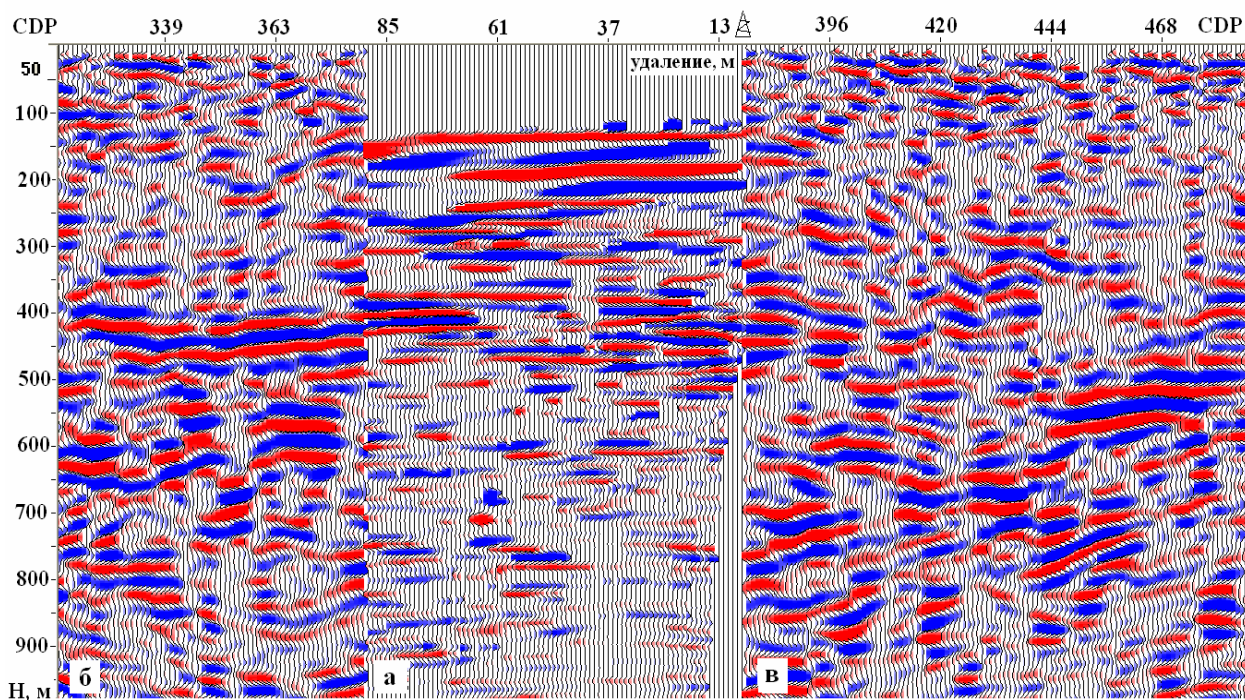


Рис. 7. Стыковка глубинного разреза ВСП-ПИ (а) с фрагментами глубинного разреза МОГТ (б и в).

**ВЛИЯНИЕ НА НАЗЕМНЫЕ И СКВАЖИННЫЕ
СЕЙСМИЧЕСКИЕ НАБЛЮДЕНИЯ ВЫСОКОСКОРОСТНЫХ
ПЛАСТОВ В ВЧР.**

Р.Н. Хайрутдинов*, М.С. Курманбаев*, Г.Н. Фадеев**,
Д.Р. Хайрутдинов***

(*ТОО НПФ «ДАНК», **ТОО «PGD», Алматы РК, *** «Геофизика»
Краков)

EFFECT ON GROUND AND WELL SEISMIC SUPERVISION OF HIGH-VELOCITY LAYERS IN UPPER PART OF FORMATION SECTION

Rinat N. Khairutdinov*, Mysyr S. Kurmanbaev*, Gennadiy S. Fadeev**,
Denis R. Khairutdinov ***
(*SIF "DANK" LTD, **"PGD" LTD, Almaty*** "GEOPHIZIKA"
Krakov)

Аннотация. Анализуются наземные и скважинные сейсмические наблюдения в условиях Прикаспийской впадины Республики Казахстан для условий присутствия в верхней части разреза высокоскоростных пластов, представляющих большую помеху для изучения глубоких горизонтов. Предлагаются способы уменьшения влияний этого фактора.

Abstract. Methods of ground and borehole seismic supervision has analysed in conditions of the Pre-Caspian depression of Republic Kazakhstan for conditions of presence at the top part of a cut of the high-velocities layers representing the big handicap for studying of deep horizons. Ways of reduction of influences of this factor are offered.

Результаты геофизических исследований в Прикаспийской нефтегазоносной провинции — одном из традиционных регионов геологоразведочных работ на протяжении нескольких десятилетий, способствовали выявлению ряда крупнейших месторождений углеводородов с залежами в подсолевых отложениях (Карачаганак, Тенгиз, Астраханское, Жанажол) и ряда крупных и средних — в надсолевых образованиях (Прорва, Кенкияк, Мартыши, Забурунье и др.).

Однако, сейсморазведка, которая является основным методом в при изучении как региональных структур, так и подготовки площадей под поисково-разведочное бурение, до сих пор полностью не решает задач по выявлению и подготовке площадей под глубокое бурение. Картирование почти повсеместно ведется по маркирующим горизонтам верхнего мела, структура которых далеко не всегда отражает структуру продуктивных горизонтов нижнего мела и в особенности юрских образований.

Основные перспективы роста нефтедобычи связаны в РК с освоением недр дна Каспийского моря и глубокозалегающих **подсолевых отложений** суши Прикаспийской впадины.

Доказанный вертикальный диапазон нефтегазоносности охватывает отложения от среднего девона до неогена включительно. Основная доля разведанных запасов и прогнозных ресурсов УВ сырья связана с

позднепалеозойским комплексом, главным образом с карбонатными породами девонского, каменноугольного и раннепермского возраста. Природные резервуары характеризуются не только специфическим площадным развитием, сложными сочетаниями типов коллекторов и фильтрационно-емкостных параметров, но и дифференцированными особенностями нефтегазоносности в пределах локальных ловушек и крупных зон развития карбонатных комплексов.

В подсоловом комплексе выделяются бортовые зоны, которые в литологическом отношении сложены шельфовыми карбонатными отложениями девон-артинского возраста, внутри бассейновыми карбонатными постройками атоллового типа. Проведенными работами в настоящее время выявлены наиболее значительные по размерам карбонатные постройки на бортах впадины: Карачаганак, Тенгиз, Кашаган, Астраханское, Жанажольское, Алибекмола и другие, которые залегают на относительно небольших глубинах порядка 4000м

В надсоловом, мезозойском комплексе Прикаспийской синеклизы проводимые до настоящего времени сейсмические и буровые работы, направленные на картирование сводов соляных куполов по отражающим горизонтам III, V, VI не в полной мере отражают геологическую среду и продуктивные комплексы. [3]

Анализ волнового поля по надсоловому комплексу позволил выявить особенности проявления и прослеживаемости основных отражающих горизонтов (ОГ) III, V и VI.

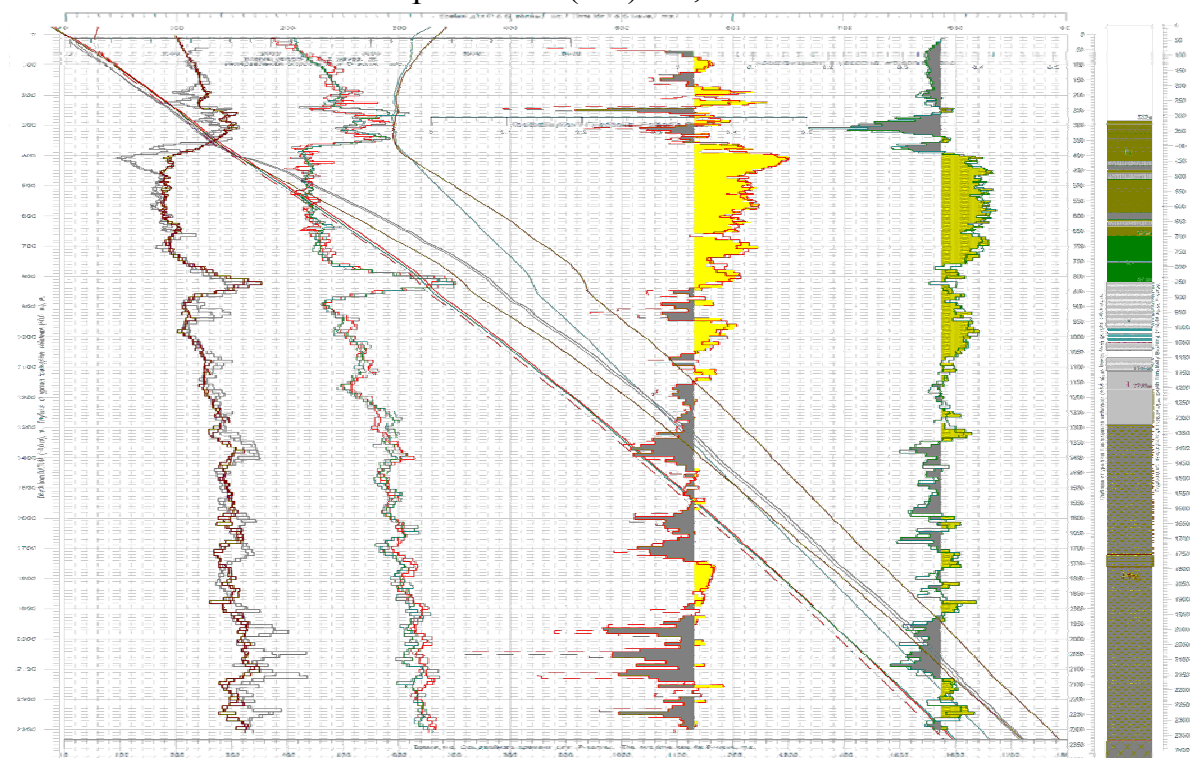


Рис. 1. Скоростная модель V_p и V_s , коэффициент Пуассона для глубокой скважины в Прикаспии, Северный борт. Характерное увеличение скоростей V_p и V_s для отражающего горизонта ОГ III.

Горизонт ОГ III (подошва неокома) динамически ярко выражен, уверенно прослеживается в мульдах и, как правило, отсутствует в сводах куполов и на их крутых склонах, иногда в зонах тектонических нарушений. По данным ВСП – это основной источник помех для сейсморазведки. Как правило, этот горизонт повсеместно представлен карбонатами, с интервальной скоростью для V_p пределах 3500-4000 м/с, V_s – 1700-2100 м/с. На этом горизонте образуются проходящие P, PS и S волны, и интенсивные отраженные волны типа PP и PS. При больших удалениях взрыв-прибор на этой границе образуются запредельно-отраженные волны типа PPP или PPS. Эта же граница создает зону тени для нижележащих горизонтов, особенно при больших удалениях взрыв-прибор. Это иллюстрируется на рис. 1 и 2.

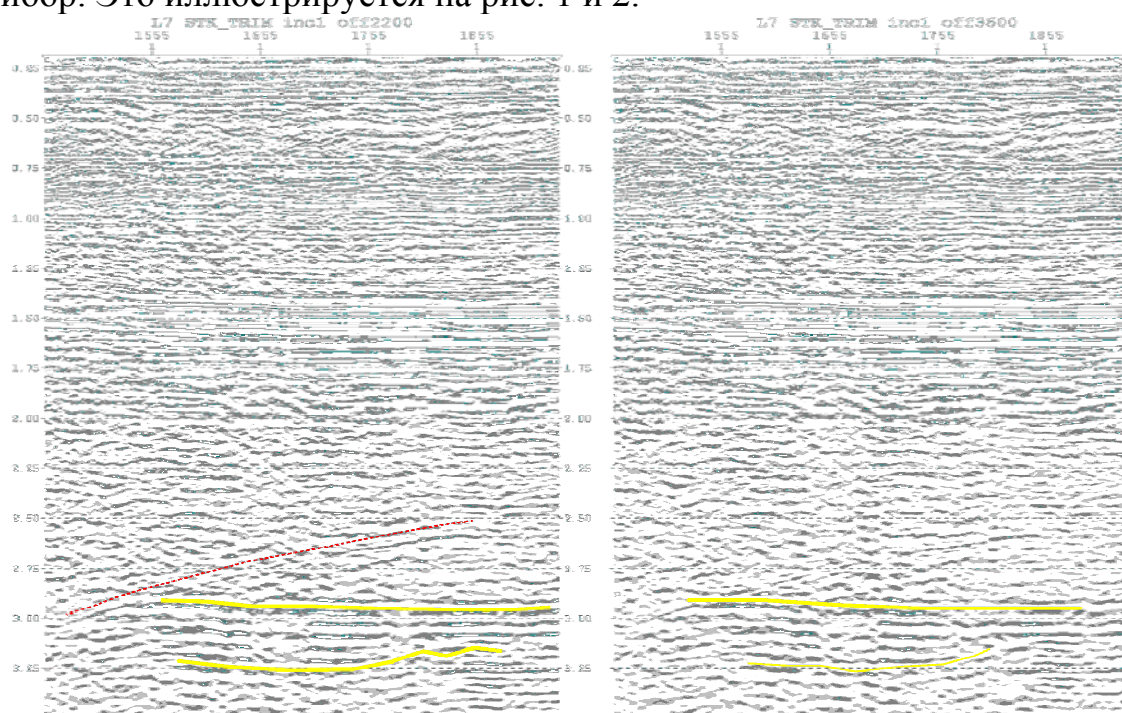


Рис. 2. Сейсмограммы ОГТ на одном и том же участке. Слева – максимальное удаление 2200м, справа – максимальное удаление 3600м

Если по каким-либо причинам этот горизонт в разрезе отсутствует, то эффективность сейсморазведки резко возрастает. Глубина залегания этого горизонта обратно пропорциональна надежности сейсмических построений.

На рис. 3 показаны результаты сопоставления глубинного мигрированного разреза НВСП и глубинного разреза по этой же линии из 3D куба. Слева на рисунке разрез НВСП, справа – разрез ОГТ. Горизонт ОГ III мощностью около 60 м залегает на глубинах 550-610 м. На разрезе НВСП выделяются пласты мощностью от 5-6 м, на разрезе ОГТ минимальные пласты, (их можно назвать пластами только условно) имеют

среднюю мощность 15-25 м. Пласты по ВСП очень хорошо коррелируются с данными по пористости, обводненности и проницаемости, полученными по ГИС (в центре рисунка). Наблюдая прослеживание пластов по латерали, можно обнаружить изменение свойств пласта и сделать заключение о его насыщении продуктом, водой или литологического изменения. «Пласты» по данным ОГТ имеют засуммированный вид, не отражают детального строения, и не несут в себе литологической характеристики. Чтобы увязать глубинные разрезы друг с другом пришлось изменить масштаб 3D куба ОГТ. Понятно, что нарушение масштаба было вызвано неучетом инверсии скоростей Р-волны, на горизонте ОГ III.

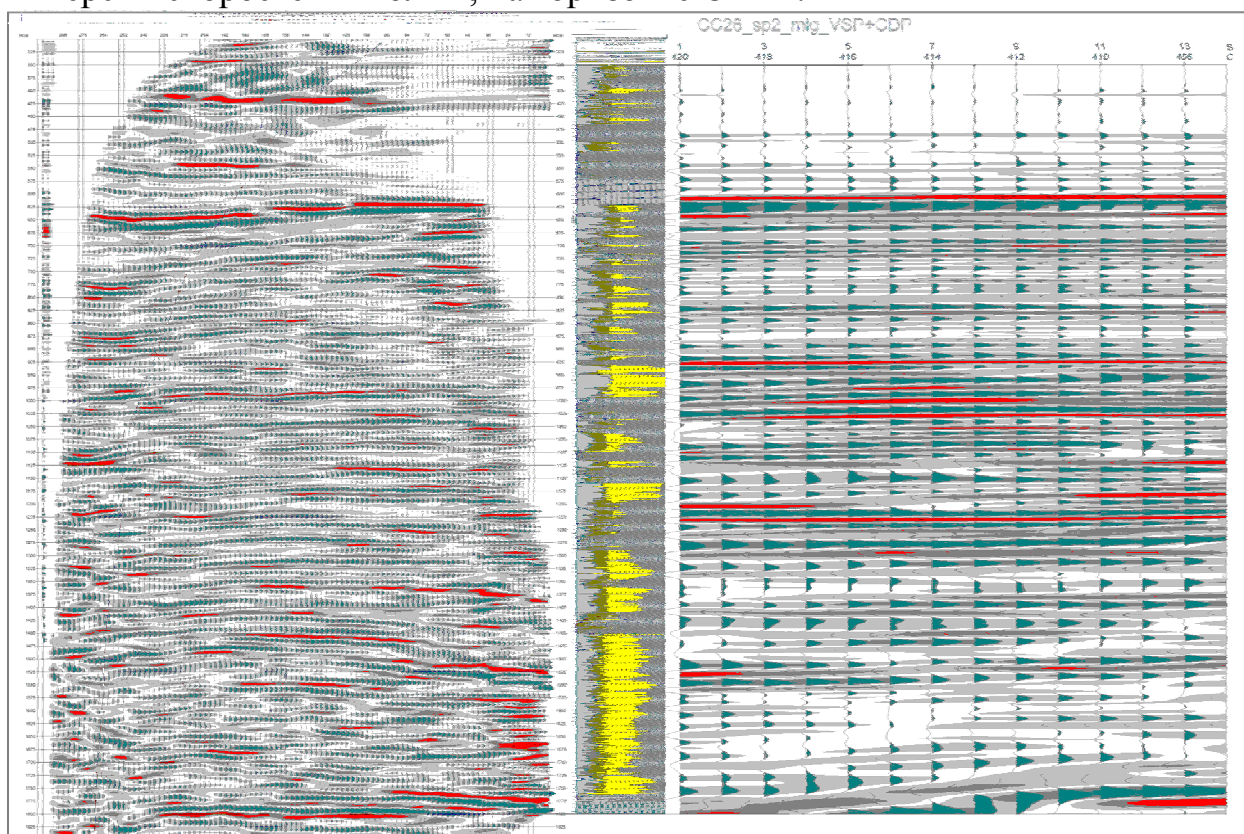


Рис. 3. Сопоставление глубинной миграции НВСП и ОГТ. Слева глубинный мигрированный разрез НВСП, в центре объемная модель по данным ГИС (вода, глина, песок, нефть), справа – глубинный разрез из куба данных по ОГТ.

Таким образом, из краткого анализа проблемы наличия высокоскоростных пластов в изучаемых разрезах нефтегазоносных районов Прикаспия, следует что при производстве наземной сейсморазведки необходимо учитывать это, в особенности при выборе максимального удаления взрыв-прибор. Нужно более детально заняться этой проблемой, чтобы найти другие способы борьбы с ней. Что касается применения ВСП, то его нужно широко применять на всех стадиях геолого-разведочных работ и эксплуатации месторождений УВ. Стоимость проведения азимутального НВСП укладывается в 0,5-1,0 процент

стоимости проводки любой скважины на нефть или газ, а выгода или ее потеря исчисляется многими миллионами (не тенге или рублей) а уе.

Список литературы

1. А.Н.Амиров, Е.И.Гальперин, И.И.Гурвич, и др. //Промысловая сейсмика – сейсмические исследования на этапе разработки и эксплуатации месторождений: Изв. ВУЗов. Геология и разведка, 1980, №7, с. 78-83.
2. Е.И.Гальперин. Поляризационный метод сейсмических исследований. – М.: Недра, 1978. - 273с.
3. И.К. Керимова, А.К. Сулейманов, А.А. Акулов. Предпосылки выявления новых нефтегазоперспективных объектов в надсолевых отложениях Новобогатинского свода, "НефтьГазПромышленность", 3(15), 2005.

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ СЕЙСМОАКУСТИЧЕСКИХ СКВАЖИННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ ИЗЫСКАНИЯХ ДЛЯ КРУПНЫХ СООРУЖЕНИЙ

М. Л. Владов*, В. А. Стручков*, А. Н. Ошкин,
С. П. Лярский **, А. В. Гаврилов***

(* МГУ имени М. В. Ломоносова, ** УП Геосервис, *** ФГУП Белгеология)

THE EXPERIENCE OF SEISMOACOUSTIC BOREHOLE STUDY FOR LARGE CONSTRUCTIONS PROSPECTING

M. L. Vladov*, V. A. Struchkov*, A. N. Oshkin*,
S. P. Lyarsky**, A. V. Gavrilov***

(* Lomonosov MSU, ** Geoservis, *** Belgeologiya)

Аннотация.

В докладе рассматривается возможность применения классического метода ВСП, а также межскважинного просвечивания для детального изучения верхней части разреза.

Abstract.

In this paper considered the possibility of classic method VSP and crosswell tomography using for detail research of near-surface section.

В последние годы наблюдается возрастание количества возводимых крупных сооружений, таких как небоскребы, промышленные и военные объекты и др. Важную роль при определении их устойчивости играет

качество и полнота исследования грунтов на которых будет стоять сооружение. Современная инженерная сейсморазведка позволяет не только выделять геологические границы, но и производить расчет прочностных характеристик изучаемых пород, что обуславливает ее популярность при изысканиях для строительства. Повышенной точностью и информативностью отличаются исследования во внутренних точках среды – скважинах.

На кафедре сейсмометрии и геоакустики МГУ имени М. В. Ломоносова успешно применяется комплекс методов: сейсмоакустический каротаж в скважинах и межскважинная томография, позволяющие получать детальный разрез исследуемого участка.

Сейсмоакустический каротаж выполняется по методике продольного ВСП, с фиксированным (как правило) в водонаполненной скважине источником и перемещающимся по той же скважине приемником. В виду небольших глубин, обычно не превышающих 100 м, и требующейся высокой детальности съемки, хорошо себя зарекомендовал электроискровой излучатель – спаркер [3]. Спаркер создает короткий импульс давления, характеризующийся широким спектром с центральной частотой 1 - 2 кГц, зависящей от различных условий, в том числе от задаваемой оператором энергии.

В качестве приемников используются малоканальные косы на основе пьезодатчиков давления – гидрофонов.

Шаг по профилю зависит от требуемой детальности и может составлять 10 см.

Волновое поле, регистрируемое гидрофонами, представлено высокочастотными и малоамплитудными продольными волнами и низкочастотными высокоамплитудными гидроволнами (волны Стоунли). Специфика геологических условий позволяет получать полезную информацию, изучая гидроволны, относимые, как правило, к волнам помехам (рис. 1).

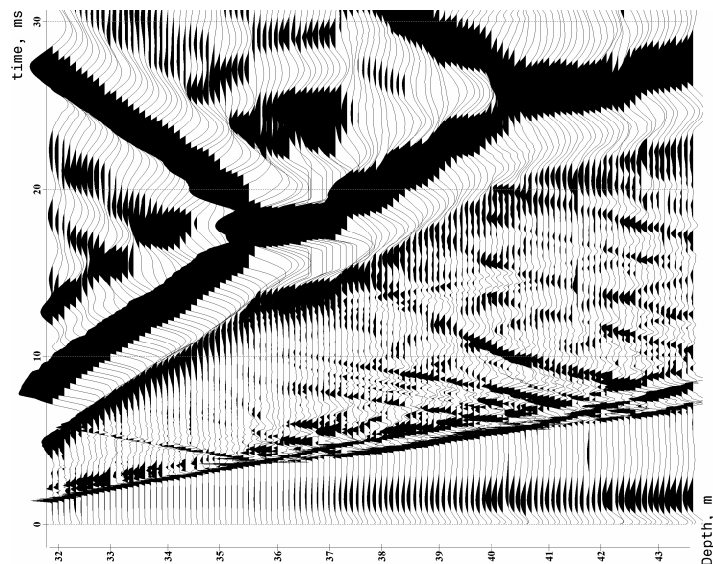


Рис 1

Основной изучаемой на данный момент характеристикой гидроволны является ее скорость. Для скважины, пробуренной в однородной непроницаемой породе и без обсадки, скорость гидроволны определяется известным соотношением, где ρ – плотность скважинного флюида, B – объемный модуль упругости скважинного флюида, μ – модуль сдвига породы [2]. Так как скважинным флюидом в большинстве случаев является техническая вода с известным B и ρ , при известной V_{St} по приведенной формуле можно рассчитать модуль сдвига околоскважинного пространства. При этом, так как верхняя часть разреза как правило характеризуется низкоскоростными породами, скорости гидроволн изменяются в диапазоне 200 – 1000 м/с, что позволяет рассчитать параметр μ с большой точностью.

Модуль сдвига уже сам по себе является характеристикой породы, однако при необходимости может быть рассчитана скорость поперечных колебаний: V_S , где ρ_p – плотность горной породы, определяемая либо плотностным каротажем, либо лабораторными методами, либо по справочным данным.

По известным V_P и V_S могут быть рассчитаны необходимые прочностные характеристики околоскважинного пространства в радиусе до нескольких метров (в зависимости от длины волны).

В перспективе возможно определение проницаемости горных пород с использованием динамических характеристик гидроволны.

Отличительными особенностями сейсмоакустического каротажа в неглубоких скважинах являются описанные выше низкие скорости в горных породах, а также возможность в большинстве случаев работать без обсадки, дающие возможность в полной мере использовать гидроволны.

Помимо исследований в одиночных скважинах мощным инструментом для изучения свойств среды является межскважинное

просвечивание или томография. Возможность работы по такой методике определяется небольшими (до 100 м) расстояниями между скважинами, позволяющими использовать неразрушающие скважину маломощные источники упругих волн.

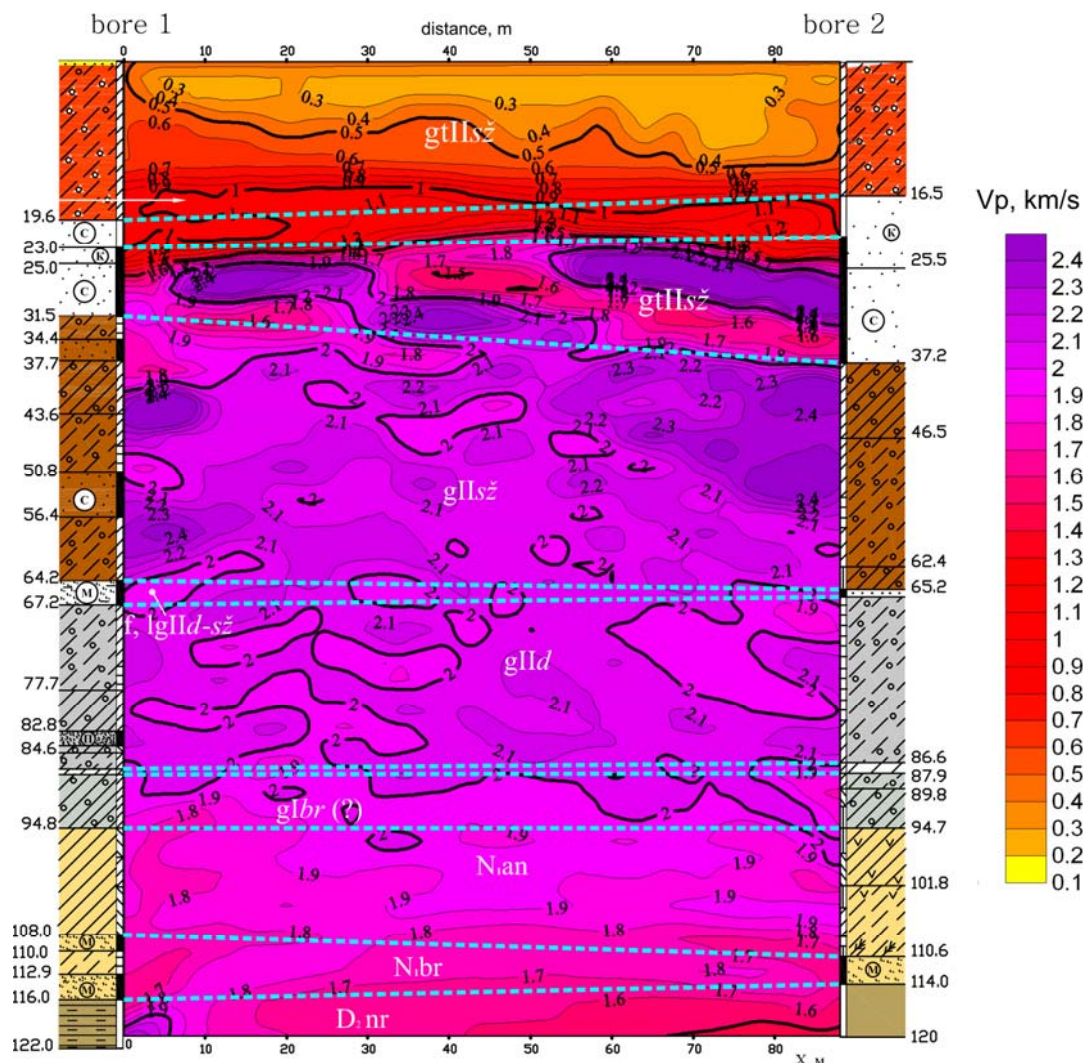


Рис 2

При томографических исследованиях источник (спаркер) движется по одной из скважин с шагом 1 – 2 м. Приемник же (гидрофон) при каждом фиксированном положении источника проходит весь исследуемый интервал во второй скважине с тем же шагом. По полученной системе многократно пересекающихся лучей рассчитывается распределение скоростей продольных волн в межскважинном пространстве (рис 2) [1].

В качестве априорной информации используется распределение скоростей вдоль исследуемых скважин, полученное при проведении сейсмоакустических каротажей.

При необходимости возможен расчет распределения скоростей V_S в межскважинном пространстве. Расчет выполняется из предположения о линейном изменении соотношения V_S/V_P между скважинами. Сами соотношения V_S/V_P рассчитываются вдоль скважин по результатам сейсмоакустического каротажа.

Как показала практика, данный комплекс исследований позволяет относительно быстро и дешево проводить детальное изучение межскважинного пространства.

В настоящее время основными заказчиками на данный тип работ являются строительные организации, однако изучение верхней части разреза является актуальной задачей и для промысловой сейсморазведки, в частности, для учета ее влияния на результаты исследований. Применение описанных методик (в большей части сейсмоакустического каротажа) позволило бы оперативно получать информацию о строении ВЧР, например, на взрывных скважинах, непосредственно после бурения.

Литература.

1. Ефимова Е. А., Рудерман Е. Н., Возможности применения цифровой томографии для интерпретации геофизических данных, М., 1982.
2. Уайт Дж. Э. Возбуждение и распространение сейсмических волн. М., Недра, 1986.
3. Электроискровый источник упругих волн для целей наземной сейсморазведки. Под редакцией А. В. Калинина. Изд-во Московского университета, 1989.

ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС DV-GEO – ИНСТРУМЕНТ МОДЕЛИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ И ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ

С.И.Билибин, М.В.Перепечкин, Е.В.Ковалевский
ОАО «ЦГЭ», г.Москва.

DV-GEO GEOLOGICAL MODELING SOFTWARE - A TOOL FOR HYDROCARBON DEPOSIT MODEL CONSTRUCTION AND RESERVES ESTIMATION

S.I.Bilibin, M.V.Perepechkin, E.V.Kovalevskiy
Central Geophysical Expedition, Moscow

Аннотация

В представленном докладе подробно рассматривается система геологического моделирования и подсчета запасов DV-Geo: назначение

системы, используемые данные, решаемые задачи, взаимодействие с программами, реализующими предшествующие и последующие этапы моделирования (интерпретацию сейсмоки и гидродинамические расчеты). Описывается принятое в системе представление геологического объекта, модульная структура самой системы, направления ее развития. Возможности системы иллюстрируются на примере выполненных проектов.

Abstract

Is considered DV-Geo modeling software - destination of the software, it initial data, task list and standard workflow, obtaining results, data exchange with seismic interpretation and hydrodynamic modeling systems. Is disclosed a system internal geological object presentation, module structure of the system, it development prospects. The system potential is illustrated by real project examples.

В настоящее время в России широко представлены все лучшие мировые программные продукты, позволяющие выполнять работы по трехмерному моделированию залежей углеводородов. Это программные системы Petrel (Schlumberger), IRAP RMS (ROXAR), Paradigm, Landmark и некоторые другие [1]. В этих крайне жестких конкурентных условиях Центральная Геофизическая Экспедиция продолжает успешно эксплуатировать, развивать и продвигать на рынок свои системы геологического моделирования - так называемую линейку систем DV [2, 3, 4, 5]. Разработка сложных и высокотехнологичных программных систем позволяет ЦГЭ поддерживать высокий научный потенциал и конкурентоспособность на рынке геофизических услуг, причем не только своей компании, но и (и это не преувеличение) всей отечественной отрасли.

В представленном докладе подробно рассматривается система геологического моделирования и подсчета запасов DV-Geo. Основными источниками данных для DV-Geo являются данные ГИС и результаты интерпретации сейсмоки. Последние импортируются из других систем, например, из системы интерпретации данных сейсморазведки DV-1 Discovery. Системы DV-1 Discovery и DV-Geo обладают высокой степенью интеграции и в совокупности решают практически все задачи, возникающие на этапах поиска, разведки, подсчета запасов и построения геолого-технологической модели месторождения.

Какие конкретные задачи решает система DV-Geo? Программный комплекс DV-Geo может быть применен для выполнения всего цикла

работ, связанных с созданием и сопровождением трехмерной геологической модели. Эти работы включают:

- Анализ и верификацию загруженных данных;
- Ручную и автоматическую корреляцию разрезов скважин;
- Интерпретацию и увязку керна;
- Интерпретацию ГИС;
- Обоснование флюидных контактов;
- Статистическое исследование данных;
- Построение структурного каркаса и 2D моделирование;
- Трехмерное литологическое и петрофизическое моделирование;
- Анализ и картирование трехмерных объектов;
- Подсчет запасов;
- Подготовку отчетной документации;
- Ремасштабирование трехмерной геологической модели для передачи в программные системы гидродинамического моделирования.

Что такое геологическая модель в системе DV-Geo? Геологическая модель в системе DV-Geo представляет собой огромное число исходных и производных абстракций, в совокупности позволяющих получать вполне конкретные знания о строении природного резервуара, о его свойствах, об объеме запасов, о возможностях их извлечения и т.д. В DV-Geo реализован чрезвычайно широкий набор такого рода абстрактных объектов. В их числе (ниже дан перечень лишь основных таких объектов):

- Скважины и связанная с ними геофизическая и иная информация, включающая координаты устьев скважин, инклинометрию, кривые ГИС, результаты интерпретации ГИС, данные корреляции разрезов скважин, данные керна, данные ГИС-контроля, информацию о конструкции скважин;
- Структурные и стратиграфические поверхности, поверхности нарушений. Стратиграфические сетки. Карты поверхностей, атрибутов и подсчетных параметров, полигоны, контуры, линии нарушений, изолинии;
- Литологические и параметрические модели. Это геологические кубы, представляющие распределение в пространстве литологических типов и петрофизических параметров, необходимых для подсчета запасов;
- Гидродинамические модели. Это кубы на укрупненных сетках (и сами гидродинамические сетки), предназначенные для экспорта в программные системы гидродинамического моделирования;

- Данные добычи и результаты моделирования давлений и насыщенности во времени. Кроме геолого-геофизических данных в DV-Geo могут быть использованы данные, получаемые в ходе эксплуатации месторождения. Это различные промысловые графики, сведения о работе и назначении скважин.

Какую структуру имеет программный комплекс DV-Geo? Программный комплекс DV-Geo построен на модульном принципе, то есть состоит из ядра и набора дополнительных модулей (рис.1). К ядру системы относится база данных, инструменты визуализации и достаточно широкий набор основных средств моделирования (центральная и левая часть схемы на рис.1). Дополнительные модули реализуют специальную функциональность, их наличие не является обязательным. В виде дополнительных модулей разработаны инструменты стохастического и объектного моделирования, конструирования нерегулярных сеток и некоторые другие (правая часть схемы на рис.1). Модульное строение позволяет организовать независимую разработку различных функциональных элементов системы. Создание новых дополнительных модулей является основным направлением дальнейшего развития DV-Geo.

Программный комплекс DV-Geo является базовым инструментом моделирования на большинстве рабочих мест геологов-интерпретаторов в ЦГЭ. С его помощью в ЦГЭ выполнено более сотни проектов по построению и поддержке двухмерных и трехмерных геологических моделей и подсчету запасов. В числе этих проектов трехмерная модель уникального Самотлорского месторождения, а также ряд крупных месторождений в Казахстане, Узбекистане, Вьетнаме, Алжире, Ираке и Китае (Ин-Дай). Вне ЦГЭ установлено около 100 лицензий DV-Geo - в НК «Роснефть», в ОАО «ВНИИнефть», в ОАО «СамараНИПИнефть» и в некоторых других организациях.

Программный комплекс DV-GEO.

Структура.

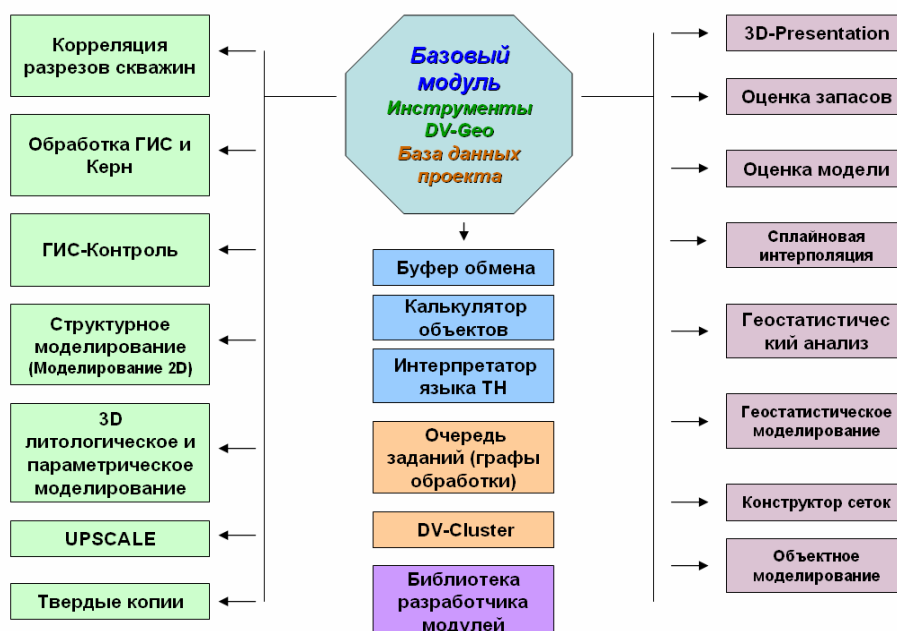


Рис.1 Структура программного комплекса DV-Geo.

В устном докладе авторы дополнительно расскажут о методике геологического моделирования в DV-Geo и покажут модели, рассчитанные на реальных данных.

Литература:

1. Закревский К.Е. Геологическое 3D моделирование. – Москва: ООО ИПЦ «Маска», 2009.
2. Новые технологии при построении цифровых геологических моделей месторождений углеводородов. Кашик А.С., Билибин С.И., Гогоненков Г.Н., Кириллов С.А. журнал «Технологии ТЭК», № 3 2003
3. Гогоненков Г.Н., Ковалевский Е.В. DV-Geo, DV-Discovery, DV-Seisgeo - системы геологического моделирования, разработанные в России «Недропользование XXI век», № 4, 2007.
4. Гогоненков Г.Н., Ковалевский Е.В. Системы геологического моделирования семейства DV «Нефтяное хозяйство», № 10, 2007.
5. Ларин Г.В. Эффективный компьютерный инструментарий геолога и геофизика при изучении нефтегазового месторождения. "Геофизика", №3, 2010.

ТЕХНОЛОГИЯ ASDV: АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ КОРРЕЛЯЦИЯ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН В ТРЕХМЕРНОЙ ВИЗУАЛЬНОЙ СРЕДЕ

И.С.Гутман*, И.Ю.Балабан*, Г.П.Кузнецова*, В.М.Староверов*,
А.С.Кашик**, Г.Н.Гогоненков**, М.В.Перепечкин**, Е.В.Ковалевский**
**РГУ ИГ им.Губкина, г.Москва, ** ОАО «ЦГЭ», г.Москва*

ACDV TECHNOLOGY: AUTOMATE WELL-TO-WELL CORRELATION IN A 3D VIEWING SPACE

I.S.Gutman*, I.J.Balaban*, G.P.Kuznetsova*, V.M.Staroverov*,
A.S.Kashik**, G.N.Gogonenkov**, M.V.Perepechkin**, E.V.Kovalevskiy**
**Gubkin State University of Oil and Gas, Moscow, **CGE JSC, Moscow*

Аннотация

Выполненная работа касается построения геологической модели природного резервуара углеводородов на площади с большим числом скважин. В этих условиях важнейшим и самым трудоемким этапом моделирования является детальная корреляция скважин по данным ГИС. Для ускорения и повышения достоверности корреляции скважин предлагается технология ACDV, которая является результатом интеграции двух программных продуктов - AutoCorr (автоматическая корреляция) и DV-Geo (динамическая визуализация).

Суть этой интеграционной технологии в следующем. На первом этапе, автоматическая корреляция прослеживает по всем скважинам небольшое число устойчивых опорных реперов (стратиграфических поверхностей). Кроме этого, в ходе автоматической корреляции рассчитывается набор отметок в более изменчивых частях разреза, где автоматика должна быть проконтролирована человеком. Используя поверхности устойчивых реперов в качестве направляющего каркаса, выполняется интерполяция каротажных кривых в межскважинное пространство, то есть рассчитываются кубы каротажных параметров. Исследование этих кубов при помощи средств динамической визуализации (подвижными слайсами) позволяет увидеть детальную стратиграфическую картину, с использованием которой задача контроля и редактирования правильности отметок автоматической корреляции в изменчивых частях разреза становится более простой, а результаты такой работы более надёжными.

Abstract

The work we have completed is related with building a reservoir model for a field having a large number of wells. In these conditions, a detailed well-to-well log correlation is a highly critical and most labor-intensive phase of the model building process. To speed up the inter-well correlation and enhance its veracity, an automatic correlation and dynamic visualization (ACDV) technology is proposed. This technology is essentially as follows. The automatic correlation tracks a few consistent key markers (stratigraphic surfaces). Using

these surfaces as a guiding framework, we interpolate the log curves into interwell space. That is, we compute cubes (volumes) of well logging parameters. We call such a cube as Visual Correlation Environment. Examination of these cubes by dynamically viewing (slicing) them allows us to see the stratigraphy in much greater detail than is defined by key markers. Using Visual Correlation Environment, the detailed well-to-well correlation becomes much more simple process leading to more reliable results.

Постановка задачи

Рассматривается площадь, разбуренная эксплуатационной сеткой скважин. В этих условиях модель природного резервуара углеводородов строится в основном по данным ГИС. Сначала опытный геолог выполняет детальную корреляцию скважин. Затем по корреляционным отметкам на скважинах (и, возможно, с учетом сейсмических данных) интерполируются стратиграфические поверхности, то есть рассчитывается каркас модели, в который затем вписывается стратиграфическая сетка. Последняя обеспечивает наиболее достоверную интерполяцию скважинных данных о свойствах среды в трехмерном пространстве. При интерполяции свойств, а также при интерполяции поверхностей могут использоваться как детерминированные, так и стохастические методы. Эта общепринятая технология геологического моделирования является чрезвычайно эффективной, но она очень чувствительна к ошибкам на этапе ручной корреляции скважин. Кроме того, этап такой корреляции скважин по данным ГИС является наиболее трудоемким, особенно при большом количестве скважин.

Идея реализовать автоматическую корреляцию скважин с использованием компьютера не нова. Ведь очевидно, что геолог не в состоянии точно сопоставить каждую, допустим, из сотни скважин с каждой из пяти-шести, окружающих ее. При таком сопоставлении необходимо принимать во внимание данные всех наличных методов ГИС, каждый из которых по-своему отображает случайные и регулярные свойства геологической среды. Без снижения внимания проделать такую большую работу мог бы только компьютер. Однако реализовать автоматическую корреляцию на практике оказалось не так просто.

Трудности автоматической корреляции связаны с тем, что стратиграфические маркеры на скважинах, определяя геометрический каркас модели, фактически закрепляют некоторую гипотезу в отношении генезиса исследуемого геологического объекта. Это означает, что они должны выражать не только формальное сходство каротажных кривых, но и наши неформальные знания о законах образования геологической среды, обстановках осадконакопления и постседиментационных процессах. Следовательно, для эффективного решения задачи корреляции скважин

необходим некоторый интегрированный подход, сочетающий как формальную, так и неформальную часть.

Ниже описывается интегрированная технология, которую можно назвать так - "автоматическая корреляция и динамическая визуализация (ACDV)".

Автоматическая корреляция и динамическая визуализация

Первым ключевым элементом технологии являются программные средства автоматической корреляции скважин по данным ГИС. В технологии ACDV реализованы два типа автоматических процедур - детальная автоматическая корреляция [1] и автоматическая корреляция интервалов скважин [2]. Детальная автоматическая корреляция скважин в системе AutoCorr позволяет быстро проследить на всех скважинах некоторое число устойчивых опорных реперов и одновременно рассчитывает набор менее устойчивых детальных границ. По реперам рассчитываются направляющие поверхности и выполняется детерминированная интерполяция каротажных кривых, то есть вычисляются кубы значений параметров, которые были измерены методами ГИС. Затем, посредством выравнивания тех же самых направляющих поверхностей, выполняется палеорекострукция этих кубов.

Получаемые описанным способом палеорекоструированные кубы каротажных параметров мы называем визуальной средой корреляции (ВСК). Работа с визуальной средой (анализ седиментационной обстановки, прослеживание видимых горизонтов, редактирование автоматических реперов) идет при помощи инструментов динамической визуализации. Последние есть программные средства, позволяющие сканировать движущимися слайсами, то есть отображать в динамике, кубы данных большого объема. Динамическая визуализация является вторым ключевым элементом описываемой технологии.

Когда ВСК исследуется при помощи инструментов динамической визуализации, для зрительного восприятия раскрывается пространственная конфигурация выявленных по данным ГИС особенностей исследуемого объекта, что помогает дать им правильную интерпретацию. Важно, что получаемая с помощью опорных реперов визуальная среда достаточно детально показывает и те области, где детальная автоматическая корреляция может быть неустойчивой. Именно в этих областях осадконакопление шло наиболее сложным образом. Часто такие области связаны со сменой обстановки осадконакопления и приурочены к границам древних русел, дельт, баров и т.п. Поэтому мы используем ВСК для контроля и редактирования результатов автоматической детальной корреляции всего разреза, т.е. корреляции, прослеживающей не только

опорные репера, но и тонкую структуру пропластков с детальностью приближенной к детальности гидродинамической сетки.

Таким образом, интегрированная технология ACDV позволяет не только безошибочно проследить чёткие стратиграфические репера, но и выполнить надёжную детальную корреляцию во всех частях разреза, в том числе имеющих очень сложное геологическое строение.

Пример использования

Ниже приведен пример опробования технологии ACDV, касающийся площади месторождения с разрезом карбонатного происхождения. Решается задача детальная корреляция 78 скважин. Автоматическая корреляция была выполнена с учётом методов IK, PZ, GK, NGK, PS. Показана визуальная среда корреляции, полученная интерполяцией каротажных кривых метода PZ. Вместе с названными каротажными кривыми на скважинах представлены отметки детальная автоматическая корреляция. Выделены репера, ассоциированные с выдержанными пластами и принятые в качестве опорных. Визуальная среда показана в условиях палеорекострукции - отметки опорных реперов лежат строго горизонтально. Области, выделенные красным цветом, интерпретируются как биогермы. Ручная правка, в которой нуждаются отметки автоматическая корреляция, не очень велика.

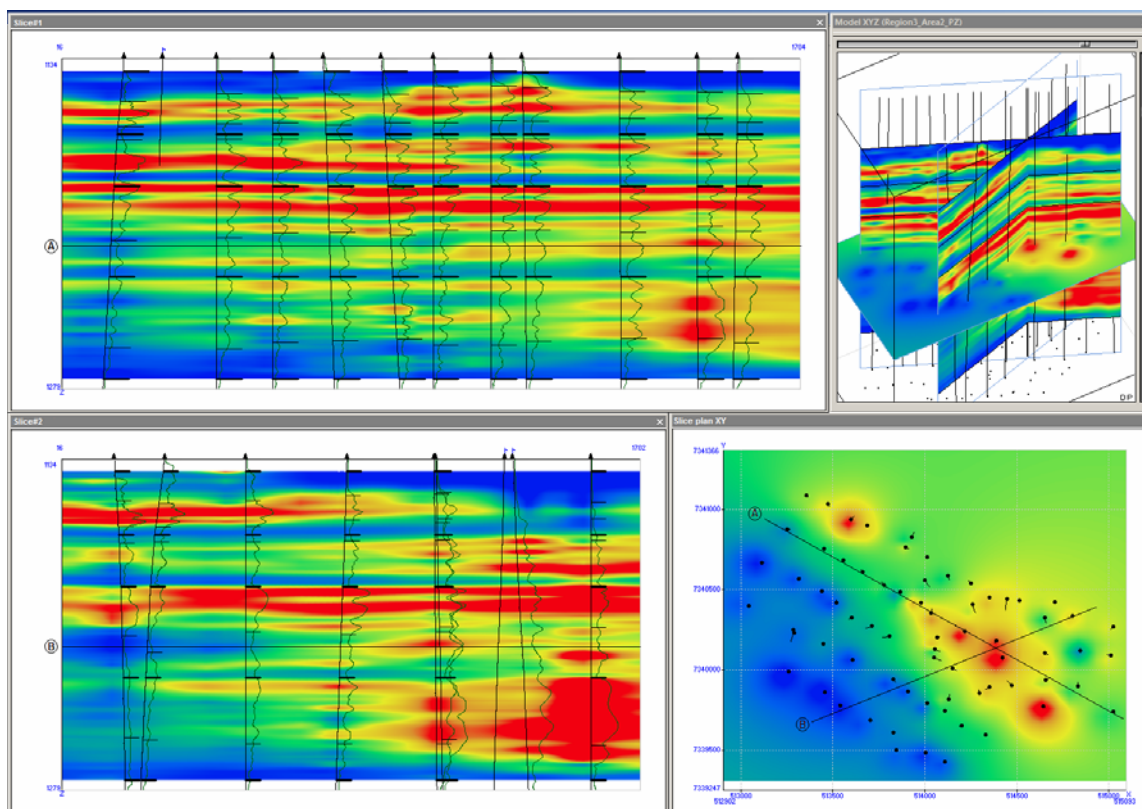


Рис. 1. Применение технологии ACDV в условиях карбонатного разреза. Визуальная среда рассчитана интерполяцией кривых метода PZ.

Заключение

Предложенный подход позволяет в короткие строки выполнять детальную корреляцию скважин на площадях с большим и очень большим числом скважин. Как правило, в ходе этой работы выявляются ранее неизвестные особенности строения месторождения, важные с точки зрения его разработки. Технология ACDV обеспечивает два наиболее существенных качества геологического моделирования - скорость и достоверность.

Литература:

1. Гутман И.С., Балабан И.Ю., Кузнецова Г.П., Староверов В.М. [2006] Моделирование залежей углеводородов. Корреляция разрезов скважин в автоматическом и полуавтоматическом режиме с помощью программы "AutoCorr". SPE 104343. Российская нефтегазовая техническая конференция. Москва 3-6 октября 2006.

http://www.autocorr.stargeo.ru/autocorr/Art2006_10.pdf .

2. Ковалевский Е.В., Гогоненков Г.Н., Перепечкин М.В. [2007] Автоматическая корреляция скважин на основе формализации неопределенности. Международная конференция «Тюмень 2007», 4-7 декабря 2007 г. http://www.centralgeo.ru/uploads/file/Conf_2007 .

3. Гутман И.С., Балабан И.Ю., Кузнецова Г.П., Староверов В.М., Кашик А.С., Гогоненков Г.Н., Перепечкин М.В., Ковалевский Е.В. Объединенная автоматизированная технология корреляции скважин по данным ГИС. Международная конференция «Санкт-Петербург 2010», 5-8 апреля 2010 г.

http://www.centralgeo.ru/uploads/file/Conf_2010/2010Kovalevskiy.pdf .

4. Гутман И.С., Балабан И.Ю., Постнова О.В., Руднев С.А., Саакян М.И. Программный комплекс ACDV для изучения осадконакопления в залежах углеводородов сложного геологического строения. Геофизика, №4, 2010, стр. 17-25.

СТОХАСТИЧЕСКАЯ МЕТОДИКА ВЫБОРА ПОЛОЖЕНИЯ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНОЙ СКВАЖИНЫ НА ВНОВЬ ОТКРЫТОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Н.Л. Иванова, С.Б. Истомин
(ОАО «ЦГЭ», Москва)

STOCHASTIC TECHNIQUE OF OPTIMIZATION FOR PROSPECT AND EXPLORATION HOLE LOCATION ON A NEW POOL

N.L.Ivanova, S.B. Istomin

(CGE JSC, Moscow)

Аннотация. В работе описана стохастическая технология, позволяющая учитывать неопределенность исходных сейсмических и скважинных данных при выборе и обосновании положения разведочной скважины. Рассмотрен пример конкретного месторождения, иллюстрирующий принятие оптимального решения с точки зрения комплекса целевых критериев.

Abstract. Stochastic technique for exploration hole location choice and reasoning under seismic-based and logging uncertainty conditions is considered. It is illustrated by the concrete pool example where optimization of decision making process was realized on the base of specific-purpose criteria complex.

Постановка задачи. Рассматривался перспективный объект (рис. 1), открытый поисковой скважиной №1. Структурные построения выполнялись по данным сейсморазведки 3D; глубинно-скоростные

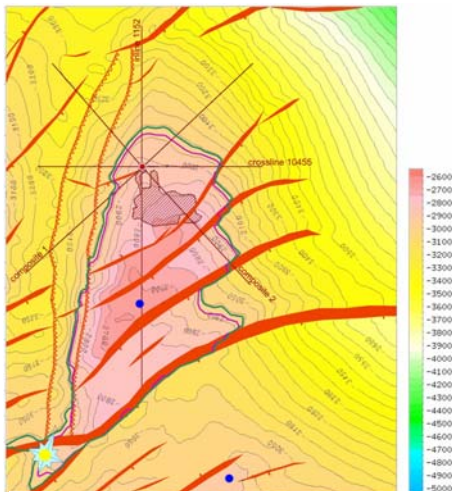


Рис. 1.

Залежь, закартированная по сейсмическим и скважинным

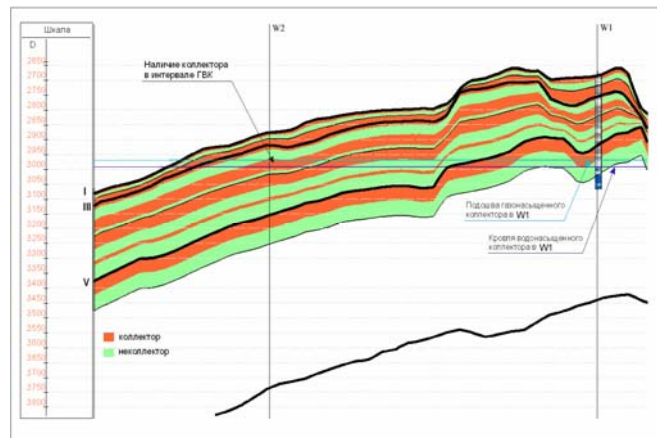


Рис. 2.

Геологический разрез, проходящий через скважины №1 и №2

преобразования строились на основе куба скоростей миграции с использованием скважинных годографов. Согласно проведенным оценкам, учитывающим качество исходной сеймики и неопределенность построения модели средних скоростей, среднеквадратичные погрешности структурных построений для целевого горизонта составляют 60–70 метров. Скважина №1 вскрыла набор газосодержащих пропластков, перемежающихся интервалами с ухудшенными коллекторскими свойствами и неясным характером насыщения (см. рис. 2, на котором приведен разрез, проходящий через скважину). В качестве основной выдвигается геологическая гипотеза о массивном типе залежи с общим

контактом, подтверждаемая зависимостью давления от глубины. В качестве альтернативной рассматривается гипотеза о пластовом типе залежи, где в каждом из пластов есть свой контакт.

Для дальнейшего изучения месторождения проанализированы различные варианты заложения поисково-разведочной скважины №2, т.е. решалась задача оптимального выбора и обоснования с учетом неопределенностей и риска местоположения точки под бурение, которое бы удовлетворяло набору критериев:

- 1) подтвердить гипотезу о массивном характере залежи с единым уровнем ГВК в пределах всей структуры, разбитой на блоки проводящими тектоническими нарушениями, или пластовом характере вскрытых залежей;
- 2) уточнить положение контакта (контактов), поскольку уровень ГВК, установленный по данным скважины №1 является условным – принят на отметке между подошвой последнего нижнего газонасыщенного прослоя коллектора и кровлей первого водонасыщенного прослоя коллектора;
- 3) выполнить опосредованное более глубоко залегающего горизонта с целью оценки перспектив его нефтегазоносности. Для этого проектируемая скважина должна вскрыть горизонт на максимально перспективном с точки зрения обнаружения ловушки участке месторождения при заданном интервале глубин бурения;
- 4) не должна принадлежать «зоне изученности» ранее пробуренной скважины;
- 5) должна располагаться оптимально с точки зрения прогноза коллекторских свойств, выполненного на основе сейсмической инверсии (см. рисунок 3, где приведена карта пористости);
- 6) должна учитывать поведение интегрального сейсмического атрибута;
- 7) не должна попадать в контур «газовой трубы» – области ухудшения сейсмической записи во всем интервале разреза выше газовой залежи, связанной, возможно, с дегазацией.

Метод. Исходя из поставленных задач, выбор местоположения скважины осуществлен путем анализа структурно-тектонического строения месторождения с комплексным учетом поведения сейсмических атрибутов, результатов сейсмической инверсии, с использованием

вероятностно-статистических и геостатистических методов анализа имеющейся информации.

Наименее изученным участком является северная периферия месторождения. К северу от скважины №1 в пределах залежи по сейсмическим материалам выделено два тектонических блока. Бурение скважины имеет смысл выполнить в самом северном блоке залежи, наиболее удаленном от скважины №1, что позволит установить проницаемость всех разломов, разделяющих залежь на блоки, уточнить структурное строение, характер изменения свойств коллекторов и скоростной модели в северном направлении. С точки зрения наличия коллекторов в дагинских отложениях проведена оценка карт сейсмических атрибутов для интервалов между пластами I и III, III и V. Установлено, что в восточном направлении возможно ухудшение песчаности в интервале между пластами I и III, в связи с чем в северном блоке следует выбрать положение проектной скважины в направлении ССЗ от скважины №1 вдоль основной оси складки или к западу от оси.

Для оценки наличия коллекторов в интервале предполагаемого уровня контакта проведена их стохастическая локализация. Область залежи, изученная скважиной №1, исключалась из оценки. При этом сделано два возможных предположения о расположении коллекторов в разрезе залежи. Согласно первому предположению толщины песчаных коллекторов и алевролитовых перемычек между ними в области проектируемой скважины аналогичны разрезу скважины №1 и изменяются пропорционально изменениям общей толщины интервалов между пластами I и III, III и V, установленной по данным сейсморазведки. Согласно второму предположению коллекторы в разрезе залежи размещены более хаотично в соответствии с результатами проведенной сейсмической инверсии. Проведена стохастическая оценка локализации коллекторов в интервале условного ГВК. Наиболее предпочтительным положением рекомендуемой скважины на карте локализации коллекторов является область с вероятностью вскрытия заданных интервалов более 0,5. Для оценки наличия коллекторов в интервале условного ГВК по данным сейсмической инверсии построена карта средних значений пористости дагинских отложений в этом интервале (рис. 3). Согласно полученной карте, области повышенных значений пористости соответствуют областям, где прослой коллекторов дагинских отложений пересекают интервал глубин локализации ГВК.

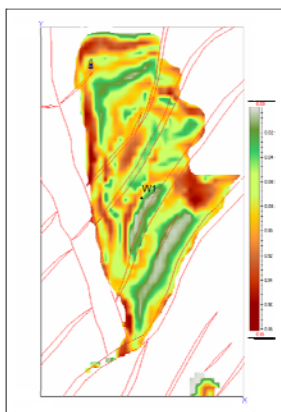


Рис. 3.

Карта пористости, полученная по материалам сейсмической инверсии

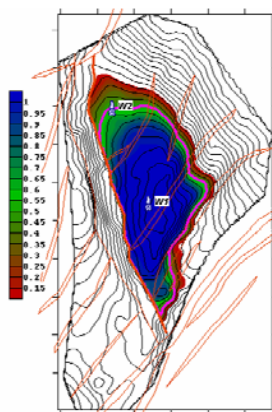


Рис. 4.

Карта риска – вероятность вскрытия нового пласта

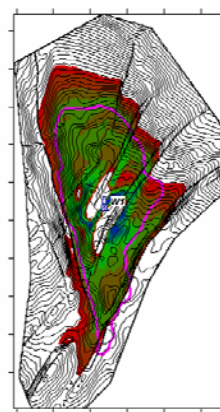


Рис. 5.

Карта риска – вероятность вскрытия коллекторов в интервале ГВК

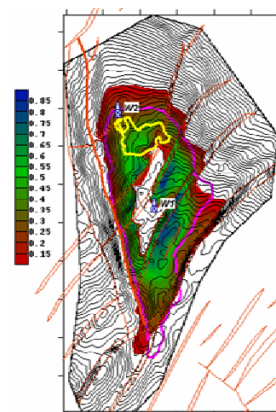


Рис. 6.

Карта риска по комплексу условий

Для оценки вскрытия нового пласта на полную мощность выполнена вероятностная оценка его положения выше уровня -3800м проектной глубины скважины (рис. 4). Наиболее предпочтительным положением рекомендуемой скважины является область со значениями более 0,5. Кроме того, при прочих равных условиях предпочтительным положением проектной скважины является наличие локальных структурных или структурно-тектонических ловушек в интервале рассматриваемого пласта. Совмещение карт вероятности наличия коллекторов в интервалах с неясным характером насыщения коллекторов (рис. 5) и вероятности вскрытия нового пласта на полную мощность позволило получить карту рисков для выбора положения проектной скважины (рис. 6).

Заключение. Комплексный анализ полученных площадных оценок риска, результатов сейсмической инверсии и сейсмических атрибутов позволил выбрать положение проектной скважины, оптимальное с точки зрения вскрытия продуктивных отложений дагинской свиты.

Список литературы

1. Иванова Н.Л., Авербух А.Г. Оценка погрешности, надежности и риска 3D сейсмических структурных построений. 3-я международная конференция и выставка EAGE&EAГО&SEG, Санкт-Петербург 2008, Россия, 6–10 Апреля 2008. – Материалы научно-практического семинара «Анализ рисков».
2. Иванова Н.Л., Авербух А.Г., Павлов С.В. Площадные оценки факторов геологического риска. Геомодель–2009, Геленджик, 7–10 Сентября 2009.

3. Кивелиди В.Х., Старобинец М.Е., Эскин В.М.. Вероятностные методы в сейсморазведке. М.: Недра, 1982.

4. Экономические основы поисково-разведочных работ, анализ факторов риска и оценка перспективных геологических структур. Rose & Associates, LLP.

**КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ ДЕТАЛЬНОГО ПЕТРОФИЗИЧЕСКОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ С ДАННЫМИ ВЕРТИКАЛЬНОГО
СЕЙСМОПРОФИЛИРОВАНИЯ, КАК ОСНОВА ПОВЫШЕНИЯ
ТОЧНОСТИ И НАДЕЖНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДИНАМИЧЕСКИХ
АТРИБУТОВ СЕЙСМИЧЕСКОГО ВОЛНОВОГО ПОЛЯ И ИХ
ПРИВЯЗКИ К ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКИМ ГРАНИЦАМ
ИЗУЧАЕМОГО ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА.**

Кушмар И.А.*, Митасов В.И.*, Кондратьев В.А.**, Устинов А.Н.*
ФГУП ВНИГРИ, ** ФГУНППП «Иркутскгеофизика»

Одной из основных задач ВСП является привязка отражений, выделенных в наземном волновом поле, к литолого-стратиграфическим границам изучаемого геологическом разрезе.

До недавнего времени такая привязка осуществлялась, преимущественно, на основе кинематической обработки волновых полей, для которой динамические атрибуты либо совсем не играли никакой роли, либо их влияние сводилось к минимуму.

Подобная обработка практически всегда заканчивалась лишь структурными построениями. При этом, ловушки нефти и газа приурочивались к сводовым частям выделенных антиклинальных структур. Таким образом, выявлялись области складкообразования, благоприятные для аккумуляции УВ. В благоприятных случаях выделялись сейсмические фации, и проводился их анализ, устанавливались крупные седиментационные системы, выявлялись сложные разрывные нарушения, несогласные залегания и т.д.

Практическая реализация такой привязки осуществлялась на основе использования эмпирических связей путем между атрибутами наблюдаемого сейсмического волнового поля и методами ГИС, выполняемыми в исследуемой скважине. Основной сложностью здесь является то, что тонкослоистое строение осадочных пород довольно явно и четко отображается в скважинных геофизических методах, но оно не столь очевидно в сейсмических полях.

Задача упрощается, если в комплексе ГИС присутствуют методы акустического и плотностного видов каротажа. Акустические жесткости (волновые сопротивления) пород, которые формируют поле

коэффициентов отражения и потому являются, по существу, связующим звеном между геологическими параметрами (литологическим составом, емкостными свойствами, структурой порового пространства и т.д.) и атрибутами сейсмического сигнала, довольно просто по данным этих двух методов.

При отсутствии плотностного каротажа акустические жесткости рассчитываются на основе либо комплексных, либо индивидуальных для каждого метода каротажа зависимостей, связывающих акустические жесткости с регистрируемыми каротажными параметрами. Связь между ними далеко неочевидна. Более того, большие погрешности определения акустических жесткостей, практически не позволяют сохранить истинные амплитуды исходного сейсмического сигнала, что особенно важно при моделировании резервуаров в карбонатном разрезе.

Предлагаемая авторами технология расчета акустических жесткостей заключается в том, что на основе углубленной комплексной интерпретации данных ГИС, керна, испытаний строится детальная петрофизическая модель, в которой на количественном уровне определены коэффициенты пористости, установлены структура порового пространства и содержания каждой литологической разности, слагающей изучаемых разрез. На основе этих данных рассчитываются теоретические значения плотности пород, причем с точностью, не превышающей тройной погрешности измерений современными типами скважинной аппаратуры метода ГГКП.

Использование расчетных значений плотности пород превращает задачу определения волновых сопротивлений, а, следовательно, поля коэффициентов отражений упругих импульсов на границах пластов в тривиальную, которая легко решается существующими методиками и технологиями. Более того, подобный прием позволяет уверенно сохранить и истинные амплитуды наблюдаемого волнового поля, что демонстрируют приведенные примеры комплексной обработки данных ГИС и ВСП.

ФИЗИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПОРОВО-ТРЕЩИННЫХ ОБЪЕКТОВ С ВОЗМОЖНОСТЬЮ ТЕСТИРОВАНИЯ СЕЙСМИЧЕСКИХ ТЕХНОЛОГИЙ.

Караев Н.А., Караев Г.Н., Лукашин Ю.П.,
ФГУ НПП «Геологоразведка»

Аннотация. Фрагментарные физические модели с управляемыми параметрам трещиноватости и матричной пористостью, имитируют объемные порово-трещинные геологических среды с гидравлически связанным пустотным пространством. Впервые созданная «большая» составная физическая модель с включением фрагментарных моделей,

открывает перед моделированием перспективы в решении научно-исследовательских и прикладных методологических задач при тестировании современных и вновь создаваемых сейсмических технологий, применяемых при поисках коллекторов.

Существующая многозначность интерпретации сейсмических данных и при этом возникшие противоречия в оценке разведочных возможностей различных направлений поисков и диагностики коллекторов, стимулировали проведение исследований по созданию системы тестирования применяемых технологий методами ультразвукового физического моделирования.

В развитие известных способов физического моделирования в последние годы ВИРГом, а в последующем ФГУ НПП Геологоразведка при поддержке гранта РФФИ:

1. Разработаны и апробированы новые оригинальные конструкции объемных фрагментарных физических моделей трещиноватых и порово-трещиноватых систем, наиболее приближенные к реальным типовым объектам залежи. В отличие от известных аналогов физических моделей, оригинальность предложенных конструкций обеспечивает возможность имитации гидравлической связи вертикальной трещиноватости с матричной пористостью с широкой вариацией параметрами плоских трещин и системы трещин, характеризуемые «шероховатыми» стенками, при различных режимах газо- и флюидонасыщения пустотного пространства.

С целью сравнения и оценки информативности применяемых сейсмических технологий, как при поисках коллекторов, так и при диагностике их параметров для тестирования и оптимизации известных и вновь создаваемых 2D и 3D технологий создана «большая» твердотельная составная физическая модель с включениями фрагментарных моделей.

2. Проведены исследования с помощью модернизированной компьютеризированной установки ультразвукового моделирования. В отличие от известных систем функциональные возможности физического моделирования были расширены за счет реализации многоканальной системы регистрации и введения канала возбуждения высокочастотных вибрационных сигналов с преобразованием виброграмм в импульсную форму.

Фрагментарные порово-трещинные физические модели были реализованы при изучении влияния на характеристики волнового поля геометрических параметров плоских микротрещин, «раскрытость» которых измеряется первыми микронами, и, с другой стороны, влияния на волновое поле параметров «шероховатости», при вариации «раскрытости» трещин (0.01;0.04;0.07;0.1мм.). Для всех исследуемых фрагментарных трещинных и порово - трещинных моделей независимо от

параметров трещин и структуры трещиноватости наблюдаемые характеристики волнового поля адекватны условиям трансверсально-изотропной среды.

Исследованиями, проведенными на фрагментарных моделях с монетообразными трещинами, размеры которых существенно меньше сечения первой зоны Френеля, установлено существенное влияние удельной поверхности трещин на поле рассеянных волн, формируемых трещиноватой системой. При этом основным фактором, влияющим на формирование поля рассеянных волн поля, как при прохождении, так и отражении непосредственно от поверхности трещиноватых систем являются геометрические размеры и форма микротрещин. Наблюдаемые особенности волнового поля следует учитывать при идентификации микроструктуры трещиноватости.

Наблюдениями, проведенными при фиксированных значениях раскрытия «шероховатых трещин» исследованы угловые изменения декремента поглощения продольной волны, отображающие степень различия трещинной и матричной пористости. С улучшением емкостных и фильтрационных характеристик трещин с шероховатыми стенками, определяемых раскрытостью таких трещин, возрастают различия в значениях скорости и поглощения между «быстрой» SH и «медленной» SV-волнами, что подтверждает высокий разведочный потенциал многоволновой сейсморазведки.

Экспериментальные данные, полученные при просвечивании порово-трещинных моделей с возможностью управления эффектом перетекания флюида во времени, можно рассматривать в перспективе при проведении физического моделирования порово-трещиноватых сред в режиме мониторинговых наблюдений.

3. Для тестирования применяемых и вновь создаваемых сейсмических технологий создана «большая» составная базовая модель. Размеры составной трехслойной базовой модели - 120x120x30 см, с учетом коэффициента подобия (1: 4000) эквивалентны площади реальных наблюдений размером 4.5 x 4.5 кв.км. Ключевой особенностью составной физической модели является её блочная структура с возможностью включения в виде сменных блоков, размером 12.5x12.5x6.0 см. фрагментарных моделей трещинных и порово-трещинных систем с заданными параметрами поро-трещинного пространства.

Рассмотрены результаты опробования системы ультразвукового моделирования при тестировании многоволновых сейсмических наблюдений на примере изучения слабоконтрастных фрагментарных порово-трещинных объектов с параметрами адекватными сейсмическим моделям ЮТЗ Восточной Сибири.

Задача эксперимента - оценить, насколько существенны наблюдаемые над фрагментарными моделями волновые аномалии при локализации и

диагностике трещиноватости слабоконтрастных порово-трещинных блоков. Для решения этой задачи проведены многоволновые 2D и частично -3D наблюдения при различных сочетаниях пар источник-приемник - Fz-Uz , Fz-Ux , Fx-Uz , Fx-Ux , Fy –Uy.

В полном соответствии с реальными данными поляризационных наблюдений в скважинах, проведенное тестирование сейсмических технологий иллюстрирует высокую информативность метода многоволновой сеймики при диагностике слабоконтрастных порово-трещинных объектов. Трещиноватость объектов достаточно надежно проявилась в поле обменных и поперечных волн, как непосредственно отраженных от шероховатой поверхности трещинных блоков, так и в наблюдаемом эффекте расщепления отраженной волны от нижерасположенной границы при распространении через блоки. Для разрешения существующих противоречий о разведочных возможностях в Восточной Сибири рассеянных волн (F-технология) и способа СЛБО в последующем целесообразно провести тестирование этих технологий на составной модели с возможностью в случае необходимости корректировки параметров исследуемых фрагментарных моделей.

Заключение.

Разработанные принципиально новые конструкции фрагментарных моделей трещинных и порово-трещинных моделей с произвольно варьируемыми параметрами трещиноватости и пористости при различном флюидонасыщении пустотного пространства. раскрывают новые возможности физического моделирования полей P- и S-волн в разработке волновых признаков диагностики пористых, трещинных и порово-трещинных сред с параметрами, произвольно варьируемыми в заданных пределах.

Созданная и реализованная при выполнении исследований оригинальная технология объемного физического моделирования может быть рекомендованы, как на этапе тестировании применяемых сейсмических технологий получения и обработки сейсмической информации, в том числе многоволновых наземно-скважинных 3D наблюдений, а также при решении научно-исследовательских задач, связанных с дальнейшей оптимизацией сейсмических методов при поисках и изучении коллекторов.

Литература

1 Караев Н.А., Лукашин Ю.П., Прокатор О.М., Семенов В.П. ,2008, Физическое моделирование трещиноватых сред: Технологии сейсморазведки, с 64-73

2 Караев Н.А., Козлов Е.А., Караев Г.Н., Лукашин Ю.П., Прокатор О.М., Семенов В.П., 2008, Физическое моделирование порово-трещинных объектов: Технологии сейсморазведки,3.

3 Karaev N.A, Kozlov E.A., Karaev G.N., Lukashin Y.P., Prokator O.M., Semenov V.M., 2010, Physical modeling supports testing of seismic techniques for porous-fractured reservoir characterization: EAGE, Conference, Expanded, Abstracts B47.

4 Караев Н.А., Караев Г.Н., Лукашин Ю.П., Прокатор О.М. 2010, Физическое моделирование порово-трещинных объектов с возможностью тестирования сейсмических технологий: Технологии сейсморазведки,3 (в печати/).

НОВАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПОСТРОЕНИЯ ТЕКТОНИЧЕСКИХ СХЕМ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОПЕРСПЕКТИВНОГО РАНЖИРОВАНИЯ

Таратын Э.А., Миколаевский Э.Ю., Шестаков В.И., Лувишис М.Г., (ООО
«Геофизическое партнёрство»),
Цемкало М.Л. (ООО «Газфлот»), г. Москва.

NEW TECHNOLOGY OF TECTONIC SCHEMES CONSTRUCTION FOR RANKING OF GAS AND OIL AVAILABILITY

Taratyn E.A., Mikolaevskij E.Y., Shestakov V. I, Luvishis M. G,
(LLC «Geophysical partnership»)
Tsemkalo M.L. (LLC "Gazflot"), Moscow

Тектоническое строение фундамента является определяющим фактором нефтегазоносности акваторий и территорий и их отдельных участков, в т.ч. в осадочном чехле и доюрском основании Западно-Сибирской плиты.

На основе новой технологии комплексирования грави- и магниторазведки, как методов, отражающих структуру фундамента и его состав, а также нефтегазонасыщенность, проведено изучение тектоники фундамента и её связи с нефтегазоносностью на примерах п-ва Ямал, Обско-Газовской губы, Калмыкии, Поволжья. Суммарная площадь опробования около 262 000 км². На этой основе может быть выполнено районирование территорий по перспективам нефтегазоносности, планирование сейсмических и буровых работ, которые могут постоянно и оперативно уточняться за счёт укрупнения масштабов гравитационных и магнитных съёмки, использования результатов сейсморазведки и бурения.

Общая геологическая оценка лицензионных участков и структур (ожидаемые тектоническая нарушенность и морфология, выделение перспективных зон, в т.ч. крупных и гигантских), выполненная на основе тектонических схем, должна быть положена в основу планирования ГРП на

поисково-оценочном и разведочном этапах. В докладе показано влияние нефтегазоносности на потенциальные поля.

The tectonic structure of the basement defines the gas and oil availability on the territories and areas of water (and their separate parts) of the Western-Siberian plate (including in sedimentary cover and pre-Jurassic basement).

The new technology combines gravitational and magnetic exploration as the methods reflecting structure of the basement and its composition, and also oil and gas saturation. Peninsula Yamal, the Obsko-Tazovsky bay, Kalmykia, the Volga region were examples for studying of the base tectonics and its connection with oil-and-gas content. The total area of approbation is about 262 000 км². By this methods it is possible to make the territories ranking according to gas and oil availability for planning the seismic and drilling activity which can constantly and operatively be made more exact by increasing of scales of gravitational and magnetic shootings, also by using of seismic prospecting and drilling results.

The general geological estimation of license areas and structures (expected tectonic pattern and stress, allocation of perspective zones, including large and huge ones), completed on the basis of tectonic schemes, should be taken as a principle planning of exploration work at evaluative exploration and prospecting stages. The oil and gas availability influence on potential fields is shown in the report.

**АВТОМАТИЧЕСКАЯ ЭКСПЕРТИЗА ДАННЫХ
ГЕОЛОГИЧЕСКИХ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ**

А.С.Тихонов

(ООО «Лаборатория Информационных Технологий - ТРАСТ», Дубна)

**AUTOMATIC EXPERTISE OF DATA
GEOLOGICAL AND HYDRODYNAMIC MODELS
OF HYDROCARBON DEPOSITS**

A.S.Tikhonov

(Ltd «LIT -TRAST», Dubna)

Аннотация.

Доклад посвящен программному модулю «Автоэкспертиза TimeZYX», входящему в состав программного комплекса «TimeZYX», который позволяет быстро и эффективно проводить оценку качества геологических и гидродинамических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений.

В программе реализован широкий набор настраиваемых инструментов для анализа, получения численной и графической оценки различных характеристик моделей в виде таблиц, графиков, гистограмм, кроссплотов, скаттер-плотов, карт, совместно с текстовым описанием, динамически формируемым в зависимости от выбранных критериев.

Abstract.

The report focuses on the software module "Avtoexpertise TimeZYX», incorporated in a software package «TimeZYX», which allows you to quickly and efficiently assess the quality of geological and hydrodynamic models of oil and gas deposits. The program implements a broad set of customizable tools for analysis, obtaining the numerical and graphical evaluation of various characteristics of the models in the form of tables, charts, histograms, plots, scatter-graph, maps, together with a text description, dynamically generated, depending on the selected criteria.

Развитие систем моделирования в нефтегазовой отрасли за последние годы привело к массовому созданию и использованию геологических и гидродинамических моделей месторождений в целях подготовки проектной документации, мониторинга и управления разработкой месторождений, подбора геолого-технических мероприятий.

Задачи их создания и использования стоят как перед специализированными научными центрами и НИПИ, так и геологическими службами на производстве у недропользователей. В связи с этим стоит задача упрощения технических процедур, связанных с подготовкой исходных данных, управлением расчетом и анализом результатов моделирования, в том числе оценкой качества моделей.

Это связано еще и с тем, что наряду с ростом количества моделей, растет и их детальность и сложность, а новые опции в моделирующих системах, позволяют реализовать новые возможности при создании геологических и гидродинамических моделей.

При этом, наряду с аналитической работой эксперта, практически трудно формализуемой, требуется выполнение массы технических операций, зачастую выполняемых вручную, но занимающих, подавляющую часть времени. В этой связи, автоматизация различных этапов экспертизы позволяет освободиться от непроизводительной ручной работы, переложив ее на плечи специализированной программы.

Методические основы оценки качества моделей в России представлены в ряде известных регламентов и методических рекомендаций, специализированной литературе, такой как «Оценка качества 3D моделей» авторов Закревского К.Е., Майсюка Д.М., Сыртланова В.Р..

Программный модуль «Автоэкспертиза TimeZYX» разработан как элемент открытой платформы TimeZYX, представляющей собой набор

модулей, составляющих практически полную линейку продуктов для геологического и гидродинамического моделирования, мониторинга месторождений углеводородов.

Основная задача модуля - автоматизированная подготовка набора материалов (статистические показатели, карты, графики, гистограммы и т.п.) на основе результатов расчета и исходных данных.

В программе анализируются следующие типы данных:

- Данные по скважинам (ГИС, РИГИС, отметки пластопересечений).
- 3D геологические и гидродинамические модели (сетка, кубы свойств и т.п.).
- Фактические данные по разработке и гидродинамические расчеты.
- Карты, поверхности, контура, ОФП, PVT-свойства.

«Автоэкспертиза TimeZYX» обеспечивает возможность загрузки исходных данных и моделей в различных форматах. Поддерживаются модели из следующих комплексов по моделированию: Petrel, Eclipse (Schlumberger), Irap RMS, Tempest More (Roxar), VIP (Landmark), TimeZYX. Также возможна загрузка данных из наиболее распространенных форматов: LAS, RMS Well, GRDECL, Rof, EGRID, SMSPEC, MIS, BLN, CPS, Zmap и т.п.

Использование программного комплекса возможно в базовом режиме, заключающемся в загрузке моделей и запуске их обработчика для получения заключения, и в пользовательском режиме, позволяющем обеспечить получение практически любой статистики и подготовку большого объема иллюстративного и аналитического материала.

В рамках базового режима достаточно указать программе размещение входного файла гидродинамической и геологической модели, с предварительно подготовленными исходными данными, и получить отчет по оценке их качества. Можно выполнить оценку только по геологической или только по гидродинамической модели, при этом даже без использования результатов расчета – в этом случае программа выдаст отчет с анализом на основе той исходной информации, которая будет загружена.

В пользовательском режиме представлен широкий набор средств программного продукта, позволяющий провести анализ 3D геолого-гидродинамических моделей практически любой сложности, всесторонне оперативно проанализировать модели в ходе настройки на историю разработки или при выборе варианта разработки.

В этом случае имеется также возможность поддержки работы с несколькими объектами разработки в рамках одной модели, для получения объединенных данных в едином документе, удовлетворяющем тем или иным требованиям ГКЗ, ЦКР или корпоративным стандартам. Квалифицированный специалист в пользовательском режиме может построить любую другую зависимость по имеющимся фактическим, модельным или вычисленным данным.

По существу, пользовательский режим представляет собой систему процессоров и визуализаторов, позволяющих анализировать модели как в 3D режиме, в том числе на основе линий тока, так и в 2D варианте с построением карт, разрезов, графиков и т.д.

В современных условиях возможность оперативной оценки качества моделей становится важной как для тех, кто создает модели, тех, кто их использует, а также для тех специалистов, которые осуществляют контроль качества моделей. С учетом простоты и удобства, программный продукт «Автоэкспертиза TimeZYX», как не требующий глубокого знания специализированных систем моделирования, может использоваться на всех этапах создания и приемки геолого-гидродинамических моделей проектными организациями, нефтегазодобывающими компаниями, экспертами контролирующими организаций всех уровней.

Следующей, актуальной и не решенной пока задачей, является автоматизация самого процесса создания модели и поиска оптимальных решений по повышению эффективности разработки и планирования ГТМ. В этой связи представляется, что «Автоэкспертиза TimeZYX» может послужить одним из первых основных элементов такой системы, а примененные при создании программно-технические и архитектурные решения – прототипом будущего целостного комплекса.

**НЕТРАДИЦИОННЫЕ МЕТОДЫ РАЗВЕДКИ ПОЛЕЗНЫХ
ИСКОПАЕМЫХ – ПРИОРИТЕТ ГЕОФИЗИКИ 21 ВЕКА**

А.В. Николаев
(ИФЗ РАН, Москва)

**NON-TYPICAL METHODS OF BASINS EXPLORATION – PRIORITY
OF GEOPHYSICS THE 21 CENTURY**

A.V. Nikolaev
(IPE RAS, Moscow)

Аннотация

Конец 20-го и начало 21 века отмечены несколькими значительными событиями.

Существенный вклад в новое понимание свойств реальной среды принес метод вертикального сейсмического просвечивания, который позволил увидеть и детально рассмотреть процессы, происходящие в реальной среде на глубине до нескольких километров. Стала ясна природа процессов, связанная с энергонасыщенностью среды, сложным нелинейным откликом вызванным нелинейностью среды, с дегазацией и дегидратацией вещества, взаимодействием полей разной физической природы. Новое понимание природной среды, в которой разыгрываются геофизические процессы, привело в итоге к понятию геофизической среды, формулированию новых «символов веры». Понимание сложного нелинейного характера волновых и геодинамических процессов, взаимодействия полей различной физической природы, новый взгляд на характер эволюционных процессов, разыгрывающихся в сложных по структуре, энергонасыщенных телах приводит нас к пониманию того, что целое и его отдельные части обладают существенными различиями, сложное целое нельзя воссоздать из отдельных компонентов, как бы хорошо они ни были изучены.

Постепенно большая часть геофизического сообщества приняла идеи «геофизической среды», как оно, видимо, примет со временем новые идеи, непонятные и отвергаемые нами сейчас..

Геофизическая среда

Сравнительно недавно, три десятка лет тому назад, в геологии, геодинамике, тектонике, геофизике, сейсмологии произошла смена фундаментальных представлений о среде. Пришла новая концепция, названная «геофизической моделью среды», её появлению предшествовали годы накопления экспериментальных результатов,

экспериментальных и теоретических исследований, научных споров, дискуссий. На заключительном этапе дискуссии приняли сравнительно спокойный характер. С идеей «геофизической среды» мнение ученых согласилось. Наука вспомнила забытые идеи, столкнулась с новыми парадоксами экспериментальных исследований, находящихся далеко за чертой дозволенного.

Основные свойства геофизической среды:

- среда активна, она не только поглощает, но и излучает энергию (например, тепло, сейсмическую и электромагнитную эмиссию);
- среда изменчива во времени, неоднородности перемещаются, изменяют свои химические и физические свойства;
- среда нелинейна;
- в реальной среде геофизические и другие поля взаимодействуют между собой.

Эти свойства в отдельности были известны, но казалось, что каждое из них несущественно влияет на эволюцию геофизических полей, общий вид процессов которых может быть описан макроскопически классической моделью локально однородной, сплошной, линейной, пассивной, неизменной во времени среды..

Реальные горные породы обладают замечательным свойством – эмергентностью. Это значит, что полное знание частей сложной системы не дает полных знаний о системе в целом.

Обычно система реагирует на умеренное внешнее воздействие таким образом, чтобы уменьшить эффект этого воздействия. Этот принцип устойчивости, открытый в свое время Ле Шателье, Принцип позволяет предсказать поведение сложной системы, но в случае сильной неустойчивости система избирает путь непредсказуемого изменения, часто – режима катастрофы.

Другое более широкое толкование выражено в стремлении активной системы к метастабильному состоянию, к неустойчивому равновесию. Этот принцип является движущим механизмом эволюции, непрерывного и постоянного развития геофизической среды.

Редкие события

Коснемся наиболее ясных проблем. Начнем с редких событий. На самом деле редкие события – достаточно часто встречаются в природе вообще, в геофизике – в частности. Особенность статистических характеристик, касающихся наблюдений разного рода явлений, часто выражена в том, что центральная часть распределения хорошо следует простому статистическому распределению, а «хвосты» распределений затянуты, утяжелены. Тяжелые хвосты, редкие события, характерны для нелинейных явлений. Но при обработке данные наблюдений как-то сглаживаются, редуцируются аппроксимируются простым законом, упрощенной

закономерностью. Часто при этом сильные отклонения считают ошибками наблюдений и выбрасывают. Этот простой метод подгонки широко используется для обвинения экспериментаторов в ошибках. Вообще редкие события дают критикам аргумент отвергнуть результат «этого не может быть, потому что этого не может быть никогда». Применение эвристического принципа, допускающего интуитивное толкование идей в обстановке дефицита информации (редкие события!), доступнее не всем: «Вы видите, а я не вижу». Ясно, что особенно трудно работать в условиях большой неопределенности, на переднем фронте науки. Недаром наше государство охраняет творческий риск, но критики часто беспощадны, они бережно охраняют ортодоксальную науку.

Парадоксы.

Пожалуй, самый неожиданный принцип бытия, рожденный интуицией космофизика Николая Александровича Козырева, «принцип причинной механики». Принцип причинности в его традиционном виде говорит о том, что причины предшествуют следствиям. Это, казалось бы естественное положение вещей ставит под сомнение «причинная механика» которая предполагает что источником воздействия могут быть сами причинно-следственные связи, стоящие за необратимыми процессами. Речь идет о возможности взаимодействия принципиально новой несиловой природы, свойства которого изначально ориентированы не на свойства окружающего пространства, как в случае известных взаимодействий, а связаны со свойствами времени, с его ролью в мироздании. Отношение к козыревской механике пространства-времени со стороны физиков и астрономов было и остается недоверчивым и сдержанным. Вместе с тем эта физическая теория объясняет многие наблюдаемые парадоксы, в частности, связь необратимых процессов между собой и с космическими факторами, зависимость скоростей геологической седиментации от солнечной активности, зависимость мюонов космических лучей и радиоактивности горных пород.

В конце 80-х годов прошлого века в журнале «Nature» появилось ошеломляющее сообщение израильских ученых Д.Садеха и М.Медоу о том, что в спектре микросейсм в районе Мертвого моря обнаружен пик на периоде 1,8790 от пульсара CP1133, расстояние до которого 80 пс. Попытки повторить эксперимент в других условиях оказались неудачными. Оценка гравитационного сигнала ниже уровня сейсмического сигнала на 9 порядков.. Этот эксперимент отвергнут научной общественностью и забыт.

Другие, менее впечатляющие, но все равно выходящие за пределы традиционного понимания физики, связывают закономерности сейсмичности Кавказа с движением планет. Вот и соединились далеко отстоящие друг от друга дисциплины геофизики, сейсмология и астрономия.

До сих пор сейсмология и геофизика говорят о физических свойствах и процессах, происходящих в твердых оболочках Земли. Не менее загадочна и вода. Со временем, находясь в неподвижности, вода спонтанно меняет свою плотность, вязкость, электропроводность и другие физические характеристики. Вода вездесуща, она присутствует в составе Земли и планет, в минералах, растениях и животных. В последние десятилетия получены убедительные результаты, указывающие на связь физических характеристик воды с геофизическими и биологическими процессами.

Мы коснулись немногочисленных фактов, которым нет пока объяснения.. Есть еще целый блок психофизических явлений, о которых пока не полагается говорить, на страже этой информации стоит комиссия РАН по лженауке. Примеров несправедливой критики ярких, революционных работ – множество В свое время М.Планк сказал, что оппонентов не переубедишь, надо ждать, когда они вымрут. К концу нынешнего века уйдут в лучший мир многие сегодняшние оппоненты, наука освободится от многих предвзятых идей, свершится новая революция в науках о Земле, родятся новые идеи, им навстречу поднимутся новые ряды оппонентов.

**ОЦЕНКА ФЛЮИДОДИНАМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ
В АКТИВНОЙ СИСТЕМЕ “ОСАДОЧНЫЙ ЧЕХОЛ -
ФУНДАМЕНТ” ПО СЕЙСМИЧЕСКИМ ДАННЫМ С
ПРИМЕНЕНИЕМ ПОЛЯРИЗАЦИОННЫХ СХЕМ В
СКВАЖИНАХ И ТОННЕЛЯХ.**

В.Б. Писецкий, А.Э. Зудилин, С. В. Власов, Ю.В. Патрушев
(ГОУ ВПО Уральский государственный горный университет)

**ESTIMATION FLUID-DYNAMICS PARAMETERS
IN ACTIVE SYSTEM “A SEDIMENTARY COVER - BASEMENT”
UNDER THE SEISMIC DATA WITH APPLICATION OF
POLARIZING SCHEMES IN BOREHOLES AND TUNNELS.**

V.B. Pisetski, A.E. Sudilin, s.v. Vlasov, j.v. patrushev
(Urals mining state university)

Аннотация

В докладе приводятся материалы по применению методики обнаружения вертикальных бортов активных геодинамических блоков, основанной на поляризационных системах сейсмических наблюдений в скважинах на территориях нефтяных месторождений и в тоннелях при строительстве автодорог в условиях Сочинского района.

Abstract

In the report materials on application of a technique of detection of vertical boards of the active geodynamic blocks, based on polarizing systems of seismic supervision in chinks in territories of oil deposits and in tunnels are resulted at building of highways in the conditions of the Sochi area.

Характерная блоковая структура современных геодинамических процессов осадочного чехла формирует высокопроницаемые каналы (зоны), представляющие основной интерес для проектирования рациональных схем разработки углеводородных ресурсов. Подобные же зоны в процессе проходки глубоководных тоннелей значительно осложняют строительство и приводят к фонтанным выбросам воды и обрушению кровли забоя.

Особенности распределения горизонтальных компонент напряжений в блоковой организации современных геодинамических процессов осадочного бассейна обуславливает появление вертикальных сейсмических границ активного типа (разрыв непрерывности напряжений). Очевидно, что получение надежных сейсмических изображений таких границ можно реализовать на основе схем поляризационного приема во внутренних точках среды (Гальперин Е.И.). При этом, необходимо предварительно получить общее представление о структуре современных геодинамических процессов в околоскважинном пространстве на основе специализированного анализа данных наземных систем 2-3D сейсмических наблюдений [1].

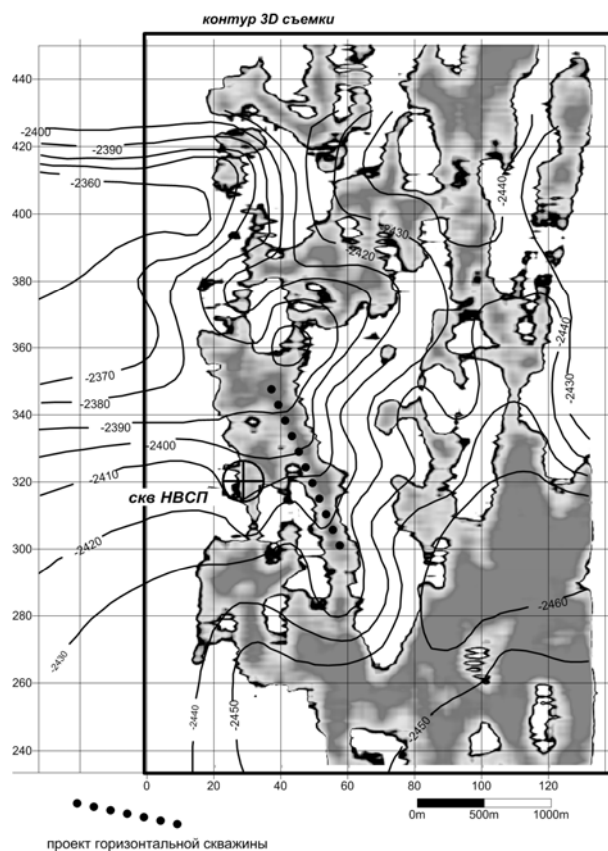


Рис 1 Карта высокопроницаемых зон для интервала верхнеюрских отложений (Ватинское нефтяное месторождение).

. Опыт таких исследований получен на ряде нефтяных месторождений Среднего Приобья. На рис.1 приведен результат прогноза высокопроницаемых зон коллектора в интервале верхнеюрских отложений. Карта получена в результате преобразования сейсмических атрибутов 3D наземного куба по оператору деконволюции, рассчитанного по данным НВСП в одной из разведочных скважин Ватинского нефтяного месторождения. Положение высокопроницаемого канала с восточной стороны данной разведочной скважины на расстоянии 800 метров было подтверждено обработкой азимутотграмм, зарегистрированных в интервале

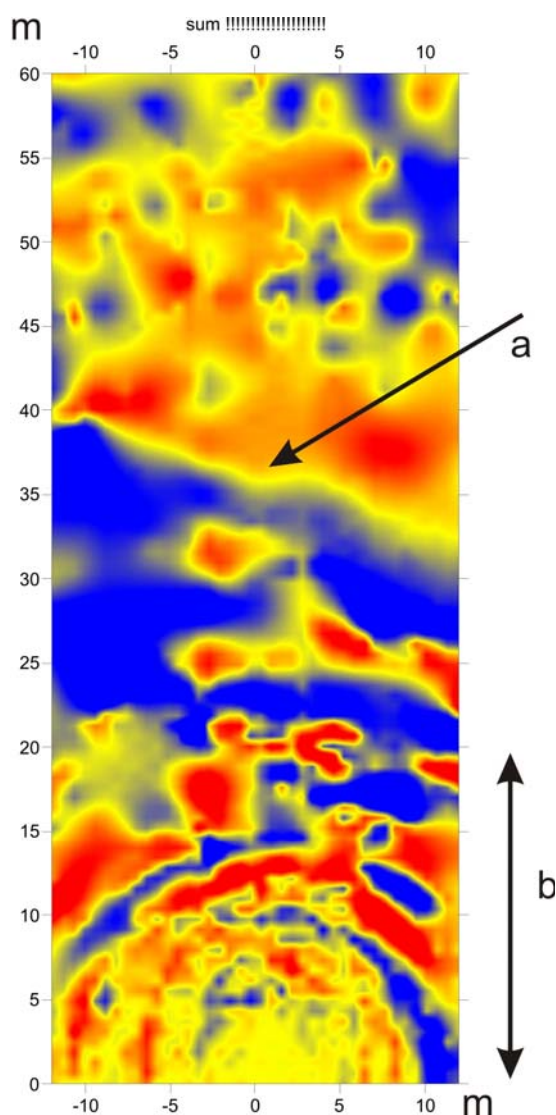


Рис 2 Горизонтальное сечение горного массива впереди забоя тоннеля в сейсмических атрибутах относительных оценок коэффициента устойчивости.

коллектора из удаленного пункта взрыва на запад от скважины с расстояния 1300 метров. Данная карта послужила основанием для выбора положения траектории бурения горизонтальной скважины. Результаты гидродинамических исследований этой скважины и других, пробуренных в последующие годы, подтвердили хорошее качество прогноза высокопроницаемых зон в интервале песчанно-глинистых коллекторов сложного континентального генезиса.

Аналогичная идея применения поляризационных схем приема сейсмических волн была реализована летом 2010-го года в строящихся тоннелях на новых автодорогах г. Сочи. Условия проходки тоннелей требуют опережающего контроля возможного развития аварийных ситуаций на расстоянии не менее 50 метров от забоя. Система наблюдений представляла собой несколько точек трехкомпонентного приема и серию точек возбуждения (удар в стенку забоя ручной кувалдой). Принимая начало координат в центре забоя представляется возможным осуществить миграцию волнового поля для организованной совокупности комбинаций источник – приемник в один общий расширяющийся конус

обзора по типу авиационного радара, а затем представлять некоторое его сечение (горизонтальное или вертикальное) для анализа и интерпретации.

На рис.2 показано горизонтальное сечение мигрированного волнового поля в атрибутах относительных оценок коэффициента устойчивости горного массива. Данное изображение позволяет достаточно объективно оценить размер ближней зоны необратимого воздействия тоннеля на массив (зона “b”) и обнаружить вертикальную плоскость возможного положения борта геодинамического блока (граница “a” на дальности 40 метров от стенки забоя). Последующая проходка тоннеля на этой дистанции встретила фонтанный водоприток и аварийную остановку процесса строительства.

Литература

- Писецкий В.Б., 2006. О выборе парадигмы в методах прогноза флюидных параметров по сейсмическим данным. Журнал “Технологии сейсморазведки”, ЦГЭ, №3, , М., с.19-28.

НИЗКОЧАСТОТНЫЕ МИКРОСЕЙСМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ВО ВРЕМЕННОЙ ОБЛАСТИ ПРИ РАЗВЕДКЕ НА ЗАЛЕЖИ УГЛЕВОДОРОДОВ

Е.В Биряльцев., В.А Рыжов., Д.А Рыжов., И.Р Шарапов
ЗАО «Градиент», Казань

LOW-FREQUENCY MICROSEISMIC STUDY IN THE TIME DOMAIN IN THE EXPLORATION FOR HYDROCARBON DEPOSITS.

E.V. Biryaltsev, V.A. Ryzhov, D.A. Ryzhov, I.R. Sharapov
“Gradient” JSC, Kazan

Аннотация. Известны методы анализа спектра естественных микросейсм при разведке на залежи углеводородов. Рассмотрена модификация данных методов, при которой анализ микросейсм производится во временной области путем корреляционного анализа наблюдаемых микросейсм и модельных микросейсм, полученных численным моделированием для различных вариантов геологического строения в точке исследования. Изложен предлагаемый метод анализа и результаты его применения к площади исследования на территории Республики Татарстан.

Abstract. Known methods of spectrum analysis of natural microseisms in the exploration for hydrocarbon deposits. We propose a modification of these methods, in which the MS analysis is performed in the time domain by means of

correlation analysis of the observed MS and MS model obtained by numerical simulations for different variants of the geological structure at the point of the study. We present the proposed method of analysis and present the results of its application to the area of research in the Republic of Tatarstan.

Введение.

Известны несколько методов поиска и разведки залежей углеводородов основанных на явлении изменения спектра естественных микросейсм в диапазоне 1-10 Гц в контуре залежей углеводородов по сравнению со спектрами вне контура, том числе АНЧАР [1], НСЗ [2]. Геофизическая природа данного явления [1-3] в настоящее время дискуссионна. Мы придерживаемся гипотезы о воздействии слоистой геологической среды на распространяющиеся микросейсм как пассивного фильтра [2]. Основываясь на этой гипотезе возможно применить для анализа микросейсм количественные методы, в частности получать модельные спектры микросейсм для различных геологических гипотез (разрез без залежей, разрез с залежью в различных горизонтах) путем численного моделирования и сопоставлять их с наблюдаемыми. Данный подход показал эффективность при решении поисково-разведочных задач, [2], вместе с тем, при анализе в частотной области теряется информация о фазовых соотношениях между гармониками микросейсма, что в ряде случаев делает модельные сигналы для различных геологических гипотез слабо различимыми и приводит к ошибкам в интерпретации.

Методика исследования.

При наличии модельных микросейсм для различных геологических гипотез, задача анализа наблюдаемых микросейсм может быть решена как хорошо известная статистическая задача асинхронного различения сигналов непосредственно во временной области. В качестве нулевой гипотезы рассматривался вариант отсутствия залежи в разрезе, в качестве альтернативных гипотез – вариант строения с наличием залежи в одном из потенциально продуктивных горизонтов.

При решении задачи в данной постановке необходимо получить модельные микросейсм для различных гипотез геологического строения разрезе в точке исследования. Задача моделирования распространения микросейсм решалась в плоской постановке, методом конечных элементов. Среда моделировалась телом Кельвина-Фойгта. Сейсмомеханические параметры геологической среды восстанавливались из данных ГИС и ВСП ближайшей к точке исследования скважины или, при их отсутствии, из пластовых скоростей скоростной модели сейсморазведки МОГТ. Для моделирования наличия залежи использовалась эффективная модель залежи толщиной 50 метров с

пониженными на 30-50% пластовыми скоростями и повышенным в 10 раз затуханием, по сравнению с вышележащим слоем.

Наличие модельных сигналов для различных геологических гипотез в полевых данных устанавливалось корреляционным методом. Для этого полевой сигнал разбивался на кадры длительностью равной модельному сигналу, полученные кадры и модельные сигналы фильтровались фильтром нижних частот, и вычислялся коэффициент корреляции каждого кадра с каждым из модельных сигналов. Детектировалось статистически значимое (до 1000 ед.) количество максимальных по абсолютному значению коэффициентов корреляции, полученные коэффициенты корреляции усреднялись. Усредненные корреляционные коэффициенты для каждой геологической гипотезы нормировались на сумму коэффициентов корреляции для всех рассматриваемых гипотез о геологическом строении. По результатам данной операции для каждой точки исследований строилась карта нормированных коэффициентов корреляции для каждой геологической гипотезы на площади исследований.

Результаты исследований.

Для практического опробования методики был выбран участок в районе Юго-Восточного склона Южно-Татарского свода. Целью исследований было уточнение прогнозных контуров нефтеносности в нижнем карбоне для заложения эксплуатационных скважин.

Было проведено численное моделирование и получены модельные сигналы для трех геологических гипотез – разрез без залежи, залежь в карбоне и залежь в девоне. Спектры и отфильтрованные фильтром нижних частот 4 Гц модельные микросейсмы приведены на Рис. 1. Как можно видеть, во временной области различимость модельных сигналов выше, чем в спектральной.

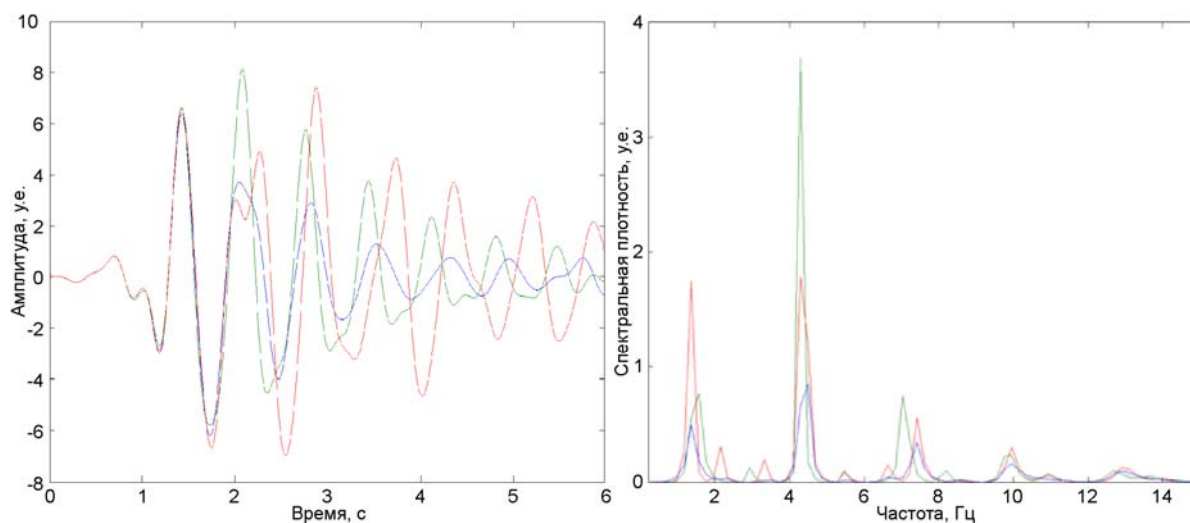


Рис. 1. Модельные сигналы и их спектры.

На площади исследований был записан естественный микросейсмический фон в 315 точках. Полевые записи анализировались по приведенной методике. На Рис.2 приведена карта нормированного коэффициента корреляции для гипотезы наличия залежи в нижнем карбоне.

Обсуждение.

Из Рис.2 видно, что максимальные коэффициенты корреляции группируются в связные области, преимущественно на севере исследованной площади, где нефтеносность установлена бурением. Малые коэффициенты корреляций в области скв. 6530, 6531, 6522 возможно обусловлены выработкой запасов при добыче. Пустые скважины №№ 52, 25, 50 и 73 попали в области малых коэффициентов корреляции. Выявлено распространение зоны высоких корреляций на северо-восток, где после исследований были пробурены скважины 6547 и 6540, подтвердившие нефтеносность нижнего карбона.

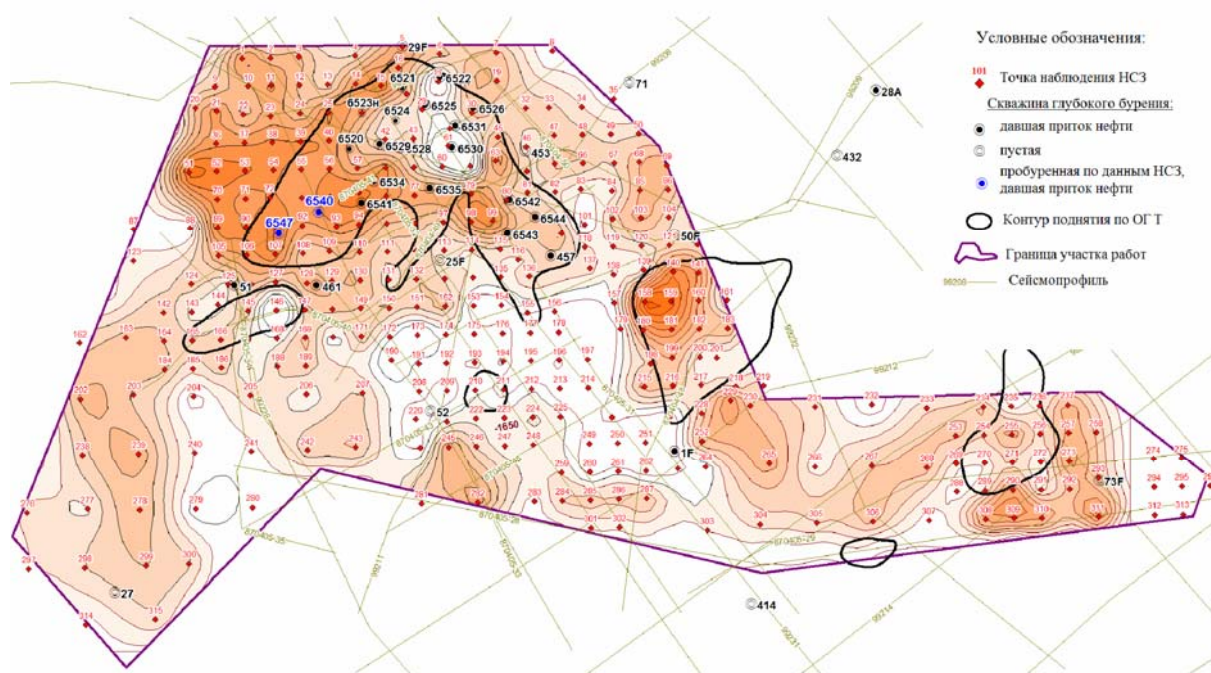


Рис. 2. Распределение нормированного коэффициент корреляции для гипотезы наличия залежи в нижнем карбоне.

Заключение.

В предлагаемой методике не использовалось никакая априорная информация о форме спектра микросейсм в районах скважин с известной нефтеносностью, тем не менее, распределение коэффициентов корреляции достаточно хорошо совпадает с известными данными о нефтеносности

исследованной площади. Это подтверждает гипотезу о фильтрации микросейсм геосредой как основного механизма возникновения изменений в спектре микросейсм над залежами углеводородов.

Предлагаемая методика полностью формализована, что позволяет повысить объективность интерпретации данных низкочастотных микросейсмических исследований.

Литература

1. Графов Б.М. и др. Анализ геоакустического излучения низкочастотной залежи при использовании технологии АНЧАР// Геофизика.–1996.– №5.- С.24-28.
2. Birialtsev, E. et. all. Experience in Low-Frequency Spectral Analysis of Passive Seismic Data in Volga-Ural Oil-Bearing Province [Electronic resource]/ IPTC 13678. International Petroleum Technology Conference (IPTC), Doha, Qatar, 2009.
3. S. Dangel et all. Phenomenology of tremor-like signals observed over hydrocarbon reservoirs // «Journal of Volcanology and Geothermal Research 128 (2003)135-158»

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛОВИЗИОННОЙ ТОМОГРАФИИ В ИЗУЧЕНИИ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ СРЕД

К.М. Каримов, В.Н. Соколов, В.Л. Онегов, Л.К. Каримова, С.Н. Кокутин
ООО «ТРАНС-СЕРВИС», г. Кириши

К настоящему времени нами доказана возможность дистанционного тепловизионного зондирования Земли в изучении строения геологических сред во многих регионах [1-3]. Используются многоспектральные данные, получаемые с различных космических носителей. Выполняется обработка и интерпретация материала на основе разработанных алгоритмов, которые включают эвристический подход, пространственную фильтрацию и вейвлет-анализ поля плотности потока теплового излучения среды. Преимущества метода определяются сочетанием высокой информативности материала при покрытии больших территорий и детальности изучения геологической среды.

Геологическое картирование структур. Данные тепловизионной космической съемки позволяют на основе многоуровневых карт-срезов и разрезов, построенных в рамках градиентных и горизонтально-слоистых сред для осадочного чехла и фундамента, успешно дешифровать локальные и региональные объекты, глубинные и поверхностные структуры земной коры и осадочного чехла, определять природу аномалии

образующих объектов. Проводится классификация строения геологических структур (линейные, кольцевые, вихревые), картируются разломы, выделяются зоны сжатия и растяжения, выявляются зоны повышенной проницаемости и флюидообмена пород с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами, способные быть природными резервуарами углеводородов.

Поиск подземных вод. Методологический подход космического поиска на уровне региональных гидрогеологических исследований представляется наиболее эффективным, поскольку ограничиваются прогнозируемые площади для дальнейшего изучения перспективных зон пресных подземных вод и конкретизируются индикаторные признаки, типичные для разных генетических типов месторождений воды. Поэтому в работе отражены два отдельных аспекта, достаточно тесно связанные между собой: во-первых, методика изучения в региональном плане областей разгрузки подземных пресных вод в прибрежной зоне моря с целью их использования для водоснабжения; во-вторых, процессы морской интрузии (проникновение морской воды в континент и ее попадание в водоносные горизонты). В ходе анализа дистанционных данных способом тепловизионной томографии геологической среды нами изучена динамика вод в естественных условиях для юго-восточной части территории Королевства Испании. В частности, установлены подземные стоки флюидов (пресной и морской воды) по слоям и глубинным зонам разломов, местоположения резервуаров в верхней части коры в пределах моря, изучены условия формирования субмаринных вод и зон морской интрузии с целью рационального, экологического и безопасного использования ресурсного потенциала в народном хозяйстве.

Астроблема. Теория абиогенного глубинного происхождения углеводородов позволяет говорить о наличии в недрах Земли неисчерпаемых запасов. Одним из громадных источников газа и нефти являются астроблемы. Комплексное изучение крупных кратеров, расположенных на поверхности Земли диаметром десятки километров, показало, что причиной таких катастроф прошлого является падение гигантских метеоритов, или импактные события. Промышленные запасы нефти и газа разведаны в 14 астроблемах Канады, Мексики и США. Крупнейшим является мексиканское месторождение Кантарель (импактный кратер Чиксулуб). Структура импактного кратера Сильян Ринг в центре Швеции, который мы изучали, во многом сходна со структурой кратера Чиксулуб. Нами построена объемная модель блоково-разломных структур Сильян Ринг, в результате выявлены: наиболее вероятное направление удара метеорита о Землю по рельефу местности и глубинному сучиванию пород коры; вихревая форма структуры с существенным изменением среды до 12-16 км; листрические разломы и аллохтонные литопластины; низкотемпературная подушка чашеобразной формы (ее

проявление нами связывается с разуплотненными породами, насыщенными флюидом) и др.

Гидротермальные источники тепла. Космические системы наблюдений дают общее представление о состоянии геотермальных источников. Развиваемая тепловизионная томография позволяет осуществлять мониторинг большой территории, с получением объективной и оперативной информации о местах зарождения и развития вулканов, скрытых от человеческого взгляда. В качестве примера рассмотрены особенности регионального проявления грязевулканических процессов в Темрюкском районе Краснодарского края на примере вулкана Шуго. Результаты сопоставлялись с моделью земной коры, полученной по низкочастотному сейсмическому зондированию.

Литература

1. Каримов К.М., Онегов В.Л., Кокутин С.Н. и др. Дистанционное тепловизионное зондирование Земли при решении геологических задач. Казань.: Георесурсы. 2009. №1(29). С.38-42.

2. Каримов К.М., Онегов В.Л., Кокутин С.Н. и др. Авиационное тепловизионное зондирование геологической среды. М.: Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. ОАО «ВНИИОЭНГ». 2009. №5. С. 24-31.

3. Каримов К.М., Онегов В.Л., Кокутин С.Н. и др. Космическое тепловизионное зондирование континентального шельфа морей. М.: Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. ОАО «ВНИИОЭНГ». 2010. №2. С. 8–15.

К ВОПРОСУ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ СКВАЖИННОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ (ВСП) ПРИ ПОДЗЕМНОМ ВЫЩЕЛАЧИВАНИИ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ (УРАНА).

Р.Н. Хайрутдинов^{*}, Д.Р. Хайрутдинов^{**}, В.А. Красноперов^{***}
(*ОО НПФ «ДАНК», г. Алматы, Казахстан, **GEOFIZYKA Kraków
Sp. z o.o Kraków г. ***Казахско-Турецкий университет им. С. Джумереля, г.
Алматы, Казахстан)

TO THE QUESTION OF APPLICATION OF BOREHOLE SEISMIC PROSPECTING (VSP) AT UNDERGROUND LEACHING MINERALS (URANIUM).

(*"DANK" LTD, Almaty, Kazakhstan, ** GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o
Kraków *** Kazakhish-turkish university of S.Djumerelja, Almaty,
Kazakhstan)

Аннотация. Ставится вопрос об использовании сейсморазведки ВСП при подземном выщелачивании полезных ископаемых.

Abstract. The question on use of seismic prospecting VSP rises at underground leaching minerals.

В последнее время для добычи многих твердых полезных ископаемых применяют геотехнологические методы подземного выщелачивания с использованием буровых скважин. Они позволяют упростить и удешевить добычу, проводить отработку бедных месторождений, а также месторождений, характеризующихся сложными условиями залегания.

Геотехнологические методы добычи полезных ископаемых позволяют существенно снизить (в 2 - 4 раза) капитальные затраты на строительство предприятий, повысить производительность труда по конечной продукции, сократить численность работающих. Кроме того, их применение способствует значительному улучшению условий труда и уменьшению отрицательного воздействия на окружающую среду.

Подземное скважинное выщелачивание (ПСВ), метод добычи полезного ископаемого избирательным растворением его химическими реагентами в рудном теле на месте залегания с извлечением их на поверхность и последующего выделения из раствора полезного элемента. При ПСВ проницаемых рудных тел месторождение вскрывается системой скважин, располагаемых (в плане) рядами, многоугольниками, кольцами. В скважины подают растворитель, который, фильтруясь по пласту, выщелачивает полезные компоненты. Продуктивный раствор откачивается через другие скважины.

ПСВ применяется для добычи многих металлических и неметаллических полезных ископаемых. В Казахстане и Узбекистане этот метод нашел широкое применение при добыче урана.

Ниже, для обоснования необходимости применения скважинной сейсморазведки при подземном выщелачивании урана, авторы используют аналитические материалы ряда научных публикаций и обзоров, часть из которых приводится в списке литературы [2, 4, 5].

В течение ряда лет ведущими странами в освоении и промышленной эксплуатации урановых руд способом подземного выщелачивания остаются США и страны СНГ, среди которых ведущая роль по объемам производства принадлежит Казахстану и Узбекистану.

По достоверно разведанным запасам урана Казахстан занимает одно из ведущих мест в мире, причем 75,3 % из них относятся к пластово-инфильтрационному типу, пригодному для отработки способом подземного скважинного выщелачивания (ПСВ). Начиная с 1998 года, практически весь уран, произведенный в Казахстане, был добыт методом ПСВ.

В настоящее время и на ближайшее будущее, основу минерально-сырьевой базы для добычи урана в Казахстане составляют экзогенные

инфильтрационные месторождения урана, связанные с региональными зонами пластового окисления.

Ниже в краткой форме рассмотрены основные закономерности формирования эпигенетических пластово-инфильтрационных месторождений, которые определяют их особенности и делают возможным отработку их способом подземного скважинного выщелачивания (ПСВ).

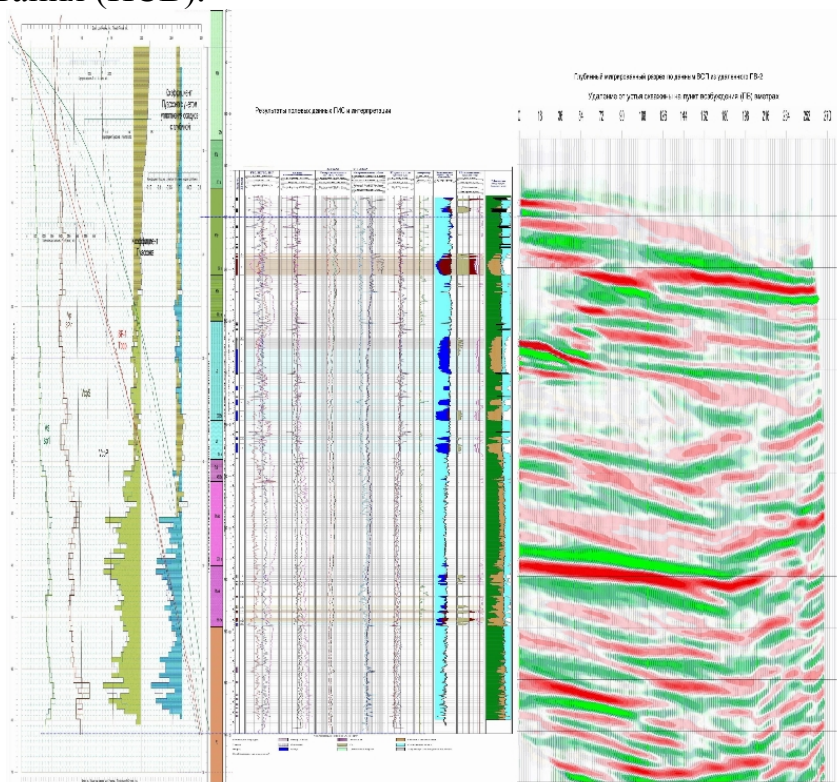


Рис. 1. Результаты скважинной сейсморазведки по линии: устье скважины- удаленный ПВ (520м). Увязка данных кинематической модели по ВСП (левая часть), с результатами интерпретации ГИС (центральная часть) и глубинным мигрированным разрезом по НВСП (правая часть).

Образование пластово-инфильтрационных урановых месторождений возможно только в условиях инфильтрационного гидродинамического режима подземных вод, т.е. в условиях, когда движение этих вод в пределах артезианских бассейнов направлено от их периферии к центральным частям. При этом уровни подземных вод в периферических частях бассейнов находятся на более высоких, чем во внутренних частях гипсометрических отметках, благодаря чему создаётся устойчивый поток вод и возникают условия для проникновения кислородсодержащих вод в хорошо проницаемые пласты разреза осадочных горных пород.

Образование инфильтрационных месторождений возможно только в условиях достаточно свободной миграции растворённого кислорода в проницаемые части земной коры. Главным условием возможности глубокого проникновения кислорода является отсутствие в

приповерхностных условиях активных восстановителей, что возможно только в районах с аридным или субаридным климатом.

Процесс образования инфильтрационных месторождений требует наличия в породах, по которым происходит инфильтрация, активных восстановителей, таких, как сингенетические с породами и эпигенетические с ними вещества. К первым относятся уголь, рассеянное углистое вещество (растительный детрит). Ко вторым – диагенетические и эпигенетические дисульфиды железа (пирит, марказит), а также нефтебитумы и восстановительные газы (сероводород, метан, водород). Последние могут присутствовать в пластовых водах в растворённой форме.

Важнейшими рудоконтролирующими объектами на инфильтрационных месторождениях являются зоны пластового окисления (ЗПО), причём, оруденение связано с ними не только пространственно, но и генетически, т.е. генерируется ими. На границе выклинивания ЗПО образуется восстановительный барьер, на котором и происходит осаждение урана и формирование рудных залежей. Непосредственно к барьеру металл поступает от прилегающих областей питания вместе с нисходящими напорными кислородными водами из рудовмещающих пород, проработанных процессом пластового окисления.

Установлено, что граница зоны выклинивания пластового окисления представляет собой сложный геохимический барьер, совмещающий несколько видов, среди которых различают: восстановительный, кислотно-щелочной, сорбционный, нейтрализационный и, возможно, другие. Важнейшую роль в рудообразовании выполняет восстановительный барьер, сущность которого заключается в снижении окислительно-восстановительного потенциала (E_h) пластовых вод, расходуя содержащийся в них кислород на окисление веществ-восстановителей. В процессе восстановления на геохимическом барьере происходит осаждение поливалентных элементов – урана, селена, молибдена, рения, ванадия, меняющих высоковалентную миграционную форму на низковалентную (например U^{6+} на U^{4+}). Чем выше в породе содержание восстановителей, тем контрастнее восстановительный барьер и выше концентрация полезных компонентов в рудах.

Со слабо контрастным кислотно-щелочным барьером, практически всегда образующимся на границе выклинивания ЗПО, связаны повышенные концентрации элементов постоянной валентности на её выклинивании, на растворимость которых изменение величины E_h сказываться не должно (иттрий, скандий, ниобий и др.)

С влиянием сорбционного барьера, связано появление повышенных концентраций таких элементов, как цезий, рубидий, серебро и др., которые не могут быть объяснены влиянием ни Eh-, ни pH - барьеров.

Основной минеральной формой нахождения урана в промышленных рудах инфильтрационных месторождений являются его восстановленные окислы: черни, настуран (смолка) и силикат четырёхвалентного урана - коффинит.

Таким образом, по своему структурному строению пластово-инфильтрационное месторождение урана, в какой-то мере напоминает нефтеносные структуры месторождений нефти. При этом, в последнее время, для ПСВ используются и глубины, сравнимые с глубинами нефтедобычных скважин, а стратиграфически исследуются меловые и неоген-палеогеновые отложения, (Это то, что было на ранней стадии эксплуатации нефтяных месторождений во всем мире).

Так пластово-инфильтрационные месторождения урана в Казахстане характеризуются достаточно сложными для подземного скважинного выщелачивания условиями:

- большая глубина – 600 м и более (Карамурун);
- наличие высокопроницаемых подрудных горизонтов, (Мынкудук);
- полное или частичное отсутствие водоупоров (Акдала, Мынкудук, Инкай);
- многоярусность рудных тел (Мынкудук);
- высокая напорность подземных пластовых вод (Сулучекинское).

Известно, что в изучении нефтяных месторождений огромное значение играет сейсморазведочные работы, и в частности методы скважинной сейсморазведки (метод вертикального сейсмического профилирования – ВСП в различных его модификациях). То есть, по аналогии можно и пластово-инфильтрационные месторождения урана изучать сейсмическими методами. Во времена СССР этим широко пользовались. Сейчас, в Казахстане, начиная с 1995 года, эти методы не применяются. А между тем за это время, сейсморазведка получила чрезвычайно большое развитие.

По нашему мнению необходимо начать новый этап в применении сейсморазведочных методов в геологоразведочном процессе при поисках, разведке и добыче уранового сырья. Лучше при этом начинать с метода ВСП [1, 3].

Известно, что метод ВСП предназначен для решения широкого круга геолого-геофизических задач на основе регистрации сейсмического волнового поля в скважине, т.е. непосредственно внутри реальной среды. Такая система наблюдения, в отличие от наземной сейсморазведки, способствует регистрации сейсмических волн с наименьшими искажениями, поскольку они не проходят верхний слой пород, наиболее поглощающий энергию высокочастотной составляющей сигналов. При

этом волновое поле ВСП более насыщено высокими частотами, чем регистрируемое на поверхности и обеспечивает получение более разрешенных по временным и пространственным координатам результатов обработки и получения детальной интерпретации. Кроме того, при ВСП используется трехкомпонентный прием сейсмических сигналов в скважине, а это значит, что можно применять все достоинства поляризационного метода (ПМ ВСП), т.е. регистрировать одновременно все типы волн, и использовать их отдельно, благодаря поляризационному методу.

Нужно учитывать, что разрешенность современной наземной сейсморазведки не превышает в лучшем случае 20 м, а достоверность моделей продуктивных пластов заведомо не может считаться приемлемой для обоснованной дифференциации их. Рабочий диапазон частот, как правило, ограничивается в лучших случаях верхним порогом в 100 Гц. Другими словами, в наземной сейсморазведке поперечные волны так и не стали основой для существенного повышения разрешенности и достоверности результатов.

В то же время, в методе ВСП уже давно получила подтверждение возможность полезного использования продольных и поперечных волн в диапазоне частот до 250 Гц с использованием более корректных методов решения обратных задач геофизики.

Примером результативности ВСП являются результаты по скважине, пробуренной для поисков нефтегазовой залежи, находящейся вблизи эксплуатируемого пластово-инфильтрационного месторождения урана в Южном Казахстане.

Скважина пробурена до глубины 650 м, и вскрыла разрез, состоящий из отложений перми, триаса, юры и мела.

При регистрации полевых данных ПМ ВСП использовался программно-управляемый телеметрический комплекс АМЦ-ВСП-3-48М с записью X, Y и Z-компонент волнового поля трехточечным цифровым зондом. Спуско-подъемные операции осуществлялись каротажным подъемником СКП-5 с трехжильным бронированным кабелем. Возбуждение упругих колебаний производилось из скважин малыми взрывными зарядами, погруженными на оптимальную глубину. Обработка данных проводилась с помощью систем программного обеспечения: ЮНИВЕРС (Россия), ВСП-ПОЛ (Россия), FOCUS (Израиль, США).

Результат обработки и интерпретации показан на рис. 1. В левой части рисунка показаны результаты кинематической обработки ВСП, в центральной части интерпретация даны ГИС, а в правой части мигрированный разрез ВСП (вертикальная компонента – Z).

Приведенная комплексная интерпретация ВСП и ГИС определяет перспективы дальнейших поисково-разведочных работ на

месторождении, и, главное, глубинный мигрированный разрез показывает не только строение отдельных пачек слоев, их положение в пространстве, но и косвенно указывает на литологию и тектонику. Видно, что удалось выделить и проследить в волновом мигрированном глубинном разрезе продуктивные пласты, регистрирующиеся как выделенные фазовые сейсмические колебания, которые характеризуют не только изменения их мощности по латерали, но и с помощью смены цвета раскраски, изменение литологии (а возможно, и насыщения) пласта. При этом минимальная мощность выделенных пластов по ВСП составляет около 5-6 м.

По этим данным можно определить и структурный план этих отложений. Правда, для более точного определения положения в пространстве этих осадков, (так называемую морфологию поверхности кровли или подошвы пласта), необходимо иметь дополнительно несколько пунктов возбуждения в разных азимутах (азимутальная или многолучевая система наблюдений непродольного ВСП -(НВСП)).

В левой части рисунка также даны графики изменения коэффициента Пуассона, полученные по изучению скоростей Р и S волн.

Коэффициент Пуассона - наиболее информативный для прогноза флюида параметр. Это комплексная характеристика, зависящая от состава породы, структуры порового пространства, состава флюида и пластового давления. Даже визуально, как правило, на графиках коэффициента Пуассона, низкими значениями выделяются коллектора, а высокими значениями - непроницаемые покрышки (где нет движения флюидов).

Используя объемную картину по результатам ВСП в комплексе с данными керна и ГИС (геофизические исследования скважин), возможно построение объемных моделей отдельных блоков и месторождения в целом, что существенно улучшит количественную характеристику объекта и дополнительно решит экологические проблемы, возникающие с неучтенной миграцией технологических растворов.

Таким образом, постановка сейсморазведочных работ, и, прежде всего, ПМ ВСП на всех стадиях геологоразведочного процесса, для решения прикладных задач изучения строения пластово-инфильтрационных месторождений, с выходом на конкретные решения, является важной, своевременной и необходимой для уранодобывающих отраслей.

Список литературы

3. А.Н.Амиров, Е.И.Гальперин, И.И.Гурвич, и др. //Промысловая сейсмика – сейсмические исследования на этапе разработки и эксплуатации месторождений: Изв. ВУЗов. Геология и разведка, 1980, №7, с. 78-83.

4. Бровин К.Г., Грабовников В.А., Шумилин М.В., Язиков В.Г. Прогноз, поиски, разведка и промышленная оценка месторождений урана для отработки подземным выщелачиванием. Алматы, Гылым, 1997. – 383 с.

5. Е.И.Гальперин. Поляризационный метод сейсмических исследований. – М.: Недра, 1978. - 273с.

6. Петров Н.Н., Язиков В.Г., Аубакиров А.Б., Плеханов В.Н., Вершков А.Ф., Лухтин В.Ф. Урановые месторождения Казахстана (экзогенные). Алматы, Гылым, 1995, - 264 с.

7. Язиков В.Г., Забазнов В.Л., Петров Н.Н., Рогов Е.И., Рогов А.Е. Геотехнология урана на месторождениях Казахстана. Алматы, 2001. – 442 с.

Раздел 4. Аппаратура, оборудование

УСТРОЙСТВО ДЛЯ АВАРИЙНОГО СКЛАДЫВАНИЯ ПРИЖИМНОГО РЫЧАГА.

Е.А. Виноградов, Ю.В. Антипкин.

ООО «НИИморгеофизика-Интерсервис» г. Мурманск

THE DEVICE FOR EMERGENCY FOLDING UP OF THE CLAMPING LEVER.

Е.А. Vinogradov, J.V. Antipkin,

LLC "NII morgeophysica-Interservis ", Murmansk

Аннотация

Устройство для аварийного складывания прижимного рычага в скважинном приборе, содержащее реле с нормально разомкнутыми контактами и схему управления. Дополнение известной схемы тремя диодами и защитным реле с нормально разомкнутыми контактами позволяет сложить прижимной рычаг при отказе схемы и (или) одной жилы кабеля.

Abstract

The device for emergency folding up of the clamping lever in the downhole sonde, containing relay with normally opened contacts and the management scheme. Addition of the known scheme with three diodes and the protective relay with normally opened contacts allows to fold up the lever at refusal of the scheme and (or) one of cable conductor.

В процессе сбора данных приемные модули скважинного зонда ВСП основную часть времени прижаты к стенке скважины. Отказ жилы кабеля или электронной схемы прибора в таких условиях приводит к аварии, связанной с потерей свободы перемещения зонда. Это стимулирует поиск технических решений для повышения надежности операции складывания прижимных рычагов в приемных модулях и восстановления подвижности зонда.

В аппаратуре ЦСК-18 (Мурманск, ООО «НИИМоргеофизика – Интерсервис») для управления двигателем механизма силового привода в приемных модулях ранее использовалось традиционное устройство, изображенное на Рис.1

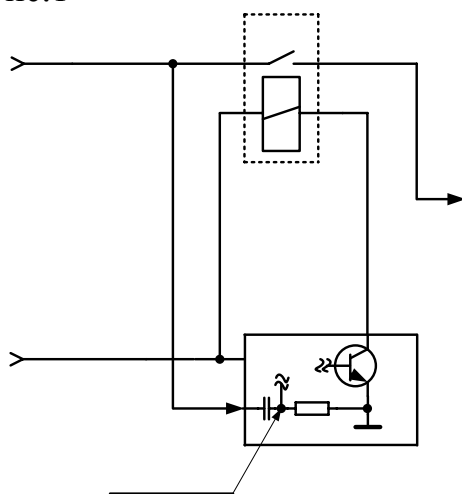


Рис.1 Устройство управления двигателем механизма силового привода в приемных модулях аппаратуры ЦСК-18

Устройство содержит реле с нормально разомкнутыми контактами и схему управления. На первый вход устройства по жиле кабеля поступают команды управления и напряжение питания двигателя. **Вх.1(+/-) У.дв** на второй вход устройства по другой жиле кабеля подается напряжение питания положительной полярности для электронной схемы прибора.

Действия по открыванию и складыванию прижимного рычага в аппаратуре ЦСК-18 ранее производились с одинаковой надежностью, с использованием одинаковых цепей и команд, и отличались лишь полярностью напряжения питания двигателя. С точки зрения последствий отказа это существенный недостаток, т.к. отказ прижатого прибора существенно опасней отказа свободного прибора.

Для повышения надежности операции складывания прижимного рычага в случае аварийного отказа традиционное устройство было модифицировано. Его функциональная схема приведена на Рис. 2

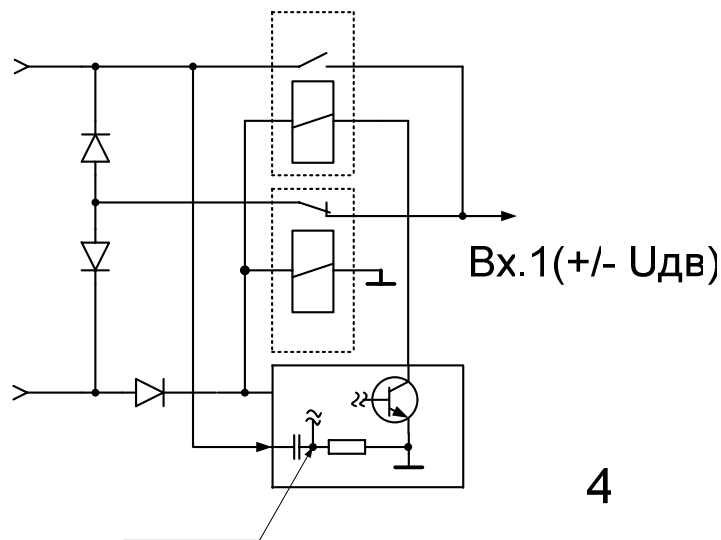


Рис.2 Модифицированное устройство управления

Модифицированное устройство (Рис. 2) содержит прежние элементы: реле 1 с НР контактами и схему управления 3. Но теперь оно дополнено защитным реле 2 с нормально замкнутыми (НЗ) контактами и тремя диодами 4, 5, 6.

При исправном состоянии кабеля и прибора положение прижимного рычага меняется следующим образом. Напряжение питания $U_{пр}$ положительной полярности со второго входа устройства (Вх. 2) через диод 6 поступает на вход питания (первый вход) схемы управления 3 и обмотку управления защитного реле 2. Реле 2 срабатывает и его НЗ контакты размыкаются. От наземного пульта на вход Вх. 2 (на $U_{пр}$) (второй вход) схемы управления 3 через первый вход (Вх. 1) устройства поступает команда на включение двигателя. Схема управления 3 распознает указанную команду и своим выходом подсоединяет обмотку двигателя к корпусу. В результате реле 1 срабатывает, его контакты замыкаются и соединяют первый вход устройства с двигателем. Открывание рычага происходит при подаче положительного напряжения «Удв» на ВХ 1 устройства, а складывание при подаче отрицательного напряжения.

При отказе схемы управления 3 контакты реле 1 остаются в разомкнутом состоянии и напряжение на двигатель через них не подается. В таких условиях для аварийного складывания прижимного рычага необходимо снять положительное напряжение ($+U_{пр}$) со второго входа устройства. Защитное реле 2 при этом вернется в исходное состояние, и его контакты замкнутся, обеспечивая тем самым подачу отрицательного напряжения по двум цепям: 1- Вх. 1, диод 4 ; 2- Вх. 2, диод 5. В результате рычаг сложится, и прибор отождется от стенки скважины. Диод 6 при этом препятствует поступлению нежелательного отрицательного напряжения на вход схемы управления 3. В случае отказа одной из жил кабеля

отрицательное напряжение на двигатель подается по оставшейся исправной жиле.

Разумеется, нет оснований отказываться от известных способов повышения аварийной безопасности - ослабленная ось в приводе рычага[1,2,3]. Однако, учитывая стоимость ликвидации аварийной ситуации, дополнительные меры нельзя рассматривать как избыточные. Особенно если они не слишком дороги, но заметно снижают опасность аварийной ситуации. Такие меры выводят аппаратуру ЦСК-18 в лидеры национального рынка оборудования для ВСП еще и по показателю безопасности.

Список литературы

1. Виноградов Е. А., Чигрин А. Д., 2006, Порог чувствительности аппаратуры ВСП: Технологии сейсморазведки 3, 90-95.
2. КАНАЯМА Казумаза, УИЛСОН Колин, АНДЕРХИЛ Уильям, 2006, Усовершенствованная якорная лапа для сейсмического каротажного зонда: Патент RU № 2382198 Кл. E21 B47/12.
3. Сафиуллин Г. Г., Сырцов А. В., Бандов В. П., и др. 1976, Прижимное устройство скважинного прибора: А. с. № 65479

КАВИТАЦИОННЫЙ ВИБРОВОЛНОВОЙ ГЕНЕРАТОР И ТЕХНОЛОГИЯ ВОЗБУЖДЕНИЯ УПРАВЛЯЕМОГО ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО ВОЛНОВОГО ПОЛЯ

А.И. Харламов*, К.М. Мирзоев**, С.Я. Суконкин***
(* ИО РАН, ** ИФЗ РАН, *** ОКБ ОТ РАН, Москва)

THE CAVITATIONAL VIBROWAVE GENERATOR AND TECHNOLOGY OF EXCITATION CONTROLLED HYDRODYNAMIC WAVE FIELD

A.I. Kharlamov*, K.M. Mirzoev**, S.Ya. Sukonkin***
(* IO RAS, ** IFZ RAS, *** EDBOE RAS, Moscow)

Аннотация

Разработано виброволновое оборудование с гидродинамическим кавитационным генератором колебаний давления жидкости в широком диапазоне амплитуд и заданных частот колебаний, а также технология возбуждения управляемого гидродинамического волнового поля в обводненных напряженных средах, включая скважины. Характерной особенностью новой технологии является разработка и использование специального инструмента, создающего поле упругих волновых колебаний, работающего в режиме периодически срывной кавитации.

Технико-экономическая эффективность кавитационного генератора обеспечивается за счет:

-заданной частоты излучения импульсов давления при прохождении потока жидкости через трубку Вентури, способствующей возникновению определенных частот колебаний с разными коэффициентами кавитации (амплитудами воздействий) в зависимости от соотношения входного (до генератора) и подпорного (после генератора) давлений;

-использование собственных частот колебаний пластов земной коры с помощью заданных частот колебаний для создания резонансного эффекта.

Эффективность работы генератора является следствием высокой степени преобразования энергии генерируемых импульсов давления в жидкости в сейсмическую, достигающей, по предварительным данным, 50%.

Скважинный вариант кавитационного генератора сейсмических колебаний в водной среде позволяет использовать его для изучения строения земной коры, разрядки накопленных напряжений, обработки перфорационных зон нагнетательных и добывающих скважин, а также для увеличения добычи нефти.

Авторский указатель

А	Александров П. Н.	53	Кокутин С.Н.	154			
	Амиров А.А.	93	Колосков В.Н.	64			
	Антипкин Ю.В.	164	Колосов А.С	19, 23			
	Ахметшин Н.М.	104	Кондратьев В.К.	134			
Б	Балабан И.Ю.	125	Коровко Л.Н.	23, 98			
	Баюк И. О.	73	Красноперов В.А.	156			
	Бедретдинов Р.Ю.	27	Кузнецов В. М.	59			
	Билибин С.И.	120	Кузнецова Г.П.	125			
	Биряльцев Е. В.	150	Курманбаев М.С.	111			
	Богомолова Н.А.	98	Кушмар И.А.	134			
	В	Виноградов Е. А.	164	Л	Лесной Г.Д.	78	
Владов М. Л.		116	Лесонен Д.Н.		49		
Власов С.В.		147	Лувишис М.Г.		139		
Г	Гаврилов А.В	116	М	Лукашин Ю.П.	135		
	Гогоненков Г.Н.	125		Лярский С.П.	116		
	Голикова Г. В.	94		Максимов Г. А.	49		
	Гурьев С.В.	100		Мануков В.С.	2		
	Гутман И.С.	125		Миколаевский Э. В.	139		
Д	Девятов Р.Р.	85	Мирзоев К.М.	167			
	Деров А.В.	49	Митасов В.И.	134			
Е	Евдокимов Ю.К.	44, 47	Мосягин Е. В.	81			
			Мочалов А.П.	94			
З	Зудилин А.Э.	147	Муратов Р.А.	89			
			Мухин А.А.	19, 23			
И	Иванова Н.Л.	129	Мухин Д.А.	19, 23			
			Истомин С.Б.	129	Мухутдинов Н.У.	85	
					Ишуев Т.Н.	44, 47	Н
Никитченко А.Н.	32						
К	Казаринова Ю.В.	27	О	Николаев А.В.	14, 144		
				Калван Л.В.	27	Онегов В.Л.	154
						Ошкин А.Н.	116
	Караев Н. А.	135	П	Патрушев Ю.В.	147		
				Перепечкин М.В.	120, 124		
	Каримов К.М.	154	Петров С.И.	93			
	Каримова Л.К.	154	Писецкий В.Б.	147			
	Касимов А.Н.	69	Потапов О. А.	64			
	Кашик А.С.	125	Помазанов В. В.	69			
	Каштан Б.М.	32, 37, 40					
Ким В.В.	69						

	Киршин А.В.	85	Р	Редекоп В.А.	64, 69
	Киселев Ю.В.	37		Ренкас Ю.Л.	78
	Киященко Д.А.	32, 37		Рюмин В. А.	78
	Ковалевский Е.В.	120, 125		Рыжков В.И.	73
С	Сафиуллин Г.Г.	104		Рыжков В.А.	150
	Соколов В.Н.	154		Рыжков Д.А.	150
	Староверов В.М.	125	Х	Хайрутдинов Д.Р.	111, 156
	Степченков Ю.А.	19, 23, 27		Хайрутдинов Р.Н.	111, 156
	Стручков В. А.	116		Харламов А.И.	167
	Суконкин С.Я.	167		Храмов Л. Д.	44, 47
Т	Табаков А.А.	9, 19, 27	Ц	Цемкало М. Л.	139
	Таратын Э. А.	139			
	Терёхин А.А.	93	Ч	Чудинов Ю.В.	98
	Тимошенко И.А.	98			
	Тихонов А.С.	140	Ш	Шарапов И.Р.	150
	Тихоцкий С.А.	10		Шестаков В.И.	139
	Троян В.Н.	32			3, 59, 104
				Шехтман Г.А.	104
				Шигапов Р.А.	40
У	Устинов А.Н.	134			14, 16, 18
				Шубик Б. М.	18
				Шур Д.Ю.	10
Ф	Фадеев Г.Н.	111			
	Ференци В.Н.	19, 23, 27	Ю	Юров А.А.	100
	Фокин И. В.	10			

Алфавитный перечень организаций - участников, докладчиков и соавторов

- А** АКИН г.Москва т.:(903) 186-23-09
E-mail: gamaximov@gmail.com
- Б** "Белгеология" ФГУП г.Минск т.:(495) 939-33-42, ф.:(495) 939-43-70
E-mail: a.oshkin@mail.ru
- В** ВНИИ Геофизика г.Москва т.:(499) 264-67-10, ф.:(499) 264-67-10
ВНИИГИС E-mail: gregs22@rambler.ru
- ВНИГРИ ФГУП г.Санкт-Петербург т.:(812) 579-93-66, ф.:(812) 275-57-56
E-mail: viktormitasov@yandex.ru
- "ВимСейс Технология" ООО г.Москва т.:(495) 523-57-45, ф.:(495) 523-57-45
E-mail: vimseis@vimseis.ru
- ВФ МАДГТУ г. Чебоксары т.: (843) 238-18-51
E-mail: evdokimov1@mail.ru
- Г** "Газфлот" ООО г.Москва т.:(495) 925-81-21, ф.:(499) 760-77-41
E-mail: mail@stalgeo.ru
- "ГЕОВЕРС" ООО г.Москва т.:(499) 192-81-35, ф.:(499) 192-81-35
E-mail: vsp@cge.ru
- "Геологоразведка" ФГУ НПП г.Санкт-Петербург т.:(812) 412-37-08, ф.:(812) 412-76-87
E-mail: Nazim_Karaev@mail.ru
- "Геосейс" ООО г.Москва т.:(495) 694-19-99, ф.:(495) 694-19-97
E-mail: geoseisltd@gmail.com
- "Геосервис" УП р. Белоруссия г.Минск т.:(495) 939-33-42, ф.:(495) 939-43-70
E-mail: a.oshkin@mail.ru
- "Геофизика" г. Краков т.: (327) 266-25-72
E-mail: cge.kzvsp@mail.ru
- "Геофизические системы данных" ООО г.Москва т.:(495) 234-27-94, ф.:(495) 234-27-94
E-mail: info@gds.ru
- «Градиент» г.Казань (843) 238-32-43т/ф
E-mail: gradient-kzn@yandex.ru
- Д** "ДАНК" ТОО НПФ г.Алматы т.: (327) 266-25-72
E-mail: cge.kzvsp@mail.ru

- И** «ИГИРНИГМ» ОАО г.Ташкент
т.:998712-50-92-26,
ф. 998712-50-92-15
E-mail: IGIRNIGM_UZ@mail.ru
- "Иркутскгеофизика" ФГУНППП
г.Иркутск
т.:(812) 579-93-66, ф.:(812) 275-57-56
E-mail: viktormitasov@yandex.ru
- Институт океанологии им. Ширшова
г.Москва
т.: 8-915-241-61-78,
т.: 8-915-469-48-28
E-mail: mirzoev@yandex.ru
- ИФЗ РАН г.Москва
(495) 254-90-42, 255-60-40ф
E-mail: ibayuk@yandex.ru
- ИФЗ РАН г.Москва
ИПНГ РАН г.Москва
(499) 135-73-71, 135-54-65
E-mail: bmshubik@mail.ru
- К** Казахско-Турецкий университет
им. С. Дюмереля г.Алматы
т.: (327) 266-25-72
E-mail: cge.kzvsp@mail.ru
- КГУ г.Казань
т.: 8-919-633-07-36
E-mail: ater@kfu.ru
- КазанскийГТУ г.Казань
т.: (843) 238-18-51
E-mail: evdokimov1@mail.ru
- Л** "ЛИТ-ТРАСТ" ООО г.Москва
т.:(495) 749-64-47, ф.:(495) 228-32-40
E-mail: lit@timezyx.ru
- М** МГУ Геологический факультет г.Москва
т.:(495) 939-33-42, ф.:(495) 939-43-70
E-mail: a.oshkin@mail.ru
- «МиМГО» ЗАО г.Москва
т.:(495) 673-53-09, ф.:(495) 792-35-37
E-mail: info@mimgo.ru
- Н** "Надра" КОНЦЕРН г.Киев
т.:(38050) 313-23-15, ф.:(8044)-430-13-31
E-mail: vryumin@ukr.net
- «НИИморгеофизика - Интерсервис» ООО
г.Мурманск
т.:(8152) 44-39-72, ф.:(8152) 44-39-72
E-mail: vspmor@mail.ru
- О** Опытное-конструкторское бюро
океанологической техники РАН
г.Москва
т.: 8-915-241-61-78,
т.: 8-915-469-48-28
E-mail: mirzoev@yandex.ru

- П** «Пермнефтегеофизика» ОАО г.Пермь т.:(3422) 69-44-23 ф.:(3422) 69-29-89
E-mail: chudinov_j@pngf.com
- "ПетроГеоСервис" ООО г.Москва т.:(495) 523-57-45, ф.:(495) 523-57-45
E-mail: vimseis@vimseis.ru
- Р** РГУ нефти и газа им.Губкина г.Москва т.:(499) 233-93-22
E-mail: mail@ipne.ru
- С** СНИИГиМС, г.Новосибирск т.:(383) 222-28-99
E-mail: mazay24@sniiggims.ru
- СПбГУ г. Санкт-Петербург т.:(812) 428-43-22
E-mail: g_golikova@mail.ru
- СПбГУ г. Санкт-Петербург т.:(812) 428-43-17, ф.:(812) 428-43-17
Shell E&P E-mail: andr_nikitchenko@mail.ru
E-mail: renat_shigapov@mail.ru
- Т** ТНГФ ОАО г.Бугульма т.: (843) 238-18-51
E-mail: evdokimov1@mail.ru
- "ТРАНС-СЕРВИС" г.Казань т.: 8-917-900-41-18
E-mail: kamif1955@inbox.ru
- E-mail: cge.kzvsp@mail.ru
- У** "Узбекгеофизика" ОАО г.Ташкент т.:998712-50-92-26, ф.: 998712-50-92-15
E-mail: IGIRNIGM_UZ@mail.ru
- "Украфтогеофизика" ЗАО г.Киев т.:(38050) 313-23-15, ф.:(8044)-430-13-31
E-mail: vryumin@ukr.net
- "УНИС" ООО г.Санкт-Петербург т.:(499) 192-81-35, ф.:(499) 192-81-35
E-mail: vsp@cge.ru
- Уральский государственный горный университет г.Екатеринбург т.:(343) 257-66-61, ф.:(343) 257-84-49
E-mail: pisetski@yandex.ru
- Ц** "ЦГЭ" ОАО г.Москва т.:(499) 112-64-15
E-mail: cge@cge.ru
- ЦГЭМИ ИФЗ РАН г.Троицк, Московская обл. т.:(916) 111-49-62
E-mail: alexandr@igemi.troitsk.ru