



«ГАЛЬПЕРИНСКИЕ ЧТЕНИЯ-2008»
VIII Ежегодная Международная Конференция
**«ВСП и трехмерные системы наблюдений
в сейсморазведке»**

«GALPERIN READINGS-2008»
VIII Annual International Conference
VSP and 3D Acquisition Systems in Seismic Exploration

Доклады и тезисы

Reports and Abstracts

Спонсоры / Sponsors:



Schlumberger

EAGE-PACE



ООО НПЦ «Геостра»

Москва, ЦГЭ
21 – 24 октября 2008



«ГАЛЬПЕРИНСКИЕ ЧТЕНИЯ-2008»
VIII Ежегодная Международная Конференция
**«ВСП и трехмерные системы наблюдений
в сейсморазведке»**

«GALPERIN READINGS-2008»
VIII Annual International Conference
VSP and 3D Acquisition Systems in Seismic Exploration

Доклады и тезисы

Reports and Abstracts

Спонсоры / Sponsors:

Schlumberger

EAGE-PACE



ООО НПЦ «Геостра»

Москва, ЦГЭ
21 – 24 октября 2008

ПРЕДИСЛОВИЕ.

В настоящем Сборнике публикуются доклады и тезисы докладов, обсуждённые на очередной Восьмой ежегодной конференции по проблемам ВСП – Гальперинские чтения – 2008», которая состоялась 21-24 октября 2008 года в Москве, в ОАО «ЦГЭ».

Организовали и провели конференцию ОАО «ЦГЭ» и ООО «Геоверс» при информационной поддержке ЕвроАзиатского геофизического общества (ЕАГО) и при спонсорском содействии Европейской Ассоциации геофизиков нефтяников (EAGE), НЦ Шлюмберже, Москва и ОАО «Геостра».

В работе конференции участвовало более 100 специалистов от 50-ти геофизических и нефтяных компаний и научно-исследовательских организаций России и ряда зарубежных стран – Болгарии, Китая, Казахстана, Великобритании, Франции, Белоруссии и Укаины. Участники конференции заслушали и обсудили 25 докладов, представленных от лица более чем 60 –ти авторов, две презентации от китайской и французской компаний, продемонстрировавших собственные разработки скважинной аппаратуры и оборудования для ВСП.

Традиционно основное содержание представленных докладов посвящено последним теоретико-методическим разработкам, направленным на развитие технологий совместных наземно-скважинных наблюдений, их обработке, интерпретации и анализу с целью получения наиболее достоверной информации о геологическом строении и физических свойствах разведываемых и разрабатываемых коллекторов.

По тематическому содержанию представленные в Сборнике доклады расположены в четырёх разделах, которые обычно используются при систематизации материалов этой конференции. В первый раздел вошло 8 докладов, рассматривающие проблемы и результаты развития программно-методических разработок технологий комплексирования ВСП и наземной сеймики, а также доклады, обсуждающие общетеоретические оценки практических возможностей геофизических методов изучения геологии месторождений в свете современных требований нефтедобывающей промышленности.

Во 2-ом и 3-ем разделах собраны доклады, освещающие результаты применения как стандартных, так и новых методик наблюдения, обработки и комплексной интерпретации данных, приводятся примеры широкомасштабных производственных наземно-скважинных работ, выполняемых (в Башкирии, Оренбуржье, Перми и других районах) на всех этапах ГРП, особенно востребуемые результаты прогноза нефтенасыщенности в периоды поздней стадии эксплуатации месторождений. Эти результаты ещё раз наглядно подтверждают необходимость интеграции наземной 2D, 3D сеймики с различными модификациями ВСП для обеспечения максимально возможной эффективности сейморазведки. В 4-ом разделе приведены результаты усовершенствований аппаратуры и оборудования для ВСП. Особый интерес представляют новейшие образцы скважинных зондов и геофонов, разработанных французской (Sercel) и китайской (Baoding ES&T) компаниями.

Материалы данной конференции будут интересны как производителям, в первую очередь геологам и геофизикам нефтяных и сервисных компаний, так и исследователям, развивающим современное направление в сейморазведке – интеграцию наземных и скважинных наблюдений.

В.С. Мануков. ОАО «ЦГЭ»

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

Содержание

Раздел 1. Новые программно-методические разработки <i>New Software Developments</i>	Стр.
<i>А.А.Табakov, В.Л.Елисеев, А.В.Копчиков, Ю.А.Степченков, А.А.Мухин.</i> Сравнительный анализ и интеграция ВСП и сейсморазведки на поверхности. <i>A.A.Tabakov, V.L.Eliseev, A.V.Kopchikov, A.A.Mukhin, U.A.Stepchenkov.</i> Comparative Analysis And Integration of VSP and Surface Seismic.....	7
<i>Г.В.Голикова, А.В.Мамаев.</i> Возможности и проблемы геологической интерпретации частотных характеристик волнового поля, формируемого в месторождениях углеводородов <i>G.V. Golikova, A.V. Mamaev.</i> Possibilities and Problems of Geological Interpretation of Wavefield Spectral Characteristics, Formed in Hydrocarbon Accumulation.....	11
<i>Д.Г.Туйков, А.А.Табakov, А.В.Баев, А.С.Колосов, А.А.Мухин, Д.А.Мухин.</i> Векторная и акустическая миграции сейсмических волновых полей методом конечных разностей с использованием методов инверсии, разработанных для ВСП. <i>D.G.Touikov, A.A.Tabakov, A.V.Baev, A.S.Kolosov, A.A.Muhin, D.A.Muhin.</i> Elastic and Acoustic Finite-Difference Migration of Seismic Wave Fields With Inversion Method Developed for VSP Data.....	14
<i>А.В.Деров, Г.А.Максимов, М.Ю.Лазарьков, Б.М.Каштан.</i> Верификация граничного условия на краю трещины гидроразрыва при определении ее параметров на основе ВСП технологии <i>A.V.Derov, G.A.Maximov, M.Yu.Lazarkov, B.M.Kashtan.</i> Verification of the Boundary Condition on the Hydrobrake Edge at Determination of its Parameters on the Basis of VSP Technology.....	18
<i>Ю.А.Степченков, А.А.Табakov, И.А.Гурман, А.А.Мухин, А.С.Колосов, Д.А.Мухин</i> Автоматическое выделение отраженных волн на сейсмограммах ОПВ на поверхности с использованием матобеспечения ВСП <i>U.A.Stepchenkov, A.A.Tabakov, I.A.Girman, A.A.Mukhin, A.S.Kolosov, D.A.Mukhin.</i> Automatic Selection of Reflected Waves on Synthetic and Real CSP Surface Seismic Data Using VSP Software.....	23
<i>В.И.Митасов, Н.Н.Митасова, И.А.Кушмар, Г.А.Хохлов, Л.Р.Клятышев.</i> Построение геоакустической модели карбонатных пород по данным ограниченного комплекса ГИС. <i>V.I.Mitasov, I.A.Kushmar, N.N.Mitasova, L.R.Klyatysheva, G.A.Khokhlov.</i> Developing the Geoacoustic Model of Carbonate Rocks on the Data of a Limited Well Logging Complex.....	27
<i>Е.М.Максимов, В.Л.Елисеев, А.А.Табakov, В.Н.Ференци, А.А.Мухин,</i>	33

Ю.А.Степченков, И.А.Гирман. Оценка параметров и вычитание звуковой волны с помощью методов выделения и вычитания волн используемых при обработке данных ВСП.

E.M.Maximov, V.L.Eliseev, A.A.Tabakov, V.N.Ferentsi, A.A.Muhin, Y.A.Stepchenkov, I.A.Girman. Parameters Estimation and Subtraction of Sound Wave using Selection and Subtraction Methods from VSP Processing.....

П.Н. Александров. Изучение геологической среды на основе единых 37
геометрических характеристик геофизических параметров

P.N. Aleksandrov. Studying of The Geological Media on the Basis of Uniform Geometrical Characteristics of Geophysical Parameters.

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

Г.А.Шехтман, В.М.Кузнецов, В.А.Бодякин, А.А.Дёка. Первые 41
результаты комплексирования непродольного ВСП и ВСП с подвижным источником в восточной Сибири.

G.A.Shekhtman, V.M.Kuznetsov, V.A.Bodjakin, A.A.Djoka. First Results of Combining Offset VSP and Moving Source VSP in East Siberia.....

Ю.В.Чудинов, Н.М.Кузнецова, Н.А.Богомолова, И.А.Тимошенко, 46
Л.Н.Коровко. Возможности и ограничения ПМ НВСП по результатам работ в Пермском Прикамье.

Y.V.Chudinov, N.M.Kuznetsova, N.A.Bogomolova, I.A.Timoshenko, L.N.Korovko. Opportunities and Restrictions of Polarisation Offset VSP by Results of Works in Perm Territory.....

А.Н.Амиров, А.А.Терехин. Повышение эффективности изучения 50
блокового строения резервуаров углеводородов исследованиями поляризационным методом сейсмических наблюдений

A.N.Amirov, A.A.Tereokhin. Improvement of the Effectiveness In Studying of the Hydrocarbon Block Structure by Using of Polarizable Research Method of Seismic Observations.....

В.М. Кузнецов, Г.А.Шехтман. Увязка волн разных типов при 54
скважинно – наземной многоволновой сейсморазведке

V.M.Kuznetsov, G.A.Shekhtman. Yeing Waves of Different Type at Multywave Borehole-Surface Seismic Survey.....

В.А.Педекоп, Н.В.Бондарева, В.В.Помазанов. Оценка точности 59
измерений и расчетов для наблюдений ВСП.

V.A.Pedekop, N.V.Bondareva, V.V.Pomazanov. Estimation of the Accuracy of VSP Data Acquisition and Processing.....

Г.А.Шехтман, В.М.Кузнецов, В.А.Педекоп. Низкое качество полевых 61
записей – причина нереализованных возможностей многоволнового ВСП

G.A.Shekhtman, V.M.Kuznetsov, V.A.Redekop. Low Quality of Raw Records – the Reason for Disappointed Abilities of the Multicomponent VSP.....

Раздел 3. Практические результаты проведения совместных наземно-скважинных наблюдений

Case Histories of Integrated VSP and Seismic Surveys

- А.А.Табакон, К.В.Баранов.** Преимущества и недостатки наземных и скважинных сейсмических наблюдений на примере результатов обработки данных **3D ВСП И 3D+ВСП** 66
- A.A.Tabakov, K.V.Baranov.** Advantages and Disadvantages of Surface and Downhole Seismic Illustrated by Processing Results of 3D VSP AND 3D+VSP.
- В.Ф.Пахомов, Р.Х.Масагутов, Р.А.Ахтямов, Ф.Х.Салихова, Е.Г.Каждан.** Оптимизация информационного обеспечения геологоразведочных работ методами сейсморазведки на поздней стадии освоения нефте- газодобывающих регионов 71
- V.F.Pahomov, R.H.Masagutov, R.A.Ahtyamov, F.H.Salihova, E.G.Kazhdan.** Geological Studies Dataware Optimization by Seismic Methods at the Final Stage of Oil and Gas-Producing Regions Development.....
- В.Ф.Пахомов, Р.Х.Масагутов, Р.А.Ахтямов, Ф.Х.Салихова, Е.Г.Каждан.** Некоторые аспекты прогнозирования нефтеперспективности геологических объектов по данным ВСП при поисках, разведке и разработке нефтяных месторождений. 80
- V.F.Pahomov, R.H.Masagutov, R.A.Ahtyamov, F.H.Salihova, E.G.Kazhdan.** Certain Aspects of Prediction of Oil-Bearing Geologic Features VSP Data-Derived During Prospecting, Exploration and Development of Oil Fields.....
- В.А.Ленский, Р.Я.Адиев, Р.А.Ахтямов, Н.А.Бачурин, С.Н.Шапоренко.** 86
- Эффективность применения нвсп на нефтяных объектах Западного Оренбуржья
- V.A.Lensky, R.Y Adiev, R.A.Akhtyamov, N.A.Batchurin, S.N.Shaporenko.** OVSP Efficiency Application on Oilfields of Western Orenburg Area.....
- В.А.Ленский, Р.Я.Адиев, Р.А.Ахтямов, Т.Н.Шарова Н.А.Бачурин, С.Н.Шапоренко.** 97
- Геологическая результативность интегриро-ванной технологии НВСП и бурения на примере Западной части Оренбургской Области.
- V.A.Lensky, R.Y.Adiev, R.A.Akhtyamov, T.N.Sharova, N.A.Batchurin, S.N.Shaporenko.** Geologic Effectivness of OVSP and Drilling Integrated Technology by the Example of Western Part of Orenburg Region.....
- Т.В.Семченкова, Л.А.Фрадкин.** Уточнение геологической модели 102
- подкарнизной залежи по результатам всп на примере месторождения

Новобогатинск Западный, Казахстан. <i>T.V.Semchenkova, L.A.Fradkin.</i> Effect of VSP in Specification of the Geological Model for the Salt-Overhang Controlled West Novobogatinsk Oil Field, Kazakhstan.	
<i>В.А.Поздняков, Д.В.Сафонов, В.В.Шиликов, А.И.Ледяев.</i> Анализ распространения карбонатно-кавернозного коллектора по данным сейсморазведки 3Д. <i>V.A.Pozdnyakov, D.V.Safonov, V.V.Shilikov, A.I.Ledjaev.</i> 3D Seismic Data Based Analysis of Cavernous Carbonate Reservoir.....	107
<i>Иван Павлов.</i> Примеры эффективной обработки сейсмоданных, полученных в разных районах мира с помощью современных возможностей сейсмического программного обеспечения. <i>Ivan Pavlov.</i> Examples for Effective Processing of Seismic Data in Different Regions of the World Using the Modern Possibilities of Current Seismic Software.....	111
Раздел 4. Оборудование и технология полученных данных <i>Acquisition Technologies and Devices</i>	
<i>Е.А.Виноградов, Ю.В.Антипкин, А.В.Торцев.</i> Термостойкие кодеры аппаратуры ВСП. <i>E.A.Vinogradov, J.V.Antipkin, A.V.Tortsev.</i> Heat-resistant coders of equipment VSP.....	113
<i>В.М.Громыко, Ю.Г.Панько, А.В.Серебренников, Г.П.Лопухов.</i> Применение скважинных сейсмических наблюдений при изучении технических свойств колонного вибросейсмического излучателя. <i>V.M.Gromyko, Y.G.Panko, A.V.Serebrennikov, G.P.Lopukhov.</i> Downhole Seismic Monitors for Learning Technical Properties of Casing Vibroseis Emission.....	118
<i>Т.Р.Ганиев, А.А.Сергеев, В.А.Ленский.</i> Влияние параметров импульсных электромагнитных источников сейсмических волн «ЕНИСЕЙ КЭМ-4» на качество материалов ВСП. <i>T.R.Ganiev, A.A.Sergeev, V.A.Lensky.</i> Influence of Parameters of Pulse Electromagnetic Sources of Seismic Waves «YENISEI KEM-4» on Quality of Trifling Materials VSP.....	122
<i>Олег Валишин.</i> Скважинное оборудование для ВСП и мониторинга компании SERCEL. <i>Oleg Valishin.</i> Sercel VSP and Monitoring Solutions.....	126
<i>Ван Шуюн.</i> Многоканальный скважинный зонд для ВСП. <i>Wang Shuyun.</i> Multilevel Downhole Geophone For VSP Survey.....	
Авторский указатель	128
Перечень организаций, участников, докладчиков и содокладчиков ...	129

Раздел 1. Новые программно-методические разработки.
New Software Developments.

**СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ И ИНТЕГРАЦИЯ
ВСП И СЕЙСМОРАЗВЕДКИ НА ПОВЕРХНОСТИ.**

А.А. Табаков*, В.Л. Елисеев*, А.В. Копчиков*,
А.А. Мухин**, Ю.А. Степченков.**

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

**COMPARATIVE ANALYSIS AND INTEGRATION OF
VSP AND SURFACE SEISMIC.**

A.A. Tabakov*, V.L. Eliseev*, A.V. Korpchikov*,
A.A. Mukhin**, U.A. Stepchenkov**

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

Аннотация. Для увеличения ресурсной базы нефтедобывающей отрасли за счет сложнопостроенных малых месторождений требуется повышение детальности изучения продуктивных горизонтов сейсмическими методами. На основе сравнительного анализа ВСП и сейсморазведки на поверхности (СП) и оценки потенциала трехмерных систем наблюдения делается вывод о возможности существенного повышения эффективности сейсморазведки за счет интеграции ВСП и СП как на этапе регистрации, так и при обработке полученных данных.

Abstract. More detailed seismic investigation of productive layers is necessary to use small oil fields in complicated geological surrounding for fulfilling the resource base of oil industry. Based on comparative analysis of VSP and surface seismic (SS) and estimation of advantages of three-dimensional acquisition systems, recommendation is proposed to use integration of VSP and SS in field acquisition and processing as powerful instrument to increase efficiency of seismic prospecting.

1. Основные положения.

1. Критическая ситуация с нефтяными ресурсами создает потребность извлечения остаточных ресурсов на старых месторождениях и разработки мелких сложнопостроенных месторождений.
2. Решение сформулированной задачи требует построения по данным сейсморазведки более детальных и достоверных моделей продуктивных пластов.
3. Современная сейсморазведка на поверхности и ВСП характеризуется рядом принципиальных ограничений, не позволяющих увеличивать достоверность и разрешенность результатов.
4. Трехмерные системы наблюдений 2D+ВСП и 3D+ВСП представляют возможность совместить преимущества сейсморазвед-

ки на поверхности и ВСП, обеспечивая возможности решения поставленных задач.

5. Интеграция матобеспечения для обработки данных ВСП и СП позволит повысить качество обработки данных СП.

2. Недостатки сейсморазведки на поверхности.

Современная СП является высокотехнологичным комплексом, включающим широкий спектр аппаратуры и матобеспечения. Однако, несмотря на значительные усилия последних лет, не достигнут заметный прогресс в разрешенности (обычно до 100 Гц) на продольных волнах и в информативности обменных волн.

Это связано с рядом принципиальных ограничений метода:

- отсутствие достоверной информации о распределении истинных скоростей распространения продольных и поперечных волн;
- отсутствие точных сведений о форме сигнала;
- миграция на основе субгоризонтальной модели.

Недостатки ВСП.

Метод ВСП, первоначально применявшийся для изучения волновых полей и физических параметров разреза скважины, в последние годы широко используется для изучения околоскважинного пространства (мульти-оффсет ВСП, МОГ, 3D ВСП).

Очень часто заказчики и исполнители таких работ не учитывают очевидные недостатки ВСП, связанные с несимметричностью систем наблюдения (рис. 1, 2).

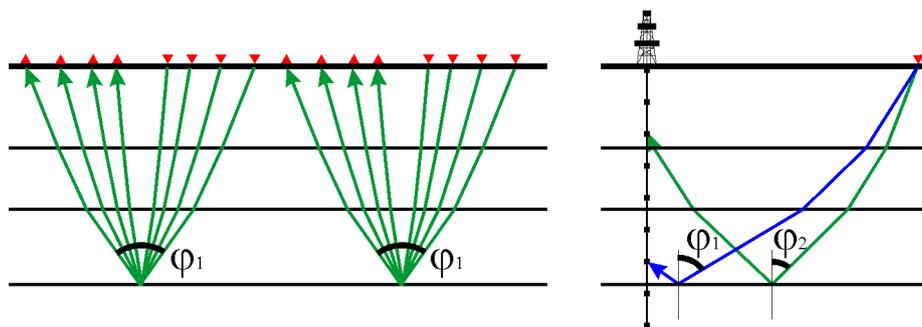


Рис. 1. Симметричное освещение границ в сейсморазведке на поверхности (слева) и несимметричное в ВСП (справа)

Одним из наиболее заметных примеров необоснованного применения ВСП является инверсия полей обменных поперечных волн. На рис.

2 приведены графики зависимости коэффициента отражения и обмена от угла падения для нескольких вариантов сред. Не требует специальных объяснений абсурдность динамической инверсии обменных волн.

4. Интеграция СП и ВСП.

Простое сопоставление недостатков СП и ВСП показывает, что их объединение снимает все ограничения и открывает путь к непрерывному повышению эффективности сейсморазведки

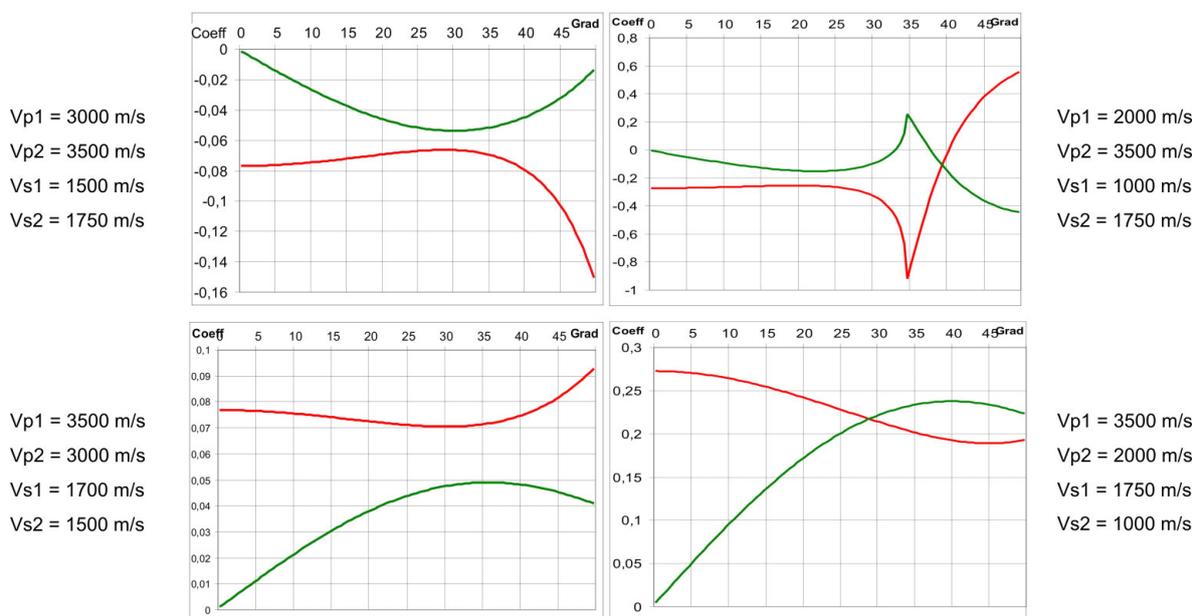


Рис. 2. Графики зависимости коэффициентов отражения от угла падения продольной волны на границу раздела сред

Основные направления такого повышения освещались ранее (Табаков и др., 2007).

В этой работе приводятся новые результаты, связанные с интеграцией МО ВСП и СП.

5. Применение МО ВСП для обработки данных сейсморазведки на поверхности.

Наблюдения во внутренних точках среды содержат сильную интерференцию волн разных типов. Поэтому в матобеспечении ВСП сильно развиты алгоритмы оценки и вычитания волн.

Пример применения таких алгоритмов к сейсмограмме ОПВ на поверхности приведены на рис. 3.

Здесь продемонстрированы возможности полного подавления интенсивных помех.

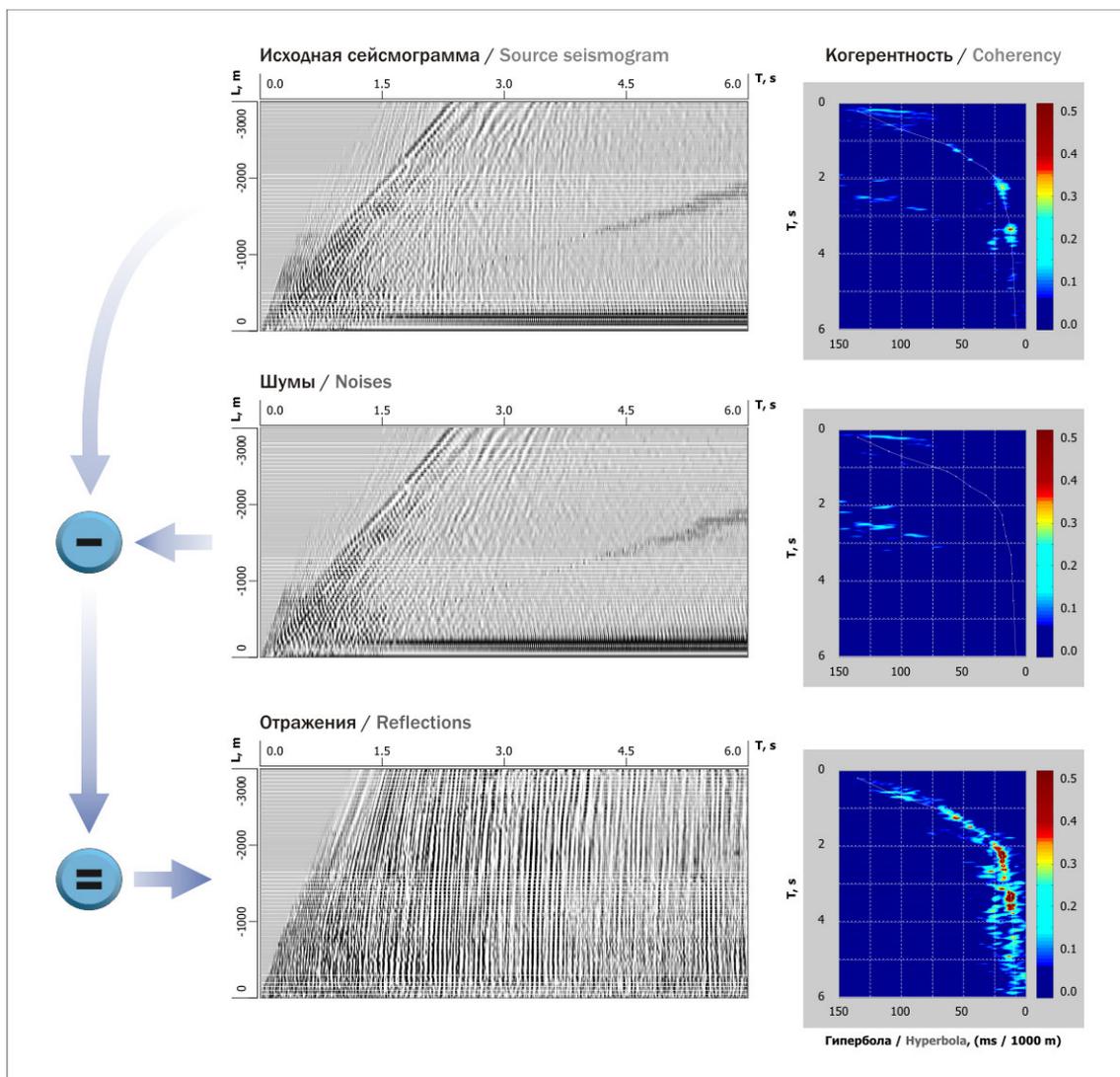


Рис. 3. Обработка сейсморазведки на поверхности

Выводы.

1. Сейсморазведка на поверхности решает основные современные разведочные задачи, но имеет принципиальные ограничения:
 - неопределенность скоростной модели,
 - неопределенность формы сигнала,
 - упрощенная модель среды для миграции.
2. ВСП обеспечивает однозначное решение задачи привязки отражений на поверхности и изучение ближней зоны, но все модификации, включая 2D ВСП и 3D ВСП, обладают существенными неустраняемыми недостатками, связанными с несимметричностью геометрии наблюдений.
3. Комбинированные системы наблюдений 2D+ ВСП и 3D+ВСП позволяют решать задачи:
 - уточнение скоростной модели,
 - оценка истинной формы сигнала,

- реализация векторной модель-базированной миграции.
4. Трехмерные системы наблюдений и модель-базируемая обработка могут быть рекомендованы как одно из направлений повышения информативности сейсморазведки для удовлетворения потребностей нефтяной промышленности.
 5. Интеграция систем обработки позволяет применять эффективные процедуры селекции волн и оценки скоростей по данным ВСП для выделения полезных волн в СП и миграции с достижением более высоких стандартов разрешенности.

Литература.

1. А.А. Табаков. Трехмерные системы наблюдений – новый этап в развитии нефтегазовой геофизики. Журнал "Геофизика", 4, С. 153-156, 2007.

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

ВОЗМОЖНОСТИ И ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ЧАСТОТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ВОЛНОВОГО ПОЛЯ, ФОРМИРУЕМОГО В МЕСТОРОЖДЕНИЯХ УГЛЕВОДОРОДОВ.

Г.В. Голикова, А.В. Мамаев.

*Физический факультет Санкт-Петербургского государственного
университета.*

POSSIBILITIES AND PROBLEMS OF GEOLOGICAL INTERPRETATION OF WAVEFIELD SPECTRAL CHARACTERISTICS, FORMED IN HYDROCARBON ACCUMULATION.

G.V. Golikova, A.V. Mamaev.

The department of physics Saint-Petersburg State University.

Аннотация. Настоящая работа посвящена изучению и анализу частотного состава интерференционного поля, образуемого в системе флюидонасыщенных слоев, разделенных контактами с частичным проскальзыванием. Предлагается методический подход, который заключается в построении сейсмической модели, выполнении численного моделирования и анализе спектрального состава теоретического и экспериментального полей. В процессе интерпретации используется разбиение наблюдаемых спектров на типичные группы, которые могут

являться основой для опознавания областей нефтенасыщения, сбросов и построения контура месторождения.

Abstract. In this work receiving and analysis of the frequency structure of field in the system of fluid saturated layers, which divided by partially sliding contacts is discussed. The methodical approach which consists of construction of seismic model, performance of numerical modeling and analysis of spectral structure of theoretical and experimental wave fields is offered. During the interpretation division of observed spectra into typical groups, which can become a basis for identification oil-saturation, faults, and a contouring of a deposit is used.

Введение. В 1995 г. на конференции SEG в Санкт-Петербурге нами было сделано сообщение о формировании в осадочных флюидонасыщенных отложениях аномального волнового поля, которое отличалось от обычных продольных колебаний частотой записи, поляризацией и выходом вектора поляризации из плоскости падения. В дальнейшем образование аномального поля удалось связать с коллекторами. Было высказано предположение о существовании на границах коллекторов условий контактов с частичным проскальзыванием. Благодаря этому внутри коллекторов образуются интерференционные волны. Образование интерференционных волн в случае моделей коллекторов с условиями проскальзывания на границах было подтверждено теоретическими расчетами [1]

Задачи исследований и полученные результаты.

Настоящее сообщение посвящено изложению подхода по изучению частотных характеристик поля на площади, в геологическом разрезе которой содержится месторождение нефти. Мы располагали материалами 3-х – компонентного ВСП и некоторым объемом наземных профильных наблюдений.

Одной из задач исследования являлось сопоставление наблюдаемых спектральных характеристик с теоретическими и отождествление их с элементами строения среды. В дальнейшем решалась задача прослеживания изменений частотных характеристик вдоль профилей и выявление возможности геологической интерпретации их.

В процессе выполнения работ был сформирован подход, состоящий из нескольких основных этапов. Первый этап включал в себя построение эффективной модели многопластовой залежи, отдельные слои которой разделены между собой контактами с частичным проскальзыванием. Рассматриваемый этап включает в себя также выполнение теоретических расчетов интерференционных полей и проведение частотного анализа вычисленного поля. Анализ полученных результатов показал, что каждый слой модели характеризуется своей индивидуальной резонансной частотой. Так, учтенным в модели коллекторам соответствовали частоты 75, 37,5 и 110 Гц.

Второй этап заключается в сопоставлении частотных характеристик экспериментального поля с теоретическими данными. На первый взгляд казалось, что отмечается хорошее соответствие между всеми перечисленными спектральными кривыми. Легко опознаются частоты, отвечающие коллекторам. При более внимательном рассмотрении оказалось, что количество наблюдаемых экстремумов на экспериментальных кривых превосходит количество учтенных в модели слоев. На отдельных пикетах наблюдается большое количество экстремумов на высоких частотах, более 100Гц., отвечающих тонким слоям.

Для того, чтобы разобраться с наблюдаемым разнообразием проявления вида частотных кривых, мы разделили их на группы, положив в основу деления такие признаки, как количество наблюдаемых экстремумов и их спектральную амплитуду. При этом мы попытались проинтерпретировать те или иные свойства каждой группы. К наиболее яркой и легко узнаваемой группе относятся частотные кривые, состоящие из одного интенсивного экстремума на 20--25Гц. и отвечающие волне, отраженной от кровли изучаемого интервала разреза. Такие частотные кривые образуются в разрезе, где нет флюидонасыщения. На прилегающих пикетах могут быть получены кривые, имеющие частотные пики на многих частотах, в том числе и на частотах, отвечающих коллекторам. Между двумя такими группами можно проводить контур флюидонасыщения или контур продуктивности.

Следующая группа изучаемых спектров по количеству наблюдаемых экстремумов согласуется со структурой модели. Частотные пики имеют большую относительную интенсивность. Такие спектры отвечают водонасыщенным слоям. Наконец, была выделена группа, в которую отнесены спектры уменьшенной амплитуды. По нашему мнению такие спектры указывают на наличие нефтенасыщения.

Обобщая перечисленные свойства частот, мы пришли к выводу, что используя эти свойства, резервуар может быть разбит на объемы с продуктом, отделенные друг от друга водонасыщенными зонами. В свою очередь зоны водонасыщения тяготеют к разломам, пересекающим резервуар.

Особый этап исследований состоит в изучении характера прослеживания по площади частотной характеристики каждого коллектора. Мы остановились на прослеживании одного наиболее крупного коллектора, мощностью 30 метров. Ему соответствует резонансная частота 37,5 гц. По данным профильных наблюдений по мере движения вдоль профилей плавного уменьшения или увеличения частот не отмечается. Вопреки ожиданиям происходит изменение частоты, иногда одновременно, как в сторону увеличения так и в сторону уменьшения.

Происходит сложное изменение модели коллектора. По нашему мнению, целая группа частот от 32 гц до 42 гц имеет отношение к данному коллектору. Мы предполагаем, что к основному коллектору подсоединяются тонкие слои, увеличивая его эффективную мощность, нижняя часть коллектора может обводняться, уменьшая мощность его продуктивной части. Для доказательства правомерности предложенной интерпретации будет использовано вейвлет-преобразование, которое позволит определить время регистрации тонких слоев и возможность их присоединения к основному телу коллектора.

Исследования, предложенные в настоящем сообщении, не являются завершенными. Возможно, некоторые вопросы геологической интерпретации являются спорными, и методический подход будет развиваться и совершенствоваться по мере применения его в различных геологических ситуациях.

Литература

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

ВЕКТОРНАЯ И АКУСТИЧЕСКАЯ МИГРАЦИИ СЕЙСМИЧЕСКИХ ВОЛНОВЫХ ПОЛЕЙ МЕТОДОМ КОНЕЧНЫХ РАЗНОСТЕЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДОВ ИНВЕРСИИ, РАЗРАБОТАННЫХ ДЛЯ ВСП.

Д.Г. Туйков*, А.А. Табаков*, А.В. Баев**, А.С. Колосов***,
А.А. Мухин***, Д.А. Мухин.***

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

ELASTIC AND ACOUSTIC FINITE-DIFFERENCE MIGRATION OF SEISMIC WAVE FIELDS WITH INVERSION METHOD DEVELOPED FOR VSP DATA.

D.G. Touikov*, A.A. Tabakov*, A.V. Baev**, A.S. Kolosov***,
A.A. Muhin***, D.A. Muhin.***

* *GEOVERS Ltd., Moscow*, ** *Moscow State University*,
UNIS Ltd., Saint-Petersburg.

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

миграции в вертикальных сечениях образуются искусственные профили ВСП, по которым выполняется селекция, деконволюция и лучевая миграция. При акустической миграции восходящих продольных и поперечных волн во внутренних точках среды образуются на вертикали восходящие волны, которые преобразуются в изображение путем лучевой миграции. В работе представлены результаты трехмерной конечно-разностной миграции модельных данных по описанным выше схемам.

Abstract. Migration of seismic data may be presented as two different steps – continuation of wavefield inside the medium and imaging in each point of medium. As a result of vector migration of full wavefield one can see artificial VSP profiles in vertical sections. Usual wave separation, deconvolution and ray migration provide imaging. For migration of upgoing waves, acoustic finite-difference method may be used and ray migration without previous wave separation provides imaging.

Введение

Миграция сейсмических волновых полей – один из эффективных методов, применяемых в настоящее время при обработке и интерпретации данных сейсморазведки. Сейчас процедура миграции – обязательный этап в графе обработки данных как наземной сейсморазведки, так и вертикального сейсмического профилирования (ВСП), и различные ее модификации включены во все современные специализированные пакеты обработки.

Основной задачей миграции является перенесение и фокусирование сейсмической энергии, рассеянной на неоднородностях среды и зарегистрированной на земной поверхности или в скважине, в реальные местоположения рассеивателей, к которым она относится. В результате такой процедуры формируется структурное изображение среды, которое в общем случае динамически должно отражать распределение упруго-плотностных параметров.

Модельный эксперимент

В качестве способов миграции и дальнейшего получения изображения среды предложено два пути:

- продолжение полного векторного поля по упругой схеме с дальнейшей селекцией, деконволюцией и получением изображения среды
- продолжение полей отраженных волн UP или US со скоростями P или S волн по акустической схеме с дальнейшим получением изображения

Для точности результата миграции подготовлено синтетическое векторное поле ВСП на заданной вертикальной скважине, имеющей

координаты $X=100$ м, $Y=100$ м. Сейсмоприемники расположены на глубине от 0 до 1000 метров с шагом 2 метра. Источник находится в точке с координатами $X=300$ м, $Y=300$ м, $Z=10$ м.

Модель среды двухслойная, граница раздела сред находится на глубине 500 метров. Скорость продольных и поперечных волн в верхнем пласте 2000 м/с и 1000 м/с, в нижнем – 2500 м/с и 1250 м/с соответственно. Плотность в верхнем и нижнем пласте 2 г/м^3 и $2,25 \text{ г/м}^3$.

Первый этап миграции - получение полей ВСП на сети из 8-ми фиктивных скважин. Фиктивные скважины расположены в плоскости исходной скважины и пункта взрыва. Расстояние между фиктивными скважинами 25 метров. В зависимости от предложенного способа миграции проводилось продолжение либо полного векторного поля по упругой конечно-разностной схеме с дальнейшей селекцией, деконволюцией и получением изображения, либо селекция полей отраженных волн и их продолжение по акустической схеме.

Для получения продолженного поля ВСП на наборе фиктивных скважин каждый приемник становится источником колебаний, на который в обратном времени подается исходное модельное поле ВСП. При этом в каждый момент времени идет запись колебаний в интересующих точках среды. В результате получают поля ВСП, по которым в дальнейшем можно получить изображение.

Схема модельного эксперимента представлена на рисунке 1.

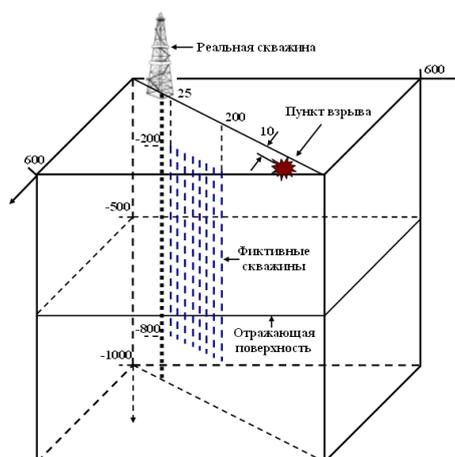


Рис. 1. Схема модельного эксперимента.

1. Векторная миграция

Этот способ миграции является наиболее полным, так как позволяет учесть все типы волн, которые могут возникнуть в ходе распространения в среде. В качестве исходного используется полноволное трехкомпонентное поле, которое переносится на сеть фиктивных скважин для дальнейшей селекции отраженных UP и US волн и построения изображения.

Однако стоит отметить, что ресурсоемкость и время расчета при такой схеме получения изображения среды крайне высоки.

Z-компонента исходного и продолженного на 25 метров полей изображены на рисунке 2.

Полученные изображения среды после селекции полей отраженных UP и US волн представлены на рисунке 3.

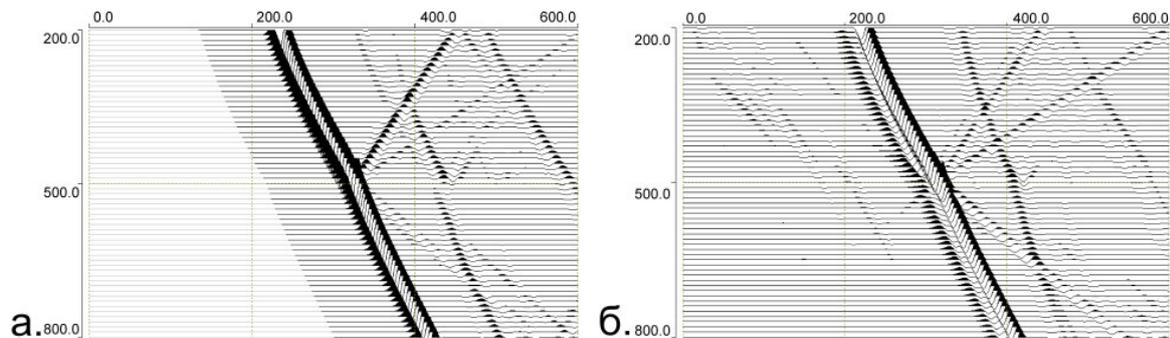


Рис. 2. а. Исходное синтетическое сейсмическое поле для изотропной двухслойной среды. Скорости продольных и поперечных волн в верхнем пласте 2000 м/с и 1000 м/с, в нижнем 2500 м/с и 1250 м/с.

б. Продолженное на 25 метров сейсмическое поле ВСП по упругой схеме.

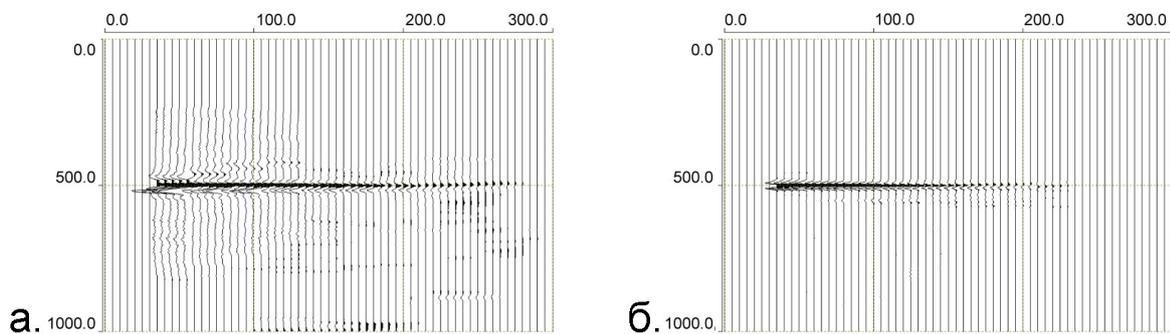


Рис. 3. Изображение среды, полученное с помощью продолженного по упругой схеме поля ВСП. (а. Инверсия поля UP волн.

б. Инверсия поля US волн.)

2. Акустическая миграция

Для миграции только восходящих волн используется акустическая схема. При этом граф связки «миграция-получение изображения» изменяется. На вход подается уже однокомпонентное поле, являющееся следящей компонентой поля отраженных UP или US волн, которое продолжается внутрь среды на сетку фиктивных скважин, и уже в дальнейшем строится изображение.

К преимуществам этого метода можно отнести значительное сокращение затрачиваемых системных ресурсов и времени счета. Однако

акустическая схема не может учитывать реального распространения волн в толще земной поверхности.

Полученные изображения среды после продолжения полей отраженных волн по акустической схеме представлены на рисунке 4.

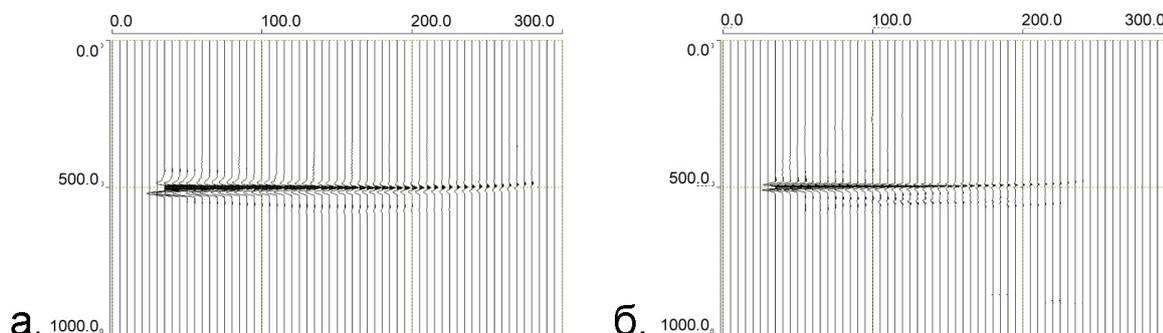


Рис. 4. Изображение среды, полученное с помощью продолженного по акустической схеме поля ВСП. (а. Инверсия поля UR волн. б. Инверсия поля US волн.)

Выводы

- Реализованы алгоритмы конечно-разностной миграции сейсмических волновых полей по упругой и акустической схеме.
- Предложенные пути миграции позволяют получить правильное изображение среды.
- Акустическая схема конечно-разностной миграции позволяет существенно сократить расчетное время.

Литература.

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

2. А.В. Баев, А.А. Табаков, И.Е. Солтан. Об инверсии и миграции данных ВСП. М.: Изд-во «РАО ЕЭС России». В сб.: «Гальперинские чтения-2001». 2001. С. 26.

3. Weng-Fong Chang and George A. McMechan, Elastic reverse-time migration: Geophysics, vol. 52, p. 1365-1375.

ВЕРИФИКАЦИЯ ГРАНИЧНОГО УСЛОВИЯ НА КРАЮ ТРЕЩИНЫ ГИДРОРАЗРЫВА ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ ЕЕ ПАРАМЕТРОВ НА ОСНОВЕ ВСП ТЕХНОЛОГИИ.

А.В. Деров*, Г.А. Максимов*, М.Ю. Лазарьков**, Б.М. Каштан.**

* МИФИ, г. Москва, ** СПбГУ, г. Санкт Петербург.

**VERIFICATION OF THE BOUNDARY CONDITION
ON THE HYDROBRAKE EDGE
AT DETERMINATION OF ITS PARAMETERS
ON THE BASIS OF VSP TECHNOLOGY.**

A.V. Derov*, G.A. Maximov*, M.Yu. Lazarkov**, B.M. Kashtan.**

* *MEPhI, Moscow*, ** *SPbSU, Saint Petersburg*.

Аннотация. В докладе рассмотрена задача о возбуждении медленной собственной моды во флюидонаполненной трещине при падении на ее край внешнего акустического или сейсмического поля. Сформулировано эффективное граничное условие смешанного типа, позволяющее в длинноволновом по раскрытию трещины приближении описать генерацию в ней поля давления. Приведены примеры численных расчетов такой генерации с учетом предложенного граничного условия и их сравнение с результатами моделирования по конечно-разностной методике.

Abstract. The problem on fracture size estimation by analysis of generated tube waves under action of external seismic field is considered in the report. The effective boundary condition of the mixed type is formulated in the report for description of the slow fracture mode generation in the long wave approximation by fracture opening.. Examples of numerical calculations of such generation with suggested boundary condition are presented as well as their comparison with the direct modeling by finite-difference method.

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

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

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

С использованием процедуры усреднения, развитой в работах [1,2], можно вывести следующее уравнение для давления в трещине, усредненного по его раскрытию. Уравнение, описывающее распространение медленной моды в трещине в пространственно-временном представлении является псевдодифференциальным волновым уравнением и может быть записано как [2]:

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

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

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

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

Выведенное пространственно-временное представление для медленной собственной моды во флюидо-заполненной трещине (1) является аналогом волнового уравнения для гидроволны в скважине [1,3]. Таким образом, чтобы описать волновое поле в системе скважина-трещина под действием внешней сейсмической волны, имеется два волновых уравнения: 1) для гидроволны и 2) для медленной моды в трещине (1). Для постановки задачи нужно еще сформулировать граничные условия в точке пересечения скважины и трещины и на концах трещины. Первое условие соответствует равенству давлений и массовых потоков в точке пересечения.

Чтобы сформулировать граничное условие на краях трещины, можно использовать смешенное граничное условие, выведенное в [4] для забоя скважины.

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

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

Трещина в данном случае представляется как внешность тонкого (толщиной 1 см) заполненного водой слоя между упругими полупространствами, из которого удалена круговая область радиусом 4 м. Края трещины являются прямоугольными. Параметры флюида соответствуют воде $\rho_f = 1$ г/см³, $c_f = 1.5$ км/с, а параметры упругой среды выбраны следующими: $\rho_s = 2$ г/см³, $c_l = 4.5$ км/с, $c_s = 2.5$ км/с. Точечный источник продольных волн расположен на оси симметрии на различных удалениях от плоскости трещины. Источник излучает сферический импульс давления с формой в виде второй производной от гауссовой функции с характерной длительностью, соответствующей частоте 700 Гц. Он соответствует продольной волне с длиной порядка 6 м в окружающей упругой среде. Приемники давления расположены внутри трещины равномерно с шагом 0.5 м.

На рис.1 а) – в) показано сравнение численных расчетов по конечно-разностной программе (черная линия), и по разработанному подходу (красная линия) для различных углов падения внешней сферической волны на край трещины.

Представленное на рис.1 сравнение показывает почти полное совпадение амплитуд и даже профилей сгенерированной медленной собственной моды в трещине. Небольшое различие начинает появляться при малых выносах, когда в данной геометрии начинают играть роль дифракционные эффекты. Выполненная проверка подтверждает справедливость разработанного подхода и сделанных на его основе выводов.

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

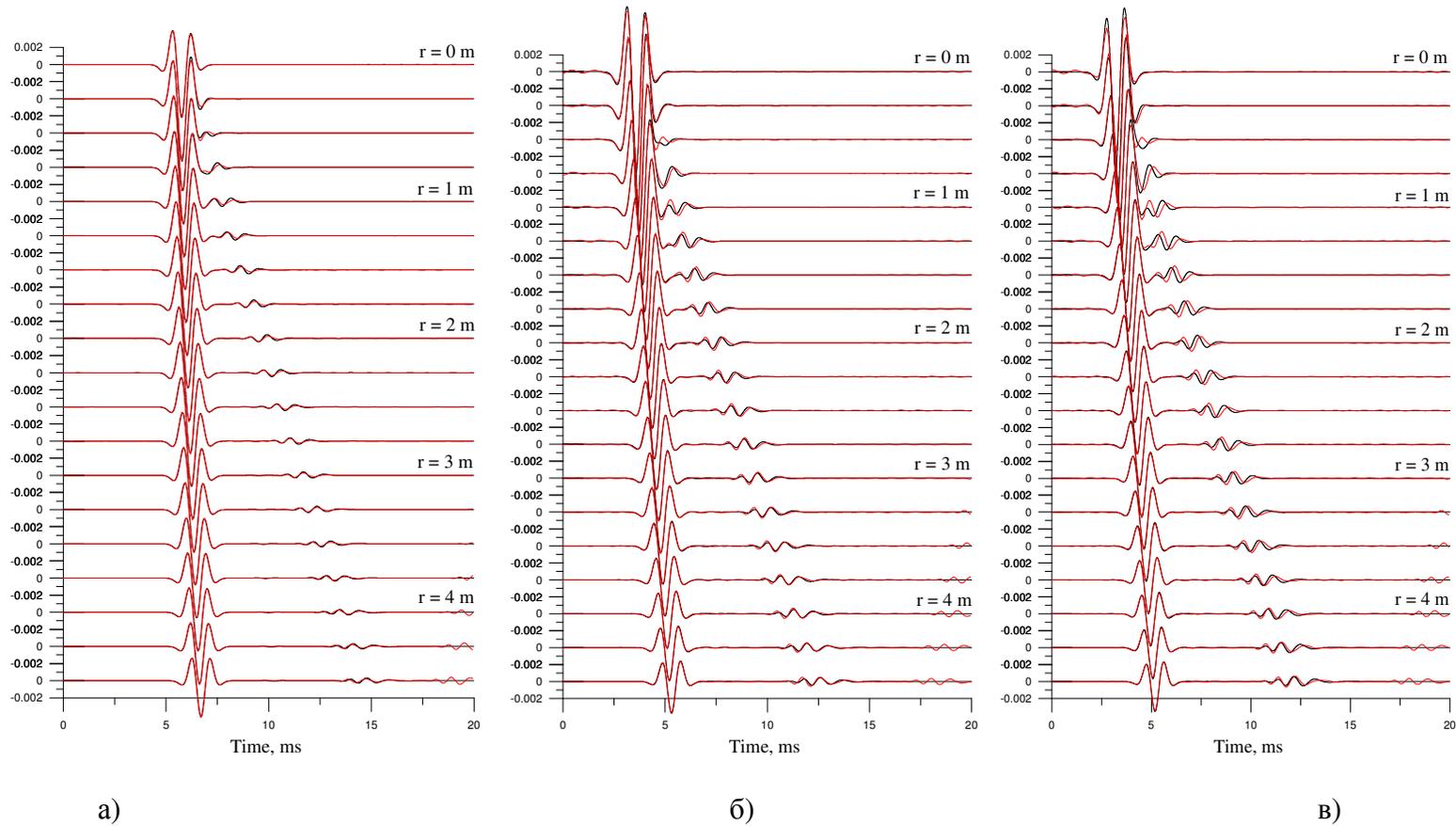


Рис.1. Сравнение численных расчетов поля давления в трещине по конечно-разностной программе (черная линия), и по разработанному подходу (красная линия) для различных углов падения: а) 15° , б) 45° , в) 75° .

Литература.

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

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

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

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

АВТОМАТИЧЕСКОЕ ВЫДЕЛЕНИЕ ОТРАЖЕННЫХ ВОЛН НА СЕЙСМОГРАММАХ ОПВ НА ПОВЕРХНОСТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МАТОБЕСПЕЧЕНИЯ ВСП.

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

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

AUTOMATIC SELECTION OF REFLECTED WAVES ON SYNTHETIC AND REAL CSP SURFACE SEISMIC DATA USING VSP SOFTWARE.

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

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

Аннотация. При интеграции сейсморазведки на поверхности и ВСП объединяются и возможности матобеспечения. Представлен метод автоматического итеративного выделения отраженных волн на сейсмограммах ОПВ. Алгоритм выделения основан на определении модифицированных кинематических поправок для выведения отраженных волн на вертикаль и применении метода “Поликор” для оценки формы и вычитания отражений. Для проверки устойчивости метода были проведены численные эксперименты с использованием модельных и реальных данных.

Abstract. Integration of seismic prospecting and VSP is applicable to software as well. The paper presents a method of automatic iterative selection of reflected waves on common shot point (CSP) seismogram. The algorithm of selection is based on modified kinematic corrections definition for vertical wave

transformation application of “Polycor” approach to detect and subtract reflections. This method was applied to model and real data.

Первым шагом при обработке сейсмических данных является выделение полезных волн на фоне регулярных и нерегулярных помех. Разветвленные алгоритмы реализации этой задачи требуют высокой квалификации исполнителей и значительных затрат времени.

В работе представлены методы решения задачи выделения отраженных волн и взаимосвязанный набор процедур, автоматически приводящий к получению конечного результата. Реализованный метод копирует методы, разработанные в матобеспечении ВСП [1].

Автоматическое выделение отражений для данных ОПВ проводится в несколько этапов. На первом этапе вдоль всей исходной сейсмограммы определяются кинематические параметры присутствующих отраженных волн. Известно, что годограф однократно отраженной волны на сейсмограмме ОПВ имеет гиперболический вид [2], и может быть представлен следующим образом:

$$t(L) = \sqrt{t_0^2 + (pL)^2} \pm 2t_0 pL \sin \varphi, \quad (1)$$

где L – удаление ПВ-ПП, t_0 – двойное время пробега отраженной волны от поверхности к границе по нормали, p – параметр гиперболы отраженной волны, φ – угол наклона границы. Знак “+” или “-” в выражении определяется ориентацией отражающей границы. Используя (1), в некотором диапазоне $p \in [p_1, p_n]$ с заданным шагом Δp строится набор теоретических годографов отраженных волн, в исходную сейсмограмму вводятся соответствующие кинематические поправки для вывода на вертикаль. Далее с заданным шагом по времени определяется вектор подобия трасс. При совпадении теоретического годографа с осью синфазности отраженной волны подобие сигнала достигает максимума. Области сейсмограммы с максимальным подобием содержат некоторую отраженную волну. Соответствующее время t_0 и параметр гиперболы волны p запоминаются. Следует отметить, что выражение (1) является приближенным, справедливым только при постоянных скоростях и малых углах. Это приводит к тому, что при анализе реальных данных указанным способом, вычисленные кинематические поправки полностью не выводят волну на вертикаль. Для устранения подобных искажений, на следующем этапе годограф отраженной волны с введенными ранее поправками аппроксимируется полиномом заданной степени:

$$t(L) = t_0 + k_1 L + k_2 L^2 + \dots, \quad (2), \quad \text{где } k_1, k_2, \dots - \text{неизвестные коэффициенты. Таким образом, для исходной сейсмограммы получается}$$

таблица кинематических параметров отраженных волн, содержащая t_0 – время пробега по нормали, p – параметр теоретической гиперболы, k_1, k_2, \dots – коэффициенты полиномиальной аппроксимации, а также коэффициенты подобия выведенных на вертикаль трасс. На заключительном этапе, по найденным кинематическим параметрам волны выводятся на вертикаль, выделяются и накапливаются в результатах. Для проверки правильности описанного выше метода были проведены тесты на модельных и реальных данных. Для скоростной модели в заданной системе наблюдения, изображенной на рис. 1А методом конечно-разностного моделирования, было получено волновое поле, представленное на рис. 1Б.

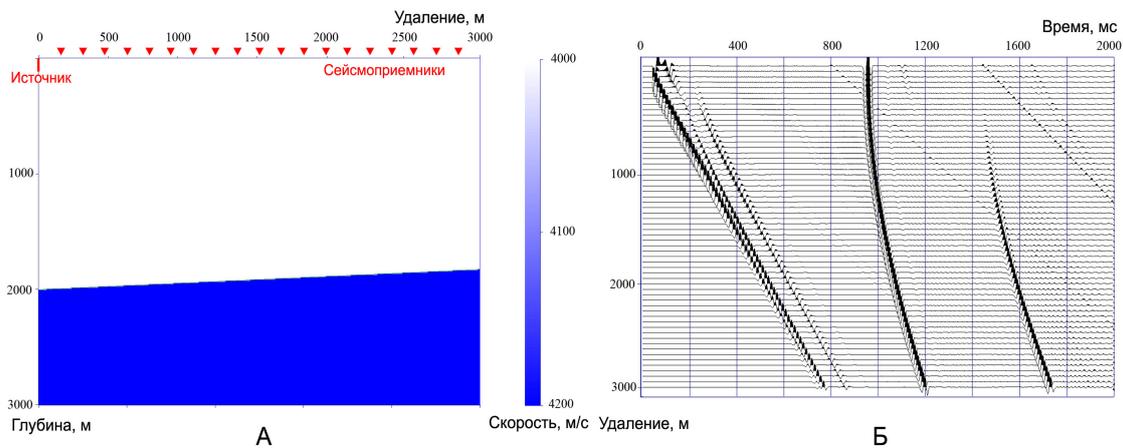


Рис. 1. Скоростная модель (А) и построенное по ней волновое поле (Б).

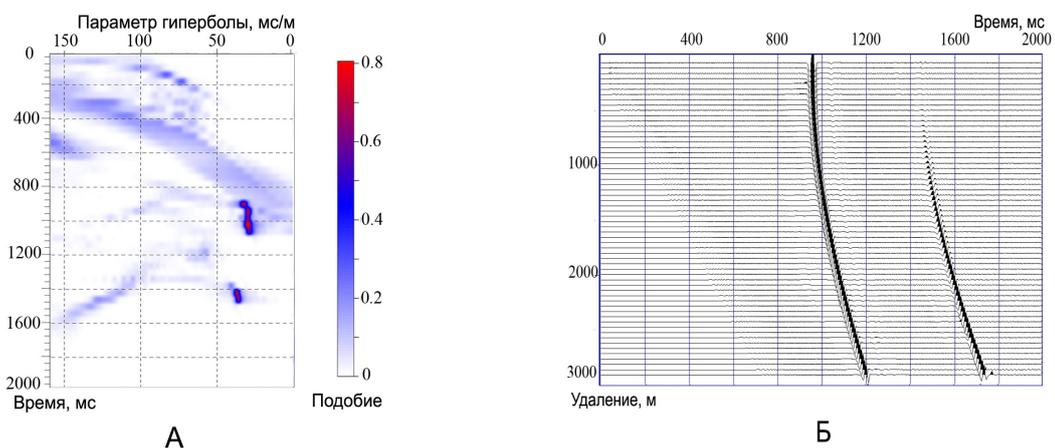


Рис. 2. Когерентность отраженных волн (А) и сейсмограмма выделенных отражений (Б).

По этому полю, указанным выше способом, были вычислены кинематические параметры отраженных волн. На рис. 2А показан спектр когерентности отраженных волн на модельной сейсмограмме в зависимости от параметра гиперболы p . В местах присутствия отражения P

и S волн подобие достигает максимумов. Далее, с использованием найденных параметров отражения, волны были выведены на вертикаль и выделены из исходной сейсмограммы. Выделенные волны изображены на рис.2Б, а сейсмограмма остатков на рис. 3.

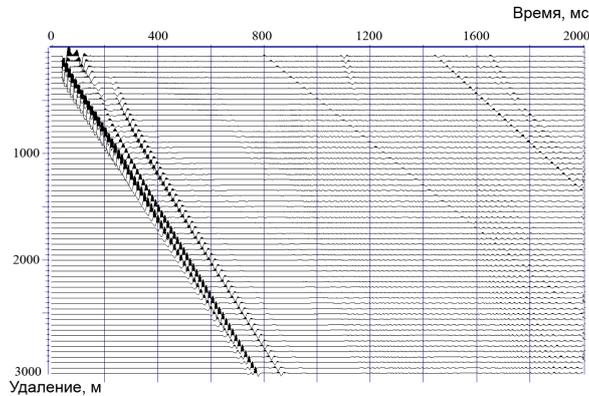


Рис. 3. Сейсмограмма остатков.

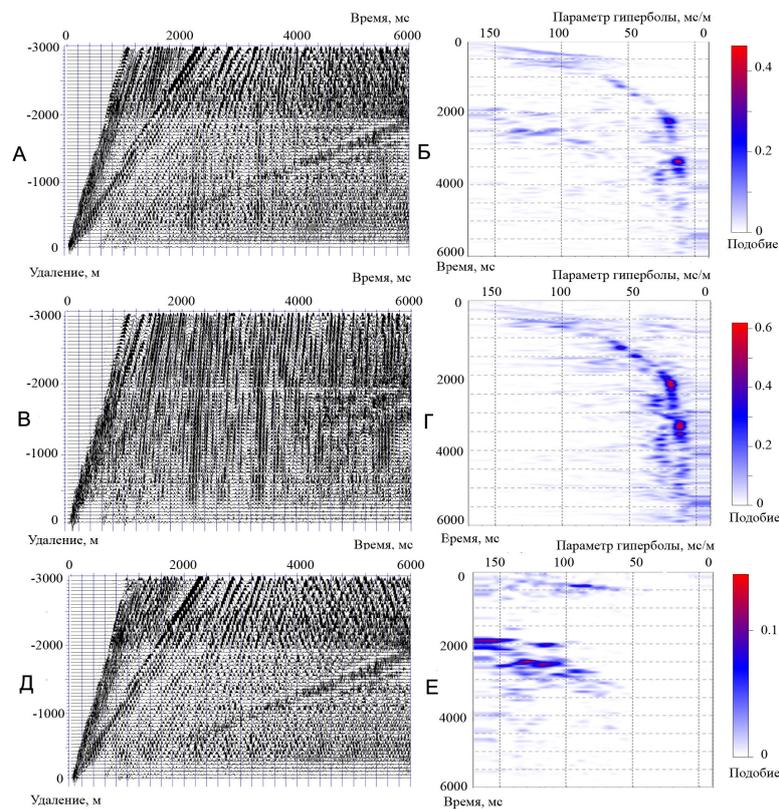


Рис. 4. Исходная сейсмограмма (А), сейсмограмма отраженных волн (В), сейсмограмма остатков (Д), а также соответствующие им когерентности (Б,Г,Е).

Для проведения тестов на реальных данных была использована сейсмограмма, представленная на рис. 4А. Когерентность отраженных волн для исходной сейсмограммы показана на рис. 4Б. После определения

кинематических параметров, в качестве которых выступали параметры гиперболы p и первые два коэффициента k_1 и k_2 в разложении (2), отраженные волны были выделены из исходной сейсмограммы. На рис. 4В показаны выделенные отраженные волны, а на рис. 4Г соответствующий спектр когерентности. Сейсмограмма остатков и остаточная когерентность отражений изображены на рис. 4Д и 4Е.

Таким образом, в данной работе представлен алгоритм автоматического выделения отраженных волн из сейсмограммы ОПВ. Возможность устойчивого выделения отражений показана на примере модельных и реальных данных.

Литература.

1. В.Н.Ференци, А.А.Табаков, Л.В.Севастьянов, Е.А.Фурсова, В.Л.Елисеев, Автоматическая селекция волн при модель-базированной обработке данных ВСП, Тезисы научно-практической конференции "Гальперинские чтения-2007".

2. В.К.Хмелевской, Геофизические методы исследования, М.:Недра, 1988.

ПОСТРОЕНИЕ ГЕОАКУСТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД ПО ДАННЫМ ОГРАНИЧЕННОГО КОМПЛЕКСА ГИС

В.И. Митасов*, И.А. Кушмар*, Н.Н. Митасова*,
Л.Р.Клятышева*, Г.А.Хохлов.**

**ВНИГРИ, г. Санкт-Петербург, **ФГУП Иркутскгеофизика.*

DEVELOPING THE GEOACOUSTIC MODEL OF CARBONATE ROCKS ON THE DATA OF A LIMITED WELL LOGGING COMPLEX

V.I. Mitasov, I.A. Kushmar*, N.N. Mitasova*,
L.R. Klyatysheva*, G.A. Khokhlov.***

**VNIGRI, St. Petersburg, **FGUP Irkutskgeophysicka, Irkutsk*

Аннотация. Акустическая жесткость (волновое сопротивление) изучаемой среды является одним из основных параметров геоакустической модели. При наличии плотностного и акустического методов каротажа ее определение тривиально и сложностей не вызывает. В случае отсутствия данных метода ГТКП задача существенно усложняется. В настоящей работе рассматриваются методические приемы и точность определения плотности карбонатных горных пород по данным ограниченного комплекса ГИС (НК-АК).

Abstract. The acoustic (wave) impedance of the medium under study is one of the major parameters of a geoaoustic model. With the availability of density and acoustic logging data its determination is trivial and doesn't present difficulties. In the absence of gamma-gamma-ray density logging data the problem becomes more complicated. The methodical ways and precision of determining the density of carbonate rocks on the data of a limited well logging complex (neutron – acoustic logging) are considered.

К основным параметрам геоакустической модели, которые могут быть определены по данным акустического и гамма-гамма плотностного методов каротажа относятся: скорость распространения упругих колебаний в пластах (пластовые скорости); акустическая жесткость (волновое сопротивление) изучаемой среды; коэффициенты отражения и преломления упругих волн.

Коэффициенты отражения ($K_{отр}$) и преломления ($K_{пр}$) упругих волн на границе двух пластов представляет собой отношение амплитуд отраженной или преломленной волн к амплитуде падающей волны. Аналитически они могут быть выражены формулами:

$$K_{отрi} = A_{отр}/A_{пад} = (G_{п_{i+1}} - G_{п_i}) / (G_{п_{i+1}} + G_{п_i})$$

$$K_{прi} = A_{пр}/A_{пад} = 2 * G_{п_i} / (G_{п_{i+1}} + G_{п_i})$$

Здесь для обеих формул: $G_{п_i}$ – акустическая жесткость покрывающего пласта; $G_{п_{i+1}}$ – то же подстилающего пласта.

Акустическая жесткость есть произведение пластовой скорости на плотность: $G_{п} = V_{п} * \rho_{п}$ (здесь: $\rho_{п}$ - плотность пласта). Пластовые скорости разреза довольно уверенно определяются по кривой интервального времени, регистрируемой при АК. При наличии плотностного каротажа эта задача решается тривиально и обычно никаких сложностей не вызывает.

Ситуация коренным образом меняется при отсутствии ГГКП, что является типичным случаем в практике каротажа. Это обусловлено, во-первых, отсутствием соответствующей аппаратуры, применяемой в старом фонде скважин (до середины 80-х гг прошлого века) и который в настоящее время оказался весьма востребованным. Во-вторых, даже в скважинах нового фонда применение ГГКП часто ограничено продуктивными или перспективными интервалами. Однако для целей сейсморазведки необходимо иметь данные о плотностных свойствах всего разреза в целом. В таких случаях для их определения используются методы корреляционного анализа и строятся многомерные зависимости, связывающие показания таких методов как ГК, НК, АК, ЭК с плотностью пород. Однако такой способ не лишен весьма существенных недостатков, основным из которых является диаметрально противоположное влияние

различных литологических компонент на показания методов ГИС. В итоге получается, как правило, слабо коррелируемое облако точек, что не позволяет определить неизвестный геофизический параметр по известному.

Примером может служить график на (рис. 1), где представлена зависимость показаний акустического, гамма-гамма-плотностного и нейтронного методов каротажа. Казалось бы, что при сопоставлении двух геофизических параметров (плотности и водородосодержания), зависящих от одних и тех же величин (пористости и объемных содержаний минералов твердой компоненты породы) должна устанавливаться прямая корреляционная зависимость, которую можно было бы использовать при определении расчетных (теоретических) значений плотности по показаниям нейтронного метода. Однако фактически такая зависимость не устанавливается.

Отсюда следует вывод о необходимости разработки иных, отличных от использования корреляционных связей, способов расчета теоретических значений плотности пород по данным комплекса методов ГИС, в котором отсутствует ГГКП. Очевидно, что использование для этих целей электрометрических методов весьма спорно, т.к. их показания зависят преимущественно от объема и структуры пор и мало зависят от минералогического состава изучаемых горных пород.

Поэтому из всего многообразия методов ГИС для целей моделирования плотности горных пород необходимо использовать такие, показания которых обусловлены не только емкостными свойствами горных пород, а также и их минеральным составом. К таковым относятся так называемые методы «литология-пористость»: АК-НК-ГГК. При этом, комплекс всех трех методов назовем полным, а комплекс, в котором отсутствует ГГКП - ограниченным.

Набор этих методов позволяет с достаточной для практических нужд точностью определить минеральный состав и пористость изучаемых горных пород. Пример подобного определения по данным полного и ограниченного комплекса методов приведен на рис. 2. Как следует из качественного анализа рисунка, минеральный состав, определенный полным и ограниченным комплексом методов достаточно хорошо совпадает между собой (колонки «**Объемная модель по ГГК-НК-АК**» и «**Объемная модель (без ГГК)**»). Этот же вывод подтверждается и характером дифференциальных распределений объемных содержаний основных породообразующих минералов, определенных по ГИС и керну (рис. 3).

Пример определения плотности пород по найденным значениям пористости и объемным содержаниям основных породообразующих минералов, слагающих карбонатную породу, приведен на рис. 4. Как следует из рисунка, расхождение между замеренными и вычисленными

значениями плотности для трех методов соизмеримо с доказанной точностью измерений методом ГГКП и равно $\pm 0.05 \text{ г/см}^3$. Аналогичное расхождение для двух методов пористости равно, соответственно, $\pm 0.125 \text{ г/см}^3$, что не превышает тройной погрешности измерений методом ГГКП и вполне достаточно для практических нужд.

Расчетные значения плотности, полученные в соответствии с вышеописанными методическими приемами, в совокупности с пластовыми скоростями, могут быть использованы для определения волновых сопротивлений, а также коэффициентов отражения и прохождения. В свою очередь, соотношение коэффициентов отражения и преломления формирует характер сейсмического волнового поля и в простейшей модификации может быть использовано для построения синтетических сейсмограмм. Пример построения синтетической сейсмограммы приведен на рис. 5.

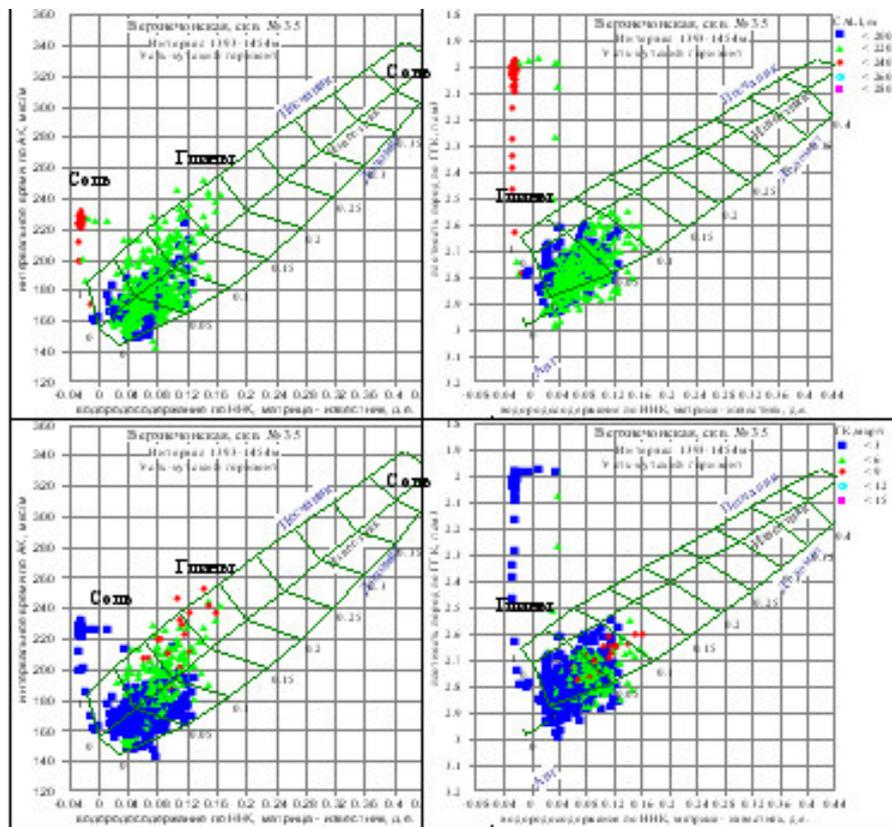


Рис. 1. Характер распределения индикационных точек в поле интерпретационных палеток, связывающих показания методов ГГК-АК-НК. Скв. № 35 Верхнечонская, Нелско-Ботубинская антеклиза, усть-кутский горизонт.

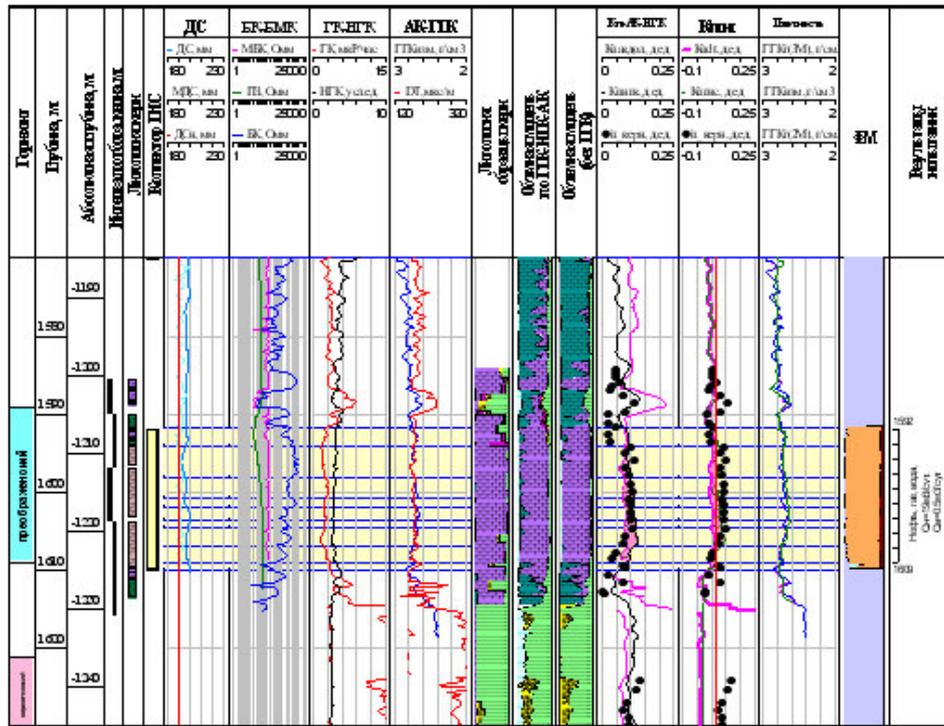


Рис. 2 Литологический состав и емкостные свойства горных пород по комплексу методов ГТК-НГК-АК и НГК-АК. № 35 Верхне-чонская, Нелско-Ботубинская антеклиз, преобразенский горизонт

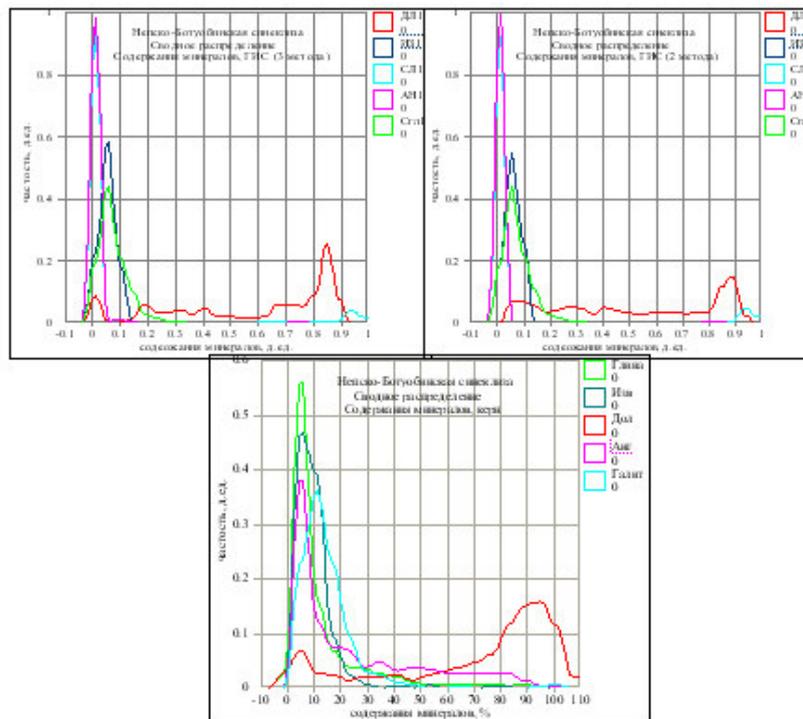


Рис. 3 Сводные распределения содержаний основных породообразующих минералов по данным полного, ограниченного комплексов ГИС и керна. Скв. № 35 Верхнечонская, Нелско-Ботубинская антеклиз.

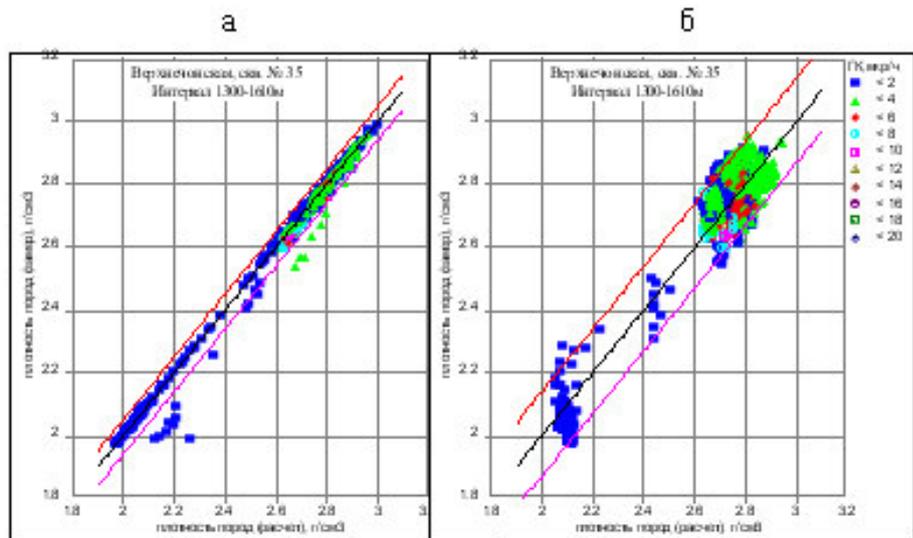


Рис. 4. Сопоставление замеренных и расчетных значений плотности пород, вычисленных по данным полного (а) и ограниченного (б) комплексов ГИС. Скв. № 35 Верхне-чонская Непско-Ботубинская синеклиза. Шифр точек – естественная радиоактивность.

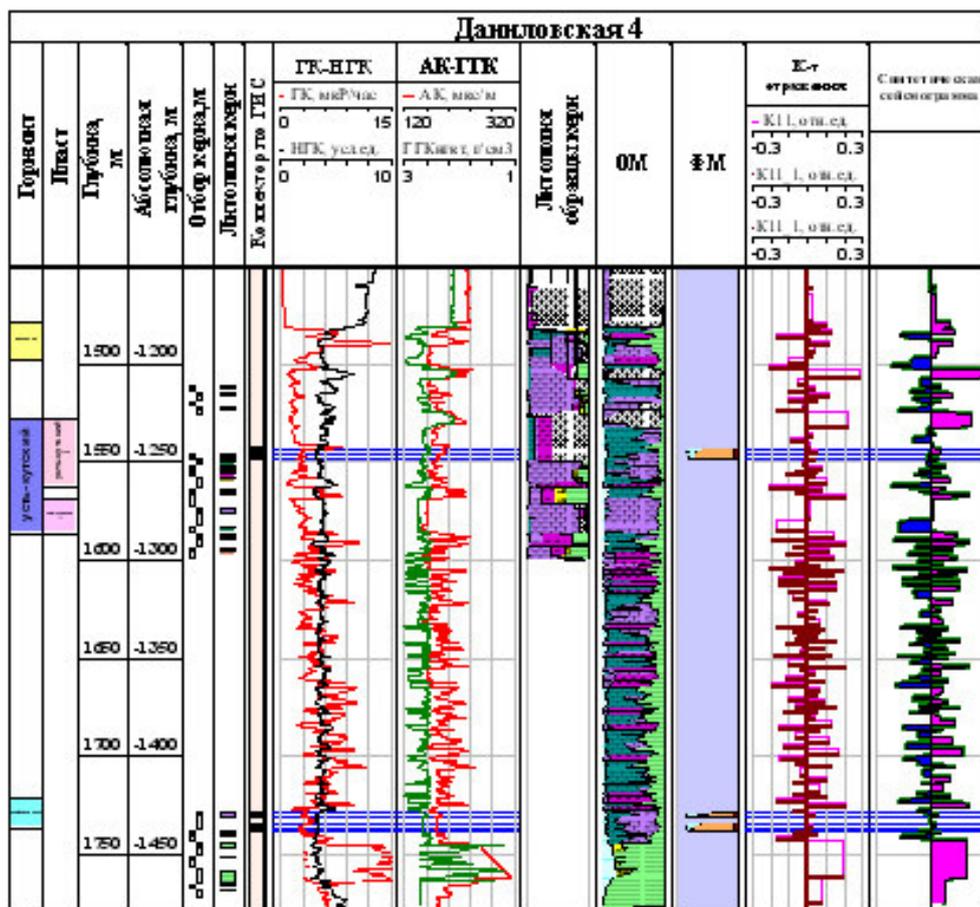


Рис. 5. Геолого-геофизическая характеристика с элементами геоакустической модели по скв. № 4 Даниловская, Непско-Ботубинская синеклиза.

ОЦЕНКА ПАРАМЕТРОВ И ВЫЧИТАНИЕ ЗВУКОВОЙ ВОЛНЫ С ПОМОЩЬЮ МЕТОДОВ ВЫДЕЛЕНИЯ И ВЫЧИТАНИЯ ВОЛН ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ПРИ ОБРАБОТКЕ ДАННЫХ ВСП.

Е.М. Максимов*, В.Л. Елисеев*, А.А. Табаков*, В.Н. Ференци*,
А.А. Мухин**, Ю.А. Степченков**, И.А. Гирман**.

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

PARAMETERS ESTIMATION AND SUBTRACTION OF SOUND WAVE USING SELECTION AND SUBTRACTION METHODS FROM VSP PROCESSING.

E.M. Maximov*, V.L. Eliseev*, A.A. Tabakov*, V.N.Ferentsi*,
A.A. Mulin**, Y.A. Stepchenkov**, I.A. Girman.**

0*GEOVERS Ltd., Moscow, **UNIS Ltd., Saint Petersburg.

Аннотация. Звуковая волна, возникающая при недостаточной укупорке взрывных скважин, является во многих ситуациях интенсивной помехой, ухудшающей отношение сигнал/шум. Работа посвящена оценке параметров и вычитанию звуковой волны из сейсмограмм ОПВ по алгоритмам, разработанным в МО ВСП. Оценены и исключены вариации скорости звуковой волны, связанные с изменением температуры и ветром. Вариации приращений времен оказались зеркальными при изменении направления. Выявлены погрешности определения высот по геодезии.

Abstract. If shothole is not adequately packed a sound (air) wave may appear. This wave is undiserable and decreases signal to noise ratio. This work deals with parameters estimation and subtraction of sound wave from CSP seismograms using algorithms from VSP processing. Variations of sound wave velocity caused by temperature variations and wind were estimated and eliminated. The symmetry of arrival time for opposite offsets was discovered. Mistakes of a priori relief altitudes were supposed.

Звуковая волна, возникающая при недостаточной укупорке взрывных скважин, является во многих ситуациях интенсивной помехой, ухудшающей отношение сигнал/шум. На рис. 1а изображена сейсмограмма, на которой присутствует звуковая волна. Была разработана методика выделения и вычитания звуковой волны с использованием методов из МО ВСП.

Для выделения звуковой волны была применена следующая последовательность действий.

Первый шаг – построение рядов корреляционных функций описывающих наличие звуковой волны и относительные приращения времен прихода звуковой волны между соседними каналами. На рисунке 1б изображен такой ряд, соответствующий приведенной сейсмограмме.

Видно, что звуковая волна хорошо выделяется только на некотором удалении от ПВ. Кроме того, не на всех приёмниках волна хорошо видна.

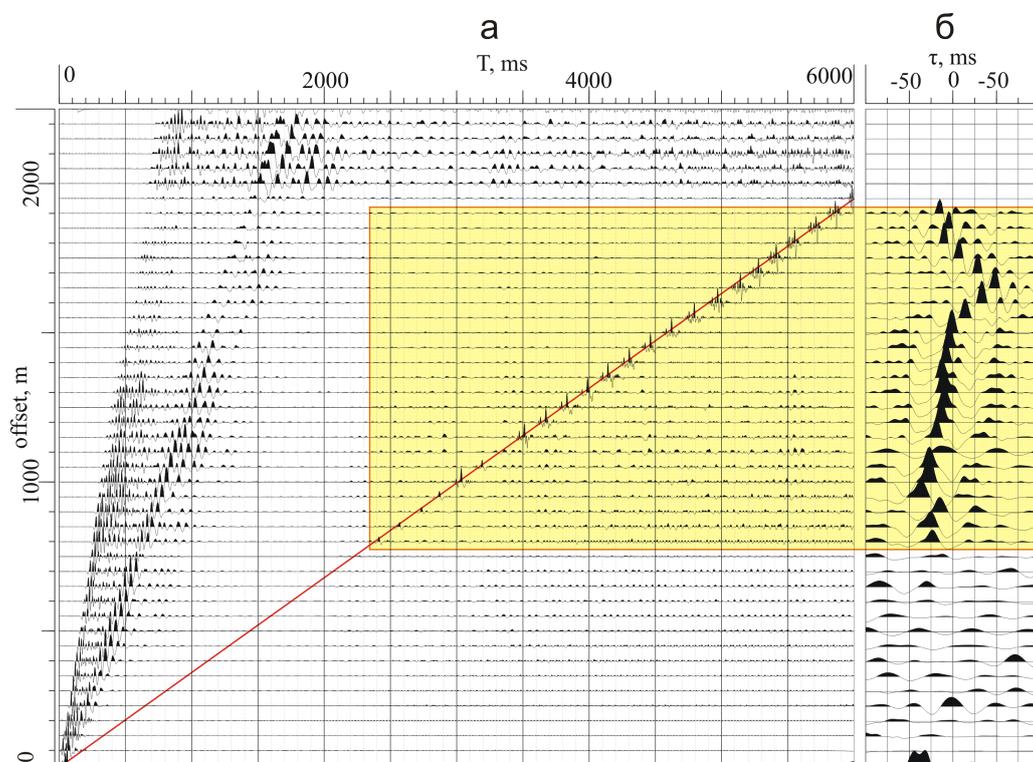


Рис. 1. Выделение звуковой волны на сейсмограмме ОПВ. / Detection of sound wave on CSP seismogram. а. Исходная сейсмограмма / source seismogram. б. Поликорреляционный ряд функций / polycor functional row

Второй шаг – оценка непрерывного ряда КФ, путём накопления первичных рядов. Для первичных рядов вводятся поправки, компенсирующие влияние изменения температуры и ветер. При накоплении первичных рядов КФ, рассчитанных для каждого ПВ, результирующий ряд расширяется на весь профиль и устраняются погрешности отдельных трасс. Результат приведен на рисунке 2. Видна зеркальная симметрия расположения отклонений от стандартного времени пробега между сейсмоприемниками, связанная с углами падения звуковой волны на профиль. Исходные сдвиги определяются однозначно по всему профилю.

Результатом этого этапа являются годографы звуковой волны вдоль профиля для каждой сейсмограммы. Далее применялся алгоритм определения формы волны и её амплитуды вдоль заданного годографа. Полученная волна вычиталась из исходной сейсмограммы.

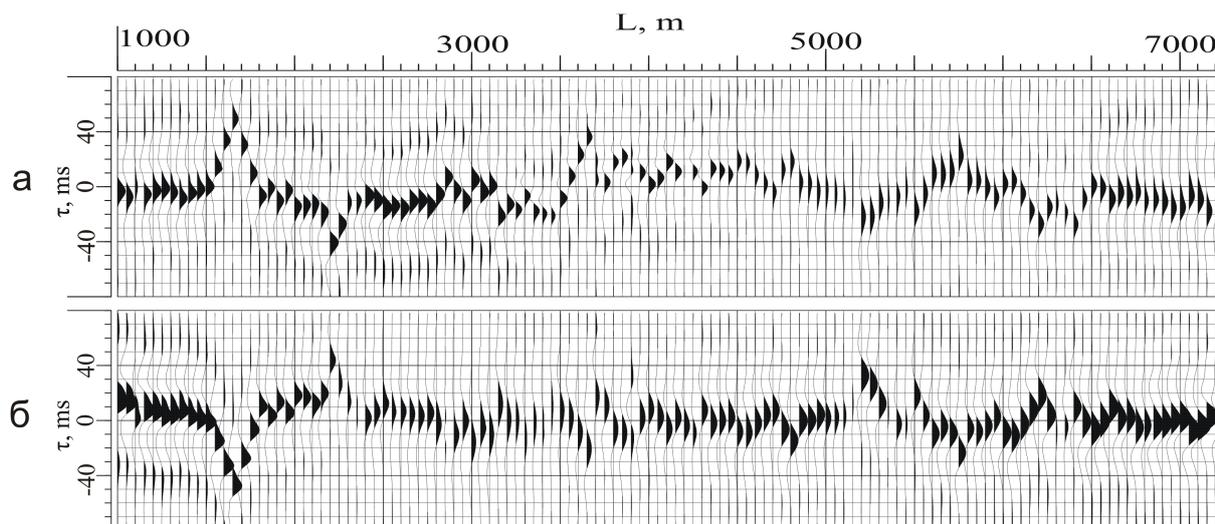


Рис. 2. Корреляционные ряды, характеризующие отклонения времен пробега звуковой волны от номинальной. / Polycor rows which define variations of sound wave arrival time. а. Положительные удаления / positive offsets. б. Отрежательные удаления / negative offsets

Дополнительно применялось частотное редактирование колебаний 100-120 Гц, связанных со звуковой волной.

На рис. 3б показана выделенная звуковая волна. Из рис. 3в видно, что звуковая волна вычтена практически полностью.

Цепочка процедур, осуществляющих выделение и вычитание волны, может быть применена в виде автоматически реализуемой опции пакета программ обработки данных ВСП и ОГТ.

Литература.

1. В.Н. Ференци, А.А. Табаков, Л.В. Севастьянов, Е.А. Фурсова, В.Л. Елисеев. Автоматическая селекция волн при модель-базированной обработке данных ВСП. Журнал «Технологии сейсморазведки», 2008.
2. А.В. Копчиков, В.Н. Ференци, А.А. Табаков, А.В. Решетников. Выделение регулярных волн на фоне интенсивных помех методом «ПОЛИКОР». Материалы научно-практической конференции «Гальперинские чтения», С. 70-74, 2004.

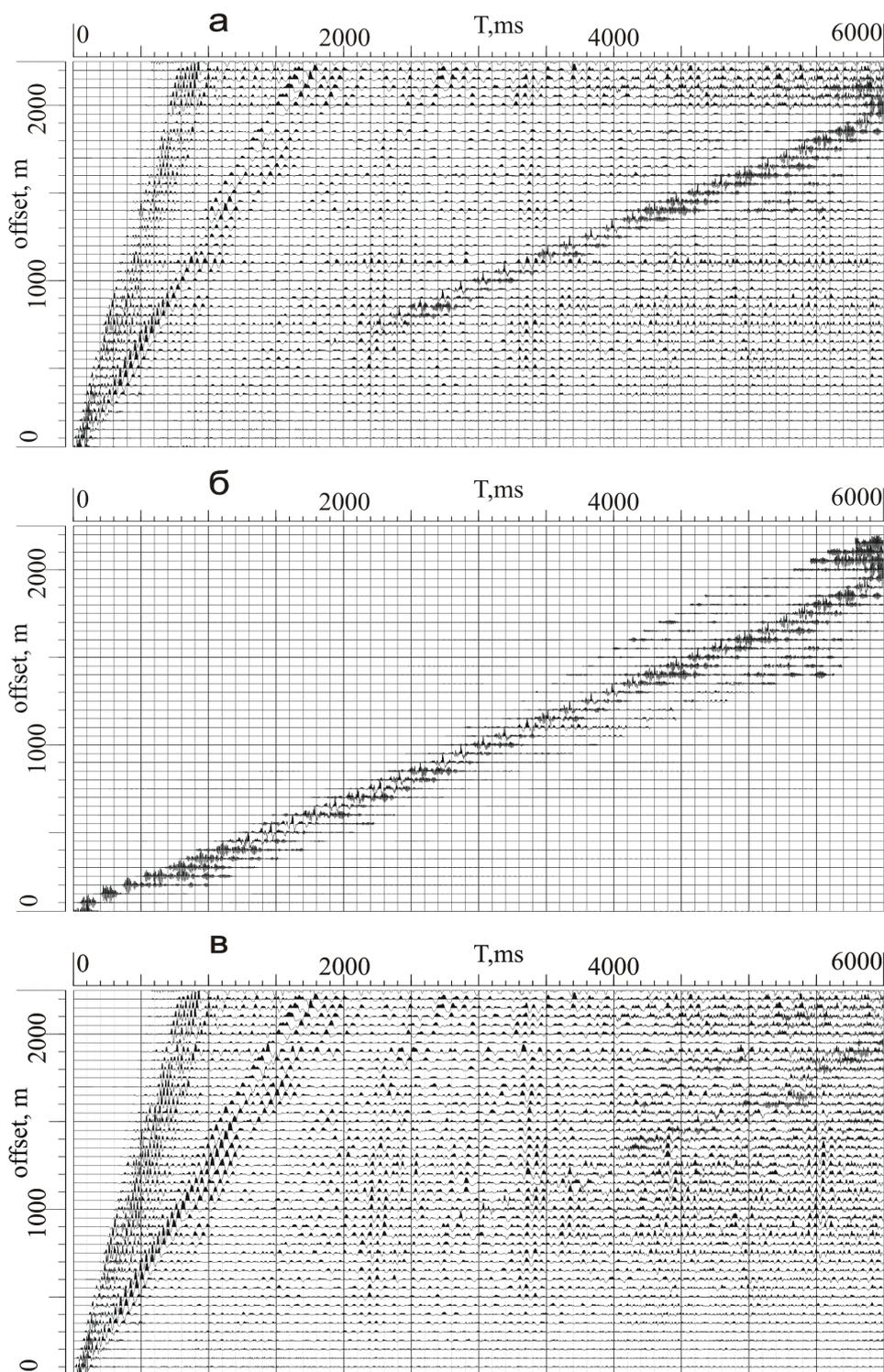


Рис. 3. Оценка и вычитание звуковой волны / estimation and subtraction of sound wave.

а. Исходная сейсмограмма / source seismogram. б. Звуковая волна / sound wave. в. Сейсмограмма без звуковой волны. / seismogram with sound wave subtracted. offsets. б. Отрекательные удаления / negative offsets

ИЗУЧЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ НА ОСНОВЕ ЕДИНЫХ ГЕОМЕТРИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ

П.Н. Александров
ЦГЭМИ ИФЗ РАН, г. Москва

STUDYING OF THE GEOLOGICAL MEDIA ON THE BASIS OF UNIFORM GEOMETRICAL CHARACTERISTICS OF GEOPHYSICAL PARAMETERS

P.N. Aleksandrov
GEMRI IRE RAS, Moscow

Аннотация. Комплексованию геофизических методов уделялось и уделяется большое внимание, как в плане практического использования, так и в плане разработки теоретических основ данного подхода. Одна из основных идей современной теории комплексирования заключается в установлении связей между физическими параметрами. Данный подход не свободен от критики, поскольку не всегда такие взаимосвязи обладают физическим смыслом. В силу этого актуальным является развитие теории комплексирования геофизических методов, которая не противоречила бы основным принципам науки, и в полной мере отвечала бы возможностям и требованиям дальнейшему развитию геофизической практики. Основная идея дальнейшего развития методологии комплексирования геофизических методов – единство проявления внутренней структуры горной породы в геометрических характеристиках, общих для всех физических параметров. Геометрическими характеристиками являются границы изменения геофизических параметров и собственные вектора тензоров макроскопических геофизических параметров горной породы. Степень упорядоченности внутренней структуры горной породы на мезоуровне выражается в тензорах ее физических параметров (анизотропии). Наиболее общие линейные материальные связи описываются тензорными соотношениями между компонентами физических полей. Собственные значения тензоров макроскопических геофизических параметров не связаны между собой, поскольку отражают взаимодействие полей и вещества разной физической природы, и нахождение взаимосвязи между ними лишено физического смысла. Однако собственные значения эффективных петрофизических параметров горной породы могут участвовать в некоторых обобщенных параметрах, вводимых исходя из некоторых физико-геологических соображений.

Abstract. To joint interpretation of results of geophysical methods was given and the large attention is given, both by way of practical use, and by way of development of theoretical bases of the given approach. One of the basic ideas of the modern theory of interpretation consists in an establishment of

connections between physical parameters. The given approach is not free from criticism, as not always such interrelations have physical sense. By virtue of it urgent the development of the theory of interpretation of geophysical methods is which would not contradict the basic principles of a science, and to the full would answer opportunities and requirements to the further development of geophysical practice. The basic idea of the further development of methodology of interpretation of geophysical methods - unity of display of internal structure of rock in the geometrical characteristics, general for all physical parameters. The geometrical characteristics are the borders of change of geophysical parameters and own vector tensors of macroscopical geophysical parameters of rocks.

1. Физические свойства горной породы на мезоуровне. Эффективные геофизические параметры горной породы являются результатом естественного осреднения физических полей, применяемых для изучения геологической среды в силу больших объёмов исследования. Вследствие этого, а так же сложного строения горной породы, для адекватного описания ее физических свойств, требуется провести осреднение физических полей по физически конечно малому объёму, что приводит к одним и тем же собственным векторам тензоров физических параметров. Действительно, зададимся, к примеру, тонкослоистой моделью строения горной породы. В случае совпадения границ с координатными плоскостями, результат осреднения приведет к анизотропии (тензору физического параметра), аналогичной трансверсально-анизотропной модели (аналогично диагональному тензору эффективной электропроводности, появляющиеся при осреднении тонкослоистой среды). В этом случае полученные тензоры макроанизотропии физических параметров являются собственными значениями соответствующих тензоров физических параметров. Поворот системы координат приводит к полному тензору физического параметра. Следовательно, в случае совпадения структурно-текстурного строения горной породы (пример, – тонкослоистая среда) для разных физических параметров, собственные значения тензоров макропараметров будут различны по разным физическим свойствам, но одинаковыми по собственным векторам этих тензоров. Отметим, что для упругих параметров эта операция несколько сложнее, чем, например, для электромагнитных.

2. Границы геологических комплексов на макроуровне. Переходя к геологической среде, следует отметить, что границы между геологическими слоями характеризуются изменениями всех физических параметров горной породы. Иначе говоря, геологические границы совпадают с наличием границ по всем физическим параметрам. Их выделение осуществляется по этому признаку. Если по какому-то

физическому параметру граница не выделяется, то это означает, тем не менее, что граница есть, но скачок физического параметра не ней равен нулю или величина скачка является не измеряемой величиной при данной системе наблюдения. Это обстоятельство создает мощную основу для совместного решения прямых задач геофизики с целью комплексирования геофизических методов.

3. Решение совместных прямых задач по комплексированию геофизических методов с использованием полученных эффективных макропараметров. Поля и законы их взаимодействия с веществом – упругие (закон Гука), электромагнитные (закон Ома), гравитационные (закон Ньютона), термические (закон Фурье), флюидодинамика (закон Дарси) и т.п. являются системами дифференциальных уравнений первого порядка в частных производных или могут быть сведены к ним. Известный прием сведения их к дифференциальным уравнениям второго и выше порядков только усложняет решения прямых задач или делает это практически невозможным. Проведённые исследования по грантам РФФИ по изучению сейсмoeлектрического эффекта [Светов и др., 2005] позволяет унифицировать решения прямых задач геофизики в произвольно анизотропных средах. Данный подход связан с решением систем дифференциальных уравнений первого порядка, к которым можно свести все математические модели физических полей. Наиболее эффективен метод решения для одномерных и двумерных анизотропных сред. В случае трехмерных сред наиболее эффективный вычислительный подход связан с решением объёмных интегральных уравнений, которые можно получить из системы дифференциальных уравнений первого порядка в частных производных, используя тензорную функцию Грина соответствующей системы уравнений.

4. Комплексирование геофизических методов в настоящее время понимается как установление взаимосвязей между физическими параметрами горной породы. Это подразумевает нахождение коэффициентов в аппроксимирующих функциях этих взаимосвязей. Другой подход может быть реализован на введении некоторого обобщенного параметра в виде некоторой функциональной зависимости от физических параметров (собственных значений тензоров физических параметров). В отличие от первого подхода, второй подход подразумевает, что коэффициенты этих функций устанавливаются заранее исходя из соответствующих физико-геологических предпосылок. Примером второго подхода являются коэффициент нефтенасыщения горной породы (КНГ), обобщенные параметры, полученные исходя из теории информации, нейросетевой подход и т.п.

5. Результаты математического моделирования сейсмических полей в методе вибросейморазведки в горизонтально-слоистой анизотропной модели геологической среды. Неожиданным результатом

решения прямых задач оказалось принципиальное изменение волнового поля в случае наклонной анизотропии (рис.1). Так в случае трехслойной модели, в которой второй слой был анизотропный по упругим параметрам с углом поворота вокруг оси x на 45° , горизонтальные смещения по оси y имели синфазный характер, в то время как в случае изотропной модели они ведут себя противофазно относительно источника (вибратора). В случае наклона анизотропии 0° и 90° отмеченный эффект исчезал. Следует также отметить, что годографы сейсмических волн ведут себя симметрично относительно источника упругого поля, что являлось некоторым противоречием в плане ожидаемых результатов, поскольку современное представление о сейсмической анизотропии сводится к анизотропии скоростей. Из этого должно следовать, по аналогии с электроразведкой, смещение минимума годографа по горизонтали.

Горизонтально слоистая модель геологической среды представлена в таблице 1. Параметры тонкослоистой среды – второго слоя (слой №2, сильноконтрастная горная порода) представлены в таблице 2.

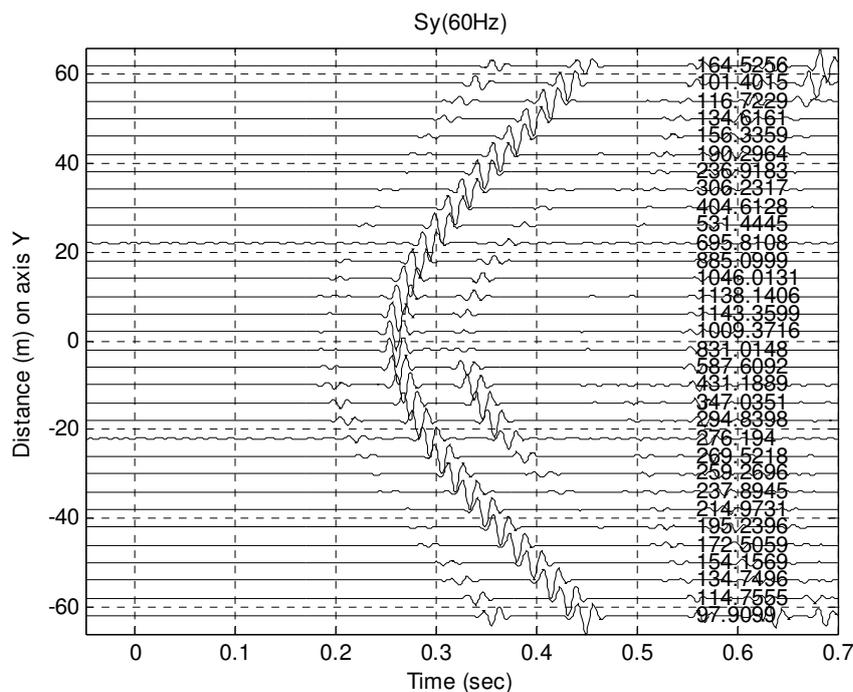


Рис.1 Аномальное сейсмическое поле (за вычетом поля для полупространства) горизонтального смещения S_y по оси y . Каждая сеймотрасса подписана абсолютным значением максимума (в условных единицах).

Таблица 1.

	$H, м$	$V_p, \frac{м}{с}$	$V_s, \frac{м}{с}$	$\rho, \frac{кг}{м^3}$
Слой №1	20	200	200/1.7	2000
Слой №3	∞	1000	1000/1.7	2300

где H - толщина слоя, V_p - скорость продольных волн в слое, V_s - скорость поперечных волн в слое, ρ - плотность горной породы в слое.

Таблица 2.

$h, м$	$V_p, \frac{м}{с}$	$V_s, \frac{м}{с}$	$\rho, \frac{кг}{м^3}$
0.01	565.6854	332.7561	2000
0.02	126.4911	74.4065	2000
0.03	565.6854	332.7561	2000
0.01	126.4911	74.4065	2000
0.02	565.6854	332.7561	2000

Заключение. Проведенные исследования показывают существенное влияние анизотропии упругих параметров на сейсмическое поле, измеряемое на дневной поверхности. Аналогичные эффекты, возможно в более сильной форме, будут проявляться и в методе вертикального сейсмического профилирование (ВСП). Изучение этого вопроса представляет актуальную задачу дальнейших исследований.

Литература

1. Светов Б. С. Александров П.Н., Агеев В.В. К теории сейсмоэлектрических методов разведки и каротажа, основанных на эффекте 2 рода. // Доклад на Всероссийской научно-практической конференции: Новые методики и технологии геофизических исследований на основе комплексирования методов и взаимодействия полей. М. Внигефизика, 2005.

Раздел 2. Обработка и интерпретация данных ВСП.

VSP Processing and Interpretation Teghniques.

ПЕРВЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ КОМПЛЕКСИРОВАНИЯ НЕПРОДОЛЬНОГО ВСП И ВСП С ПОДВИЖНЫМ ИСТОЧНИКОМ В ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ.

Г.А.Шехтман*, В.М.Кузнецов*, В.А.Бодякин**, А.Дёка.***
*ВНИИГеофизика, г. Москва, **ЭВЕНКИЯГЕОФИЗИКА, г. Красноярск,
***КРАСНОЯРСКГАЗДОБЫЧА, г. Красноярск

FIRST RESULTS OF COMBINING OFFSET VSP AND MOVING SOURCE VSP IN EAST SIBERIA.

G.A.Shekhtman*, V.M. Kuznetsov*, V.A. Bodjakin**, A.A.Djoka.***
*VNIIGeofizika, Moscow, **Evenkijageofizika, Krasnojarsk,
***Krasnojzrskgazdobicha, Krasnojarsk.

Аннотация. Пространственная система наблюдений, включающая продольный и непродольный профили ВСП (НВСП), а также ВСП с подвижным источником колебаний (ВСП-ПИ), позволяет в условиях Восточной Сибири изучать упругие параметры разреза и структуру околоскважинного пространства на монотипных и обменных волнах. В модификации ВСП-ПИ расчет статических сдвигов методами оптимизации для различных положений источника колебаний позволяет в условиях изменчивой верхней части разреза существенно улучшить качество записи и получить более протяженные глубинные разрезы по сравнению с разрезами НВСП. Состыкованные между собой глубинные разрезы, полученные для различных модификаций метода ВСП путем миграции записей на продольных, обменных и поперечных волнах, позволили построить структурные карты для различных горизонтов, расположенных в покрывающей толще.

Abstract. Spatial data acquisition geometry, comprising zero offset VSP, offset VSP and moving source VSP allows studying under East Siberia conditions elastic parameters of the cross-section and the structure of the near-borehole space using monotype and converted waves. In moving source VSP modification calculation of static with optimization methods for different source positions allows under the variable upper subsurface part conditions obtaining more extended depth cross-sections comparably with that of the offset VSP. Depth cross-sections, obtained for different shot-points by means of migration of PP-, SS- and PS-reflection records, allowed plotting structure cards for different horizons.

Сложные сейсмогеологические условия и скудная априорная информация о строении различных участков Восточной Сибири заставляют в максимальной степени использовать арсенал разнообразных методик проведения работ ВСП и обработки данных. В настоящее время для изучения околоскважинного пространства методом ВСП здесь применяют, в основном, пространственные дискретные системы наблюдений модификацией НВСП. Однако недостатки НВСП становятся очевидными, когда изучаемый объект расположен под забоем скважины. *Зона тени*, обусловленная неосвещенностью отраженными волнами непосредственно призабойной зоны, препятствует уверенной стыковке разрезов, полученных с различных ПВ путем миграции записей НВСП. Кроме того, большие углы падения волн, характерные для НВСП, приводят к сильным искажениям изображений среды, возникающим в процессе миграции [3]. Дополнительным фактором, препятствующим стыковке между собой разрезов, полученных с различных ПВ, является различие моделей скоростей, полученных с разных ПВ, особенно в верхней части разреза.

Развитие математического обеспечения и совершенствование процедур обработки данных НВСП позволило повысить надежность результатов и уверенность увязки данных ВСП и наземной сейсморазведки. Определение модели скоростей и статических сдвигов в записях раздельно по каждому из ПВ позволило добиться более уверенной стыковки между собой разрезов и, тем самым, увязки целевых отражений. Для скважин, отработанных из нескольких ПВ, появилась возможность осуществлять достаточно надежные структурные построения и строить структурные карты сейсмических атрибутов, рассчитанных по отражениям от целевых границ.

Отсутствие освещенности призабойной зоны и большие углы падения лучей при регистрации колебаний в нижней части скважины являются теми недостатками НВСП, которые не компенсируются никакими процедурами обработки. При ВСП-ПИ отработка скважины проводится путем перемещения источника колебаний от устья скважины в заданном направлении одновременно с подъемом зонда [2]. Околоскважинное пространство последовательно освещается при этом отраженными волнами, начиная от призабойной зоны и кончая границей участка освещенности, обусловленной максимальным удалением ПВ. В отличие от НВСП, в модификации ВСП-ПИ отсутствует подзабойная зона тени, углы падения лучей на целевую границу минимальны, а плотность точек отражения максимальна вблизи скважины, а не вблизи границы участка освещенности. Более того, при ВСП-ПИ возможна отработка скважины по системе наблюдений, обеспечивающей одинаковые углы падения луча на отражающую границу, что позволяет более надежно выделять участки границы, отличающиеся аномальными отражающими свойствами.

До недавнего времени существенным ограничением для применения ВСП-ПИ являлась невыдержанность верхней части разреза (ВЧР) по латерали и обусловленная этим сложность учета изменений скоростей (или статических поправок) при изменении координат ПВ. Сейчас этот вопрос решен. Статический сдвиг для каждого нового положения источника колебаний, безотносительно модификации ВСП, определяется по годографам автоматически с использованием методов оптимизации. В сочетании с приемами, направленными на повышение точности определения скоростей [1, 4], это позволило существенно повысить надежность результатов. В полной мере данный подход применим и для модификаций 3D-ВСП.

В представленном докладе сопоставляются глубинные разрезы НВСП и ВСП-ПИ, полученные путем миграции записей на продольных и обменных отраженных волнах, а также глубинные разрезы НВСП, полученные путем миграции поперечных отраженных волн.

На рис. 1 и рис. 2 показаны сейсмограммы ВСП-ПИ на вертикальной компоненте и горизонтальной радиальной компоненте после ввода статики и деконволюции. На рис. 3 и рис. 4 приведены глубинные разрезы ВСП-ПИ, полученные путем миграции отраженных продольных и отраженных обменных волн. Можно видеть, что разрезы, полученные для диаметрально противоположных направлений от скважины, хорошо стыкуются между собой. На рис. 5 представлены глубинные разрезы на поперечных отраженных волнах, полученные с различных ПВ путем миграции записей этих волн на у-компоненте после их деконволюции по цугу падающих поперечных волн. Можно видеть хорошую стыковку этих разрезов между собой. На рис. 6 приведены состыкованные между собой глубинные разрезы для одного и того же ПВ, полученные на монотипных продольных и поперечных отраженных волнах. Они так же в целом хорошо стыкуются между собой. Нестыковка между собой отдельных горизонтов может быть обусловлена особенностями отражающих границ [5].

Выводы. Пространственные системы наблюдений, включающие НВСП и ВСП-ПИ, позволяют в условиях Восточной Сибири надежно изучать структуру околоскважинного пространства. Разработка методики автоматического определения и учета статических сдвигов позволили преодолеть основное ограничение модификации ВСП-ПИ, связанное с влиянием изменчивости верхней части разреза. Миграцию записей НВСП с поперечными отраженными волнами, возбуждаемыми ненаправленным источником колебаний, целесообразно использовать при изучении околоскважинного пространства в комплексе с миграцией отраженных продольных и отраженных обменных волн.

Литература

1. *Савин И.В., Шехтман Г.А.*, 1995, Обратная кинематическая задача ВСП для сред с неплоскими границами раздела: Прикладная геофизика, **129**, 34-46.
2. *Шехтман Г.А.*, 1994, Методика ВСП, ее современное состояние и перспективы развития: Прикладная геофизика, **131**, 252-276.
3. *Шехтман Г.А., Кузнецов В.М., Попов В.В.*, 2004, Модификации метода ВСП: какую предпочесть?: Технологии сейсморазведки, **1**, 75-79.
4. *Шехтман Г.А., Попов В.В.*, 2007, Изучение структуры околоскважинного пространства по разностным и дифференциальным годографам: Технологии сейсморазведки, **3**, 39-43.
5. *Hardage B.F., DeAngelo M., Murray P.*, 2003, Defining P-wave and S-wave stratal surfaces with nine-component VSPs: The Leading Edge, 720-729.

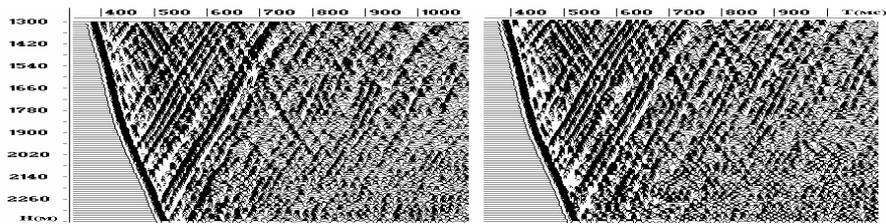


Рис. 1. Сейсмограммы ВСП-ПИ на z-компоненте после ввода статики и применения деконволюции. Слева – профиль на запад от скважины, справа – на восток.

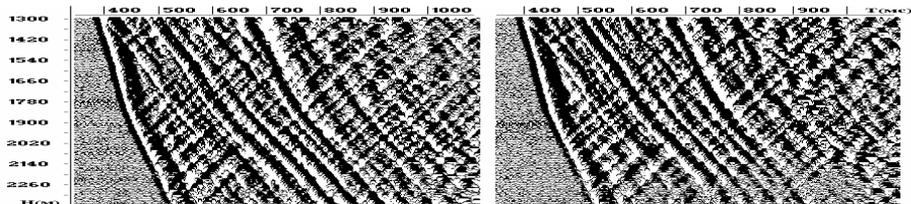


Рис. 2. Сейсмограммы ВСП-ПИ на x-компоненте после ввода статики. Слева – профиль на запад от скважины, справа – на восток.

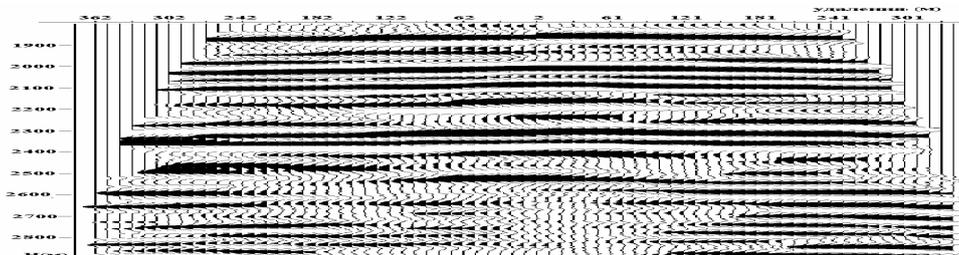


Рис. 3. Глубинный разрез ВСП-ПИ на продольных отраженных волнах, состыкованный из двух разрезов: на запад от скважины (слева) и на восток (справа).

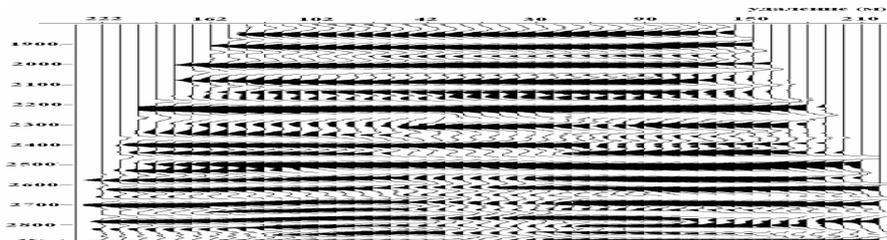


Рис. 4. Глубинный разрез ВСП-ПИ на обменных отраженных волнах, состыкованный из двух разрезов: на запад от скважины (слева) и на восток (справа).

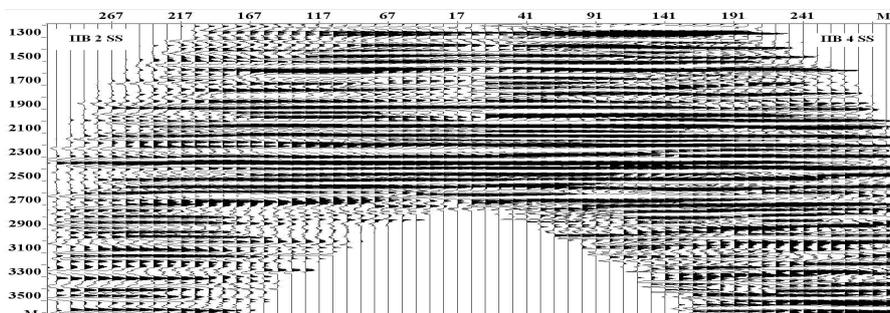


Рис. 5. Глубинные разрезы на поперечных отраженных волнах с различных ПВ.

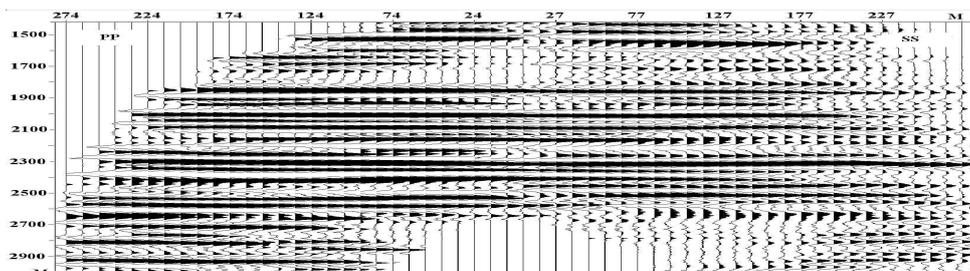


Рис. 6. Глубинные разрезы на продольных отраженных волнах (слева) и на поперечных отраженных волнах (справа), полученные для одного и того же ПВ.

ВОЗМОЖНОСТИ И ОГРАНИЧЕНИЯ ПМ НВСП ПО РЕЗУЛЬТАТАМ РАБОТ В ПЕРМСКОМ ПРИКАМЬЕ.

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

OPPORTUNITIES AND RESTRICTIONS OF POLARISATION OFFSET VSP BY RESULTS OF WORKS IN PERM TERRITORY.

Y.V. Chudinov, N.M. Kuznetsova, N.A. Bogomolova,
I.A. Timoshenko, L.N. Kopyko
PermNefteGeofizika, Perm City

Аннотация. В данной работе представлены возможности и ограничения ПМ НВСП, рекомендации по проведению работ, обработке и интерпретации материалов скважинной сейсморазведки.

Abstract. This paper presents opportunities and restrictions of polarization offset VSP, to the recommendation on work, treatment and interpretation of data borehole seismology.

ПМ НВСП становится востребованным сейсмическим методом изучения околоскважинного пространства на этапе эксплуатации нефтегазовых месторождений. Об этом свидетельствуют возрастающие с каждым годом объемы работ неперодольного вертикального профилирования в ОАО «Пермнефтегеофизика». В работе приводятся практические рекомендации, а также возможности и ограничения поляризационного метода НВСП.

Ряд успешно проведенных исследований поляризационным методом неперодольного вертикального профилирования, а также совпадение прогнозируемых параметров геологического разреза с данными бурения позволяют обобщить полученные результаты за несколько лет работы и сделать заключения о некоторых аспектах системы наблюдений, обработки и интерпретации материалов скважинной сейсморазведки.

Система наблюдений. Система наблюдений в ПМ НВСП включает в себя возбуждение упругих колебаний на некотором удалении (L) от устья скважины и регистрацию сейсмических импульсов на трех–компонентные приемники вдоль ствола скважины. Изучаемое пространство вдоль направления на пункт возбуждения (ПВ) равно $0.5 L$. Предельно возможное удаление источника колебаний составляет $0.9-1.1H$, где H – глубина целевого отражающего горизонта. Дальнейшее удаление ПВ приводит к искажению формы отраженных волн из-за больших углов прихода сейсмических импульсов в скважину, а также к интерференции отраженных и критических волн /1/. Преимущество системы наблюдений с предельными удалениями заключается в максимальном освещении околоскважинного пространства. В Пермском Прикамье целевые горизонты находятся на глубинах 1300-2000 м, поэтому изучаемое пространство вокруг скважины радиусом 650 - 1000 м может заинтересовать нефтедобывающие компании. Недостатком данной системы наблюдений является невозможность корректного построения вышележащих горизонтов. Чаще всего скважина вскрывает только целевой отражающий горизонт, поэтому исследуется только одна отражающая граница. Это обстоятельство необходимо учитывать при планировании работ. Для освещения вышележащих отражающих горизонтов можно запроектировать дополнительные пункты возбуждения с соответствующими удалениями. Определение скоростной пластовой модели для построения глубинных изображений среды рекомендуется проводить для каждого ПВ отдельно с помощью наблюденного годографа первых вступлений X -компоненты (ориентировка трехкомпонентного волнового поля – на ПВ).

Использование поперечных волн. С помощью источника вертикальной силы (вибратор, заряд ВВ в неглубокой скважине) можно изучать околоскважинное пространство на обменных волнах. Обменные волны образуются при косом падении продольных волн на акустически контрастную границу в верхней части разреза (ВЧР), распространяются вниз и отражаются от границ как поперечные волны. Этот тип волн описан в литературе как PSS–волны /1,2/. В ОАО «Пермнефтегеофизика» за многие годы накоплен большой опыт практического использования этого типа волн. Можно изучать пространство вокруг скважины на обменных волнах типа PS. Это отраженные обменные волны, которые образуются при косом падении падающих продольных волн на изучаемую границу. Преимуществом использования обменных волн типа PSS для изучения отражающих горизонтов по сравнению с PS–волнами является возможность определения скоростной модели по падающей обменной волне. Длина изучаемой границы на этих волнах в 0.3 раза большая, чем на PS волнах. Недостатком использования обменных волн типа PSS является зависимость образования этих волн от состава геологического разреза. Отсутствие акустически контрастной границы в ВЧР приводит к

отсутствию и PSS волн. Наличие двух и более сейсмических границ в ВЧР приводит к сильной интерференции как падающих обменных, так и восходящих PSS волн. Выполнить разделение этих волн от разных отражающих границ невозможно.

Поляризация волн. Многочисленные исследования ПМ ВСП, ПМ НВСП с виброисточниками показывают, что поляризация падающей продольной волны далека от прямолинейной. Траектории частиц при прохождении падающей продольной волны описывают в пространстве вытянутый в направлении фронта волны эллипсоид вращения. При работах с взрывными источниками в неглубоких скважинах поляризация падающей продольной волны до глубин 500-600 м в карбонатном геологическом разрезе близка к линейной, ниже становится эллиптической. Падающие обменные волны имеют также эллиптическую поляризацию. Анализ плавного поведения графиков поляризации на акустически контрастных границах падающих продольных и обменных волн, публикации по вертикальной и горизонтальной разрешающей способности сейсморазведки/3,4,5/ позволили авторам сделать следующий вывод. На кинематические и динамические параметры сейсмического импульса, приходящего в скважину, влияет некоторый объем среды. Объем среды, вовлекаемый в передачу сейсмической энергии, зависит от петрофизического состава породы и имеет, предположительно, размеры от длины волны до величины первой зоны Френеля. Геологическая среда обладает сглаживающим эффектом для проходящих сейсмических волн. Следовательно, при регистрации упругих колебаний сейсмических волн от ПВ с разными азимутами мы получаем кинематические и динамические характеристики среды с различных направлений. Наличие латеральных закономерностей геологического разреза в районе скважины можно изучить, определяя закономерности кинематических и динамических характеристик сейсмических волн с ПВ разных азимутов. На рисунке 1 представлена латеральная изменчивость кинематических параметров падающих продольных (P) и обменных (S) волн с 4х ПВ с предельным удалением ПВ от устья скважины в башкирских отложениях. Через любые 3 точки проводился математический эллипс (красный цвет). Было рассчитано два эллипса по относительным величинам пластовых скоростей продольных и обменных волн, а также коэффициенту Пуассона. По продольным волнам наблюдается совпадение двух эллипсов, по поперечным волнам и коэффициенту Пуассона выявлена закономерность в нефтегазовой залежи. Возможно, данная зависимость связана с наличием трещин в известняках.

При обработке и интерпретации данных ПМ НВСП необходимо определять пластовые скорости для каждого ПВ и находить закономерности азимутального распределения кинематических параметров. Учет этих зависимостей может сильно повлиять на результаты обработки материалов наземной сейсморазведки в положительную сторону. Возможно, решится

проблема стыковки взаимно перпендикулярных профилей временных разрезов, которая до сих пор существует в сейсморазведке. Большими возможностями обладает система одновременного совместного проведения работ наземной и скважинной сейсморазведки, так называемый метод 3D+ВСП, предложенный Табаковым А.А. и коллективом «Геоверс»/6/.

В Пермском крае имеются месторождения углеводородов, контуры которых выходят за пределы съемки 3D. Проектные лучи ПМ НВСП не дотягиваются до границ структуры. Можно предложить заказчику именно такой метод разведки. В ОАО «Пермнефтегеофизика» технология наземного сейсмического профилирования двумя сейсмическими станциями отработана давно. Преимущество данного метода заключается в следующем. Происходит одновременная отработка наземных профилей и регистрация сигналов упругих колебаний от виброисточников при помощи расстановки ПМ ВСП на забое скважины. В районе скважины по результатам обработки скважинных данных вычисляются статические поправки. Использование этих статических поправок как эталонных позволит точно рассчитать поправки по материалам наземной сейсморазведки на остальной площади работ. Не нужны будут дополнительные исследования по изучению зоны малых скоростей другими методами. Кроме этого проведенные также работы ПМ ВСП дадут точные кинематические параметры для обработки и интерпретации наземных данных. В отработанных одними источниками сейсмических и скважинных материалах в одно время сейсмические колебания будут иметь близкие амплитудно-частотные спектры. Это позволит увеличить разрешающую способность результатов наземной съемки с помощью деконволюции временных разрезов ОГТ по трассе однократно-отраженных волн ПМ ВСП. Результатом применения такого метода исследований будет освещено все околоскважинное пространство на расстоянии, нужное заказчику. Предварительные расчеты показывают, что на работы 2D+ВСП, профилирование 12 км и скважинные наблюдения полевая партия ОАО «Пермнефтегеофизика» затратит не более 2.5 суток.

ПМ НВСП является более высокоразрешенным сейсмическим методом по сравнению с наземной сейсморазведкой и используется для изучения околоскважинного пространства на всех этапах разведки месторождений. Высокий геолого-экономический эффект может быть получен при изучении сложнопостроенных залежей углеводородов. Интегрированные результаты исследований ПМ НВСП, данных ГИС, бурения и результатов наземной сейсморазведки позволяют уточнить сейсмогеологические модели продуктивных поднятий до начала их разбуривания. Выполнение вышеизложенных рекомендаций по работам ПМ НВСП поможет сервисным геофизическим компаниям успешно решать многие геологические задачи.

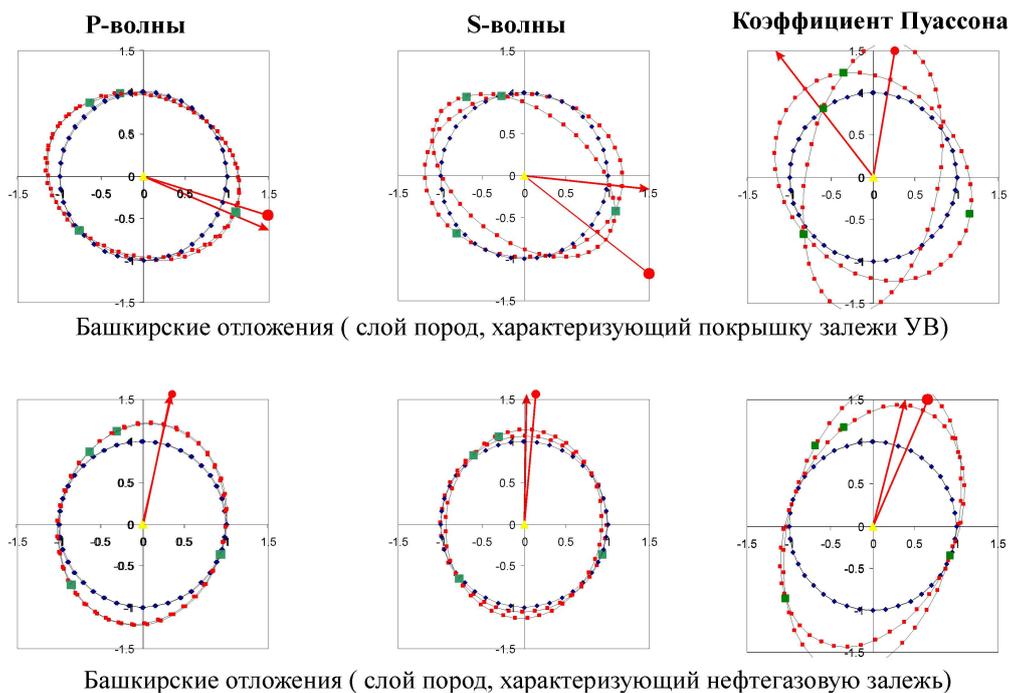


Рис.1 Азимутальная изменчивость кинематических параметров разреза.
Azimuthal variability of travelttime attributes of a structure

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. Пузырев Н.Н. Методы и объекты сейсмических исследований. Введение в общую сейсмологию. Новосибирск: Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГГМ, 1997. 301с.
4. Пейтон Ч. Сейсмическая стратиграфия. М.: «Мир», 1982, т. 2, с. 847.
5. Савич А.И. О зоне 'захвата' упругих волн. – 'Труды Гидропроекта', 1971, вып.21.
6. Табаков А.А., Баранов К.В., Елисеев В.Л., Решетников А.В., Копчиков А.В. О принципах и актуальности совмещения наземных и скважинных наблюдений (3D+ВСП, 2D+ВСП). Гальперинские чтения – 2006 (н/конф. на тему: ВСП и трехмерные системы наблюдения в сейсморазведке). Тезисы докладов, Москва, 2004.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИЗУЧЕНИЯ БЛОКОВОГО СТРОЕНИЯ РЕЗЕРВУАРОВ УГЛЕВОДОРОДОВ ИССЛЕДОВАНИЯМИ ПОЛЯРИЗАЦИОННЫМ МЕТОДОМ СЕЙСМИЧЕСКИХ НАБЛЮДЕНИЙ.

А.Н. Амиров, А.А. Терёхин.
КГУ г.Казань.

IMPROVEMENT OF THE EFFECTIVENESS IN STUDYING OF THE HYDROCARBON BLOCK STRUCTURE BY USING OF POLARIZABLE RESEARCH METHOD OF SEISMIC OBSERVATIONS.

A.N. Amirov, A.A. Tereokhin.
KSU, Kazan.

Аннотация. Рассмотрены методика и результаты исследований, направленных на повышение эффективности изучения внутреннего строения резервуаров углеводородов – выявления в них блоков и оценки их напряженно-деформированного состояния. За блок принимается массив горных пород с определенной ориентировкой в нем субвертикальных трещин, обуславливающих азимутальную сейсмическую анизотропию. Показано, что сейсмические исследования в скважинах и, особенно, поляризационная модификация ВСП, позволяют надежно выявлять маломасштабные неоднородности в разрезе. Наземные исследования поляризационной модификацией метода преломленных волн (ПМ МПВ) и их комплексирование с наблюдениями в скважинах расширяют возможности детального изучения строения резервуаров УВ. Приводятся результаты исследований в пределах ряда нефтяных месторождений на территории Республики Татарстан.

Abstract. In this research we look at the methods and results of the investigations aimed at the improvement of the effectiveness in studying of the hydrocarbon vessels inner structure, and at the exposing of blocks in them for evaluating of their strained and deformed conditions.

For the block rock massif with definite orientation of the vertical cracks leading azimuth seismic anisotropy is taken.

It is shown that seismic research in wells and especially polarizable modification of VSP allow to expose reliably heterogeneity of small scale insections.

Land researches by polarizable modification of methods of wave refraction and their collaboration with well researches broaden the opportunities of detailed investigation and studying of hydrocarbon vessels inner structure.

In the research results investigations in the oil fields on the territory of the Republic of Tatarstan are mentioned.

Сугубо блоковое строение резервуаров УВ существенно осложняет их освоение. Наземные геофизические исследования, применяемые при разведке и доразведке залежей УВ (в первую очередь, сейсмические), позволяют выявить крупномасштабные блоки и получать сведения необходимые для составления в первом приближении геологических

моделей залежей. Однако их совершенно недостаточно для построения гидродинамических моделей, т.к. нарушение фильтрации пластового флюида могут вызвать неоднородности, не выявляемые традиционными наземными наблюдениями.

Для оценки фильтрационных свойств продуктивных пластов в процессе их разработки широко применяются геолого-промысловые исследования (гидродинамические (ГДИ), индикаторные методы, заводнение пластов и др.). Информативность этих исследований ограничена по следующим причинам:

- результаты измерений в отдельных скважинах (в первую очередь, ГДИ) характеризуют свойства пластов на небольшом удалении от ствола скважины и поэтому недостаточны для суждения об их изменении по площади;

- применение более глубоких методов (например метода фильтрационных волн давления (МФВД)) позволяют выявить направления с различной интенсивностью фильтрации флюида в пластах. Однако они не позволяют определить причину этого различия (тектоническое нарушение? изменение литологии?), а, главное, установить положение неоднородности, вызвавшей нарушение фильтрации.

Фильтрационные свойства продуктивных отложений существенно изменяются по площади из-за развития в них сравнительно маломасштабных неоднородностей (малоамплитудные разрывные нарушения, узкие зоны повышенной глинизации и трещиноватости). Применение сейсмических исследований в скважинах позволяет надежно выделять такие неоднородности. В докладе приводятся примеры, иллюстрирующие это.

Кроме наблюдений в скважинах на нефтяных месторождениях Татарстана, широко применяются наземные наблюдения поляризационным методом. Комплексирование скважинных и наземных наблюдений позволяет расширить возможности выявления блоков и оценки их напряженно деформированного состояния. В докладе проводится физико-геологическое обоснование наземных наблюдений ПМ.

Залежи углеводородов формируются в средах с активным тектоно-динамическим режимом. При интенсивной деформации массивов горных пород, как правило, сосуществуют зоны сжатия и растяжения [2] и образуются разномасштабные блоки, характеризующиеся своим напряженно-деформированным состоянием. Образование блоков сопровождается развитием в них трещиноватости, в том числе субвертикальной, с превалирующим направлением наиболее открытых трещин, что обуславливает азимутальную анизотропию физических свойств горных пород. Направление трещиноватости в каждом блоке отличается, что позволяет определять границы между ними.

Многочисленными измерениями в разведочных и специально пробуренных «мелких» скважинах ($H \approx 100\text{м}$) установлено, что в зонах сжатия в продуктивных карбонатных породах ($H \approx 1000\text{м}$) значимая трещиноватость развита лишь во флюидо-насыщенных пластах. Наиболее же рельефно она выражена в приповерхностных отложениях (до глубин 100-150м) и обусловлена воздействием новейших и современных тектонодинамических процессов.

Сравнительно небольшая мощность карбонатных коллекторов (единицы и первые десятки метров) является фактором, препятствующим их выявлению измерениями сейсмической анизотропии не только наземными, но и скважинными наблюдениями. Вместе с тем, многочисленные материалы свидетельствуют о том, что направления доминирующей субвертикальной трещиноватости в пермских, верхне- и среднекарбонных отложениях совпадают (ориентировки трещин в карбонных породах определены наблюдениями способом возбужденной гидроволны [1]). Таким образом, об изменении направлений трещиноватости в продуктивных карбонных отложениях можно судить по изменениям ориентировок трещин в пермских породах.

Для определения направлений трещиноватости в отложениях пермского возраста выполнялись наблюдения поляризационной модификацией метода преломленных волн (ПМ МПВ), а также наблюдения ПМ ВСП в скважинах, разбуриваемых на профилях ПМ МПВ. Возбуждение S-волн осуществлялось электродинамическим источником поперечных волн. В процессе исследований анализировалась поляризация головной поперечной волны, образующейся на верхней жесткой границе (глубина залегания на территории РТ 200-300м).

Исследования, направленные на определение положения границ блоков и направлений трещиноватости в них выполнены на многих месторождениях Татарстана. В докладе приводятся примеры иллюстрирующие результаты исследований на нескольких участках.

В пределах месторождений наблюдается сильная изменчивость направлений доминирующей трещиноватости в отложениях пермского возраста. Границам смены ориентировок трещин соответствуют разрывные нарушения в продуктивных карбонных отложениях, выявленных наблюдениями НВСП в разведочных скважинах.

Применение исследований, базирующихся на комплексировании сейсмических наблюдений в скважинах и измерениях азимутальной сейсмической анизотропии наземными наблюдениями ПМ, позволяет определять границы блоков и направления трещиноватости в них, что способствует оптимизации процесса разработки залежей УВ.

Литература

1. Гальперин Е.И., Амиров А.Н. Способ возбужденной гидроволны при изучении трещиноватости карбонатных пород / SEG, Москва, Междунар. геоф. конф. и выст. по разв. геофиз., 27-31 июля, 1992
2. Дистанционные методы изучения тектонической трещиноватости нефтеносных территорий / Амурский Г.И., Абраменок Г.А., Бондарев И.С., Соловьев Н.Н., М.Недра, 1988, 164с.

УВЯЗКА ВОЛН РАЗНЫХ ТИПОВ ПРИ СКВАЖИННО- НАЗЕМНОЙ МНОГОВОЛНОВОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКЕ.

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

TYEING WAVES OF DIFFERENT TYPE AT MULTYWAVE BOREHOLE-SURFACE SEISMIC SURVEY.

V.M. Kuznetsov, G.A. Shekhtman.
VNIIGeofizika

Аннотация. При комплексной интерпретации данных многоволновой сейсморазведки по волнам разных типов особую роль играет корректность привязки соответствующих волн к одноименным геологическим объектам. В этом случае уже недостаточно использовать данные только АК и ГГКп, и следует привлекать данные многоволнового ВСП, волновой или дипольной акустики. Программные комплексы, с использованием которых проводится отождествление волновых полей по данным ВСП, должны включать ввод кинематических поправок с учетом скоростных моделей по волнам разных типов. Это позволяет осуществлять пересчет волновых полей НВСП с удаленных ПВ в ближний (например, для PS волн), пересчитывать глубинные кривые АК во временную область и т.п.

Abstract. Correctness of tying waves of different types to the corresponding geological objects plays special role at integrated interpretation of multywave seismic data. In this case it is already not enough to use the data only acoustic logging and density gamma-gamma logging, but it is necessary to involve the data of multywave VSP, wave acoustics or dipole acoustics. Program complexes, which used for the identification of wave fields, should include input of kinematic in view of velocity models on waves of different types. It allows to carry out recalculation of offset VSP wave fields to zero offset VSP (for example, for PS waves), to recalculate depth curves sound logging in time area etc.

Введение. Современные требования к результатам интерпретации любых сейсморазведочных данных в конечном счете сводятся к получению оценок петрофизических параметров разреза – упругих

модулей, пористости, трещиноватости, флюидонасыщения и т.д. Это придает особый вес данным по поперечным волнам, поскольку оценка упругих модулей при измерении параметров непосредственно по продольным и поперечным волнам повышает точность решения этой задачи, нежели решение такой задачи только по амплитудам продольных волн (при отсутствии измерений поперечных волн). В многоволновой сейсморазведке (МВС) первостепенную роль играют состав и степень сопоставимости информации, извлекаемой из обработки записей для волн разных типов, а также получение новых сведений, способствующих более надежному решению поставленной задачи на изучаемом объекте. Отождествление волн разных типов и классов (привязка волн разных типов к одним и тем же геологическим объектам, являющимися причиной возникновения этих волн) является основой комплексной интерпретации их кинематических и динамических особенностей, а также определения по ним упругих параметров среды.

Особенности отождествления волн разных типов. Для отождествления волн с учетом данных АК проводят расчет синтетических трасс для соответствующего типа волн с использованием соответствующего алгоритма свертки. Сигнал для свертки выбирают либо по целевым горизонтам временных разрезов с деконволюцией, либо по проходящим волнам соответствующего типа сейсмограмм ВСП. Для обменных волн сигнал берут из временных разрезов. Коррекция скоростной модели, полученной по данным АК, осуществляется по вертикальным годографам монотипных волн и суммарному вертикальному годографу продольных и поперечных волн для обменных волн. Качество АК и ГГКп контролируется другими методами ГИС и трассой однократных отражений ВСП.

Данные многокомпонентного ВСП позволяют непосредственно реализовать привязку волн различного генезиса к соответствующим геологическим границам, т.е. осуществить их глубинную и стратиграфическую привязку. Стыковка временных разрезов наземной сейсморазведки с сейсмограммами трасс ВСП, выведенных на вертикаль, трассами однократных отражений и мигрированными разрезами ВСП на различных типах волн является наиболее надежным критерием достоверности геологической привязки отражений.

В зависимости от сейсмогеологических условий может возникнуть ситуация, когда для отдельных участков разреза отношение сигнал/помеха будет выше для волн, отличающихся от традиционно используемых на практике классов волн. Например, для обменных волн типа PSSS или PSSP. Распознавание и оценка схем ввода статических и кинематических поправок для такого рода волн без их анализа во внутренних точках среды (ВСП) невозможны. Это определяет особую роль многокомпонентных данных ВСП при отождествлении и последующей комплексной интерпретации данных МВС.

Глубинную (стратиграфическую) привязку отражений и стыковку данных ВСП и наземной сейсморазведки можно проводить непосредственно по осям синфазности отраженных (обменных) волн, выведенных на вертикаль (рис. 1), а также путем формирования трасс однократных отражений (рис.2). Выведение осей синфазности отраженных волн на вертикаль проводят, как правило, с записями продольного ВСП. Однако возможность ввода кинематических поправок, обеспечиваемая соответствующей программой, позволяет для этой же цели использовать непродольное ВСП (что является более предпочтительным для обменных волн). В любом случае, такой подход приводит к более достоверному результату, поскольку в верхней части скважины по известным причинам профиль ВСП становится непродольным, и непродольность эту как-то приходится устранять при спрямлении осей синфазности восходящих волн. Таким образом, привязку выполняют по волновому полю отраженных моно-типных и обменных волн, выведенных на вертикаль.

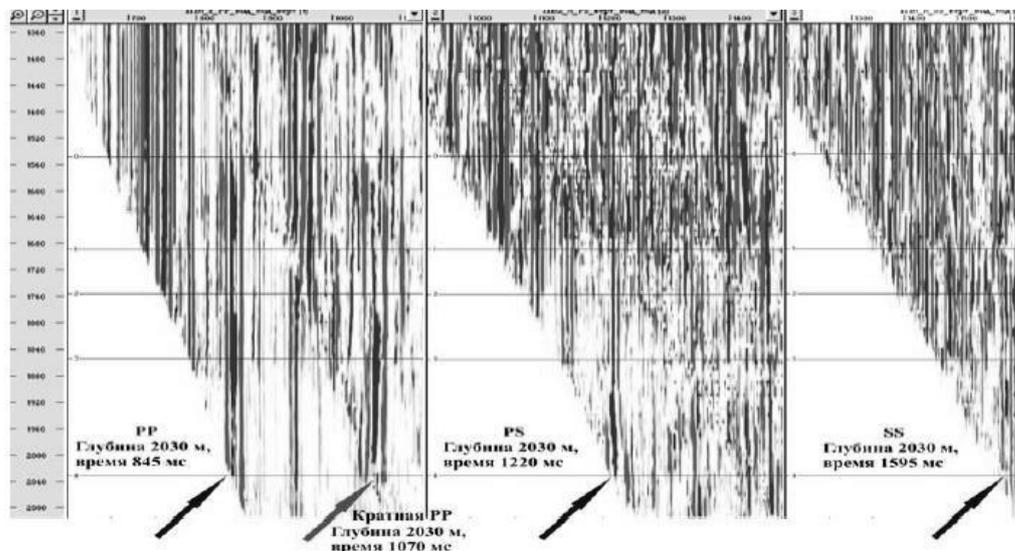


Рис. 1 Пример глубинной привязки отраженных моно-типных и отраженных обменных волн на сейсмограммах ВСП. Оси синфазности отраженных волн спрямлены и выведены на вертикаль.

Знак соответствующего экстремума контролируется знаком изменения акустической жесткости – положительный экстремум соответствует уменьшению жесткости, отрицательный - увеличению. Глубинную привязку проводят с учетом инклинометрии (данные ГИС пересчитывают при этом соответствующим образом). Необходимость стыковки разрезов НВСП с временными разрезами наземной сейсморазведки, с трассами однократных отражений, а также с сейсмограммами продольного ВСП после спрямления на них осей синфазности отраженных волн с выведением их на вертикаль требует преобразования глубинных разрезов во временные разрезы. Это преобразование осуществляется для слоисто-однородной анизотропной модели

среды с плоскими и неплоскими границами раздела при эллиптической аппроксимации зависимости лучевой скорости от угла с вертикальной осью анизотропии. Процедура отождествления волн по характеру волновой картины основывается на том, что отражающие горизонты для волн разных типов часто совпадают, коэффициенты отражений для них и частотные характеристики пачек слоев, формирующих отражение, различаются, в основном, масштабом вследствие различий скоростей. Предполагается, что различия в форме импульсов, возбуждающихся в источнике, скомпенсированы с помощью деконволюции и фильтрации с точностью до масштаба времен, различающегося в γ раз. Естественно, что не всегда и не все эти допущения выполняются в равной мере. В особенности это касается выравнивания формы импульсов для наземных данных. Следует отметить, что иногда не совпадает глубинная локализация отражений и обмена, что хорошо выявляется по данным ВСП. Однако, как показывают теоретические исследования на моделях и имеющийся опыт, принятые допущения часто выдерживаются с достаточной для практических целей точностью.

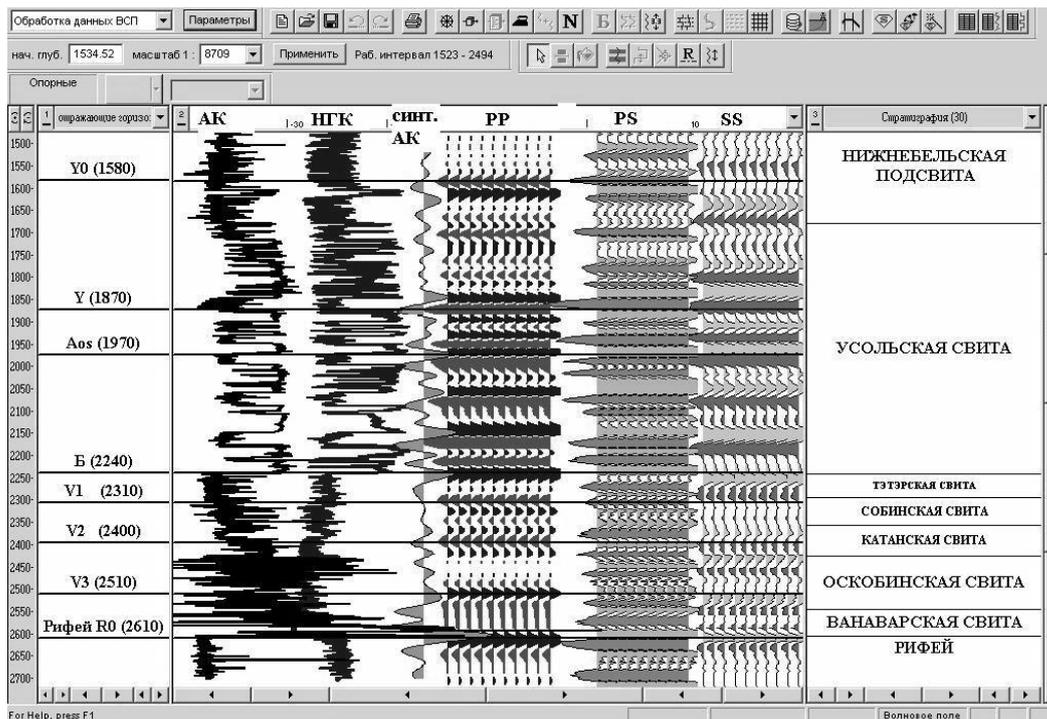


Рис.2 Сопоставление трасс однократных отражений для волн разных типов и взаимосвязка их с сейсмическими реперами.

При сопоставлении скважинных и наземных данных по волнам разных типов отождествление базируется на сопоставлении кинематических (соотношение времен регистрации основных доминирующих волн на разрезе – временные интервалы между волнами), амплитудных (соотношение интенсивностей основных, доминирующих волн на разрезе между собой и соотношение интенсивностей основных и более слабых волн) и

частотных характеристик (изменение формы записей - относительных интенсивностей фаз волн) волнового поля. Сопоставление проводится с учетом уровня приведения и статических сдвигов (рис.3).

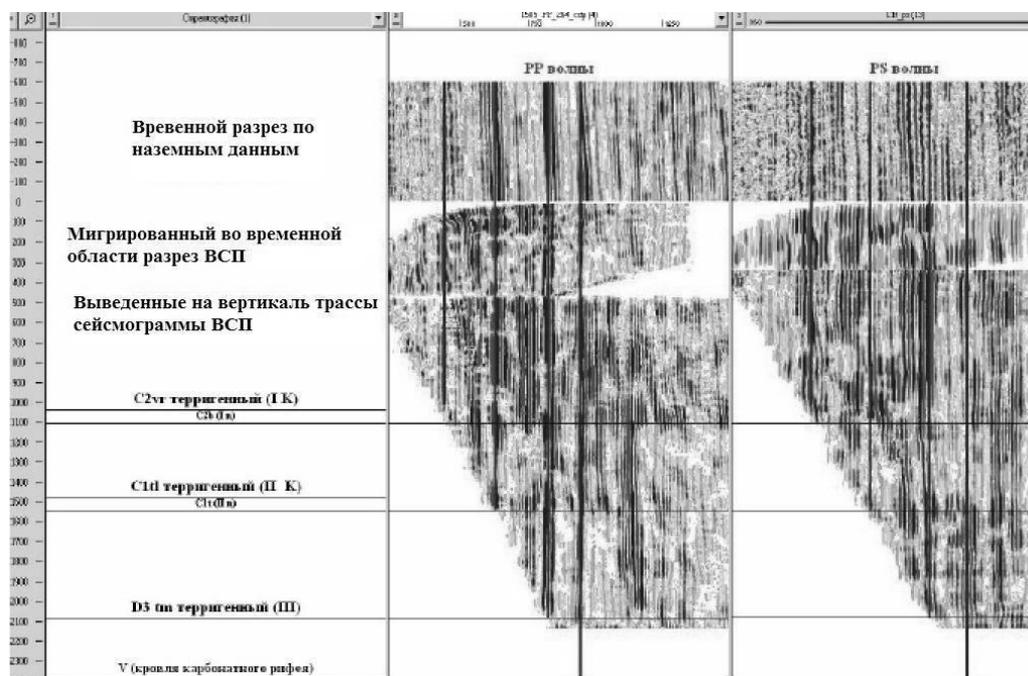


Рис. 3. Пример стратиграфической привязки продольных и обменных отраженных волн, прослеживаемых на разрезах НВСП и МОГТ.

Выводы. Корректное отождествление волн разных типов и классов помимо наземных данных МВС требует наиболее полной и достоверной информации по скважинным данным включая трехкомпонентное ВСП. Поэтому совпадение информации по пообъектной привязке отражений и обменов при интерпретации данных по волнам разных типов однозначно повышает достоверность интерпретации.

Перспективы повышения эффективности решения задач прогноза геологического разреза и его изменений связаны, в первую очередь, с тем, что только по всей совокупности параметров, определяемых по волнам разных типов, может быть с достаточной полнотой охарактеризована изучаемая среда, а также с тем, что параметры, определяемые по волнам разных типов, заведомо функционально не связаны между собой. На этом основано повышение надежности локализации по сейсмическим данным литолого-стратиграфических комплексов и структурно-фациальных зон, оценка основных закономерностей распространения свойств пород - коллекторов и флюидоупоров, а также повышение эффективности оценки прогнозных ресурсов.

Литература

1. Кузнецов В.М., Шехтман Г.А., Попов В.В., Рыжков В. И., Мухтаров Т. Э. Обработка и интерпретация данных МВС-ВСП в специализированной системе 3С-INTERACT, Тезисы «Гальперинских Чтений», 2004
2. Кузнецов В.М., 2008, Опыт применения современных технологий при работах на территории РФ по комплексированию волн разных типов: Технологии сейсморазведки, **2**, 31-38.
3. Мушин И.А., Бродов Л.Ю., Козлов Е.А. и др., Структурно-формационная интерпретация сейсмических данных. Москва, Недра, 1990

ОЦЕНКА ТОЧНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ И РАСЧЕТОВ ДЛЯ НАБЛЮДЕНИЙ ВСП.

Редекоп В.А., Бондарева Н.В., Помазанов В.В.
ООО «ВимСейс Технологии», Москва

ESTIMATION OF THE ACCURACY OF VSP DATA ACQUISITION AND PROCESSING.

Pedekop, V.A., Bondareva, N.V., and Pomazanov V.V.
VimSeis Technology, Moscow

Аннотация. Оценена погрешность результатов обработки полевых данных метода ВСП. Рассмотрена существующая технология наблюдений НВСП и методика ввода корректирующих поправок с оценкой их достоверности. Оценена погрешность привязки сейсмических горизонтов к стратиграфическим границам, связанная с неточностью в измерении времен первых вступлений волн. Показана возможность решения структурных и динамических задач в зависимости от неточности исходных данных.

Abstract. Errors of the results of field VSP data processing are estimated. The available technology of VSP acquisition and the procedure of corrections with the estimation of its adequacy are considered. Errors of the binding of seismic horizons to the stratigraphic boundaries connected with the inaccuracy of wave first break registration are estimated. A possibility of solution of the structural and dynamic problems depending on the initial data inaccuracy is shown.

Задачи, стоящие перед скважинной сейсморазведкой, постоянно усложняются. Сегодня они включают в себя не только определение скоростных характеристик среды по ближнему ПВ и выполнение структурных построений по удаленным ПВ, но и получение динамических разрезов амплитуд и упругих импедансов. Возрастают требования и со стороны заказчика, которые нацелены уже на получение не столько

качественных характеристик среды, сколько на определение ее количественных параметров. В этих условиях вопрос о достоверности получаемых в процессе обработки параметров среды и их зависимости от погрешностей методики обработки и используемых исходных данных приобретает особую важность. Для корректной оценки точности получаемых результатов необходимо надежное определение погрешностей, связанных как с измерениями реальных данных, так и возникающими в процессе расчетов.

Суммарная погрешность в определении параметров среды складывается из погрешности математической модели, погрешности измерений, погрешности метода расчета и погрешностей округления результатов вычислений [1].

Математическая модель выражается в виде системы уравнений или неравенств, связанных с физическими представлениями о среде, являющейся объектом исследования. На практике, в скважинной сейсморазведке применяются, как правило, относительно простые математические модели, основанные на законах геометрической сейсмики.

Погрешности, связанные с методом расчета и округлением вычислений, для практических расчетов можно объединить, поскольку они зависят от программной реализации математической модели. Оценить эти погрешности проще всего путем проведения пробных расчетов на синтетических данных. Эти погрешности можно снизить до приемлемой величины применением более совершенных алгоритмов и использованием повышенной точности задания чисел.

Погрешности в измерении исходных данных, возникающие при используемой технологии регистрации наблюдений, относятся к неустранимым погрешностям. Под измеряемыми данными понимается пространственное положение пунктов возбуждения (ПВ) и пунктов приема (ПП) колебаний источника, ориентация трехкомпонентной установки регистрирующего прибора в пространстве, времена регистрации волн и амплитуды сигналов на каждой компоненте. Предполагается, что пространственное положение ПВ и ПП определяется достаточно точно, а основным источником погрешностей исходных данных являются погрешности, связанные с временами и амплитудами регистрируемых волн. Как правило, эти погрешности снижают путем ввода соответствующих корректирующих поправок по контрольным приборам. Однако таким образом можно избавиться лишь от наиболее грубых погрешностей в регистрации времен вступления волн и их амплитуд, что, видимо, может быть обусловлено нелинейностью имеющей место при возбуждении колебаний и распространении волн.

Оценка погрешностей, проведенная на основе наблюдений ВСП, полученных взрывным способом, показала, что неустранимая погрешность при определении времен первых вступлений Р-волны между соседними

расстановками источника может составлять $\pm 1.5-2$ мс, а погрешность в определении времен прихода S-волны из-за интерференции существенно больше и может достигать 10-15 мс.

Неточность при регистрации амплитуды, связанная с приборами зонда, обычно не превышает 3% и легко корректируется. Неустраняемая погрешность при регистрации амплитуды сигнала от разных пунктов взрыва, которая не корректируется по контрольным приборам, может превышать 20-30%.

При существующей технологии наблюдений и вводе корректирующих поправок точность структурных построений, выполненная по мигрированным глубинным разрезам на продольных волнах, может составлять 3-4 м. Точность независимых построений по глубинным разрезам на обменных PS-волнах может превышать 10 м.

Погрешность фазового сопоставления коридорной трассы однократных отражений с трассой наземной сейсморазведки только за счет неточности определения времен вступлений может составлять 3-4 мс, а фактически достигать 6-7 мс [2].

Следует подчеркнуть, что значения акустического импеданса, рассчитанные по глубинным разрезам, могут дать лишь качественную картину распределения акустической жесткости.

В результате анализа погрешностей, влияющих на достоверность результатов обработки данных ВСП показано, что даже если точность исходных данных может оказаться достаточной для проведения обработки, направленной на решение структурных задач, она оказывается неудовлетворительной для решения динамических задач, и в частности, расчета акустических и упругих импедансов.

Литература

1. Калиткин Н.Н. «Численные методы», «Наука», 1978.
2. Редкоп В.А., Бондарева Н.В., Помазанов В.В. Использование усеченных рядов Фурье для обработки вертикального годографа и погрешности привязки сейсмических отражений к стратиграфическим границам. Тезисы научно-практической конференции «Гальперинские чтения-2007».

НИЗКОЕ КАЧЕСТВО ПОЛЕВЫХ ЗАПИСЕЙ – ПРИЧИНА НЕРЕАЛИЗОВАННЫХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ МНГОВОЛНОВОГО ВСП.

Г.А.Шехтман*, В.М.Кузнецов*, В.А.Редкоп.**

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

LOW QUALITY OF RAW RECORDS – THE REASON FOR DISAPPOINTED ABILITIES OF THE MULTICOMPONENT VSP.

G.A.Shekhtman*, V.M. Kuznetsov*, V.A. Redekop**.

*VNIIGeofizika, Moscow, **Vimseis, Moscow.

Аннотация. На качество полевых записей, полученных методом ВСП, влияет много причин, их условно можно разбить на две группы. В первую из них попадают те, которые не вполне зависят от возможностей исполнителя работ. Вторая группа содержит причины, зависящие от исполнителя и вполне поддающиеся контролю в процессе проведения работ. Основное внимание в докладе уделено второй группе причин. Предлагается в процессе проведения работ на скважине контролировать качество записей не только вертикальной, но и горизонтальных компонент. Это позволит избежать трудностей на этапах обработки и интерпретации, возникающих из-за плохого качества записей.

Abstract. Quality of raw VSP records is influenced by many reasons, which may be divided in two groups. The first group contains reasons that not quite depend on abilities of the executor of the work. The second one contains reasons depending on the executor and quite responsive for control during the borehole running. The main attention in the report was paid to the second of the groups. During running of the borehole controlling the quality of raw records, obtained not only from vertical but also from horizontal components, should be recommended. It will allow avoiding difficulties at the processing and interpreting stages, caused by low quality of the records.

На качество полевых записей ВСП влияет много причин, которые можно разделить на две группы.

К *первой группе* можно отнести причины, не вполне зависящие от возможностей исполнителя работ (конструкция скважины, предоставленной для работ; тип сейсмического источника и др.). Проведение работ ВСП в скважине, содержащей более одной обсадной колонны с плохим цементажом затрубного пространства, практически отбрасывает метод ВСП к далеким временам рутинного сейсмокаротажа, когда основным результатом работ были скорости распространения продольных волн, определяемые по первым вступлениям. В настоящее время проектирование серьезных исследований в скважинах с заведомо плохой конструкцией чревато последующим бездумным расходом средств на проведение полевых работ и последующую обработку. Ясно, что об определении информативных сейсмических атрибутов, требующих анализа тонких кинематических и динамических особенностей записи, при этом не может быть и речи. Невозможность же отступления от геолого-

технического задания на проведение работ ВСП, не вполне увязанного с качеством полученных материалов, способно лишь привести к авантюрным шагам исполнителей и дискредитации метода ВСП, потенциальные возможности которого действительно весьма высоки, что подтверждено массой положительных примеров, полученных в нашей стране и за рубежом.

Ко *второй группе* можно отнести причины, зависящие от исполнителя и вполне поддающиеся контролю в процессе проведения работ: выбор аппаратуры для проведения ВСП, а также выбор модификаций метода и параметров системы наблюдений. Этой группе причин в докладе уделяется основное внимание.

Наблюдаемое в последние годы снижение внимания к качеству контакта зонда со стенкой скважины возвращает скважинную сейсморазведку к тем временам, когда отсутствие жестких прижимов у зондов не позволяло на этапе обработки реализовать возможности главным образом в части определения динамических характеристик записи и решения по ним обратных задач. В настоящее время, когда ВСП повсеместно проводится трехкомпонентными зондами, плохое качество контактов со средой проявляется в высоком уровне паразитных механических колебаний, наиболее заметных на горизонтальных компонентах записи. В результате этого становится невозможным не только определять тонкие кинематические и динамические параметры, но даже уверенно разделять волновое поле на различные компоненты. Учитывая это, предлагается контроль качества получаемых на скважине материалов осуществлять по записям не только вертикальной компоненты, но и по горизонтальным компонентам. Это станет возможным лишь при условии расширения набора процедур предварительной обработки записей, используемых непосредственно при работе на скважине.

Что может последовать за отрицательной оценкой трехкомпонентных записей непосредственно в процессе работы на скважине? Первым делом потребуются тщательный анализ причин *ухудшения* записей, получаемых номинально хорошо работавшей до этого аппаратурой. К примеру, со временем могут ослабнуть механические контакты сейсмоприемников с корпусом зонда внутри него (такие случаи наблюдались часто). Электрический контроль каналов не может почувствовать такую неисправность. Однако ее можно обнаружить и устранить перед началом работ на скважине путем, например, регистрации колебаний зондом, установленным в мелкой скважине, предназначенной для таких тестирований. Если же регистрация паразитных колебаний обусловлена конструктивными особенностями зонда, то потребуются более радикальные меры по его усовершенствованию [3].

Анализ записей, полученных зондом в фиксированном положении из пунктов возбуждения, расположенных в различных азимутах, может

позволить установить *асимметрию* прижимного устройства зонда. Проявляется она в том, что собственные колебания механических элементов зонда в горизонтальной плоскости на различных компонентах ведут себя по-разному, в зависимости от направления приходящей волны.

Отсутствие на российском рынке серийной сертифицированной скважинной сейсмической аппаратуры и невысокие требования к качеству получаемых записей ставит под вопрос целесообразность постановки сложных задач, характерных для многоволновой скважинной сейсморазведки. С одной стороны, бесспорным является тот факт, что современное ВСП является многоволновым методом и что работы с многоточечными зондами, содержащими лишь вертикальные компоненты, ушли в прошлое. Однако на практике имеет место полное игнорирование давно известных у нас и за рубежом способов исключения при помощи несложных механических элементов паразитных вращательных колебаний трехкомпонентных зондов, в наибольшей степени искажающих записи горизонтальных компонент [1,2,4].

В докладе приводятся примеры записей, полученных в условиях технических помех, вызванных плохой конструкцией скважины и/или плохой конструкцией зонда ВСП.

На рис. 1 приведены сейсмограммы ВСП 5-летней давности, полученные в Иркутской области аппаратурно-методическим комплексом для скважинной сейсморазведки типа GTS VSP-48-3 (производства ООО НПП «ГеоТелеСистемы», г. Новосибирск). Можно видеть, что при вполне кондиционных записях на *z*-компоненте записи горизонтальных компонент искажены квазисинусоидальными колебаниями, интенсивность которых в целом превышает интенсивность сейсмических сигналов. В нижней части скважины плохая прослеживаемость поперечных волн обусловлена неуверенной ориентацией исходных записей в условиях сильных технических помех. Аналогичные примеры можно привести и по недавно отработанным скважинам в этом и других районах.

На рис. 2 приведен пример сейсмограмм ВСП, полученных зондом без применения приспособлений, препятствующих возникновению паразитных вращательных колебаний, а также после прикрепления к приборам зонда пластин, исключающих вращение приборов в процессе приема колебаний. Существенно, что столь простой способ подавления технических помех вполне доступен практически при любой конструкции зонда.

Современное многоволновое ВСП при хорошем качестве материала способно обеспечить существенный прирост информации. Однако хорошие примеры могут вскоре стать единичными, если не предпринять шаги в направлении улучшения и своевременного контроля качества исходного материала.

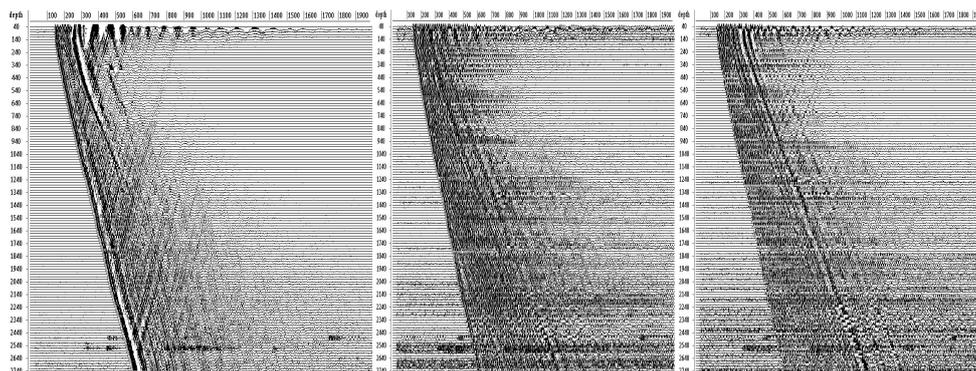


Рис. 1. Пример сейсмограмм ВСП, осложненных собственными колебаниями зонда в условиях плохого контакта со стенкой скважины. Аппаратура GTS VSP-48-3 (ООО НПП «ГеоТелеСистемы», г. Новосибирск). Слева направо: z-, x- и z-компонента.

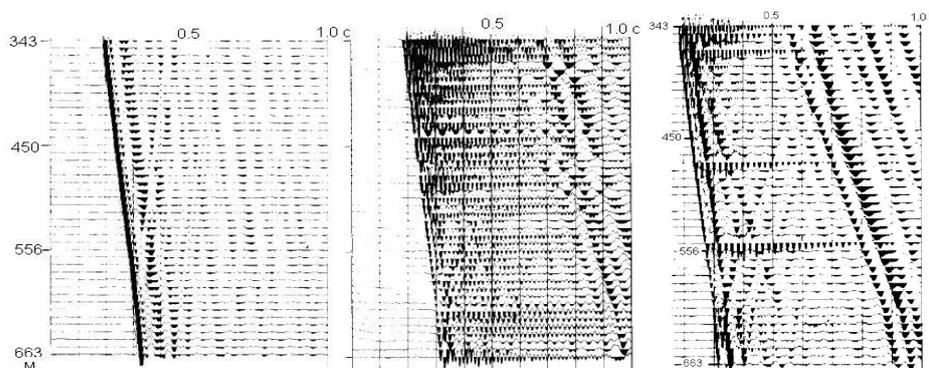


Рис. 2. Пример улучшения качества сейсмограмм ВСП, осложненных паразитными колебаниями зонда в условиях плохого контакта со стенкой скважины (Gaiser J.T. et al., 1988). Слева направо: записи z-компоненты, записи горизонтальной компоненты в условиях плохого контакта, записи горизонтальной компоненты после улучшения контакта.

Литература

1. Воронин Ю.А., Жадин В.В., 1964, О частотных искажениях сейсмического сигнала при регистрации трехкомпонентным скважинным сейсмоприемником: Геология и геофизика, **3**.
2. Воцалевский З.С., Лабковскис Б.З., Шехтман Г.А., Тараненко В.В., 1998, Сравнительные испытания зондов ВСП: Геофизический вестник, **7**, 10-18.
3. Aronstam P., Yasuda K., 1987, A new generation of borehole receivers: 49-th EAEG Annual Meeting, Belgrade.
4. Gaiser J.E., Fulp T.J., Petermann S.G. and Karner G.M., 1988, Vertical seismic profile sonde coupling: Geophysics, v. 53, **2**, 206-214.

Раздел 3. Практические результаты проведения совместных наземно-скважинных наблюдений.

Case Histories of Integrated VSP and Seismic Survey.

**ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ НАЗЕМНЫХ И
СКВАЖИННЫХ СЕЙСМИЧЕСКИХ НАБЛЮДЕНИЙ НА ПРИМЕРЕ
РЕЗУЛЬТАТОВ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ
3D ВСП И 3D+ВСП**

А.А. Табаков*, К.В. Баранов**

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

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

A.A. Tabakov* & K.V. Baranov**

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

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

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

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

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

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

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

VSP provide true velocities and true signature but quickly loses its efficiency when distance to well grows. This is shown as comparison between Walkaway and CDP section.

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

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

Высококачественные съемки СП обеспечивают отчетливые изображения субгоризонтальных сред с разрешенностью, обеспечиваемой частотным диапазоном до 100 Гц, что соответствует 15-30 м в зависимости от скоростных характеристик разреза. Для таких сред могут быть сделаны полезные оценки физических параметров толстых пластов (связанные с содержанием углеводородов), но не для тонких пластов.

Принципиальной особенностью и слабостью СП является дистанционное изучение объектов исследования. Неоднородность среды искажает отклики изучаемых пластов на зондирующий сигнал. Детальное и точное знание всех неоднородностей среды на пути луча от источника к объекту и далее к приемнику является необходимым условием успешного изучения глубинных объектов.

Сейсморазведка в скважинах. Вертикальное сейсмическое профилирование является промежуточным методом, обладающим свойствами как ГИС, так и СП. Приемники расположены внутри изучаемой среды и область их размещения ограничена скважиной, а источники могут располагаться в любой точке на поверхности.

Благодаря этим свойствам, ВСП может обеспечивать детальную (сопоставимую с ГИС) разрешенность при изучении разреза в ближайшей окрестности скважины. Экспериментально подтвержденная разрешенность составляет единицы метров. При изучении среды на удалениях до 25% от глубины объекта ВСП обеспечивает изучение разреза с детальностью, возможно в 2-3 раза более высокой, чем при СП.

Однако, принципиальным неустранимым недостатком ВСП (и других скважинных методов) при изучении околоскважинного пространства является несимметричность систем наблюдения, что приводит к неустранимым погрешностям при компенсации амплитудных искажений, связанных с различием углов облучения границ, и невозможности достаточного ослабления кратных волн.

Наземная сейсморазведка или скважинная сейсморазведка. Следующий пример иллюстрирует достоинства и недостатки результатов,

полученных с помощью наземной сейсморазведки и скважинной сейсморазведки.

На следующем рисунке: фрагмент профиля ОГТ (рис. 1а), проходящего поперек скважины, где были проведены работы ВСП, фрагмент профиля, полученного по данным ВСП (рис. 1с), а также амплитудные спектры изображений ОГТ и ВСП соответственно (рис. 1б, 1д).

Ширина спектра изображения ОГТ – 12-40 Гц, а ширина спектра изображения ВСП – 12-80 Гц. Разрешенность результатов, полученных по ВСП выше, чем по ОГТ. Это позволяет получить более детальную структуру окрестности скважины (например, выявить русло реки). Но качество результатов ВСП существенно уменьшается с увеличением расстояния до скважины.

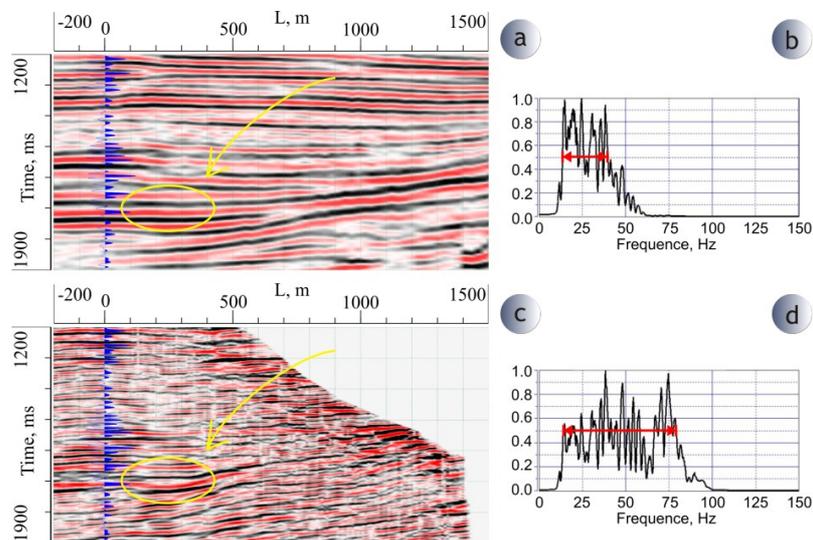


Рис. 1. Сопоставление результатов наземной сейсморазведки (а, б) и скважинной сейсморазведки (с, д)

Трехмерные системы наблюдений. Использование данных ГИС и ВСП на этапе интерпретации данных СП позволяет ослабить влияние ограниченной разрешенности и отсутствия детальных сведений о скоростях. Однако, на настоящий момент, эти возможности практически исчерпаны, и для последующего увеличения детальности и точности сейсмических исследований потребуются использовать дополнительные данные, полученные с помощью более информативных систем наблюдений.

На этапе изучения детального строения резервуара с целью доизвлечения остаточных запасов углеводородов на площади исследований имеется значительное количество глубоких скважин. Если при обработке наземной съемки 3D все возбуждения регистрируются одновременно в одной или нескольких скважинах (рис. 2), возникает

трехмерная система наблюдений, которая названа автором 3D+ВСП в силу неполного насыщения вертикального измерения (только в скважинах). Эта система позволяет скорректировать два недостатка СП – отсутствие точных сведений о форме сигнала и отсутствие информации о распределении истинных скоростей продольных и поперечных волн в изучаемой среде.

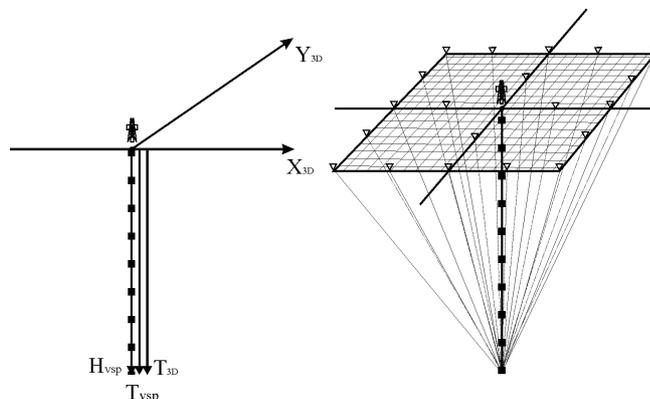


Рис. 2. Системы наблюдений традиционного ВСП (слева) и 3D+ВСП (справа)

Практическое опробование съемок 2D и 3D с одновременной регистрацией данных в глубокой скважине продемонстрировало оба преимущества трехмерных систем наблюдений (Табаков и др., 2003, 2007).

Регистрация полной формы падающей волны в скважине позволяет выровнять условия возбуждения, а регистрация времен позволяет уточнить скоростную модель и рассчитать статические поправки, в том числе их низкочастотную компоненту (рис. 3, 4).

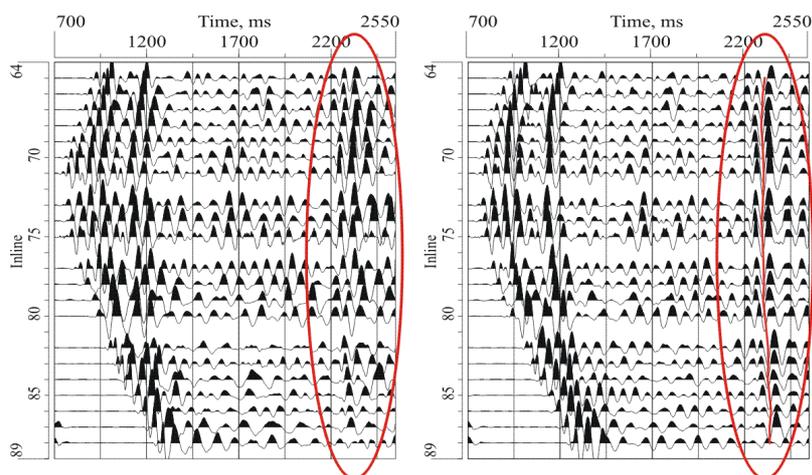


Рис. 3. Коррекция формы сигнала и статики за пункт взрыва по данным совмещенных наземно-скважинных наблюдений: слева – фрагмент исходной записи данных сейсморазведки 3D (выборка общего пункта приема), справа – фрагмент выборки общего пункта приема после коррекции формы сигнала по данным глубинного прибора.

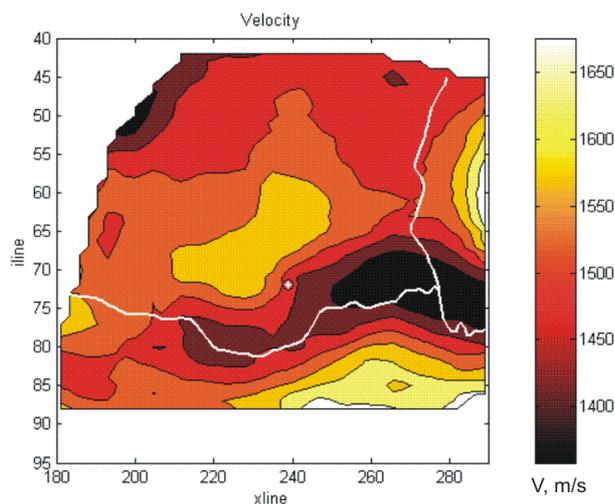


Рис. 4. Уточнение модели ЗМС согласно латеральным неоднородностям статических поправок, полученных глубинным зондом в рамках работ 3D+ВСП (русло реки выделено белым цветом)

Использование систем наблюдений и соответствующей методики обработки 2D/3D+ВСП помогает увеличивать разрешенность и выявлять некоторые структурные особенности в сейсмических разрезах (рис. 5).

При использовании многоточечных зондов, охватывающих всю скважину, появляется возможность оценить распределение истинных скоростей продольных и поперечных волн, а также компенсировать неоднородность среды, сохраняя высокую разрешенность результатов обработки.

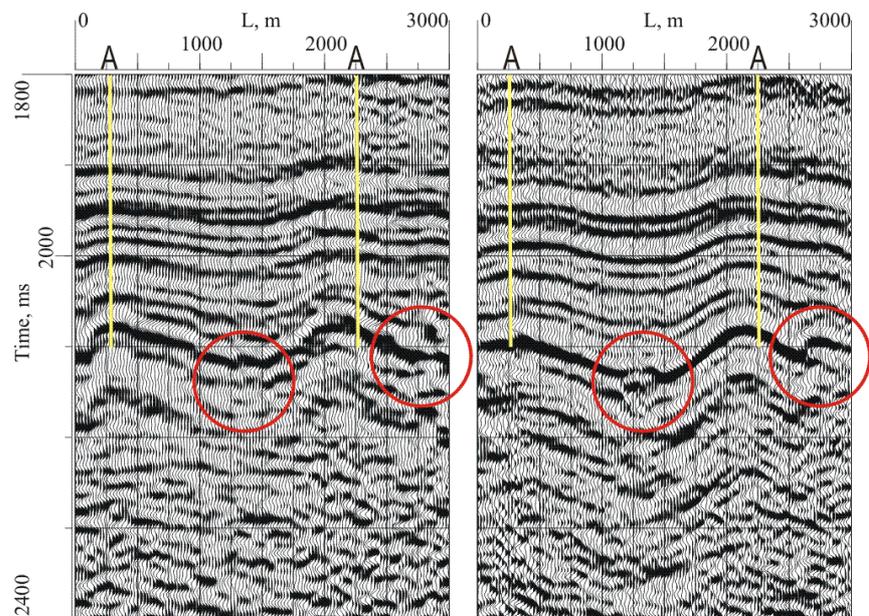


Рис. 5. Сейсмические разрезы, полученные в результате обработки данных сейсморазведки на поверхности 3D (слева) и данных 2D+ВСП (справа)

Выводы.

- Оба метода сейсморазведки (наземная и скважинная) обладают своими преимуществами и недостатками, и ВСП может успешно расширить возможности сейсморазведки на поверхности.
- Для увеличения эффективности сегодняшней сейсморазведки целесообразно использовать совмещенные наземно-скважинные системы наблюдений.
- Единственно возможным путем реализовать все преимущества таких систем наблюдений – использование многоуровневых зондов по всей глубине скважины.
- Основными преимуществами совмещенных систем наблюдения являются:
 1. увеличение разрешенности наземной сейсморазведки путем использования истинной формы сигнала для деконволюции;
 2. корректное восстановление структуры и обработка обменной поперечной волны с использованием истинной 3D скоростной модели среды;
 3. увеличение разрешенности вследствие использования истинной скоростной модели при синфазном суммировании.

Литература.

1. Tabakov, A.A., Baranov, K.V., Eliseev, V.L., Reshetnikov, A.V. and Korchikov, A.V. [2006] About Principles and Actuality of Combining Surface and Downhole Acquisition Geometries (3D+VSP, 2D+VSP). 6th International Conference and Exhibition “Galperin Readings – VSP and 3D Acquisition Systems”. Moscow, Abstracts, 7-9.
2. Tabakov, A.A., Kashik, A.S., Gogonenkov, G.N. and Baranov, K.V. [2003] 2D, 3D+VSP Acquisition Geometries Combining Surface and Downhole Measurements. International Conference and Exhibition “Geophysics of the XXI Century – Leap into the Future”. Moscow, Extended Abstracts, OS2.

ОПТИМИЗАЦИЯ ИНФОРМАЦИОННОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ МЕТОДАМИ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ ОСВОЕНИЯ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ РЕГИОНОВ

В.Ф.Пахомов*, Р.Х.Масагутов**, Р.А. Ахтямов*,
Ф.Х.Салихова*, Е.Г. Каждан*

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

GEOLOGICAL STUDIES DATAWARE OPTIMIZATION BY SEISMIC METHODS AT THE FINAL STAGE OF OIL AND GAS-PRODUCING REGIONS DEVELOPMENT.

V.F. Pahomov*, R.H.Masagutov**, R.A. Ahtyamov*,
F.H. Salihova*, E.G. Kazhdan*
*SRL SPC«Geostra», SRL «Bashgeoproekt»**, Ufa, Russia.*

Аннотация. Показаны особенности и перспективы информационного обеспечения геолого-разведочных работ методами сейсморазведки на поздней стадии освоения нефтегазодобывающих регионов. Подчёркнута ключевая роль информации по материалам ВСП при определении перспективных направлений поиска нефтяных залежей.

Abstract. Features and perspectives of geological studies dataware by means of seismic methods at the final stage of oil and gas-producing regions development are demonstrated therein. A key function of VSP data is underlined while determination of prospective trends for oil deposits exploration.

Башкортостан является одним из старейших нефтегазодобывающих регионов страны. Наиболее крупные нефтяные месторождения – Туймазинское, Арланское, Шкаповское, Серафимовское, Сергеевское, Ишимбайское и большинство средних по величине запасов месторождений (Четырманское, Кузбаевское, Манчаровское, Кушкульское и другие) находятся в поздней и завершающей стадиях разработки.

По 150 разрабатываемым месторождениям степень выработанности запасов составляет 85-90% и более [1]. Сегодня можно констатировать достаточно полную изученность перспективных на нефть и газ тектонических регионов республики, в результате чего подавляющая часть ресурсов углеводородов палеозойского комплекса уже выявлена. Решающим негативным фактором является резкое сокращение ресурсной базы, вследствие системного значительного превышения объемов извлечения нефти из недр над уровнем воспроизводства запасов (более чем в 2.5 раза) при выраженной тенденции ежегодного снижения добычи нефти и средних дебитов по скважинам. В этих условиях для сохранения нефтяной отрасли республики и обеспечения ее устойчивого развития требуется широкий комплекс мероприятий, концентрирующий усилия по основным направлениям:

- увеличение нефтеотдачи путем рациональной разработки и широкого применения прогрессивных методов и технологий;
- повышение эффективности геолого-разведочных работ в палеозойской части разреза;
- поиски углеводородов в додевонской толще пород;

- усиление поискового внимания к новым тектоническим регионам, имеющим научное или практическое обоснование перспектив нефтегазоносности.

Не касаясь специфических проблем первого из обозначенных направлений, обратимся к трем остальным, представляющим в общем виде информационный блок геологоразведочных работ. Парадоксальность ситуации практически во всех нефтегазодобывающих регионах, вошедших в позднюю стадию освоения, заключается в очевидной информационной недостаточности геофизических материалов, в том числе и сейсморазведочных, несмотря на их обилие и высокую, в целом, степень изученности. Схематично проблему можно решать по двум направлениям:

- получение необходимой дополнительной информации путем проведения новых сейсморазведочных работ по современным технологиям;
- извлечение необходимой информации из материалов ранее выполненных сейсморазведочных работ на основе новых методик анализа (т.н. «архивная» сейсморазведка).

С учетом высокой степени изученности региона наземной сейсморазведкой и дороговизны работ дополнительные исследования МОГТ-2Д, 3Д рациональны на отдельных локальных участках, определяемых конкретными поисково-разведочными задачами. Вместе с тем, по мнению руководства, ученых и ведущих специалистов ОАО «АНК «Башнефть»», ОАО «Башгеопроект», ОАО «Башнефтегеофизика» значимым резервом повышения эффективности геологоразведочных работ является широкое внедрение в практику поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа исследований методом ВСП [2,3,4].

Освоение и промышленное применение ВСП на территории Республики Башкортостан проводится с 1990 года. Со второй половины 90-х годов и по настоящее время отмечается повышенный интерес к нему, сопровождаемый значительным ежегодным увеличением объемов исследований околоскважинного пространства. На данный момент только в Башкортостане изучены окрестности более 300 глубоких скважин. В результате этих исследований детально изучено строение геологических объектов, выявлен характер распространения нефтенасыщенных коллекторов, выдано более 750 рекомендаций. Более 43% рекомендаций реализовано со стабильно высокой (94-95%) подтвержденностью прогнозов. Сопоставление результатов ВСП с априорными геолого-геофизическими данными и результатами последующего глубокого бурения на исследованных участках позволило выявить и систематизировать целый ряд важных практических функций скважинной сейсморазведки:

1. Прогнозирование нефтеперспективности и неперспективности исследуемых объектов (положительные и отрицательные прогнозы);
2. Корректировка предшествующих оценок перспективности, сделанных по ранее выполненным геолого-геофизическим исследованиям (корректирующая функция);
3. Объемный контроль и оценка гидродинамических процессов в исследуемых интервалах разреза при разработке залежей нефти и газа (мониторинговая функция [5]);
4. Выбор оптимальных характеристик вибровоздействия на продуктивный пласт с целью повышения коэффициента извлечения нефти;
5. Расширение информационного поля в окрестностях одиночных скважин (как нефтеносных из старого фонда, так и вновь пробуренных с положительными или отрицательными результатами) с целью оконтуривания (выявления и оконтуривания) залежей и обеспечения форсированного прироста запасов.
6. Предупреждение (снижение) риска при реализации утвержденной (или подготавливаемой к утверждению) сетки глубокого бурения на различных этапах геологоразведочных работ;
7. Возможность играть ключевую роль в расшифровке данных ранее выполненных геофизических исследований, в частности сейсморазведки.

Высокие многофункциональные возможности ВСП позволили разработать и широко внедрить в практику новую форму организационно технологического взаимодействия нефтедобывающих и сервисных геофизических организаций – ВСП-сопровождение глубокого бурения как при поисково-разведочных работах, так и при разработке залежей и месторождений на любых этапах (от проектирования до завершения эксплуатации). Высокая исследовательская автономность метода делает его универсальным и достаточно независимым от наличия или отсутствия данных наземной сейсморазведки и других геофизических методов на изучаемом участке.

Из множества успешных решений геологических задач на локальных участках приведем несколько примеров, наглядно иллюстрирующих широкие функциональные возможности вертикального сейсмического профилирования.

Комплексирование ВСП и глубокого бурения, т.е. фактическое ВСП-сопровождение, явилось, по-существу, эффективным инструментом доразведки и информационным обеспечением разработки Янгурчинского, Ахтинского и Янышевского месторождений (рис.1) в условиях высокой развитой сети наземной сейсморазведки. Здесь данные ВСП позволили

кардинально пересмотреть имевшиеся по материалам МОГТ отрицательные оценки перспективности этих участков и ввести в активную эксплуатацию высокопродуктивные залежи нефти. В противоположность предыдущему примеру, рис.2 характеризует эффективность информационного обеспечения методом ВСП в условиях отсутствия данных наземной сейсморазведки в пределах северной залежи (оторочки) Арланского месторождения. В настоящее время здесь действуют 29 эксплуатационных скважин, пробуренных по рекомендациям и на основе данных ВСП. Геологическая эффективность исследований ВСП здесь оценивается пользователями (НГДУ «Арланнефть») очень высоко. Еще в 2002 году, когда на этом участке было пробурено всего лишь 10 глубоких скважин (1 оценочная и 9 добывающих), главным геологом НГДУ В.С.Асмоловским отмечен значительный прирост (почти на 800 тыс. т) промышленных запасов нефти [1].

Не менее ценной представляется информационное обеспечение по технологии ВСП-сопровождения при подготовке к разработке месторождений, примеры которого приводятся на рис. 3: на Сухоязском – для оценки перспективности проектных скважин, на Дмитриевском – с целью получения исходных данных для проектирования разработки. Реализация проекта на Сухоязском месторождении со скрупулезным учетом оценок и рекомендаций по ВСП показала высокую ценность и эффективность предваряющих исследований ВСП. На основе накопленного нами опыта мы имеем все основания ожидать также ощутимого снижения риска и при разработке Дмитриевского месторождения.

Высокая системная результативность отмечается при совместном анализе данных ВСП и “архивной” сейсморазведки. Во многих случаях локальная информация, полученная при скважинных сейсмических исследованиях, оказывается ключевой при интерпретации и обобщении данных наземной сейсморазведки на существенно бóльших площадях. В качестве примера можно привести найденные логичные решения на Гуровско-Сергеевском и Шавьядинском участках, где с помощью данных ВСП по материалам МОГТ-2Д удалось проследить направление развития горстовидных поднятий, и, тем самым, получить важную информацию для дальнейших поисковых работ (рис.4).

На основе изложенного выше можно сделать достаточно аргументированный вывод о большой значимости массового и системного применения ВСП при решении задач по приросту запасов нефти. Речь здесь может идти о реализации специальных программ и проектов, предусматривающих массовые целевые исследования окраинных частей оторочек крупных и средних месторождений, локальных слабоосвещенных участков в пределах их контуров, изучения околоскважинного пространства одиночных скважин с установленной продуктивностью и

неопределенными характерами развития нефтенасыщенных коллекторов и типом залежи. Осуществление таких проектов могло бы обеспечить, по нашим расчетам, ощутимый прирост запасов нефти и газа в достаточно короткие сроки. В комплексе с архивной сейсморазведкой и, при необходимости, дополнительными локальными исследованиями МОГТ по новейшим технологиям (ЗД, «кресты» и др.) скважинная сейсморазведка способна также сыграть важную роль в информационном обеспечении ГРП и укреплении ресурсной базы нефтегазоносных регионов, находящихся на поздней стадии освоения.

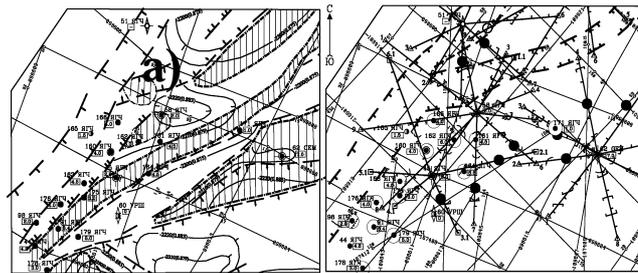
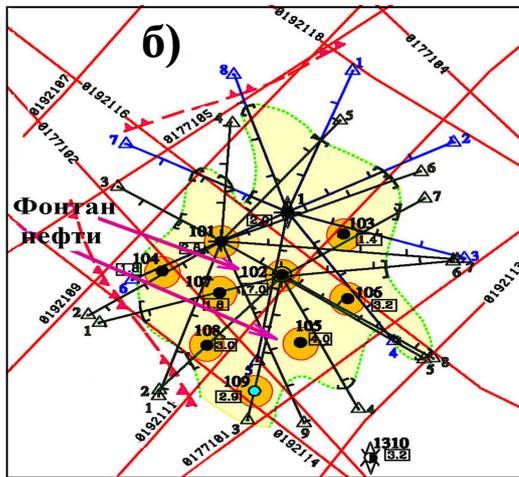
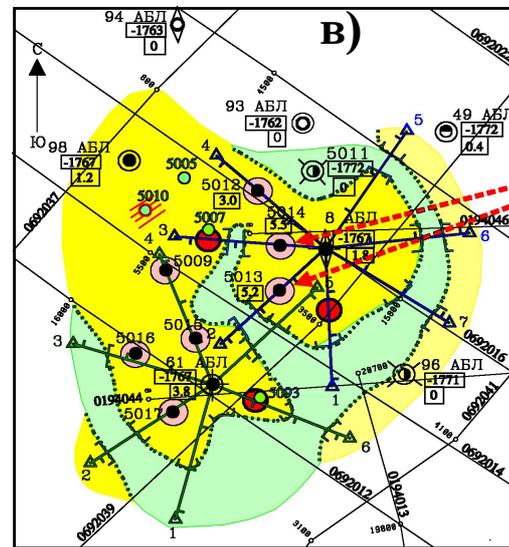


Рис. 1. Южная залежь Урметовского месторождения. Сопоставление данных НВСП в скв. 45-87Г4 с результатами последующего бурения

- | | | | | | | |
|--|--|--|--|--|--|--|
| | | | | | | |
| | | | | | | |
- 1 - скважина, в которой заложены вышележащие НВСП, нефтенасыщенные толщины (а) и низко-парафазных песчаники
 - 2 - участки на профилях НВСП в контуре эксплуатационной скважины «ЛД» (без продолговатого развития найвысшей коллектора толщиной 2-4м)
 - 3 - продолговатые по НВСП участки увеличенной толщины песчаников (толщина 4 м)
 - 4 - контуры «а» и «в» (вспомогательные) и «с» (реальная) коллекторы (по материалам МОГТ)
 - 5 - Татвильско-Уральский трансформационный шов (по данным местной сейсморазведки материалов МОГТ)
 - 6 - продолговатые участки приборного уровня Татвильско-Уральского шва, скважины с аномальным усилением кинематики кристаллов (без интерпретации геологического смысла) по материалам МОГТ
 - 7 - продолговатые участки геологических осей (северо-восточного простирания, ориентации восточнее приборного шва Татвильско-Уральского шва).
 - 8 - границы осей палеогенового свода пород пласта Д1. Границы осей коллекторских слоев пласта Д1
 - 9 - прогнозные участки вышележащих коллекторов свода песчаных пластов Д1 (по результатам комплексной интерпретации материалов МОГТ)
 - 10 - реанимируемые скважины, благоприятные для глубокого бурения
 - 11 - реанимируемые скважины с продолговатой толщиной пласта Д1=2-4м
 - 12 - скважины, приборной по реанимации и на основе данных НВСП



- | | | |
|--|--|--|
| | | |
| | | |



Фонтан нефти

Рис. 1 Информационное обеспечение доразведки и разработки залежей и месторождений нефти методом ВСП в условиях развитой сети наземной сейсморазведки с корректировкой имевшихся представлений о геологических объектах:

- а) Янгурчинское месторождение (Южно-Татарский свод);
- б) Янышевская залежь Амировского месторождения (Благовещенская впадина);
- в) Ахтинское месторождение (Благовещенская впадина);

Условные обозначения:

- 1 – контуры залежей нефти по данным ВСП;
- 2 – скважины, рекомендованные по данным ВСП;
- 3 – скважины, пробуренные по рекомендациям и на основе данных ВСП;
- 4 – предполагаемые по данным ВСП зоны отсутствия коллектора

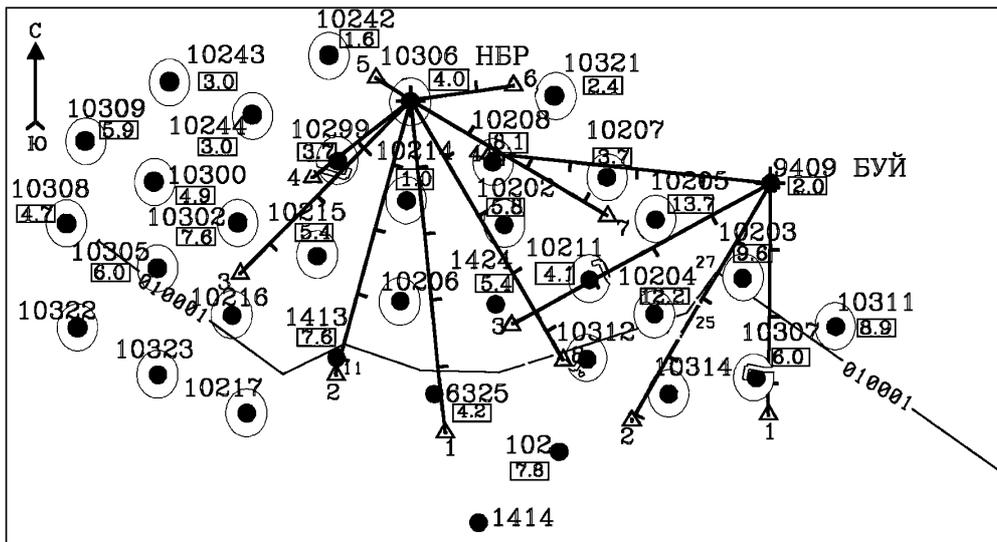


Рис. 2 Информационное обеспечение доразведки и разработки Северной залежи Арланского месторождения методом ВСП в условиях полного отсутствия данных наземной сейсморазведки и наличия единственной продуктивной глубокой скважины (условные обозначения см. на рис. 1)

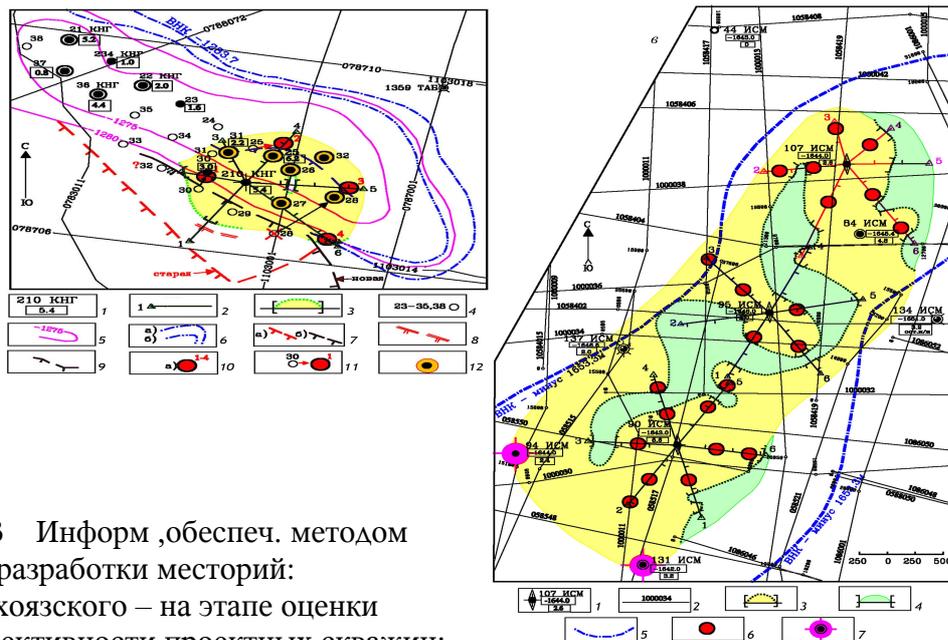


Рис. 3 Информ, обеспеч. методом ВСП разработки месторий:
а) Сухоязского – на этапе оценки перспективности проектных скважин;
б) Дмитриевского – на этапе

ПОДГОТОВКИ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ ДЛЯ
проектирования разработки (усл.
обозн. на рис. 1)

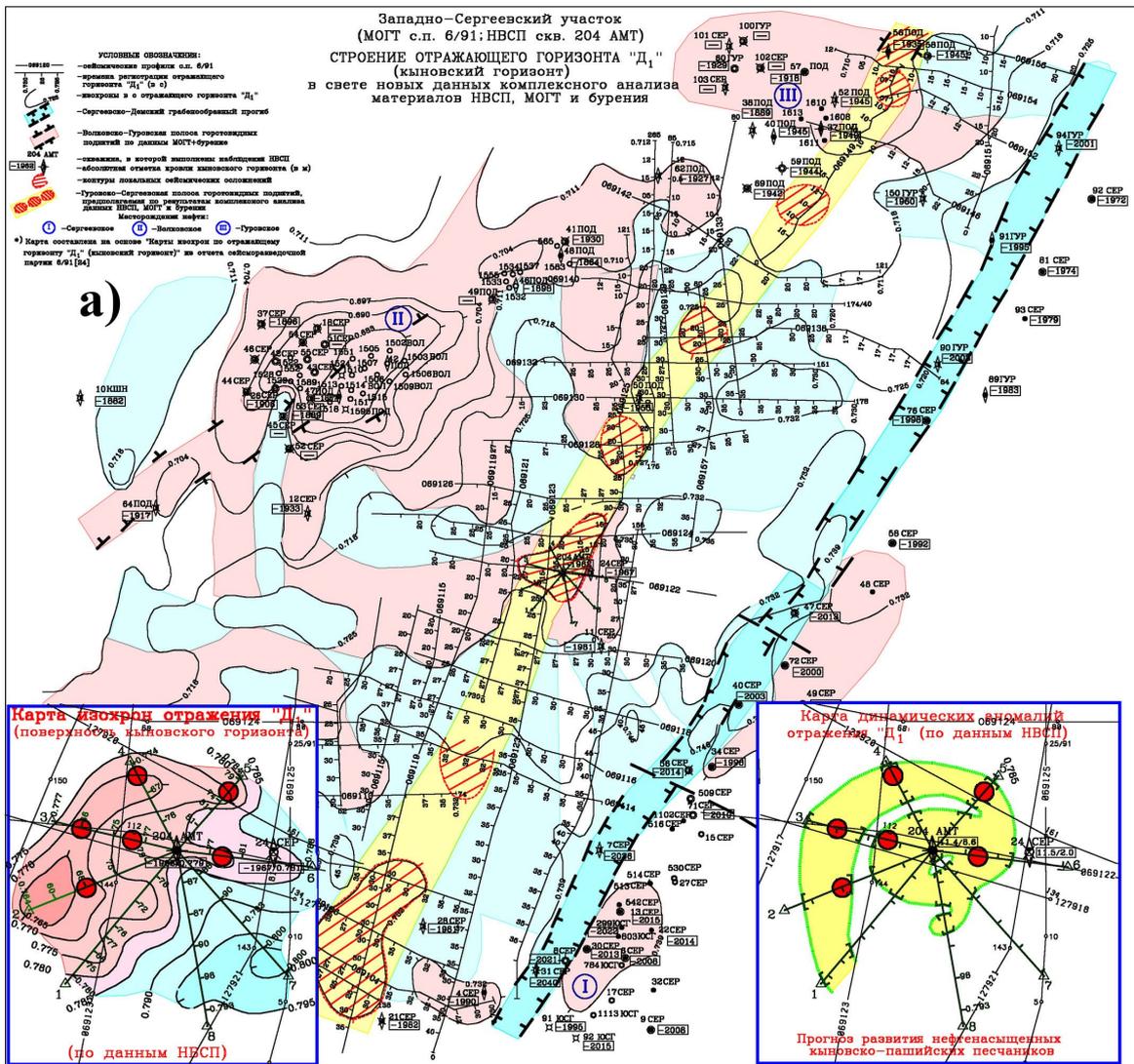
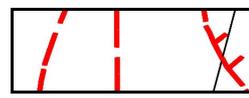
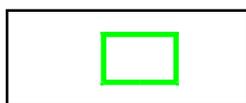


Рис.4 Ключевая роль информации по материалам ВСП при определении перспективных направлений поиска нефтяных залежей в комплексе с данными МОГТ и бурения. а) Результаты ВСП в скв. 204 АМТ и предполагаемая по комплексу ВСП+МОГТ Гуровско-Сергеевская полоса горстовидных поднятий; б) Результаты ВСП в скв. 102 ШВД и предполагаемая по комплексу ВСП+МОГТ Шавьядинская полоса горстовидных поднятий

Условные обозначения:

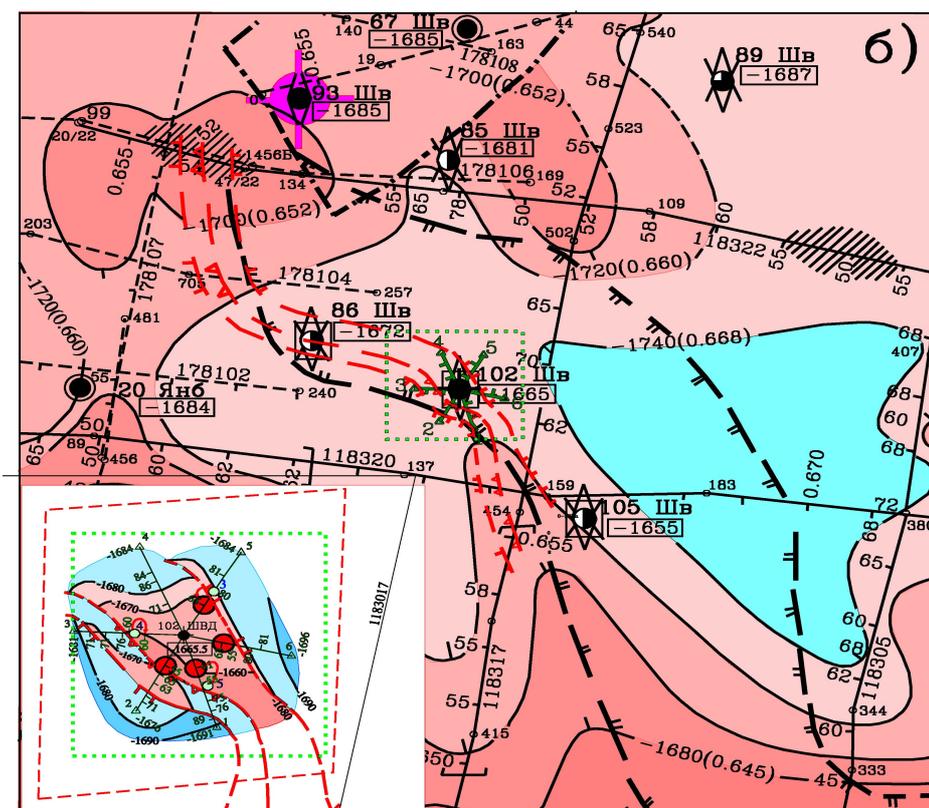
- 1 – участки локальных исследований ВСП;
- 2, 3 - предполагаемые по данным ВСП и МОГТ линии развития горстовидных поднятий



1

2

3



Литература.

1. Асмоловский В.С. – Роль и задачи геологической службы нефтедобывающих управлений в разработке месторождений // Минерально-сырьевая база Республики Башкортостан: реальность и перспективы. Материалы Республиканской научно-практической конференции. Уфа: Тау, 2002. С. 52-59.

2. Исхаков И.А., Габитов Г.Х., Лозин Е.В., Масагутов Р.Х. – Геологические задачи по восстановлению минерально-сырьевой базы углеводородов в условиях детальной разведанности // Первые Тимергазинские чтения «Геология, полезных ископаемых и проблемы экологии Башкортостана». Материалы конференции. Уфа: Тау, 2004. С. 113-124.

3. Лукьянов Ю.В., Сафонов Е.Н., Лозин Е.В., Масагутов Р.Х. – Сырьевая база Республики Башкортостан: перспективы и проблемы ее освоения. Нефтяное хозяйство, 2007, №4. С. 10-13.

4. Шувалов А.В., Баширов И.Р., Пахомов В.Ф. – Сервисное ВСП-сопровождение – универсальный метод доизучения геологических объектов и повышения эффективности эксплуатационного бурения // Нефтепромышленное дело, №12, 2007. Москва. ОАО «ВНИИОЭНГ». С. 19-22.

5. Патент RU 2244321C2 G01V1/40 2005 БЮЛ №1

**НЕКОТОРЫЕ АСПЕКТЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ
НЕФТЕПЕРСПЕКТИВНОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ
ПО ДАННЫМ ВСП ПРИ ПОИСКАХ, РАЗВЕДКЕ И РАЗРАБОТКЕ
НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.**

В.Ф.Пахомов*, Р.Х.Масагутов**, Р.А. Ахтямов*,
Ф.Х.Салихова*, Е.Г. Каждан*

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

**CERTAIN ASPECTS OF PREDICTION OF OIL-BEARING GEOLOGIC
FEATURES VSP DATA-DERIVED DURING PROSPECTING,
EXPLORATION AND DEVELOPMENT OF OIL FIELDS**

V.F. Pahomov *, R.H.Masagutov**, R.A. Ahtyamov*,
F.H. Salihova *, E.G. Kazhdan *

** SRL SPC «Geostra», ** SRL «Bashgeoproekt», Ufa, Russia*

Аннотация. В кратком изложении показаны проблемы и модельно-теоретические предпосылки прогнозирования нефтенасыщенных коллекторов. Приводятся примеры эффективной реализации новых технологий динамического анализа данных вертикального сейсмического профилирования на нефтяных месторождениях Башкортостана.

Abstract. There are problems and theoretic and model prerequisites for oil-saturated reservoirs prediction shown in the summary. There are made examples of efficient realization of new technologies of VSP data dynamic analysis in the oil fields of Bashkortostan.

Современный уровень технического и программного оснащения при проведении полевых работ и обработки данных наземной и скважинной сейсморазведки обеспечивает получение, в большинстве случаев, качественных и кондиционных временных разрезов, являющихся, применительно к нефтепоисковым задачам, достаточно полным волновым отображением реальной геологической ситуации. Основной проблемой при анализе материалов сейсморазведки вообще и вертикального сейсмического профилирования (ВСП), в частности, является интерпретация волновых рисунков, наблюдаемых на временных разрезах. Особое значение при этом имеет детальный анализ целевых отражений, характеризующих поисковые объекты. При исследованиях в продуктивных скважинах таковыми являются нефтенасыщенные пласты. При отрицательных результатах бурения геологической задачей является изучение потенциально перспективных объектов с целью выявления их вероятного нефтенасыщения в окрестностях исследуемой скважины. В общем виде задача, так или иначе, сводится к обнаружению на профилях непродольного ВСП (НВСП) перспективных участков на основе

детального изучения волновых особенностей прослеживаемого отражения. Привлечение для этих целей динамических параметров позволило в последние годы существенно расширить поисковые возможности сейсморазведки. При этом, естественно, очень остро ставится вопрос о выявлении тесноты связи между волновыми динамическими параметрами и литолого-физическими характеристиками изучаемого объекта. Для его решения в последние годы мы активно используем волновое моделирование наиболее типичных геологических ситуаций. Модельно-теоретические исследования выполнены на основе статистически большого (оптимально необходимого) объема математического моделирования с целью получения волновых отображений типовых моделей геологического объекта в широком диапазоне изменения его литолого-физических характеристик и частоты зондирующего сигнала.

По физическому смыслу и интерпретационной значимости полученные в различных ракурсах графические отображения взаимосвязи между основными литолого-физическими и волновыми параметрами представляют собой эффективный логический и математический инструмент для расшифровки волновой картины на реальных временных разрезах наземной и скважинной сейсморазведки. Выводы, вытекающие из результатов модельно-теоретических исследований, явились необходимой и достаточной базой для составления алгоритмов качественного и количественного динамического (амплитудно-частотного) анализа целевых отражений (импульс-объектов) на временных разрезах. В комплексе с накопленным опытом интерпретации данных скважинной и наземной сейсморазведки модельно-теоретические исследования позволили установить общие критерии выявления, прослеживания и анализа коллекторов и разработать эффективные алгоритмы решения конкретных геологических задач. Сегодня в нашем аналитическом арсенале имеется целый ряд надежных качественных признаков наличия или отсутствия коллекторов в разрезе, латерального изменения толщины и характера флюидонасыщения, замещения или выклинивания пласта, тектонических нарушений, палеокарста и т.п. Существенный прорыв и доступ к широким возможностям сейсморазведки (ВСП, МОГТ и др.) обеспечила выявленная нами ведущая роль в информационном массиве таких волновых атрибутов как амплитуда и частота единичных импульсов прослеживаемых отражений, их эволюция в околоскважинном пространстве, обусловленная, преимущественно, изменчивостью литолого-физических свойств реальных геологических объектов. На основе изложенных выше модельно-теоретических исследований и реальных наблюдений и выводов в последние 10 лет нами разработаны и постоянно совершенствуются эффективные технологии динамического анализа волновых отображений реальных геологических объектов, используемых нами для прослеживания и изучения терригенных и карбонатных

коллекторов различных форм. Для пластовых коллекторов любого типа эффективным инструментом исследования является технология количественного динамического анализа с вычислением по профилям ВСП и МОГТ так называемых коэффициентов относительной эффективности («Кэо») объекта. Для изучения объемных (резервуарных) коллекторов (рифогенные постройки и т.п.), выявления зон разуплотнения в карбонатных толщах и дифференциации последних по проницаемости на любом заданном уровне разработана и успешно апробирована на многих месторождениях и структурах Башкортостана специальная технология «проявления карбонатного объекта» (ПКО). Реальные возможности упомянутых технологий анализа выразительно иллюстрируют рис.1 (Янышевская залежь – Бирская седловина) и рис.2 (Альшеевское месторождение – Южно-Татарский свод). На Янышевском участке отмечается хорошая корреляционная связь между параметром Кэо и толщинами и нефтенасыщением коллектора: на графике Кэо на пикете 4.0, соответствующем местонахождению скв. 102 ЯНШ, характеризующейся максимальной толщиной коллекторов терригенного девона и фонтанным притоком нефти, фиксируется аномально высокое значение коэффициента. В целом залежь корректно проявляется на приведенном графике. На Альшеевском месторождении мы отчетливо фиксируем конфигурацию биогермной постройки и внутреннюю плотностную дифференциацию объекта.

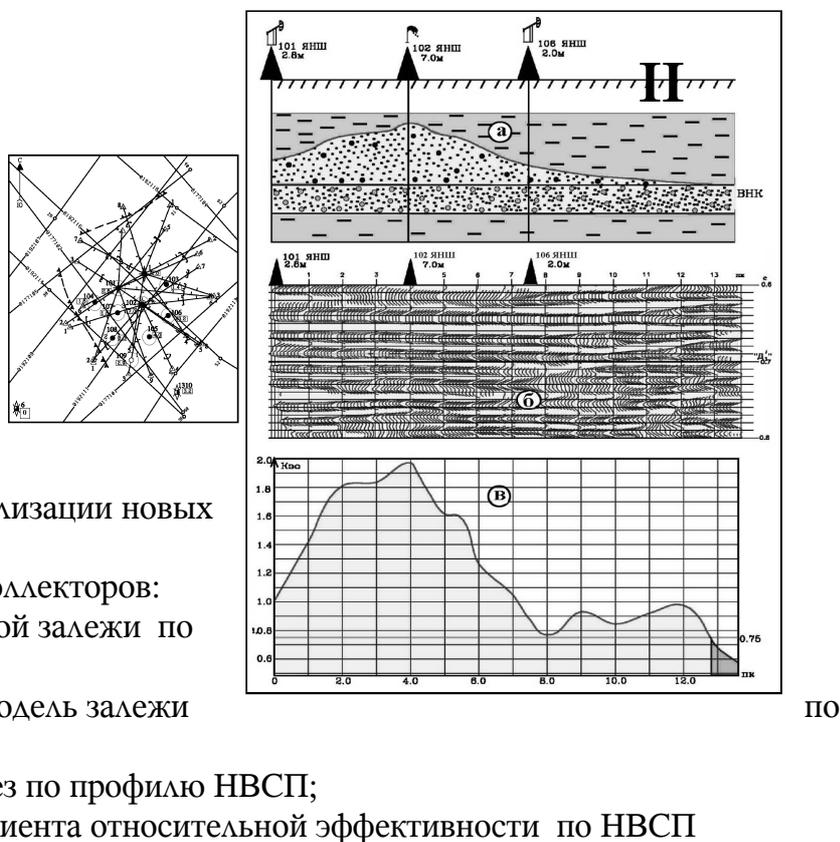
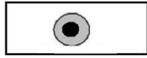


Рис. 1 Примеры реализации новых технологий прогноза нефтенасыщенных коллекторов:
 I – контур Янышевской залежи по данным НВСП;
 IIa – геологическая модель залежи данным бурения;

IIb – временной разрез по профилю НВСП;
 IIb – график коэффициента относительной эффективности по НВСП

ПО



- скважины, пробуренные по рекомендациям НВСП

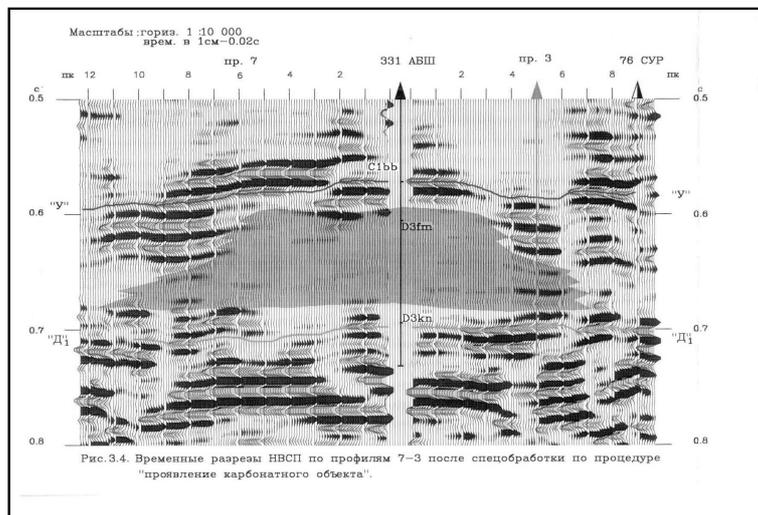
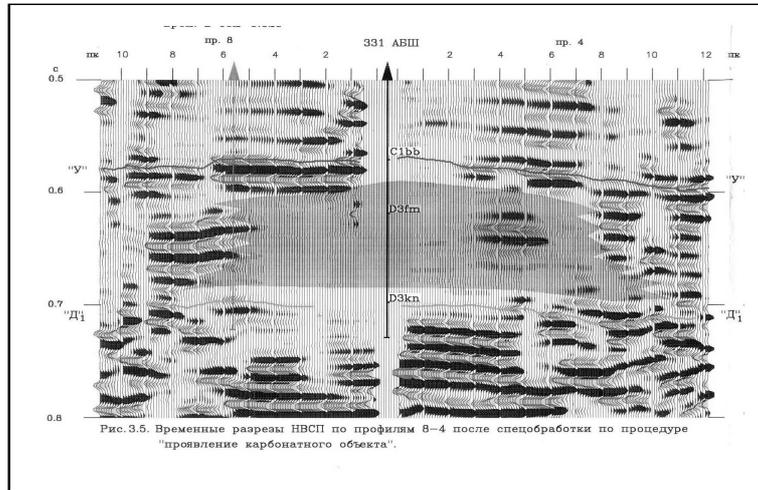


Рис. 2. Альшеевское месторождение. Реализация процедуры «проявления карбонатного объекта» (ПКО) по профилям НВСП в скв. 331 АБШ

На сегодня нами накоплен богатый опыт промышленного применения метода ВСП (более 350 скважин) на землях ОАО «АНК «Башнефть» и сопредельных территориях (Республика Татарстан, Оренбургская и Пермская области). По состоянию на 1 июня 2008 года только в Башкортостане выполнено 301 наблюдение НВСП, по результатам которых выдано 753 рекомендации, пробурено 324 глубоких скважин (43% от числа рекомендаций), в том числе 306 нефтеносных (подтверждаемость 94.4%). Системный анализ эффективности метода осуществляется по четырем основным позициям:

- по подтверждаемости прогнозов нефтеперспективности (положительных прогнозов);

- по подтверждаемости неперспективности исследованных участков (отрицательных прогнозов);
- по востребованности исследований ВСП со стороны заказчиков;
- по оперативности реализации Заказчиком рекомендаций и предложений, выданных по результатам ВСП.

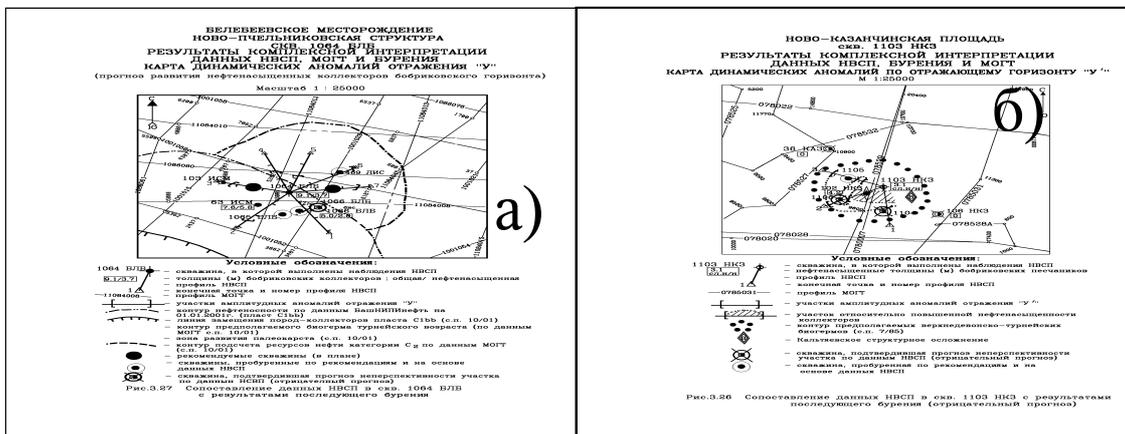
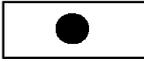
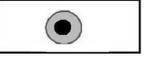


Рис. 3 Карты динамических аномалий отражения «У» (бобриковский горизонт) а) Белебеевское месторождение; б) Ново-Казанчинское месторождение

-  - скважины, рекомендованные по данным НВСП
-  - скважины, пробуренные с учётом рекомендаций НВСП
-  - скважины, пробуренные без учета рекомендаций НВСП

По всем этим направлениям отмечается нарастающая позитивная динамика. Можно с удовлетворением отметить высокую устойчивость подтверждаемости прогнозов нефтеперспективности на уровне 93-95% (рис.5). Вместе с тем для нас имеет большое значение и мониторинг подтверждений отрицательных прогнозов. На сегодня в Башкортостане выявлено 30 таких случаев, а в последние годы они стали единичными, что дает нам основание отметить два бесспорных факта. Первый – в связи с повышением точности прогнозных контуров нефтеносности по данным НВСП даже небольшие отклонения от них (на 30-50 м) влекут за собой риск получения отрицательных результатов при бурении глубокой скважины и соответствующих неоправданных материальных потерь. Этот вывод находит полное подтверждение на рис.3, фиксирующем неудачные результаты по скв. 1066 Белебеевской и скв. 1104 и 1106 Ново-Казанчинским, вследствие неучета данных НВСП, и, в существенной степени, подкрепляется результатами освоения Блохинского месторождения на основе рекомендаций и заключений по данным НВСП

(рис.4). Здесь при переводе эксплуатационной скважины 618 БЛХ в нагнетательную отмечено непрохождение закачиваемой воды в южном направлении к скв. 620 БЛХ, что полностью подтвердило наше предположение о наличии здесь узкой полосы (100-150 м) замещения коллектора неколлектором.

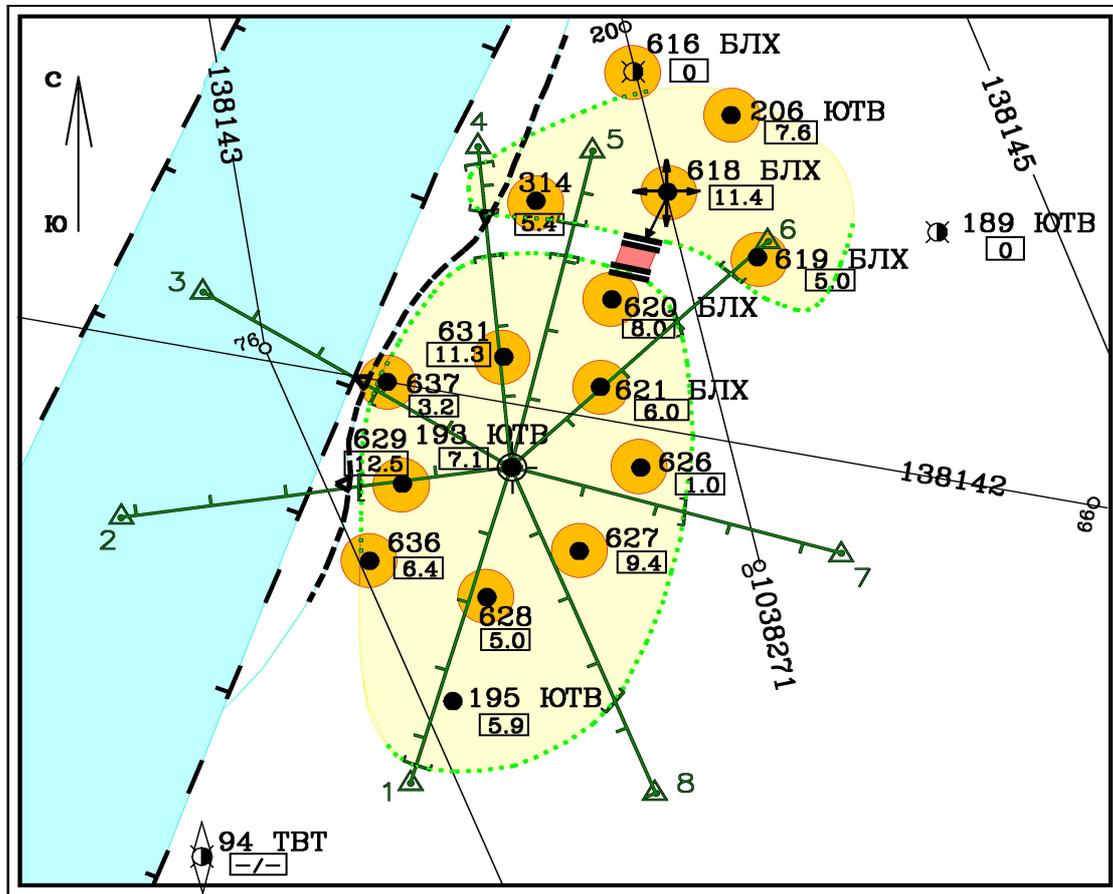


Рис. 4 Блохинское месторождение. Сопоставление прогнозов развития нефтенасыщенных коллекторов терригенного девона с результатами последующего бурения

 - скважины, пробуренные по рекомендациям НВСП

 - развитие прогноза зоны замещения коллектора (непрохождение закачиваемой воды)

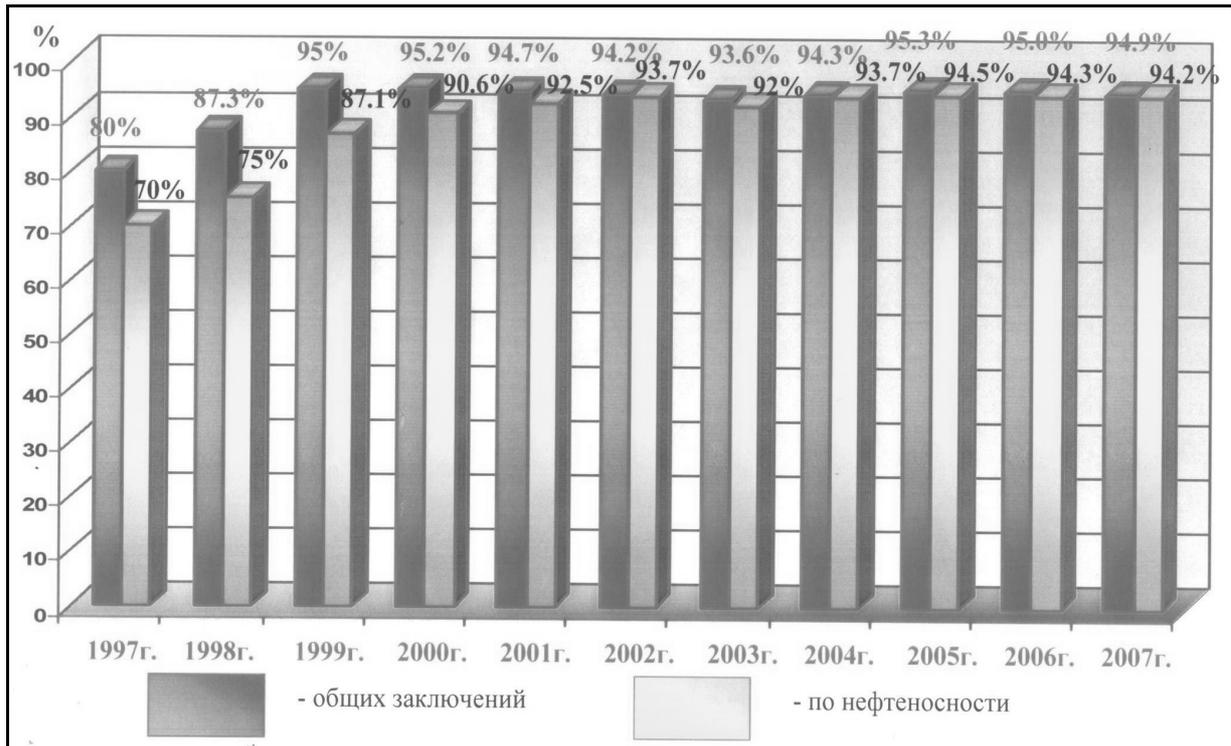


Рис. 5 Динамика подтверждаемости прогнозов НВСП за период 1990-2007 г.г.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ НВСП НА НЕФТЯНЫХ ОБЪЕКТАХ ЗАПАДНОГО ОРЕНБУРЖЬЯ.

Ленский В.А*, Адиев Р.Я.*, Ахтямов Р.А*

Бачурин Н.А**, Шапоренко С.Н**

ЗАО НПЦ «Геостра*», ТК-БП**

OVSP EFFICIENCY APPLICATION ON OILFIELDS OF WESTERN ORENBURG AREA

Lensky V.A*, Adiev R..*, Akhtyamov R.A*,

Batchurin N.A.**, Shaporenko S.N.**

Close Company S&P Center «Geostra*», ТК-ВР**

Аннотация. Анализируется эффективность внедрения метода по результатам работ, выполненных ОАО «Башнефтегеофизика» на ряде нефтяных объектов в западной части Оренбургской области, и последующего бурения на исследованных участках.

Abstract. Method implementation efficiency is analyzed according to the operations results performed by Joint Stock Company “Bashneftegeofizika” on the number of oilfields in the Western Orenburg area and subsequent drilling on the explored areas.

В последние годы растет число нефтедобывающих организаций, использующих непродольное вертикальное сейсмическое профилирование (НВСП) для опережающего изучения месторождений и перспективных участков с целью проектирования мест бурения новых разведочных и эксплуатационных скважин. В статье

Особенностью изучаемого региона является широкое разнообразие геологических условий залегания нефтяных залежей, которые распространены как в терригенных, так и в карбонатных отложениях на глубинах от 1500 до 4500 м в широком возрастном диапазоне (от койвенского горизонта до верхней перми). Разнообразны структурно-тектонические условия месторождений, приводящие к существенному различию характера формирующихся волновых полей. В условиях спокойного субгоризонтального залегания свойства отражений относительно устойчивы и их корреляция не вызывает затруднений (рис.1). В области повышенной тектонической активности, крупных разломов и тектонических ступеней, сопровождающих приближение к Прикаспийской впадине, волновое поле резко осложняется, корреляция отражений затрудняется и даже становится проблематичной (рис.2). В интервале глубин залегания многих продуктивных пластов динамически выраженные устойчивые отражения не формируются, для структурных построений приходится привлекать соседние более устойчивые отражения, что неизбежно ведет к потере морфологических особенностей изучаемых пластов.

Часто наблюдается резкое ухудшение коррелируемости отражений на некотором удалении от исследуемой скважины (в левой части рис.1 на удалении более 450 м), вызванное образованием в верхней части разреза интенсивных обменных падающих волн. Эти волны при распространении вниз при вторичном обмене на сейсмических границах образуют сложный поток многочисленных восходящих волн с поляризацией и кинематическими характеристиками, близкими к монотипным продольным отраженным волнам, и затрудняют прослеживание последних. Интенсивность образования обменных падающих волн меняется по площади и может зависеть от азимута удаления источника. Так, в правой части рис.1 (ПВ1) обменные волны были значительно слабее, чем в левой части (ПВ4), и отраженные волны прослеживаются достаточно уверенно по всему разрезу.

Методика полевых наблюдений включает многолучевое НВСП. Системы наблюдений проектируются с учетом прослеживания разреза в направлениях, заданных заказчиком. Широкое разнообразие сейсмогеологических ситуаций, часто многопластовое строение месторождений и необходимость выполнения работ в наклонных скважинах требуют индивидуального в каждом случае подхода к

проектированию системы наблюдений (азимутов и удаления источников). Работы выполняются с поверхностными невзрывными источниками (вибрационным или импульсным электромагнитным).

Основные задачи, решаемые методом НВСП: уточнение структурного плана продуктивных отложений, выявление тектонических нарушений, прогноз свойств коллекторов в околоскважинном пространстве на качественном уровне. Метод решения - комплексная геологическая интерпретация данных продольного ВСП, НВСП, ГИС, бурения и наземной сейсморазведки. Оценка свойств коллекторов в околоскважинном пространстве выполняется на основе динамической интерпретации. Разнообразие сейсмогеологических ситуаций вызывает необходимость индивидуального подбора приемов интерпретации (как структурной, так и динамической) для каждого продуктивного пласта. Обоснование критериев оценки свойств коллекторов базируется на материалах моделирования по данным акустического и плотностного каротажа. Непременным требованием нефтедобывающих организаций является оценка ожидаемой точности структурных построений по данным НВСП в каждом конкретном случае, что потребовало проведения специальных исследований с привлечением результатов НВСП на участках с большой плотностью бурения /1/.

Первые работы методом НВСП с целью проектирования мест бурения разведочных и эксплуатационных скважин в данном регионе ОАО «Башнефтегеофизика» выполнила в 2004 г., исследованы 4 скважины, в 2008 г. спрос на НВСП составил уже 35 скважин. Динамика роста объемов работ носила экспоненциальный характер, чему способствовала достаточно высокая результативность бурения по материалам НВСП и более высокая точность структурных построений, чем по данным наземной сейсморазведки (МОГТ-2Д и МОГТ-3Д). К 2008 году в местах, рекомендованных по результатам работ НВСП, пробурены 12 новых скважин, все скважины продуктивные. В пределах исследованных по НВСП участков пробурены 41 скважина, из них продуктивных – 40 (97%), подтвердивших результаты прогноза свойств коллекторов - 37 (90%).

Средняя величина ошибок структурных построений по данным НВСП составила 4.7 м, что укладывается в оценки ожидаемой точности, приведенные в работе /1/. В 8 скважинах (19%) выявлены большие ошибки структурных построений (9 м и более), причинами которых явились:

- большое удаление новых скважин от линии прослеживания разреза по данным НВСП - 3 скважины;

- ошибки отбивки кровли отложений в исследуемой скважине по данным ГИС, выявленные при пересмотре отбивок по результатам окончательной интерпретации данных ГИС уже после проведения работ НВСП, – 1 скважина;

- несоответствие поведения осей синфазности отражений и реальной структуры среды при уверенной корреляции отражений и совпадении данных НВСП и бурения по соседним отражающим горизонтам – 2 скважины;

- несоответствие параметров обработки особенностям волнового поля и ошибки корреляции фаз отражений – 2 скважины.

Таким образом, большие ошибки, связанные с обработкой и интерпретацией данных НВСП, имели место только в 4 скважинах (10%). Причинами других ошибок могли быть /1/:

- погрешность снятия времен (глубин) при корреляции отражений;
- наличие горизонтальной анизотропии скорости;
- ошибки данных инклинометрии;
- шероховатость отражающей границы (мелкие колебания рельефа);
- наличие локальных скоростных неоднородностей в средней части разреза;

- наличие локальных эрозионных врезов и выступов на отражающей поверхности;

- боковой снос отражений на крутом склоне.

Рассмотрим несколько конкретных примеров. В двух первых из них исследования выполнены в отдельных скважинах с целью изучения флангов эксплуатируемых месторождений, объектом исследований был карбонатный пласт Т1, являющийся основным эксплуатационным объектом на многих месторождениях данного региона. В третьем примере рассмотрено площадное комплексирование разведочного бурения и НВСП при подготовке к эксплуатации новых месторождений, нефтенасыщенным является терригенный пласт. В четвертом примере рассмотрен единственный полностью отрицательный результат бурения - в новой скважине нефтенасыщенный пласт отсутствует.

Пример 1. Основным объектом эксплуатации на месторождении является пласт Т1, залегающий в кровле известняков турнейского яруса. В 1300 м от северной оконечности разрабатываемой залежи пробурена разведочная скважина 910, в которой получен приток нефти с небольшим дебитом (5 м³/сут) В скважине 910 выполнены наблюдения НВСП по 6 лучам с целью проектирования мест бурения новых эксплуатационных скважин (рис.3). Полученные глубинные сейсмические разрезы по двум лучам приведены на рис.1. Для характеристики точности построения разрезов на них нанесены результаты последующего бурения трех новых скважин. В результате структурной интерпретации данных НВСП существенно изменены представления о структурном строении данного участка, ранее базировавшиеся на данных МОГТ-2Д. По результатам динамической интерпретации отражения от кровли известняков турнейского яруса установлено, что практически вся изученная по ВСП область обладает хорошими коллекторскими свойствами, но в ее пределах

находятся небольшие участки с ухудшенными свойствами, в одном из которых и расположена исследуемая скважина. Используются принципы динамической интерпретации отражения от пласта Т1, рассмотренные в работе /2/. В местах прогнозируемой наибольшей продуктивности рекомендовано бурение двух новых скважин. С использованием полученных результатов ВСП заказчик пробурил 9 эксплуатационных скважин (размещение эксплуатационных скважин определяется не только результатами НВСП, но и технологией разработки залежи), все новые скважины имеют высокую продуктивность (суточный дебит нефти в десятки раз превышает дебит в исследованной скважине). Расхождение структурных построений по НВСП и данных бурения приведено в табл.1.

Таблица 1

Номер скважины	Ошибка структурных построений по НВСП, м	Причина ошибки	Удаление от НВСП, м	Ошибка структурных построений по МОГТ, м
01	-10	несоответствие волнового поля	20	-7
02	-4		50	-1
04	-5		125	+17
08	-9	несоответствие волнового поля	40	-8
09	0		200	-26
10	+2		130	+15
12	-4		220	+9
22	-2		450	-4

Средняя точность структурных построений по данным НВСП составила $\pm 4,5$ м, что значительно выше, чем по данным МОГТ-2Д. Отметим преобладание ошибок одного знака (отрицательные). С целью уточнения перспектив северо-западного и юго-восточного флангов разбуренного участка, в двух из новых наиболее удаленных эксплуатационных скважинах вновь выполнены исследования методом многолучевого НВСП. Таким образом, на данном месторождении начата реализация технологии площадного комплексирования бурения и многолучевого НВСП, при котором НВСП обеспечивает предварительное изучение участка с целью проектирования эксплуатационного бурения. Более подробно эта технология рассмотрена в примере 3.

Пример 2. Основным объектом эксплуатации на месторождении также является пласт Т1 в кровле известняков турнейского яруса. НВСП выполнено в скважине 94, расположенной на северной части разрабатываемой залежи (рис.4). Основной задачей являлось определение целесообразности бурения эксплуатационной скважины 100 в восточной

части залежи (к югу от исследуемой скважины). По результатам структурной интерпретации данных НВСП уточнено строение восточной и северной частей залежи, изменено положение ВНК и увеличены размеры залежи в северном направлении. Выявлено, что вершина поднятия, с которым связана залежь, расположена восточнее исследуемой скважины. По результатам динамической интерпретации на участке прослеживания по НВСП коллекторские свойства продуктивного пласта меняются слабо, но в области купола прогнозируется некоторое увеличение нефтенасыщенных толщин. По структурному признаку и результатам динамического анализа установлено, что перспективным является не только место бурения скважины 100, но и восточная и северная части залежи, где дополнительно рекомендовано бурение четырех эксплуатационных скважин. С использованием полученных результатов пробурены 6 новых эксплуатационных скважин, все скважины продуктивные. Скважина 102, расположенная восточнее исследованной скважины, вскрыла пласт на более высокой отметке (-2212 м), чем исследуемая (-2216 м), и с большей нефтенасыщенной толщиной (на 0.9 м). Расхождение структурных построений по НВСП и данным бурения приведено в табл.2.

Таблица 2.

Номер скважины	Ошибка структурных построений по НВСП, м	Удаление от НВСП, м
98	+2	250
102	+7	30
105	+6	20
106	+8	100
107	+5	80
100	0	20

Средняя точность структурных построений по данным НВСП составила $\pm 4,7$ м. Как и в предыдущем примере, преобладают ошибки одного знака (положительные). Это указывает на ошибку корреляции (привязки) отражения в непосредственной близости от ствола скважины, причина которой – шероховатость границы и искажение формы отражения в области первых вступлений либо при обработке данных, либо вследствие физической природы сейсмических явлений. Величина ошибки в масштабе времени не превышает шага дискретизации записи, а в масштабе глубин - 3-4 м.

Пример 3. На одной из структур, выявленной по результатам МОГТ-3Д, разведочное бурение начато с центральной и южной её частей. К началу работ НВСП были пробурены пять разведочных скважины (51, 54, 57 60 и 61 - рис.5). Три из них (57, 60 и 61) вскрыли отложения колганской толщи, представленной конусом выноса терригенных пород в карбонатных отложениях фаменского яруса. Верхняя часть колганской толщи содержит нефтенасыщенные песчаные коллектора с высокой продуктивностью. Скважина 54 оказалась на участке замещения терригенный отложений карбонатными, из тонкого (0,4 м) песчаного коллектора в ней получен незначительный приток нефти. В скважине 51 терригенные отложения колганской толщи отсутствуют. На рассматриваемой структуре реализована технология площадного комплексирования бурения и НВСП. С целью уточнения строения ловушки углеводородов и определения мест бурения новых разведочных скважин в скважинах 54 и 61 выполнено НВСП. С использованием полученных результатов в южной части месторождения пробурены две новые разведочные скважины (63 и 72). В скважине 63 вновь выполнено НВСП, во второй скважине работы также намечались, но не выполнены по организационным причинам. Затем была пробурена разведочная скважина 62 в северной части структуры, в ней выполнено НВСП. По результатам НВСП в скважинах 62 и 54 пробурена разведочная скважина 64 и в ней выполнено НВСП. Работами многолучевого НВСП в 5 разведочных скважинах был практически полностью покрыт весь перспективный участок, окончательные результаты представлены на рис.5. По данным НВСП уточнены структурный план по кровле терригенных отложений колганской толщи и граница замещения терригенных пород. Установлено распространение терригенных отложений за пределы ранее предполагавшегося контура в северо-западном, северо-восточном и восточном направлениях, что увеличивает горизонтальные размеры и запасы месторождения. Уточнен генезис терригенных отложений: вынос терригенного материала происходил с северо-востока, а не с юго-востока, как предполагалось ранее. Конус выноса имеет три языка: южный, западный и более узкий восточный. Возможно, восточный язык соединяется с соседним конусом выноса, расположенным восточнее. Полученные результаты учтены при проектировании сети эксплуатационных скважин. С целью уточнения строения самой северной части месторождения многолучевое ВСП выполнено также в одной из эксплуатационных скважин. Всего пробурены 17 эксплуатационных скважин, все скважины вскрыли нефтенасыщенный коллектор. Средняя величина ошибки структурных построений по данным НВСП составила ± 3 м, по данным МОГТ-3Д точность структурных построений значительно ниже – ± 14 м.

Пример 4. Поисковая скважина 37, пробуренная на поднятии, подготовленном по данным МОГТ, на глубине 4020 м вскрыла нефтенасыщенный пласт Д5-1 в карбонатных отложениях афонинского возраста (в 39 м от их кровли). Толщина пласта 7.2 м. В скважине 37 выполнено шестилучевое НВСП, по заданию заказчика наиболее плотные наблюдения выполнены в западном направлении – направлении оси поднятия по данным МОГТ (рис.6). В области нефтенасыщенного пласта формируется слабое отражение, поэтому при структурных построениях использовано отражение от вышележащей (в 110 м) кровли ардатовского горизонта в предположении согласного залегания пород. Представление о разбуриваемой структуре существенно изменено, по данным НВСП ось структуры в области исследованной скважины вытянута в северо-западном направлении. По структурным признакам резко уменьшены размеры залежи. Подтверждено наличие разлома, выявленного по данным МОГТ к востоку от скважины. По результатам динамического анализа юго-западнее скважины прогнозируется локальный участок улучшения свойств коллектора по сравнению с вскрытым в скважине. Рекомендовано бурение двух эксплуатационных скважин: к северо-западу от исследованной скважины (в куполе поднятия) и к юго-западу от нее (на прогнозируемом участке наиболее высоких коллекторских свойств).

Новая скважина 67 пробурена к северо-западу от скважины 37 между линиями прослеживания по НВСП в 300 м от первой рекомендованной точки. Скважина вскрыла пласт-коллектор на глубине 4024 м, что на 9 м ниже структурных построений по данным НВСП (и ниже кровли афонинского горизонта). Расхождение с данными МОГТ составило 14 м. Несмотря на более высокое положение кровли пласта по отношению к подошве нефтенасыщенного пласта в скважине 37 (2427.2 м), пласт в скважине 67 полностью водонасыщен, что может быть вызвано сложным строением пласта и наличием плотной непроницаемой перемычки между вскрытыми коллекторами. Следует принять во внимание, что НВСП является двумерной системой наблюдений, информация между линиями прослеживания определяется простой интерполяцией и может содержать ошибки. Причиной неудачи бурения явилось большое отклонение скважины от линий прослеживания по НВСП и от рекомендованных точек бурения, а также неучет индивидуальных морфологических особенностей продуктивного пласта из-за отсутствия самостоятельного отражения и выполнения структурных построений по отражению от другого геологического образования.

Приведенный пример не должен вызывать настороженное отношение к методу. В других аналогичных условиях, например, на Боголюбовском месторождении, последующее бурение по результатам НВСП было успешным. Но при отсутствии самостоятельных хорошо динамически

выраженных отражений от продуктивных пластов ошибки результатов НВСП и риск бурения несомненно возрастают.

В целом, анализ результатов бурения 41 новых разведочных и эксплуатационных скважин подтвердил достаточно высокую эффективность метода НВСП в данном регионе, результативность бурения составила 97 %. Точность структурных построений хотя и не всегда удовлетворяла заказчика, но во всех случаях была в несколько раз выше, чем в МОГТ-2Д и МОГТ-3Д. Рост доверия геологических служб нефтедобывающих организаций к результатам НВСП по мере накопления опыта работ обеспечил быстрый рост объемов работ. В настоящее время принято решение о выполнении работ НВСП на всех участках планируемого бурения.

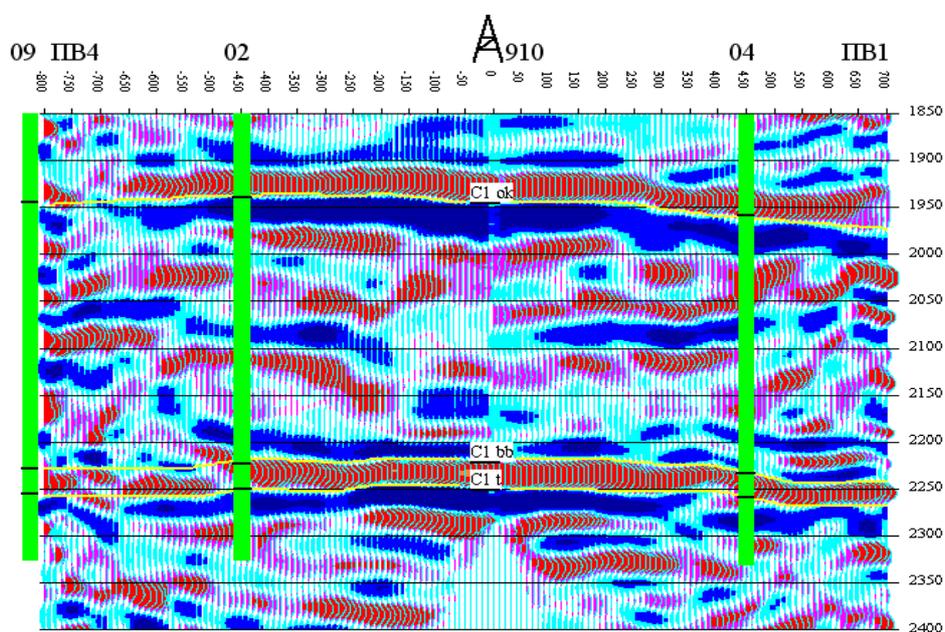


Рис.1. Совмещенный глубинный сейсмический разрез НВСП для двух положений источника (ПВ4 и ПВ1) в условиях спокойного залегания отложений. Исследуемая скважина расположена в центре. Зеленой полосой показаны новые скважины, пробуренные по результатам НВСП, штрихи на полосе соответствуют положению коррелируемых горизонтов.

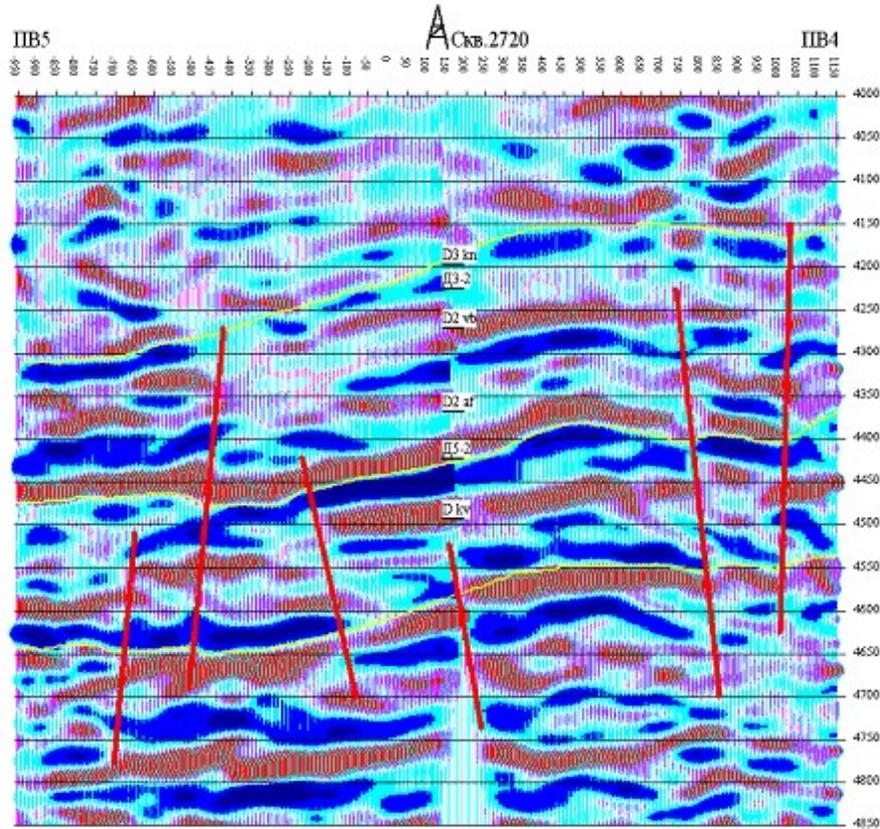


Рис.2. Совмещенный глубинный сейсмический разрез НВСП для двух положений источника в области тектонической ступени. Исследуемая скважина расположена в центре.

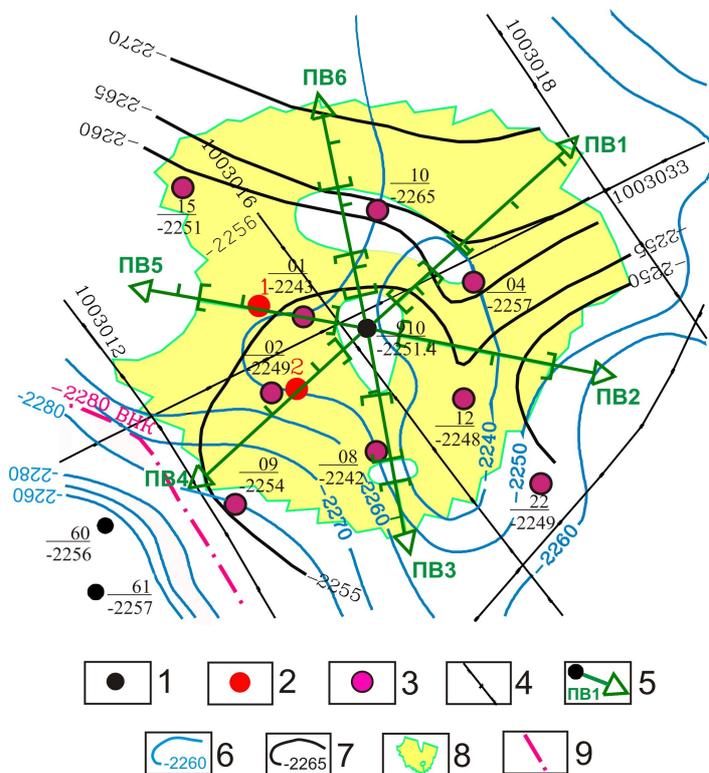


Рис.3. Результаты работ НВСП при изучении продуктивного пласта Т1 в карбонатных отложениях. Пример 1.

1- пробуренные скважины, цифрами указана глубина кровли пласта; 2 - скважины, бурение которых рекомендовано по данным НВСП в первую очередь; 3 - новые эксплуатационные скважины; 4 - профили МОГТ-2Д; 5 - профили НВСП; 6 - изогипсы кровли пласта по данным МОГТ-2Д; 7 - изогипсы кровли пласта по данным НВСП; 8 - прогнозируемая область развития коллекторов с лучшими свойствами, чем в исследуемой скважине; 9 - контур ВНК до проведения работ ВСП.

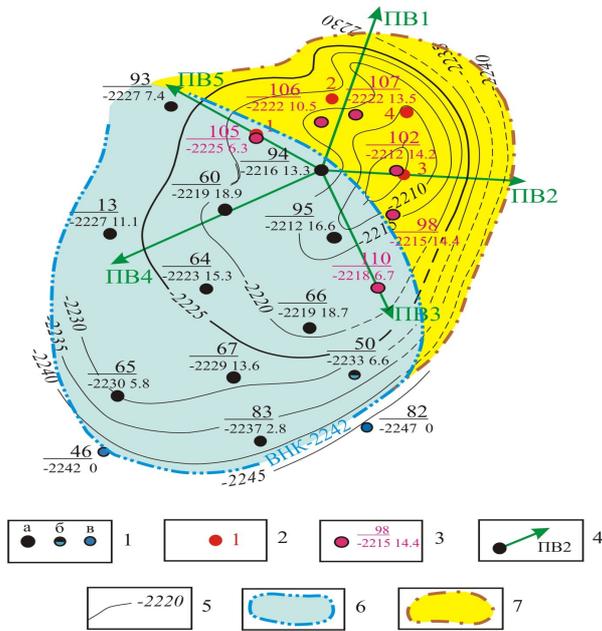


Рис.4. Результаты работ НВСП при изучении продуктивного пласта Т1 в карбонатных отложениях. Пример 2.

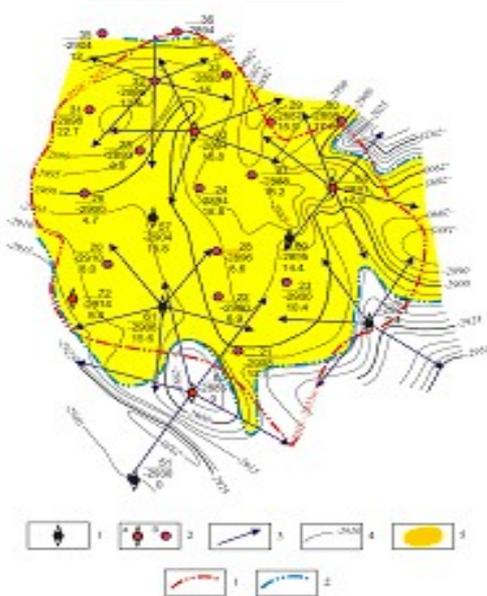


Рис.5. Комплексование бурения и НВСП при изучении нефтенасыщенных коллекторов в терригенных отложениях колганской толщи.

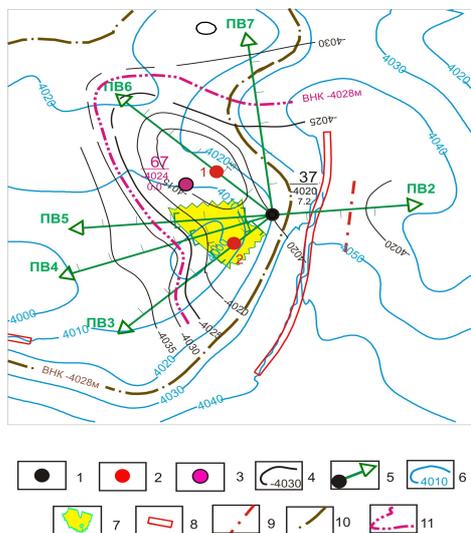


Рис.6. Результаты работ НВСП при изучении продуктивного пласта Д5-1.

1- пробуренные скважины, цифрами указаны глубина кровли и нефтенасыщенная толщина пласта; 2 - скважины, рекомендуемые по данным НВСП; 3 - новая скважина; 4 - изогипсы кровли пласта по данным МОГТ; 5 - профили НВСП; 6 - изогипсы кровли пласта по данным НВСП; 7 - прогнозируемый участок улучшения свойств коллектора; 8 - разломы по данным МОГТ; 9 - разломы по данным НВСП; 10 - контур ВНК по данным МОГТ; 11 - контур ВНК по данным НВСП.

Литература:

1. Ленский В.А., Адиев Р.Я., Сергеев А.А. Оценка ожидаемой точности структурных построений при НВСП./ Сборник тезисов докладов IX-ой международной научно-практической конференции и выставки "Геомодель-2007", Геленджик, 16-21 сентября 2007 г.- Изд. Московского государственного университета им. В.М. Ломоносова, с. 115.

2. Ленский В.А., Адиев Р.Я., Сергеев А.А. Обоснование критериев количественной оценки фильтрационно-емкостных свойств карбонатных коллекторов в ВСП./ Сборник тезисов докладов IX-ой международной научно-практической конференции и выставки "Геомодель-2007", Геленджик, 16-21 сентября 2007 г.- Изд. Московского государственного университета им. В.М. Ломоносова, с. 113.

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ РЕЗУЛЬТАТИВНОСТЬ ИНТЕГРИРОВАННОЙ ТЕХНОЛОГИИ НВСП И БУРЕНИЯ НА ПРИМЕРЕ ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ.

Ленский В.А.*, Адиев Р.Я.*, Ахтямов Р.А.*, Шарова Т.Н.*,
Бачурин Н.А.***, Шапоренко С.Н.**
.*ООО НПЦ «Геостра», **ОАО «ОРЕНБУРГНЕФТЬ».

GEOLOGIC EFFECTIVENESS OF OVSP AND DRILLING INTEGRATED TECHNOLOGY BY THE EXAMPLE OF WESTERN PART OF ORENBURG REGION.

Lensky V.A*, Adiev R.Y*, Akhtyamov R.A*, Sharova T.N*,
Batchurin N.A.***, Shaporenko S.N.**
(*SPC GS ltd., **THK-BP)

Аннотация. Анализируется геологическая результативность НВСП по результатам работ, выполненных ОАО «Башнефтегеофизика» на ряде нефтяных объектов в западной части Оренбургской области, и последующего бурения на исследованных участках.

Abstract. Geological productivity of OVSP is analyzed according to the operations results performed by Joint Stock Company "Bashneftegeofizika" on the number of oilfields in the western part of Orenburgskaya oblast and subsequent drilling on the explored areas.

В последние годы растет число нефтедобывающих организаций, интегрирующих многолучевое непродольное вертикальное сейсмическое профилирование (НВСП) в процесс бурения с целью опережающего изучения месторождений и перспективных участков при проектировании бурения новых разведочных и эксплуатационных скважин. При этом бурение новых скважин производится только по результатам НВСП.

Особенностью изучаемого региона является широкое разнообразие геологических условий залегания нефтяных залежей, которые распространены как в терригенных, так и в карбонатных отложениях на глубинах от 1500 до 4500 м в широком возрастном диапазоне (от койвенского до башкирского). Разнообразны структурно-тектонические условия месторождений, приводящие к существенному различию характера формирующихся волновых полей. В условиях спокойного субгоризонтального залегания свойства отражений относительно устойчивы и их корреляция не вызывает затруднений (рис.1). В области повышенной тектонической активности, крупных разломов и тектонических ступеней, сопровождающих приближение к Прикаспийской впадине, волновое поле резко осложняется, корреляция отражений затрудняется и порой становится проблематичной (рис.2). В интервале глубин залегания многих продуктивных пластов динамически выраженные устойчивые отражения не формируются, для структурных построений привлекаются соседние более устойчивые отражения, что неизбежно ведет к потере морфологических особенностей изучаемых пластов. Часто наблюдается резкое ухудшение коррелируемости отражений на некотором удалении от исследуемой скважины (в левой части рис.1 на удалении более 450 м), вызванное образованием интенсивных кратных обменных волн.

Основные задачи, решаемые методом НВСП: уточнение структурного плана продуктивных отложений, выявление тектонических нарушений, прогноз свойств коллекторов в околоскважинном пространстве на качественном уровне. Метод решения - комплексная геологическая интерпретация данных продольного ВСП, НВСП, ГИС, бурения и наземной сейсморазведки. Оценка свойств коллекторов в околоскважинном пространстве выполняется на основе динамической интерпретации, обоснование интерпретационных критериев базируется на материалах моделирования по данным акустического и плотностного каротажа.

Первые работы методом НВСП с целью проектирования мест бурения разведочных и эксплуатационных скважин в данном регионе ОАО «Башнефтегеофизика» выполнила в 2004 г., исследованы 4 скважины, а в 2008 г. спрос на НВСП составил уже 35 скважин. Динамика роста объемов работ носила экспоненциальный характер, чему способствовала достаточно высокая результативность бурения по материалам НВСП и

более высокая точность структурных построений, чем по данным наземной сейсморазведки (МОГТ-2Д и МОГТ-3Д). К 2008 году в местах, рекомендованных по результатам работ НВСП, пробурены 12 новых скважин, все скважины продуктивные. В пределах исследованных по НВСП участков пробурена 41 скважина, из них продуктивных – 40 (97%), подтвердивших результаты прогноза свойств коллекторов - 37 (90%).

Средняя величина ошибок структурных построений по данным НВСП составила ± 4.7 м, что соответствует оценке ожидаемой точности, приведенной в работе /1/. В 8 скважинах выявлены большие ошибки (9 м и более), их причинами явились: большое удаление скважин от линии прослеживания разреза по НВСП (3 скважины); ошибки отбивки кровли отложений по данным ГИС (1 скважина); несоответствие поведения осей синфазности отражений и реальной структуры среды (2 скважины); качество обработки и ошибки корреляции фаз отражений (2 скважины). Таким образом, ошибки, связанные с обработкой и интерпретацией данных НВСП, имели место только в 4 скважинах (10%).

Рассматриваются несколько конкретных примеров. На рис.3 представлены результаты НВСП в скважине 910 Никольского месторождения. Изучался фланг эксплуатируемого месторождения, объектом исследований являлся пласт Т1 в кровле карбонатных отложений турнейского яруса. Полученные глубинные сейсмические разрезы по двум лучам приведены на рис.1, для характеристики точности построения разрезов на них нанесены результаты последующего бурения трех новых скважин. В результате структурной интерпретации данных НВСП существенно изменены представления о строении участка. При динамической интерпретации установлено, что практически вся изученная по НВСП область обладает хорошими коллекторскими свойствами. Применены принципы динамической интерпретации отражения от пласта Т1, рассмотренные в работе /2/. В местах прогнозируемой наибольшей продуктивности рекомендовано бурение двух новых скважин. С использованием полученных результатов ВСП заказчик пробурил 9 эксплуатационных скважин, все скважины имеют высокую продуктивность. Точность структурных построений по данным НВСП составляет $\pm 4,5$ м, а по данным МОГТ-2Д - $\pm 12,3$ м.

В скважине 94 Горного месторождения выполнены аналогичные работы НВСП также для исследования пласта Т1 на фланге месторождения, по их результатам пробурены шесть эксплуатационных скважин, все скважины продуктивные. Точность структурных построений составляет $\pm 4,7$ м. В обоих рассмотренных примерах преобладают ошибки одного знака (положительные или отрицательные), что указывает на ошибку корреляции (привязки) отражения вблизи ствола скважины из-за искажения его формы в области первых вступлений либо при обработке данных, либо вследствие физической природы сейсмических явлений.

Величина ошибки привязки не превышает шага дискретизации записи (в глубинном масштабе 3-4 м).

В третьем примере рассмотрено площадное комплексирование разведочного бурения и НВСП при разведке и подготовке к эксплуатации нового месторождения, объект исследований – конус выноса терригенных пород в карбонатных отложениях. Результаты НВСП в первых разведочных скважинах учитывались при бурении следующих разведочных скважин, в них вновь выполнялось НВСП. Работами НВСП в 6 скважинах был практически полностью покрыт весь перспективный участок. По данным НВСП уточнены структурный план по кровле продуктивных терригенных отложений и граница замещения терригенных пород карбонатными, результаты учтены при проектировании сети эксплуатационных скважин. Пробурены 17 эксплуатационных скважин, все скважины вскрыли нефтенасыщенный коллектор. Ошибка структурных построений по данным НВСП составила ± 3 м, а по данным МОГТ-3Д - ± 14 м.

В четвертом примере рассмотрен единственный отрицательный результат бурения - в новой скважине нефтенасыщенный пласт отсутствует. Причиной является большое отклонение скважины от линий прослеживания по НВСП, а также отсутствие самостоятельного динамически выраженного отражения и выполнение структурных построений по отражению от другого геологического образования (расположенного выше на 110 м). В таких условиях из-за недоучета индивидуальных морфологических особенностей продуктивного пласта ошибки результатов НВСП и риск бурения несомненно возрастают. Приведенный пример не должен вызывать настороженное отношение к методу, так как в других аналогичных случаях последующее бурение было успешным.

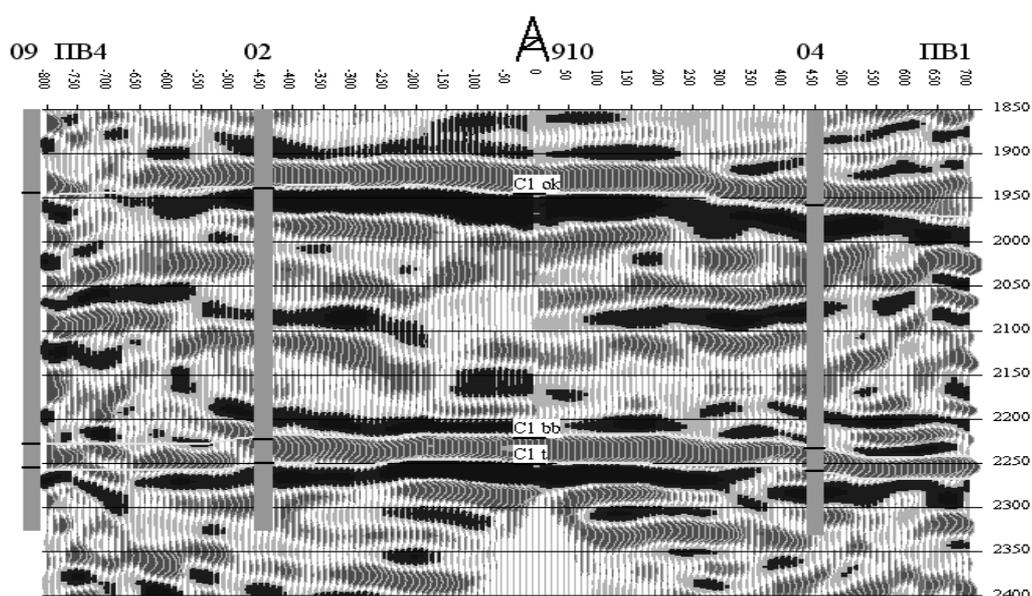


Рис.1. Глубинный сейсмический разрез НВСП в условиях спокойного залегания отложений и новые скважины, пробуренные по результатам НВСП. Исследуемая скважина в центре

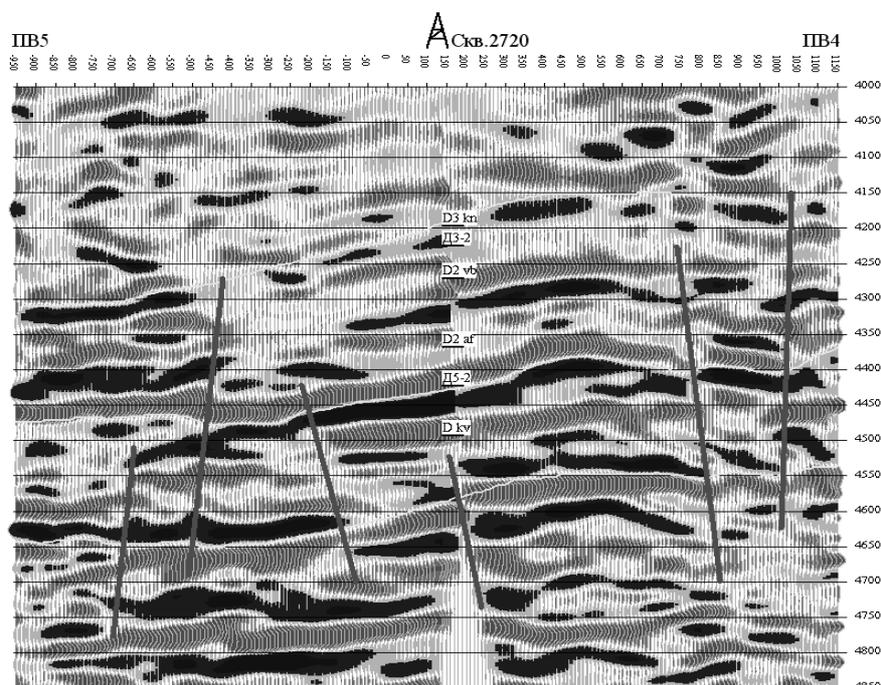


Рис.2. Глубинный сейсмический разрез НВСП в области тектонической ступени

В целом, анализ результатов бурения 41 новых разведочных и эксплуатационных скважин подтвердил достаточно высокую эффективность метода НВСП в данном регионе, результативность бурения составила 97 %, а точность прогнозов - 90 %. Точность структурных построений во всех случаях была в несколько раз выше, чем в МОГТ-2Д и МОГТ-3Д. Рост доверия геологических служб нефтедобывающих организаций к результатам НВСП по мере накопления опыта работ обеспечил быстрый рост объемов работ. В настоящее время принято решение о выполнении работ НВСП на всех участках планируемого бурения.

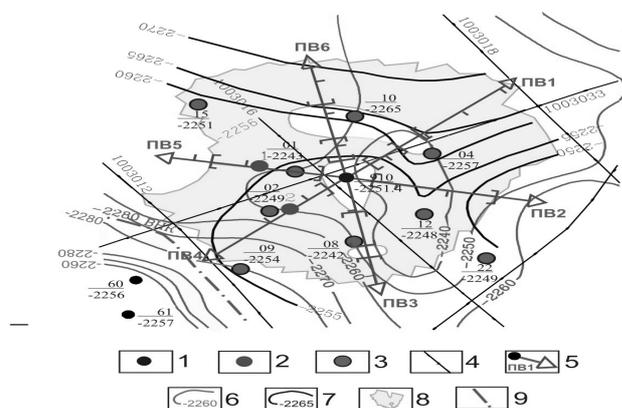


Рис.3. Результаты работ НВСП при изучении продуктивного пласта Т1 в карбонатных отложениях
 1- пробуренные скважины, цифрами указана глубина кровли пласта; 2 – рекомендованные скважины; 3 – новые эксплуатационные скважины; 4 – профили МОГТ-2Д; 5 – профили НВСП; 6 – изогипсы кровли пласта по данным МОГТ-2Д; 7 – изогипсы

кровли пласта по данным НВСП; 8 - прогнозируемая область развития коллекторов с лучшими свойствами; 9 – контур ВНК до работ ВСП.

Литература:

1. Ленский В.А., Адиев Р.Я., Сергеев А.А. Оценка ожидаемой точности структурных построений при НВСП./ Сборник тезисов докладов IX-ой международной научно-практической конференции и выставки "Геомодель-2007", Геленджик, 16-21 сентября 2007 г.- Изд. Московского государственного университета им. В.М. Ломоносова, с. 115.

2. Ленский В.А., Адиев Р.Я., Сергеев А.А. Обоснование критериев количественной оценки фильтрационно-емкостных свойств карбонатных коллекторов в ВСП./ Сборник тезисов докладов IX-ой международной научно-практической конференции и выставки "Геомодель-2007", Геленджик, 16-21 сентября 2007 г.- Изд. Московского государственного университета им. В.М. Ломоносова, с. 113.

УТОЧНЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПОДКАРНИЗНОЙ ЗАЛЕЖИ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ВСП НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НОВОБОГАТИНСК ЗАПАДНЫЙ, КАЗАХСТАН.

Т.В. Семченкова, Л.А. Фрадкин

ТОО «НБК», ТОО «Сана Барлау Сервис», Алматы, Казахстан

EFFECT OF VSP IN SPECIFICATION OF THE GEOLOGICAL MODEL FOR THE SALT-OVERHANG CONTROLLED WEST NOVOBOGATINSK OIL FIELD, KAZAKHSTAN.

T. V. Semchenkova, L. A. Fradkin

"NBK" LLP, "SBS" LLP, Almaty, Kazakhstan

Аннотация: Доклад обсуждает эффект комплексного подхода к изучению месторождения Новобогатинск Западный геолого-геофизическими методами. Применение метода азимутального ВСП для изучения Триасовых терригенных коллекторов, перекрытых карнизом Пермской (Кунгурской) соли, в комплексе с сейсморазведкой 3D и данными ГИС позволило лучше «увидеть» их и уточнить структурно-тектоническую модель месторождения.

Abstract: This paper demonstrates the effect of the integrated approach for the study of West Novobogatinsk oil field by geological-geophysical methods. Application of VSP azimuth-lined method for the appraisal of Triassic clastic reservoir, overlaid by the Permian (Kungurian) salt-overhang, in

connection with 3D seismic and Logging has allowed to "see" them better and to specify structurally-tectonic model of the field.

Подкарнизное месторождение Новобогатинск Западный расположено на западе Прикаспийской впадины в пределах южной приморской части междуречья Урал-Волга.

Изучение района работ было начато с 1912 года. Основанием для заложения мелких разведочных скважин на куполе Новобогатинск послужили естественные выходы нефти, которые привлекли внимание компании «Братья Нобели».

В 1976 году сейсмической партией треста «Эмбанефтегеофизика» проводились поисковые и детальные сейсмические исследования МОГТ. В результате проведенных здесь работ установлено, что вдоль юго-западного склона прослеживаются два периферийных тектонических нарушения с корнями в соли. Соляной карниз, выявленный работами прошлых лет на юго-востоке и подтвержденный бурением, прослежен также на северо-западе вдоль юго-западного склона купола Новобогатинск вплоть до соляного перешейка Гран–Новобогатинск Северо-Западный. При этом по нижней поверхности соляного карниза выявлен новый антиклинальный перегиб, получивший название Новобогатинск Западный, который отделяется от антиклинального перегиба участком пониженного залегания подвернутой части подошвы карниза за счет увеличения его толщины снизу.

В 1989–1996 годы Балыкшинским УРБ ПО «Эмбанефть» были пробурены 10 поисково-разведочных скважин. Буровые работы были завершены в 1996 году. За этот период было пробурено 10 поисково-разведочных скважин, из которых 5 скважин оказались продуктивными и были законсервированы, а остальные 5 скважин ликвидированы.

Первая модель подкарнизного месторождения Новобогатинское Западный была построена по данным пробуренных скважин компанией «Мунайпроект» и отражала собой общую картину имеющихся данных с поправкой на будущую доразведку. Если по каким-то причинам горизонты не прослеживались, то просто между ними рисовали разломы. А так как длинная ось расположения пробуренных скважин располагалась с юго-запада на северо-восток, то разломы рисовались в перпендикулярном направлении (рис.1).

Таким образом, месторождение было условно поделено на 5 блоков:

скважины 1 и 2 — газовый блок

скважина 13 — нефтегазовый блок

скважины 4,8,11 - «мертвая» зона

скважины 7,9, 12 — нефтяной блок

скважина 10 — соляной шток

В 2004 году научно-производственная фирма ТОО «ДАНК» (г.Алматы, Казахстан) провела 3D сейсмические исследования с целью уточнения геологического строения ранее выявленной подкарнизной структуры. По разным причинам качество полученного материала не позволило получить четкую картину о характере разрывной тектоники подсолевых горизонтов и их залегании. Горизонты выделялись обрывочно, перебивались мелкими тектоническими нарушениями различной ориентированности. При условии, что мощность пластов, различавшихся по коллекторским свойствам, была меньше полуфазы регистрировавшихся сейсмических колебаний, расчленить разрез по данным 3D не представлялось возможным.

В 2007 году была сделана еще одна попытка уточнить геологическое строение месторождения компанией TRACS (г.Москва, Россия) с помощью нового программного обеспечения PETREL с использованием глубинного куба 3D. Была проведена переинтерпретация имеющихся данных каротажа на предмет площадного распределения петрофизических характеристик пород. Новая модель позволила наполовину «закрыть» мертвую зону в районе скважин 4, 8, 11 и увеличить перспективность месторождения.

В новой модели количество блоков, разделенных разломами, уменьшилось до четырех, но все равно направление разломов было субширотным (рис.2).

В 2008 году было закончено бурение новой разведочной скважины №3 в «нефтяном» блоке, в которой кроме комплекса ГИС были проведены работы по азимутальному ВСП с целью уточнения характера залегания вскрытых продуктивных горизонтов и горизонтов, находящихся ниже забоя скважины. Подрядчиком работ выступила также компания ТОО «ДАНК». Для того, чтобы «просветить» мертвую зону и уточнить характер залегания пластов на блоке 2, решено было также провести ВСП в скважине №13, расположенной так, что линия, соединяющая скважины №3 и №13 совпадала с одним из Inline системы наблюдения 3D и центральной осью месторождения (рис.3).

Таким образом, появилась возможность построить комбинированный по данным ВСП и 3D МОГТ сейсмический профиль, проходящий через самые интересные зоны месторождения, уточнить тектоническую модель и характер залегания горизонтов. К сожалению, в связи с тем, что зона надежности данных ВСП равна половине расстояния от пункта взрыва до скважины, мертвая зона просветилась с достоверностью 50%.

Первым приятным результатом ВСП было то, что после построения графика изменения отношения скорости продольной волны к скорости поперечной волны (V_p/V_s) — коэффициента Пуассона — с глубиной, резкое изменение значения этого коэффициента совпадало с границами изменения коллекторских свойств разреза скважин, и четко отбивало

границы коллекторов (рис.4). Также по картине волнового поля стало видно, что залегание пластов горизонтальное, что в данном случае было важно для выбора точки заложения следующей скважины.

В данной работе приводятся результаты обработки поля отраженных продольных волн. На рис.5 показана уточненная модель по VI отражающему горизонту, подошве соли P1kg. Количество блоков данной модели уменьшилось до трех, получена объемная картина поверхности горизонта, распределение разломов и их протяженность также изменены.

При обработке полевых материалов ВСП было замечено, что для изучения подсолевых горизонтов более информативными являются поперечные волны, проходящие через толщу соли с меньшей потерей энергии, и обработку данных ВСП лучше проводить на обменных волнах.

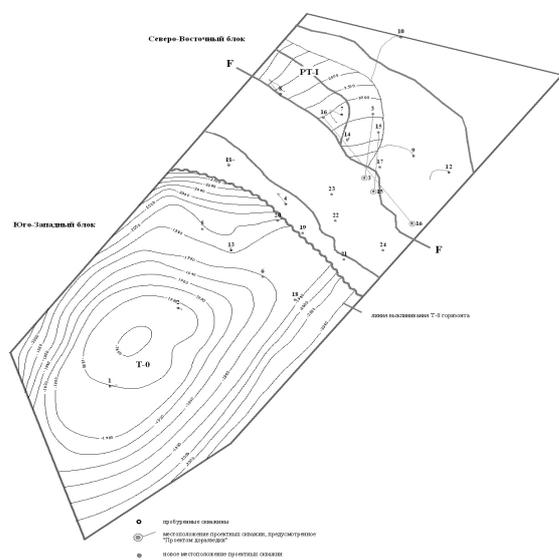


fig. 1

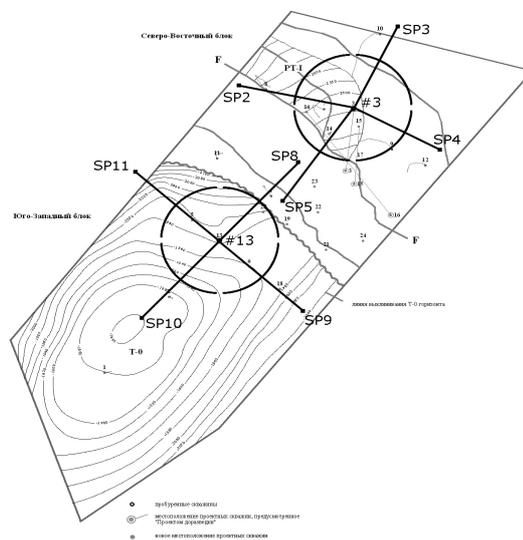


fig. 3

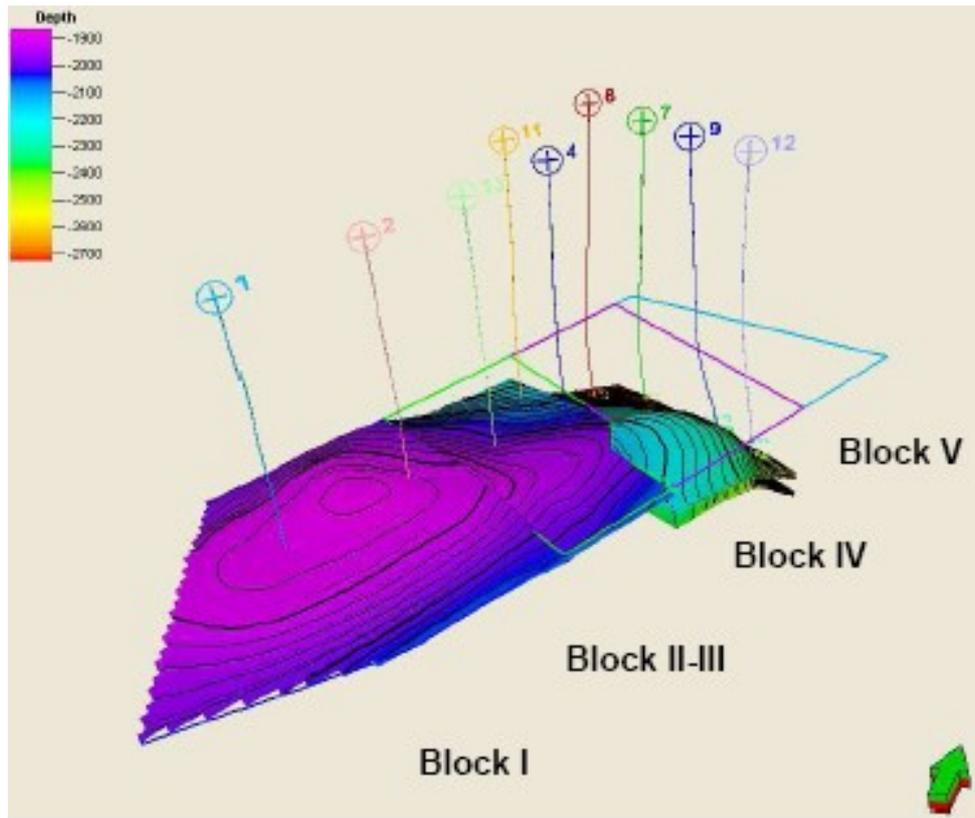


fig. 2

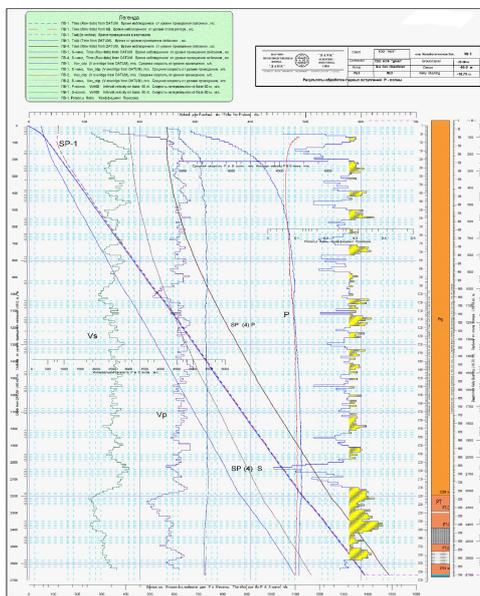


fig. 4

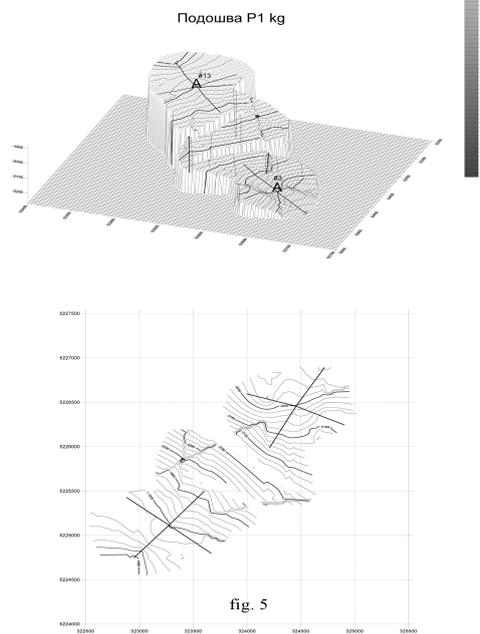


fig. 5

Литература:

1. Анализ пробной эксплуатации. НИИПИ Нефтегаз, Атырау, 2004
2. Галливан Дж. Западно-Новобогатинское месторождение: 3D модель. Отчет ТРАКС, 2007

3. Хайрутдинов Р.Н. Отчет о результатах работ партии ВСП на месторождении Новобогатинск Западный. ТОО «ДАНК», 2008

**АНАЛИЗ РАСПРОСТРАНЕНИЯ
КАРБОНАТНО-КАВЕРНОЗНОГО КОЛЛЕКТОРА
ПО ДАННЫМ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ 3Д**

В.А. Поздняков, Д.В. Сафонов, В.В. Шиликов, А.И. Ледяев
ЗАО «Красноярскгеофизика» г. Красноярск

**3D SEISMIC DATA BASED ANALYSIS OF CAVERNOUS
CARBONATE RESERVOIR**

V.A. Pozdnyakov, D.V. Safonov, V.V. Shilikov, A.I. Ledjaev
ZAO "Krasnoyarskgeofizika", Krasnoyarsk

Аннотация. В данной работе впервые описываются результаты применения фокусирующего преобразования к данным сейсморазведки 3Д объёмом свыше 1360 км² для условий Восточной Сибири в комплексе с данными ВСП по более чем 20 скважинам и другими методами анализа.

Abstract. The results of the focusing transformation use for 1360 sq. km. of 3D seismics in Eastern Siberia were described. The focusing transformation was complexed with VSP survey data for more than 20 wells together with other analysis and interpretation methods.

Необходимым этапом интерпретации данных 3Д является привязка отражений на временном разрезе куба данных к границам изменения акустических свойств. При этом важную роль играет пересчет скважинных данных в шкалу времен по годографу ВСП. На рисунке 1 приведены результаты привязки сейсмических отражений к скважине, вскрывшей терригенную толщу среднего рифея, в сопоставлении с разрезом ВСП.

Коллектор трещиновато-кавернозного типа на данном месторождении связан с карбонатными отложениями вблизи эрозионной поверхности рифея [3]. Для его изучения использовались различные методики анализа волнового поля отраженных и рассеянных волн вдоль горизонта, связанного с эрозионной поверхностью рифея, и непосредственно под этим горизонтом. На рис. 2 показан горизонтальный срез временного куба сейсмических данных после выравнивания по этому горизонту. По южному краю съёмки видны тела овражного типа, расположение которых напоминает береговую линию моря. На севере съёмки выделяется субширотное нарушение (линия I-I). На север от этого нарушения значения сейсмических амплитуд в целом отличаются от значений южнее этой линии. В центральной части съёмки от линии I-I на юго-запад практически до южного края съёмки прослеживается палеорусло II-II. С востока к палеоруслу II-II примыкают нарушения субширотного простирания.

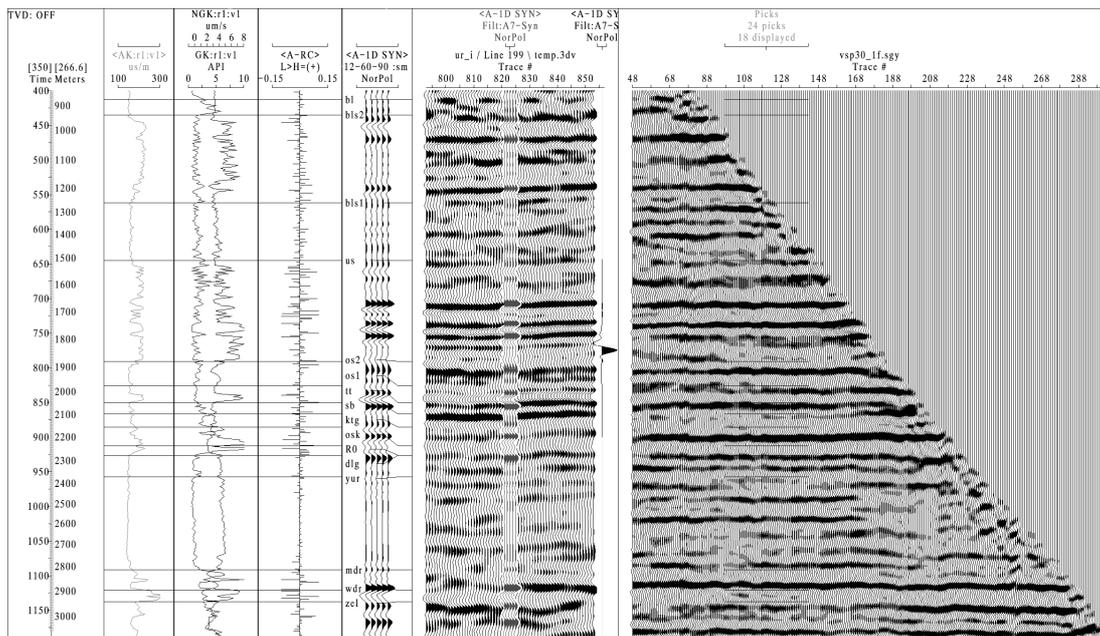


Рис. 1 Сопоставление разреза ОГТ 3Д с разрезом ВСП

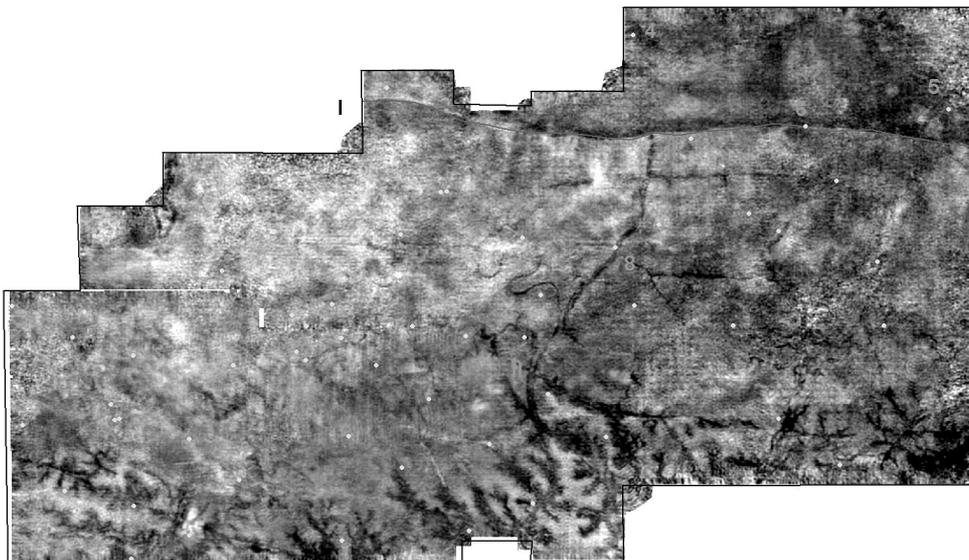


Рис. 2 Срез куба 3Д по эрозионной поверхности рифея



Рис. 3 Значение фазы гармоники 20 Гц сигнала в окне под эрозионной поверхностью

На рисунке 3 показано распределение значений фазы гармоники 20 Гц сейсмического сигнала непосредственно под эрозионной поверхностью рифея. Для расчета использовался пакет программ спектрального разложения SDI от компании Landmark [5]. На общем фоне положительных значений фазы выделяются несколько участков с отрицательными значениями. К северу от разломного нарушения I-I также выделяется крупный участок, который может быть интерпретирован, как выход на эрозионную поверхность терригенных отложений нижнего рифея, встреченных в скважинах 6, 4 и 5. Восточная и юго-восточная часть съёмки покрыта протяженными линейными телами, которые интерпретируются как эрозионные врезы, заполненные терригенными отложениями, что подтверждается результатами бурения в скважине 8.

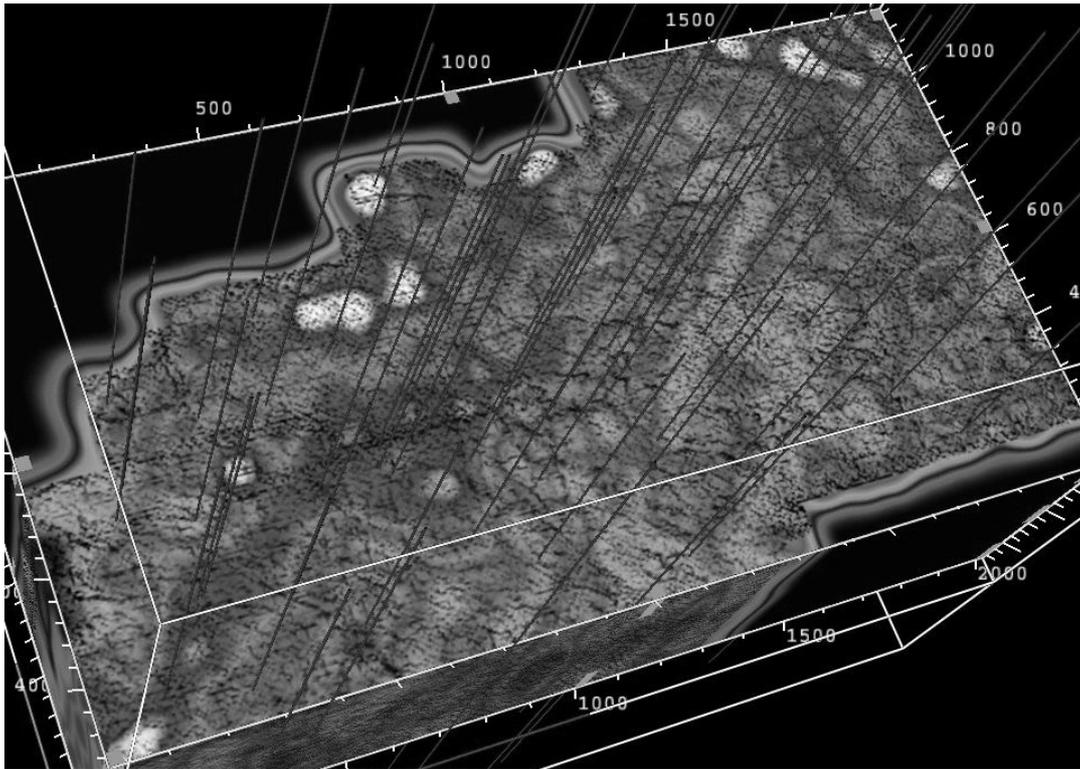


Рис. 4 Изображение значений рассеянной энергии, наложенное на горизонтальный срез сейсмического куба данных

На рисунке 4 показаны результаты фокусирующего преобразования данных 3Д. Для расчета значений рассеянной компоненты волнового поля использовался пакет программ F-преобразования, являющийся оригинальной авторской разработкой [1, 2, 4]. Можно выделить обширные зоны как с высокими, так и с низкими значениями рассеянной энергии. Высокие значения рассеянной энергии здесь связаны с дезинтеграцией или разуплотнением пород, что обусловлено аномальной трещиноватостью последних. Выявлена прямая корреляционная связь между повышенными значениями рассеянной энергии и улучшением фильтрационно-емкостных свойств рифейских отложений.

Выводы. Для изучения строения карбонатно-кавернозных коллекторов в месторождениях Восточной Сибири необходимо использовать как можно более широкий набор методов анализа динамических параметров волнового поля сейсмических данных 3Д.

Метод спектрального разложения SDI позволяет выделить на кровле карбонатной толщи рифея эрозионные врезы и зоны распространения терригенных отложений.

Поле значений энергии рассеянных волн, полученное в результате фокусирующего F-преобразования по данным 3Д, позволяет прогнозировать местоположение зон с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами. Также можно получать изображение на

некотором удалении от внешних границ съёмки 3Д, так как в основе метода лежит использование интерференционной системы, принципиально отличающейся от системы суммирования по общей глубинной точке.

Литература

1Поздняков В.А., Сафонов Д.В., Чеверда В.А., 2000, Оптимизация параметров фокусирующих преобразований с использованием численного моделирования: Геология и геофизика, 41, 6, 930-938.

2Поздняков В.А., Чеверда В.А., Ефимов А.С., Ледаев А.И. 2003, Построение сейсмических изображений с помощью многокомпонентных фокусирующих преобразований: Геофизика, Специальный выпуск «Технологии сейсморазведки – II», 173-176.

3Мухаметзянов Р.Н., Соколов Е.П., Шлёнкин С.И. и др., 2003, Строение рифейских природных резервуаров Куюмбинского и Терско-Камовского участков Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления: Геология нефти и газа, №4, 39-46.

4Поздняков В. А., 2005, Интенсивность рассеянных волн – новый сейсмический атрибут для прогноза фильтрационно-емкостных свойств нефтенасыщенного коллектора: Доклады РАН, сер. Геофизика, т.404, 2005, с. 34-40.

5Partyka, G., Gridley, J. and Lopez, J., 1999, Interpretational application of spectral decomposition in reservoir characterization: The Leading Edge, 353-360.

ПРИМЕРЫ ЭФФЕКТИВНОЙ ОБРАБОТКИ СЕЙСМОДАНЫХ, ПОЛУЧЕННЫХ В РАЗНЫХ РАЙОНАХ МИРА С ПОМОЩЬЮ СОВРЕМЕННЫХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ СЕЙСМИЧЕСКОГО ПРОГРАМНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ..

Иван Павлов, REXSIMseis Ltd, София, Болгария.

EXAMPLES FOR EFFECTIVE PROCESSING OF SEISMIC DATA IN DIFFERENT REGIONS OF THE WORLD USING THE MODERN POSSIBILITIES OF CURRENT SEISMIC SOFTWARE.

Ivan Pavlov, REXSIMseis Ltd., Sofia, Bulgaria

Аннотация Иллюстрируются многочисленные примеры обработки сейсмоданных в районах с разным геологическим строением. Рассматривается роль остаточных статических поправок и устранение низкочастотных составляющих в этих поправках при обработке наземных сейсмоданных. Приводятся примеры эффективного применения разных способов подавления кратных волн разного типа при обработке морских данных.

Показаны результаты применения (PSTM) временной миграции до суммирования а различных географических условиях в сравнении с результатами временной миграции после суммирования. Показаны интересные примеры обработки в глубинной области. Влияние скоростной модели на точность глубинной миграции до суммирования (PSDM) является ключевым моментом в этой технологии. Показаны также несколько примеров изучения сейсмических свойств с помощью AVO-анализа.

На основе приведенных примеров рекомендуется использование всех вышеуказанных методов обработки.

Abstract Illustrated are numerous examples for solved problems in the processing of seismic data from regions with different geological structures. The role of residual static correction and removal of the low frequency part of the residual static corrections during the processing of land seismic data is discussed.

Given are examples of effective application of different practices for suppression of different types of multiples in offshore seismic data processing.

Shown are results from using the Pre-Stack Time Migration (PSTM) with different geological conditions comparing with the results from Post Stack Time Migration.

An interesting example is discussed of seismic data processing in depth domain. The influence of the velocity model on the accuracy of the Pre-Stack Depth Migration (PSDM) is the key moment with this technology.

Some examples are also shown from studying some seismic properties using AVO analysis.

On the basis of the discussed examples summarized recommendations of the used practices are made.

Раздел 4. Оборудование и технология полученных данных
Acquisition Technologies and Devices

ТЕРМОСТОЙКИЕ КОДЕРЫ АППАРАТУРЫ ВСП

Е.А. Виноградов, Ю.В. Антипкин, А.В.Торцев
ООО «НИИморгеофизика-Интерсервис» г. Мурманск.

HEAT-RESISTANT CODERS OF EQUIPMENT VSP

E.A.Vinogradov, J.V.Antipkin, A.V.Tortsev
LLC "NIImorgeofizica-Interservis", Murmansk

Аннотация.

Применение серийных модемов в скважинной телеметрии может в будущем стать ограничителем термостойкости аппаратуры ВСП. В качестве альтернативы для построения высокоскоростной (800-1000) кБод телеметрии на рабочую температуру 175 °С предлагаются три варианта новых кодеров разной степени изученности.

Abstract

Application of serial modems in downhole telemetry can become in the future the terminator of thermostability of equipment VSP. As alternative of construction high-speed (800-1000) bit/sec on working temperature 175 °С three variants of new coders of a different degree of a level of scrutiny are offered telemetry.

Развитие метода ВСП в России и за рубежом в последнее десятилетие часто связывают с повышением канальности скважинного зонда, основанной на существенном росте скорости передачи данных по каротажному кабелю. Высокая скорость передачи может быть достигнута использованием серийных модемов. Однако их применение в скважинной аппаратуре ограничено высокой, выше 150°С, температурой в интервале исследований. Это обуславливает поиск новых термостойких кодеров для скважинных систем с высокой скоростью передачи данных.

ООО «НИИморгеофизика-Интерсервис» в течение ряда лет эксплуатирует 18-ти канальную аппаратуру ВСП модели ЦСК-18 со скоростью передачи данных 300кБод [1]. В аппаратуре ЦСК-18 применен термостойкий преобразователь (кодер) собственного изготовления, работающий в коде HDB3. В процессе эксплуатации прибора было опробовано несколько вариантов аналоговых корректоров частотной характеристики каротажного кабеля. Основное внимание при этом уделялось повышению удобства настройки канала передачи данных при работах с разнотипными кабелями и снижению требований к квалификации оператора. Одновременно проводилось исследование преобразователей с повышенной, по сравнению с кодером HDB3, битовой

скоростью. В результате был создан многоуровневый преобразователь, в основу работы которого положен принцип однополосной амплитудно-фазовой модуляции [2].

От известных зарубежных устройств [3, 4] аналогичного назначения данный преобразователь выгодно отличается простотой схемных решений и компактностью спектра его выходного сигнала. Последнее облегчает восстановление линейного сигнала на приемной стороне простым аналоговым корректором при высокой (800кБод) скорости передачи данных.

Функциональная схема преобразователя в варианте наиболее предпочтительном для применения в аппаратуре ВСП изображена на рис. 1. А на рис. 2 приведены временные диаграммы его работы.

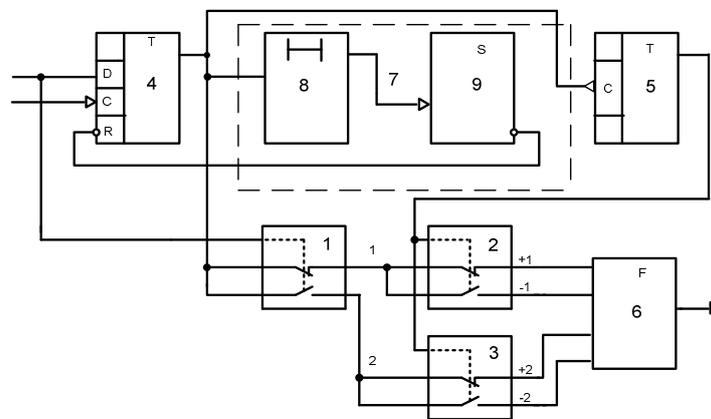


Рис.1 Функциональная схема пятиуровневого преобразователя

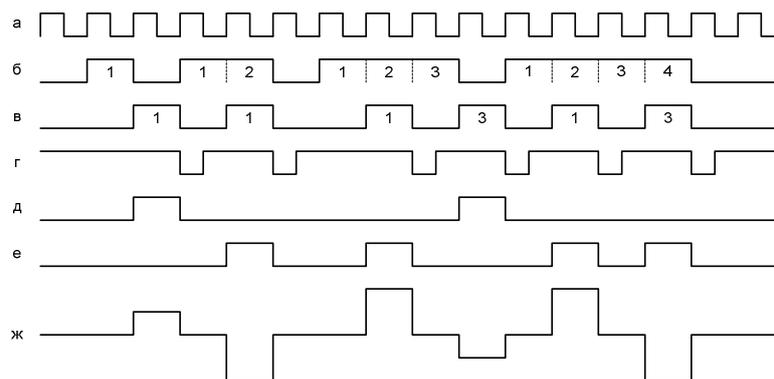


Рис.2 Временные диаграммы работы

Преобразователь содержит три мультиплексора 1,2,3, триггер задержки 4, счетный триггер 5, выходной формирователь 6 и схему сброса 7, которая включает в себя элемент задержки 8 и одновибратор 9. Элемент задержки 8 и одновибратор 9 могут быть выполнены на D- триггерах, а мультиплексор на двух элементах 2И-НЕ.

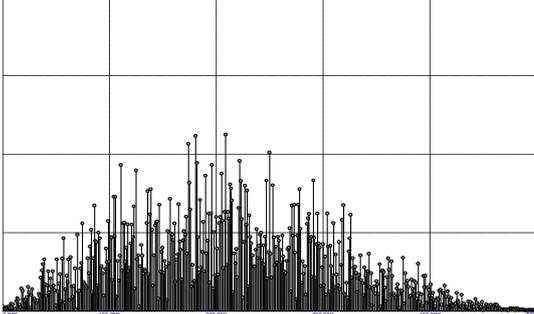
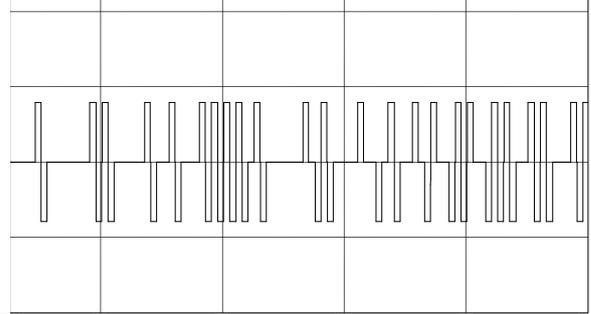
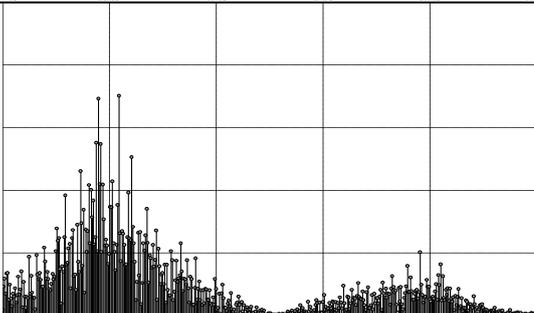
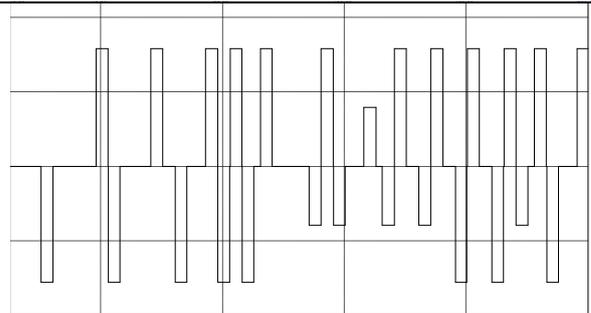
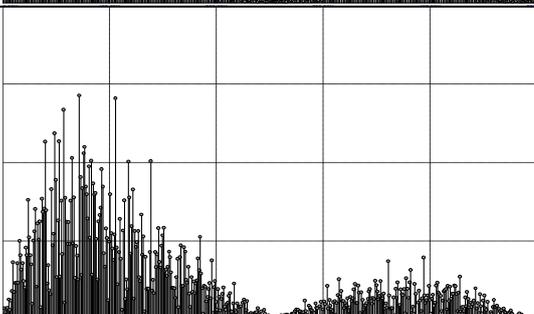
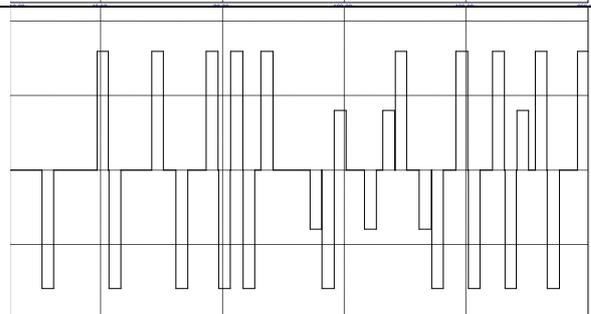
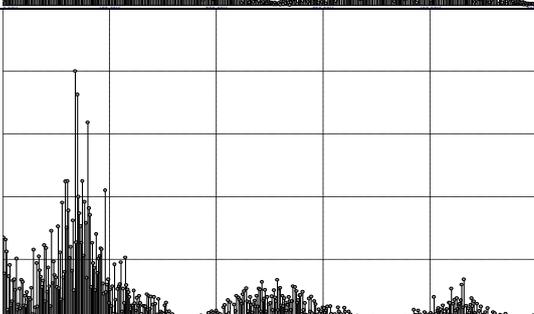
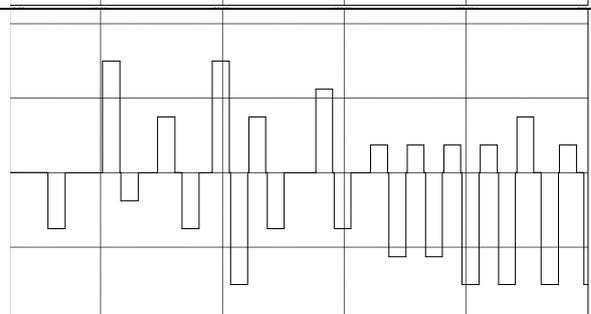
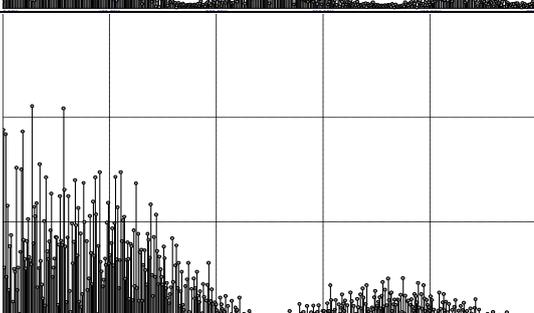
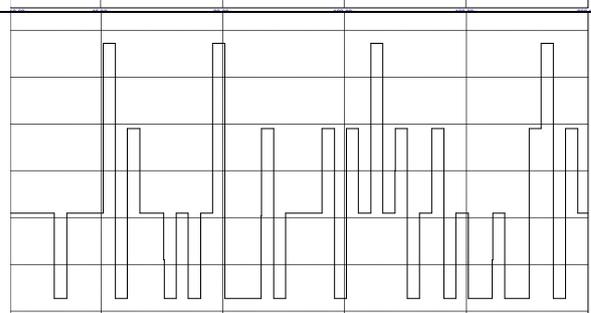
Двоичные данные поступают на информационный вход преобразователя в сопровождении тактовых импульсов, следующих с частотой F (рис. 2а). При поступлении на вход триггера задержки 4 первого или единственного импульса в пачке входных импульсов (рис. 2б) он будет задержан на один тактовый интервал (рис. 2в). На очередном тактовом интервале от переднего фронта импульса (рис. 2в) через элемент задержки 8 запустится одновибратор 9, который своим выходом (рис. 2г) установит в состояние ноль триггер задержки 4. Как видно схема сброса 7 вырезает четные (от начала пачки) импульсы входных данных. Таким образом, на выходе триггера задержки 4 останутся задержанные на один тактовый интервал лишь те входные импульсы, которые находились на нечетных тактовых интервалах по отношению к начальному импульсу в пачке (рис. 2в).

С выхода триггера задержки 4 импульсы (рис. 2в) поступают на вход счетного триггера 5 и на вход мультиплексора 1, работающего под управлением входных данных (рис. 2б). В зависимости от значения текущего бита входных данных (рис. 2б), импульсы (рис. 2в) разделяются в мультиплексоре 1 на два потока (рис. 2д), (рис. 2е). И далее поступают на входы мультиплексоров 2, 3, где под управлением счетного триггера 5 распределяются на четыре выхода мультиплексоров 2, 3, которым можно условно присвоить значение, характеризующее полярность этих импульсов в линии связи: +1, -1, +2, -2. Соединив выходы мультиплексоров 2, 3 с одноименными входами выходного формирователя, получим на его выходе пятиуровневый сигнал (рис. 2ж).

Во втором варианте преобразователя мультиплексоры (2,3) управляются по отдельности, каждый от своего счетного триггера (не показано). А на входы триггеров подают соответственно сигналы (рис. 2д), (рис. 2е). В результате для каждой амплитуды выходных импульсов появляется свой подканал, внутри которого полярность импульсов чередуется.

В третьем варианте преобразователя число уровней выходного сигнала увеличено до девяти. По своей структуре он близок к первому варианту. Отличие заключается в том, что схема сброса вырезает не один, как ранее, а два задержанных импульса. Входная информация, заложенная в двух входных битах, кодируется 4-мя уровнями амплитуды выходного импульса с попеременно изменяющейся полярностью.

Выходные сигналы трех вариантов преобразователей и их спектры приведены в таблице. В качестве сравнения таблица дополнена аналогичными данными для наиболее популярных на настоящее время кодов применяемых для передачи цифровых данных по проводным и кабельным линиям в различных отраслях, в том числе в скважинной геофизике [5].

		
АФМ5(Вариант 1)		
АФМ5(Вариант 2)		
АФМ9(Вариант 3)		
2В1Q		
Тип кода	F 100 200 300 400 кГц	Г 40 80 120 160 мкс
	Спектр сигнала в линии	Сигнал в линии

Результаты, отображенные в таблице, получены в условиях, когда на входы кодеров со скоростью 500кбит/с. подаются двоичные данные с 11-ти разрядного регистра псевдослучайной последовательности. Ширина информационного импульса в выходном сигнале кодеров равна величине тактового интервала в линии. Спектры сигналов вычисляются во временном окне длительностью 1000мкс.

Спектр выходного сигнала преобразователя в коде АФМ5 (Вариант 1) подобен спектру кода HDB3, но при равной скорости передачи данных занимает в два раза меньшую полосу частот. То есть битовая скорость выросла в два раза. Сигнал на выходе преобразователя почти балансный. Максимальный уровень небаланса возникает при повторении на входе комбинации 1110. Это не вызывает сбоев на приеме, но может снизить длину линии связи.

При сейсмоакустических методах исследования скважин сигналы с датчиков сосредоточены близ ноля и по своему виду близки к модулированной по амплитуде синусоиде. В этих условиях небаланс выходного сигнала кодера АФМ5 минимален, дальность и качество приема не снижается, скремблирование входных данных не требуется. Подобный преобразователь со скоростью передачи данных величиной 512кБод применяется в аппаратуре ЦСК-24 [1]. Практика работ показывает что, в этом случае процесс настройки тракта приема аппаратуры на иной кабель не требует высокой квалификации оператора.

Выходной сигнал преобразователя в коде АФМ5(Вариант 2) полностью балансный, что не накладывает ограничений на форму входных сигналов. Однако теперь в линейном сигнале встречаются кодовые комбинации из пар импульсов одинаковой полярности, которые вызывают нежелательное расширение спектра сигнала в окрестности полутаковой частоты. В результате, для равного качества приема данных балансного сигнала по сравнению с первым вариантом преобразователя, потребуется дополнительное расширение полосы пропускания тракта на 25%.

Максимум энергии в спектре выходного сигнала третьего варианта преобразователя смещен в область нижних частот. Основной лепесток спектра теперь занимает полосу в 167кГц. Что говорит об увеличении битовой скорости кода в 1,5 раза в сравнении с кодом АФМ5.

Предложенный способ кодирования позволяет и далее наращивать основание канального импульса, например до 17-ти или 33-х уровней напряжения и т. д. Но одновременно с ростом битовой скорости нарастают негативные явления. Увеличивается доля низкочастотных составляющих, снижается помехоустойчивость.

Тем не менее, спектр линейного сигнала в коде АФМ9 выглядит гораздо предпочтительнее спектра сигнала в коде 2B1Q, с чем мы связываем определенные перспективы данного варианта преобразователя. Пока же первые результаты, полученные с простым корректором

показывают, что скорость передачи кодера АФМ9 в сравнении с кодером АФМ5, по крайней мере, не уменьшилась.

В заключении отметим, что все рассмотренные схемы многоуровневых преобразователей достаточно просты. Их термостойкость в сравнении с кодером HDB3 осталась на прежнем уровне. Она значительно превышает 150°C и как прежде ограничивается термостойкостью выходного формирователя. Что позволяет начать проектирование высокоскоростной (800-1000)кБод скважинной телеметрии на рабочую температуру 175°C.

Выводы

Рассмотрены три новых варианта термостойких многоуровневых кодеров для скважинной телеметрии с битовой скоростью 4 и 6 бита на герц. Проведено сравнение спектров их выходных сигналов со спектрами сигналов в кодах HDB3 и 2B1Q.

По результатам проведенного анализа преобразователь АФМ5 с попеременным чередованием выходных импульсов рекомендуется использовать в приборах для ВСП и АК. Его применение в аппаратуре ЦСК-24 со скоростью передачи данных 512кБод позволило одновременно с увеличением скорости передачи упростить схему корректора и значительно облегчить его настройку при смене кабеля.

Литература

1. Е.А. Виноградов, Ю.В. Антипкин, А.В. Торцев. Скважинная телеметрия. Журнал «Технологии сейсморазведки» №2, 2006.
2. Ю.В. Антипкин, Е.А. Виноградов. Способ преобразования двоичного сигнала в пятиуровневый сигнал и устройство для его осуществления. Заявка №2008115160.
3. С. Beauducel, J. Cretin, D. Saussier. Process and device for optimizing signal transmission rates on multifunctional well cables. Патент США 5,243,337.
4. W.R. Gardner, K.R. Goodman, R.D. Puckett. High data rate wireline telemetry system. Патент США 5,387,907.
5. В.Г. Рафиков, М.Я. Гайфуллин, Р.Р. Хабиров и др. Цифровая аппаратура ВАК-73М с расширенными возможностями исследования фильтрационно-емкостных свойств горных пород методом ВАК // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2006. Вып. 7-8(148-149). С. 228-236.

ПРИМЕНЕНИЕ СКВАЖИННЫХ СЕЙСМИЧЕСКИХ НАБЛЮДЕНИЙ ПРИ ИЗУЧЕНИИ ТЕХНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ КОЛОННОГО ВИБРОСЕЙСМИЧЕСКОГО ИЗЛУЧАТЕЛЯ

В.М.Громыко*, Ю.Г.Панько*, А.В.Серебренников*, Г.П.Лопухов**

*РУП «ПО «Белоруснефть», г.Гомель, **ИСМАН, г.Москва

DOWNHOLE SEISMIC MONITORS FOR LEARNING TECHNICAL PROPERTIES OF CASING VIBROSEIS EMISSION

V.M.Gromyko*, Y.G.Panko*, A.V.Serebrennikov*, G.P.Lopukhov**
*BelarusNefit Co, Gomel City, Belarus, **ISMAN Institute, Moscow, Russia*

Аннотация. Колонный вибросейсмический излучатель включает в себя обсадную колонну ликвидированной скважины, устье которой специально оборудуют для установки на него вибратора СВ 16/120 и предназначен для доставки энергии к нефтепродуктивному пласту с меньшими, чем при наземном способе возбуждения, потерями. Для получения экспериментальных данных о свойствах КВИ были проведены опытные работы на Березинском месторождении нефти. Регистрация упругих колебаний проводилась в двух скважинах расположенных на расстоянии 450 м и 1050 м от устья скважины аппаратурой АМЦ-ВСП-3-48М. Обработка полевых материалов выполнялась с использованием пакета ЮНИВЕРС.

На основании анализа амплитуд и АЧХ, зарегистрированных в скважинах сейсмических колебаний, проведена оценка технических параметров, характеристики направленности КВИ и выполнен сравнительный анализ данных для КВИ и ВСП с поверхности Земли.

Abstract. The string vibroseismic emitter includes an abandoned well casing which one mouth expressly rig for array on it of dipole SV 16/120 and is intended for energy delivery to a petropay with smaller, than at a land expedient of excitation, losses. For reception of experimental data about properties SVE development works on the Berezinsky oilfield have been made. Registration of elastic vibrations was held in two holes of 450 m laied out apart, 1050 m from hole mouth by instrumentation AMC-VRF-3-48M. Treatment of field materials was executed with usage of package UNIVERS. On the basis of the analysis of amplitudes and AFC, the seismic transients filed in holes, the appraisal of technical arguments is made, beam patterns SVE and the comparative analysis of data for SVE and VAFPZ from a surface of the Earth is made.

В 2004-2006 годах в РУП «ПО «Белоруснефть» были проведены опытно-промысловые работы по опробованию эффективности использования низкочастотного вибросейсмического воздействия на продуктивную зону пласта (ВСП) с использованием наземных передвижных вибраторов с целью повышения нефтеотдачи. Анализ МЭРов по месторождениям показал, что низкочастотное вибровоздействие дает положительный эффект [1, 2], однако его влияние оказалось не столь значительным в силу недостаточной мощности излучения. Одним из путей повышения эффективности этих работ является применение таких устройств, которые могут подвести излучаемую энергию непосредственно к нефтяному пласту с меньшими, чем при наземном способе возбуждения,

потерями [3, 4]. Для этих целей была предложена конструкция, которая включала в себя обсадную колонну ликвидированной скважины, устье которой специально оборудуют для установки на него вибратора. Такая комбинация технических средств получила название колонный вибросейсмический излучатель (КВИ)

Для получения экспериментальных данных о технических свойствах КВИ и эффективности его использования были проведены опытные работы на Березинском месторождении нефти с использованием обсадной колонны скважины № 106 (ликвидационный мост установлен в интервале 1910-2437 м; предполагалось, что данный цементный мост будет являться основным источником распространения упругих колебаний в геологическую среду) и виброисточника СВ 16/120 (рис. 1). Регистрация упругих колебаний проводилась в двух скважинах № 131 и 136. Забой скважин расположены на расстоянии 450 м и 1050 м от устья скважины №106. На основании анализа зарегистрированных амплитуд и АЧХ проведена оценка технических параметров и характеристики направленности, выполнен сравнительный анализ данных для КВИ и ВСВП с поверхности Земли. Аналога подобных исследований в доступных литературных источниках не выявлено.

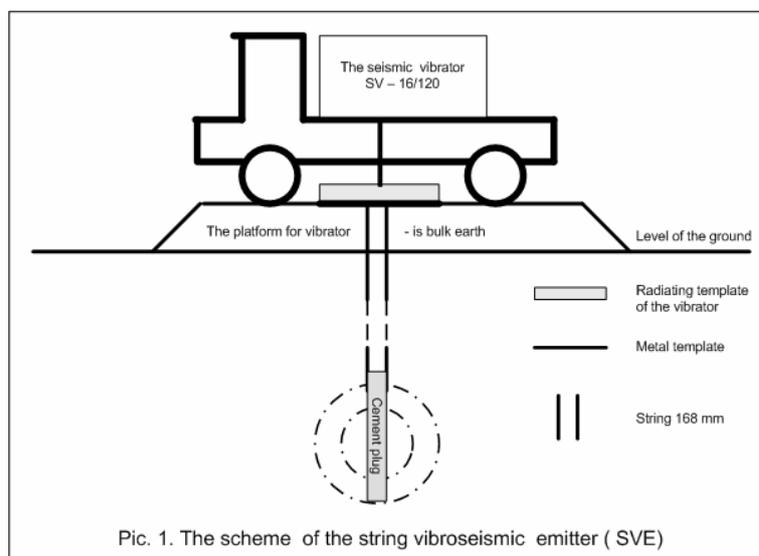
Сопоставление амплитуд сейсмической записи от виброисточника, расположенного на поверхности Земли и КВИ показывает, что энергия излучения при возбуждении широкополосных свип-сигналов значительно выше от вибратора, установленного на Земле. Такая особенность излучения связана с конструкцией КВИ, который передает энергию упругих колебаний в осадочную толщу через обсадную колонну, имеющую незначительную площадь излучения по сравнению с площадью излучающей плиты вибратора при установке его на поверхности Земли, а получить большие амплитуды перемещений колонны и цементного моста в интервале 1910-2437 м, не представлялось возможным, в силу ограниченности мощности вибратора СВ 16/120.

Наблюдения ВСВП выполненные по всему стволу скважины дают основания говорить, что КВИ является более высокочастотным источником упругих колебаний и менее мощным по сравнению с наземным вибратором: максимум спектра для КВИ приходится на область 45-50 Гц, а для наземного источника он находится в диапазоне 33-38 Гц. Интенсивность сейсмической записи от вибратора расположенного на поверхности Земли, в целом выше, чем от КВИ, но с глубиной разница в амплитуде уменьшается. Следовательно, потери энергии высокочастотного спектра по колонному вибросейсмическому излучателю значительно меньше, чем по осадочной толще, что определяет перспективы применения волноводов для закачки энергии в пласт.

Исследования ВСВП показали также, что как наземный вибратор, так и КВИ являются точечным источником. В случае установки вибратора на

Землю излучение упругих колебаний происходит с поверхности, а в случае КВИ основная доля энергии излучается с приповерхностной части обсадной колонны, где фактически начинается цементаж. «Отвязать» упругие волны, распространяющиеся по колонне от волн, идущих по вмещающим породам при хорошем цементаже колонны, не удается.

Сопоставление графиков амплитуд от наземного источника и КВИ позволило выделить три области – низких, средних и высоких частот. В области средних частот (26-47 Гц) безоговорочное преимущество по энергии излучения имеет наземный излучатель, т.е. вибратор, установленный непосредственно на грунт. В то же время в области низких (10-21 Гц) и высоких (66-75 Гц) частот амплитуда колебаний от КВИ и наземного излучателя практически сопоставимы, а на отдельных интервалах – 12-13 Гц, 20-21 Гц, 70-71 Гц амплитуда сигнала от колонного вибросейсмического излучателя выше, чем от вибратора, установленного на поверхности Земли.



Таким образом, можно констатировать, что колонный вибросейсмический излучатель имеет достаточно выраженную направленность и обладает определенными преимуществами по сравнению с наземным вибратором. В диапазоне частот ниже 11-12 Гц КВИ может проявить себя как линейный источник, а на частотах 70-75 Гц выступать в виде волновода. Однако и в том и в другом случаях мощность излучения вибратора СВ 16/120 на этих частотах весьма мала, поскольку он не является специализированным источником для низкочастотного вибровоздействия на пласт, а предназначен для целей наземной сейсморазведки с соответствующим диапазоном частот. Отсюда следует, что дальнейшие перспективы КВИ можно связывать с применением более мощных наземных передвижных виброисточников (типа СВ 30/120), а также созданием специализированных комплексов для вибросейсми-

ческого воздействия на пласт, которые предполагают как использование обсадной колонны, так и применение специальных волноводов, изолированных от этой колонны.

Литература.

1. Демяненко Н.А. Эффективность новых технологий повышения нефтеотдачи на месторождениях РУП «ПО «Белоруснефть» и пути их развития // Эффективные пути поисков, разведки и разработки залежей нефти Беларуси. Материалы научно-практической конференции (4-6 октября). – Гомель; РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», 2007. – с. 266-281.

2. Серебренников А.В., Громыко В.М., Демяненко Н.А., Лопухов Г.П. Опытные-промысловые испытания технологии вибросейсмического воздействия на пласт на нефтяных месторождениях Республики Беларусь // Эффективные пути поисков, разведки и разработки залежей нефти Беларуси. Материалы научно-практической конференции (4-6 октября). – Гомель; РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», 2007. – с. 328-332.

3. Лопухов Г.П. Способ разработки обводненного нефтяного месторождения и устройство для его осуществления/ Патент РФ №2163660, оп. 27.02.2001, бюл. №6.

4. Лопухов Г.П. Способ разработки обводненного нефтяного месторождения и устройство для вибросейсмического воздействия на это месторождение/ Патент РФ №2172819, оп. 27.08.2001, бюл. №24.

ВЛИЯНИЕ ПАРАМЕТРОВ ИМПУЛЬСНЫХ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ИСТОЧНИКОВ СЕЙСМИЧЕСКИХ ВОЛН «ЕНИСЕЙ КЭМ-4» НА КАЧЕСТВО МАТЕРИАЛОВ ВСП

Т.Р. Ганиев *, А.А. Сергеев*, В.А. Ленский * *
ООО «Анега*», г. Уфа, **ООО «Геостра», г. Уфа

INFLUNCE OF PARAMETERS OF PULSE ELECTROMAGNETIC SOURCES OF SEISMIC WAVES «YENISEI KEM-4» ON QUALITY OF TRIFLING MATERIALS VSP

T.R. Ganiev*, A.A. Sergeev*, V.A. Lensky**
*Anega, Ltd., Ufa, **Geostra, Ltd., Ufa

Аннотация. Обсуждаются результаты опытно-методических работ, по выбору параметров возбуждения импульсных электромагнитных источников сейсмических волн Енисей «КЭМ-4». С целью повышения качества работ ВСП были выполнены эксперименты: по изменению

количества накоплений; группирование; а так же по воздействию электромагнитных источников на плотный и на разуплотненный грунт.

Abstract. In report the results of skilled-methodical works on choosing the excitement parameters of pulse electromagnetic sources to excite «Yenisei KEM-4» seismic waves are discussed. Purposely, to improve the quality of VSP works, the experiments on changings of quantity accumulations; grouping; and on influence of electromagnetic sources on consolidated and unconsolidated ground had been made.

В последние годы при различных сейсморазведочных работах в качестве источников сейсмических колебаний широко применяются невзрывные источники. Одним из таких источников является импульсный электромагнитный источник возбуждения сейсмических волн «Енисей КЭМ-4» производства ООО «Геотехноцентр», г. Минусинск. Предпочтение использования импульсных электромагнитных источников обусловлено простотой использования, дешевой проводимых работ, высокой надежностью, неприхотливостью к погодным условиям и другими качествами.

С июля 2007 года импульсные электромагнитные источники «Енисей КЭМ-4» начали применяться в ОАО «Башнефтегеофизика» при выполнении работ методом ВСП- НВСП. Выявлено, что, не смотря на высокую стабильность условий возбуждения, существует необходимость анализа параметров возбуждений с целью обеспечения необходимого качества полевых работ. Для анализа параметров возбуждения в условиях Башкортостана в зимних условиях в двух скважинах выполнены специальные эксперименты.

Для регистрации сейсмического сигнала использована телеметрическая модульная цифровая аппаратура для скважинной сейсморазведки «Волна ТБ» производства ООО «Элегра» (г.Уфа, респ. Башкортостан).

С целью определения влияния уплотнения грунта на уровень сигнала был проведен эксперимент при следующих условиях: четыре источника расположены параллельно друг к другу, расстояние между источниками- 1.5 м, удаление источников 80 м, глубина регистрации- 300 м. В скважине № 13 Саитовского месторождения измерения произведены из десяти последовательных воздействий на твердый мерзлый грунт (твердая очищенная от снега поверхность). Аналогичные измерения проведены в скважине №133 Рятамакского месторождения, воздействия осуществлялись на разрыхленный мерзлый грунт (заснеженная пашня), выполнено двадцать последовательных воздействий. Учитывая более существенное изменение грунта, результаты представлены не только в виде зависимости амплитуды сигнала от порядкового номера воздействия (рис 1), но и в виде формы записи для каждого воздействия (рис.2).

С целью выявления зависимости уровня сигнала от количества накоплений каждого из источников были проведены измерения при одном, трех, пяти, восьми, десяти и пятнадцати воздействиях. Измерения проводились в скважине № 13 Саитовского месторождения на твердом мерзлом грунте. Результаты представлены в виде зависимости соотношения сигнал-шум от количества накоплений (рис 3).

Выполнен эксперимент по изучению работы источников в группе. Измерения проведены в скважине № 13 Саитовского месторождения, глубина регистрации 300 м. Количество источников изменялось от одного до четырех, возбуждение выполнялось на твердом, мерзлом грунте. На (рис. 4) представлена зависимость амплитуды сигнала от количества источников.

Анализ результатов выполненных исследований позволяет сделать следующие выводы.

1. При воздействии на плотный мерзлый грунт стабилизация амплитуды возбуждаемого сигнала наступает довольно быстро – после второго воздействия. При дальнейших воздействиях амплитуда практически не изменяется.

2. При воздействии на разуплотненный мерзлый грунт стабилизация амплитуды и формы возбуждаемого сигнала наступает значительно позднее – после четвертого воздействия. Причем в дальнейшем амплитуда сигнала имеет тенденцию к менее резко выраженному постоянному росту.

3. При воздействии на плотный мерзлый грунт с увеличением количества накоплений нормированная амплитуда сигнала практически не изменяется, но отношение сигнал-шум возрастает с увеличением числа накоплений до 9 и далее практически не меняется (некоторые флуктуации отношения сигнал-шум связаны с изменением во времени уровня шумов в скважине).

4. Усилие воздействия на грунт каждого источника различно.

5. При увеличении числа источников в группе амплитуда сигнала увеличивается практически линейно, что указывает на синхронность работы модулей в группе. Соотношение сигнал – шум возрастает более сложным образом, что объясняется зависимостью уровня шума от усилия воздействия на грунт каждого источника, источники со слабым воздействием (034) приносят и меньший уровень шума.

Полученные результаты приводят к следующим методическим рекомендациям.

При постановке источников на пикет необходимо произвести не менее двух пробных воздействий на твердом грунте и четырех воздействий на рыхлом грунте с целью стабилизации амплитуды и формы возбуждаемого сигнала. Для повышения амплитуды сигнала, а также соотношения сигнал-шум не целесообразно увеличивать число накоплений больше девяти. Путем дальнейшего увеличения энергии

возбуждаемого импульса является увеличение числа источников в группе. Каждый источник должен подвергаться индивидуальной настройке рабочих зазоров, чтобы уменьшить различие воздействий на грунт.

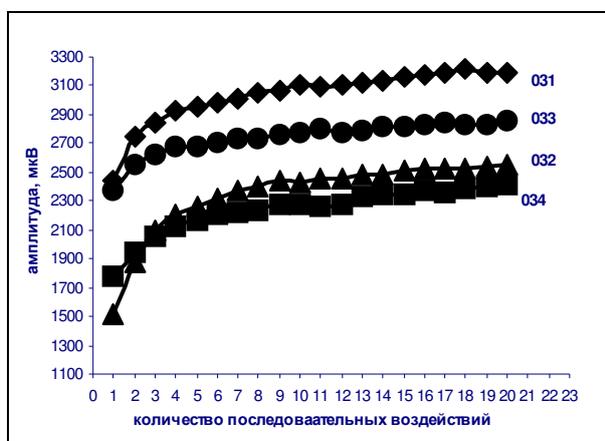


Рис. 1. Зависимость амплитуды сигнала от количества воздействий на разрыхленный мерзлый грунт. В скважине №133 Рятамакского месторождения, глубина регистрации 300 м. Цифрами показаны заводские номера источников «Енисей КЭМ-4»

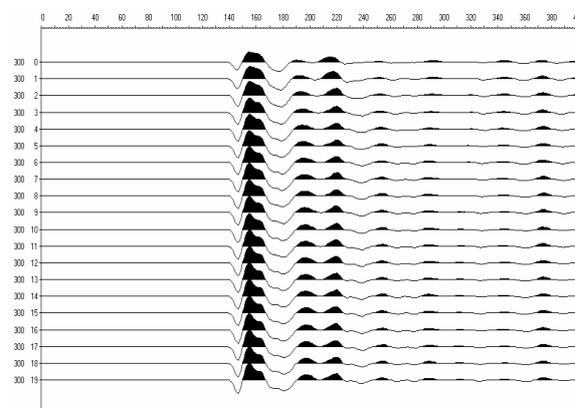


Рис. 2. Изменение формы сигнала при уплотнении грунта

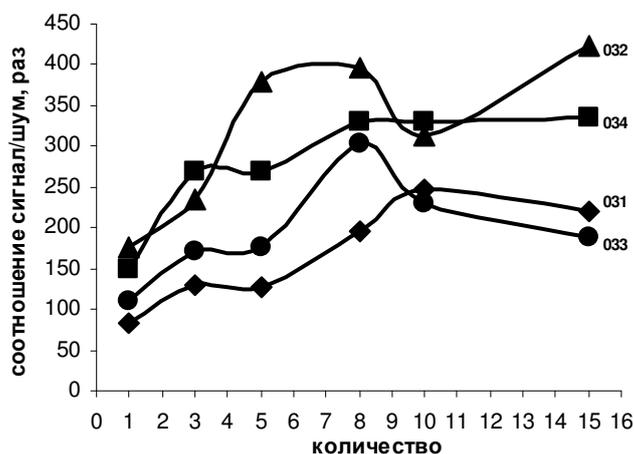


Рис. 3 Зависимость соотношения полезного сигнала к уровню шума от числа накоплений. В скважине № 13 Саитовского месторождения. Глубина регистрации 300 м. Цифрами показаны заводские номера источников «Енисей КЭМ-4»

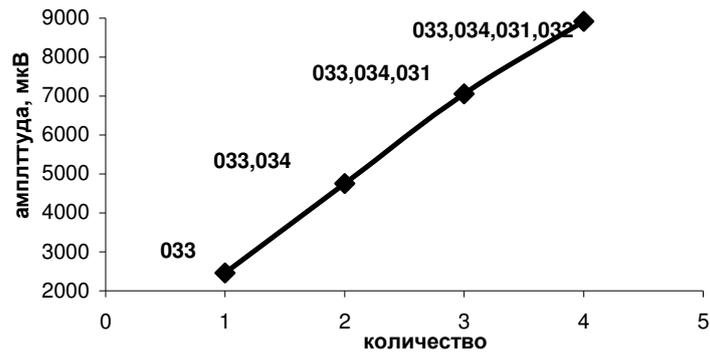


Рис.4. Зависимость амплитуды сигнала от количества источников. В скважине № 13 Саитовского месторождения. Глубин 300 м. Цифрами показаны заводские номера источников «Енисей КЭМ-4»

СКВАЖИННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ВСП И МОНИТОРИНГА КОМПАНИИ SERCEL

Олег Валишин
SERCEL Downhole Division

SERCEL VSP AND MONITORING SOLUTIONS

Oleg VALISHIN
SERCEL Downhole Division

Абстракт SlimWave™ – это цифровой скважинный сейсмокаротажный комплекс малого диаметра использующий до 12 зондов. В комплексе SlimWave™ применяются последние технологические достижения комплекса GeoWaves™, вдобавок к этому, благодаря уменьшенному диаметру прибора (43 мм), этот комплекс может применяться в скважинах малого диаметра, либо для записи ниже НКТ.

GeoWaves™ – это цифровой многоуровневый (до 32 уровней) скважинный зонд для вертикального сейсмического профилирования (VSP). Его можно использовать для постоянного размещения, или на вспомогательном канате, для регистрации микросейсмических проявлений для гидравлического анализа разрывов пласта или мониторинга пластов, или для стандартной регистрации, или трёхмерной регистрации вертикального сейсмического профилирования, или для четырёхмерного (4D) анализа, или для детализации пластов.

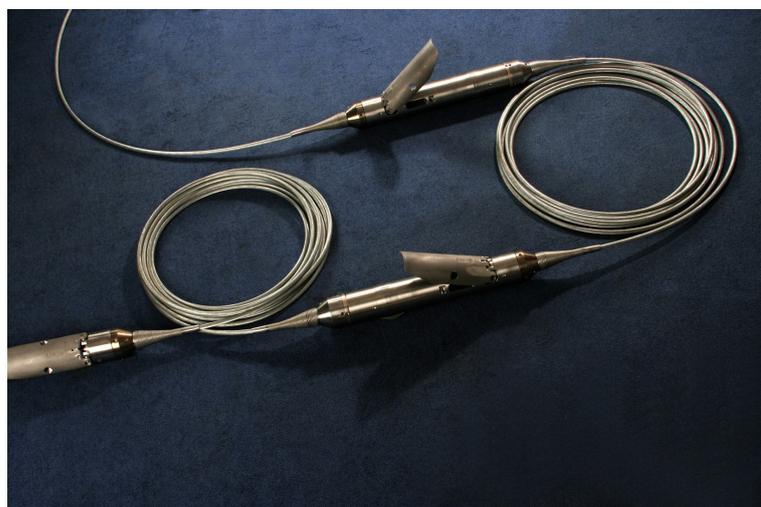
MaxiWave™ – это 100-уровневый скважинный сейсмический зонд для вертикального сейсмического профилирования (ВСП). Он может использоваться для постоянной установки или для установки на вспомогательный канат для записи микросейсмических событий для гидравлического анализа трещинообразования или мониторинга пластов,

для стандартной регистрации, 3D вертикального сейсмического профилирования (ВСП), четырехкомпонентного 4D анализа или детализации состояния пластов.

Abstract SlimWave™ is a small diameter digital multi-level downhole seismic array for up to 12 levels. It benefits from the same technological advances as GeoWaves™ with the additional benefit of being usable in very small diameter wells or through any completion restriction thanks to its reduced diameter (1 in. 11/16, standard for production logging tools).

GeoWaves™ is a Digital multi-level (up to 32) Downhole Seismic Array to record vertical seismic profiles (VSP). It can also be used for semi-permanent installation in a fixed position in the well for passive monitoring (hydraulic fracturing mapping or reservoir monitoring) or to record heavy surveys such as 3D VSP and 4D VSP around the well for detailed and time-lapse reservoir imaging.

MaxiWave™ is a 100-level Digital Downhole Seismic Array to record vertical seismic profiles (VSP). It can also be used for semi-permanent installation in a fixed position in the well for passive monitoring (hydraulic fracturing mapping or reservoir monitoring) or to record heavy surveys such as 3D VSP and 4D VSP around the well for detailed and time-lapse reservoir imaging.



Авторский указатель

	Стр.	
А		М
Адиев Р.Я.		Максимов Г.А.
Александров П.Н.		Максимов Е.М.
Амиров А.Н.		Мамаев А.В.
Антипкин Ю.В.		Масагутов Р.Х.
Ахтямов Р.А.		Митасова Н.Н.
		Митасов В.И.
Б		Мухин А.А.
Баев А.В.		Мухин Д.А.
Баранов К.В.		
Бачурин Н.А.		П
Богомолова Н.А.		Павлов Иван
Бодякин В.А.		Панько Ю.Г.
Бондарева Н.В.		Пахомов В.Ф.
		Поздняков В.А.
В		Помазанов В.В.
Виноградов Е.А.		
Ван Шуюн		Р
Валишин О		Редеккоп В.А.
Г		С
Ганиев Т.Р.		Салихова Ф.Х.
Гирман И.А.		Сафонов Д.В.
Голикова Г.В.		Семченкова Т.В.
Громыко В.М.		Сергеев А.А.
		Серебренников А.В.
Д		Степченков Ю.А.
Деров А.В.		
Дёка А.А.		Т
		Табаков А.А.
Е		Терехин А.А.
Елисеев В.Л.		Тимошенко И.А.
		Торцев А.В.
К		Туйков Д.Г.
Каждан Е.Г.		
Каштан Б.М.		Ш
Клятышева Л.Р.		Шарова Т.Н.
Колосов А.С.		Шапоренко С.Н.
Копчиков А.В.		Шехтман Г.А.
Коровко Л.Н.		Шиликов В.В.
Кузнецов В.М.		
Кузнецова Н.М.		Ф
Кушмар И.А.		Ференци В.Н.
		Фрадкин Л.А.
Л		
Лазарьков М.Ю.		Х
Ледяев А.И.		Хохлов Г.А.
Ленский В.А.		
Лопухов Г.П.		Ч
		Чудинов Ю.В.

Перечень организаций - участников, докладчиков и содокладчиков

- А** ООО "Анега", г. Уфа т./ф.(347)237-2082, aleksey@tngf.ru
timsonufa@yandex.ru
- Avalon Sciences Limited, UK т: +44(0)1458 270000
(геофизическая компания) Bill.Hall@avalonsciences.com
Великобритания
- Б** Baoding Earth Science & Technology Co Ltd, Китай Т. ..86-312-8691639, bdest@263.net
- РУП «ПО Белоруснефть», contact@beloil.gomel.by т:55-22-60
Гомель V.Gromyko@beloil.by т:79-33-78
- В** ООО «ВимСейс-Технология», т: (495) 673-28-81, vimseis@vimseis.ru
г. Москва
- ВНИИГеофизика, г. Москва Т.(499) 264 –6710 vniigeof@geophys.ru
- ВНИИГРИ г. Санкт- +7(812)273-43-83 ф.. +7(812)275-57-56
Петербург Ins@vnigri.spb.su
- Г** ООО «Геоверс», т: (499) 192-81-35, ф: (499) 192-81-35
г. Москва vsp@cge.ru
- ГЕОКОСМОС, Москва +7(495) 950-3046 953-00 74
info@geokosmos.ru
- ООО "Геология резервуара", т: (3452) 20-07-06, (3452) 20-07-04
г. Тюмень info@tsaggi.ru
- ГЕОЛИДАР, Москва +7(495) 953-0100
evgeniy_medvedev@geolidar.ru
- ООО НПЦ «Геостра», г. Уфа т/ф:(347)237-2082, vlad_b@bngf.ru
Т/ф(347) 237-2008 mark@bngf.ru
- ОАО «Газпром промгаз» S.Sekretov@promgaz.ru
Москва
- И** Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО т. 8383-3304957, факс 8383-3332513,
РАН, г.Новосибирск chev@uiggm.nsc.ru
- ФГУНПП т.38-76-11, ф.(3952) 38-76-11,
«Иркутскгеофизика», ntruf@gic.irk.ru
Геоинформационный центр,
г.Иркутск
- ИТЕРА, Москва +7(495)233-2933 nba-petroleum@mail.ru
- К** ООО «Компас Плюс», г. Уфа т: (3472) 35-7870, факс (3472) 37-2008
compass@ufanet.ru

	АО НК «КазМунайГаз», Астана, Казахстан	8 7172979612 D.Bulzhanova@kmg.kz
	ЗАО «Красноярскгеофизика», <i>г.Красноярск</i>	T+7 (3912).591-743, ф... .591-735, Email: ric@kgf.ru, Dima@kgf.ru
	КГУ, Казанский Гос. Ун-т. гор.Казань	Ater@ksu.ru
	ОАО «Калининграднефте- геофизика» гор.Калининград	T. 7(4012) 53 8081 ф. 45-1818 Serk_geo@gazinter.net
М	МГУ, г.Москва	
	Московский инженерно- физический институт (МИФИ), <i>г. Москва</i>	т: 323-93-96, ф: 324-21-11 maximov@dpt39.mephi.ru
Н	Концерн «Надра», Киев	vryumin@ukr.net
	ООО «НИИморгеофизика- Интерсервис», <i>г. Мурманск</i>	(8152) 44-39-95, niimsc@polarnet.ru
	НИИФ им. Фока СПбГУ, <i>г. Санкт-Петербург</i>	т: (812) 428-72-20, ф: (812) 428-72-40 apver@paloma.shbu.ru
	НТЦ по разработке геофизи- ческих технологий. г. Краснодар	Тел. 8-918-431 4774
О	ОАО Оренбургнефть	+7(35342)73-670 info@orneft.tnk.ru
П	ОАО «Пермьнефтегеофизика», Пермь	Chudinov_j@pngf.ru
	ОАО "Промгаз", <i>г.Москва</i>	т. 504-43-72 504-42-58, ф. 504-43-70 \ S.Sekretov@promgaz.ru
Р	ЗАО фирма «Рой Интернешнл Консалтинг, Инк», Москва	T/ф +7(495) 771-32-07 zavesin@royint.com
С	ОП «Спецгеофизика » ГФУП ВНИИГеофизика, г. Москва	+7(495) 994-23-18 spetsgeo@telcomnet.ru
	С-ПбГУ, Физический факультет, Санкт Петербург	tgand@phys.spbu.ru т: 7(812) 428-7200 ф....428-7200
	ТОО «СапаБарлауСервис», Алматы , Казахстан	T: +7 727 258 2785 ф. ...258 33 96 tat_semch@mail.ru
	Sercel, Франция	Oleg.valishin@sercel.com
	ООО «СовГеоИнфо», Москва	+7(495) 959-80-81 sgi_geolog@mtu-net.ru
	ЗАО НПФ	T/ф(34767) 5-29-90 info@seismoset.ru

	«СейсмоСетСервис», гор. Октябрьский. Р. Башкортотстан	
	ООО НПЦ «Славнефть», Тверь	tvergw@slavneft.ru
Т	ООО «ТНГ-Групп», <i>г. Бугульма</i>	т: (85594) 7-14-01, ф: (85594) 3-07-55 doronkin@tngf.tatneft.ru
	ООО TGS Нопес (Ти Джи Эс Нопек), Геофизическая компания, Москва	Т: 8(495)229-1326 ф. (495) 959-8118, Gennadiy.bannikov@tgsnopes.ru
	ОАО «ТНК-ВР Менеджмент», <i>г.Москва</i>	т.+7(905) 774-11-87, vamikhailov@tnk- bp.com
	ООО «ТНГ-Геосейс» г. Бугульма, Татарстан	Т/ф +7(85594)9-12-15 ishuev_tagir@mail.ru
	ЗАО ПГО Тюменьпром- геофизика, г. Мегион	Vvededensii_VV@tpg.ru Тел.(34663)2-1609 ф.3-24 22
У	ЗАО «Укрнефтегазгеофизика», <i>г.Киев</i>	т.+380 63 3855507, ф.:+380 44 4301331, ungg@ukr.net, vryumin@ukr.net
	ООО «УНИС» г. С-Петербург.	
Ф	ООО «Фугро Геосаенс ГмбХ» , Москва	Т.+7(495) 984-29-12 , dchulkib@fugro-jason.com
Х	Halliburton DE&DS, Landmark.Moscow	Т/ф: 7(495)755-83 00 960-2949 Dmitry.Nesterenko@halliburton.com
Ш	НЦ Шлюмберже , <i>г.Москва</i>	т.935 82 00, ф.644 20 03, dpisarenko@moscow.oilfield.slb.com
Э	ООО «ЭЛЕГРА», <i>г.Уфа</i>	+7(347)272-6024 bng@ufacom.ru
Ц	ОАО «ЦГЭ», <i>г. Москва</i>	т: (495) 192-64-15, ф: (495) 192-80-88 cge@cge.ru
	ЦГЭМИ ИФЗ РАН г.Троицк Московской обл.	Т:8(495)7777218, alexandr@gemi.troitsk.ru
	Центр Экологических технологий им. Гельмгольца г. Лейпциг, ФРГ	+49(341) 235-39-89, ф. +49(341) 235-21-26 philipp.buckup@ufz.de