



2016

Сейсмические Технологии

Научно-практическая конференция

Сборник тезисов конференции

18-20 апреля 2016 г.
Москва

УДК 550.34(063)

ББК 26.21я431

C28

Сейсмические технологии, 2016: науч. практ. конференция: сб. тезисов конференции, 18-20 апреля 2016 г. – М.: Феория, 2016. – 255 с.
ISBN 978-5-91796-058-6.

Сборник «Труды III научно-практической конференции «Сейсмические технологии-2016» представляет собой книгу тезисов докладов участников конференции. Сборник состоит из глав, соответствующих секциям технической программы конференции: общая (пленарная), полевые технологии, инженерные изыскания, обработка сейсмических данных, интерпретация сейсмических данных. Все тезисы представлены в редакции авторов.

Организаторами конференции выступили Центр анализа сейсмических данных МГУ имени М.В. Ломоносова и Институт физики Земли имени О. Ю. Шмидта РАН при поддержке Центральной геофизической экспедиции и Евро-Азиатского геофизического общества.

Подготовлено к выпуску издательством ООО «Феория» по заказу ООО «Центр анализа сейсмических данных МГУ имени М.В. Ломоносова».

ООО «Феория».
127018, Москва, Савёловский проезд, д. 8 строение 2
dikmaps@yandex.ru

ООО «Центр анализа сейсмических данных МГУ имени М.В. Ломоносова»
Свидетельство о внесении записи в ЕГРЮЛ 77 № 011971330 от 25 июля 2011 г.
119234. Москва, Ленинские горы, Научный парк МГУ, владение 1, стр. 7
(495) 930-85-52/ 930-80-58

ОРГАНИЗАТОРЫ



ООО «Центр анализа сейсмических данных МГУ»
Институт физики Земли имени О.Ю. Шмидта РАН
АО «Центральная геофизическая экспедиция»
Евро-Азиатское геофизическое общество

Центр анализа сейсмических данных МГУ имени М.В. Ломоносова и Институт физики Земли имени О. Ю. Шмидта РАН совместно с Центральной геофизической экспедицией и Евро-Азиатским геофизическим обществом приглашают Вас принять участие в научно-практической конференции «Сейсмические технологии-2016».

Впервые конференция была организована в 2014 году и была посвящена памяти выдающегося российского геофизика, Владимира Марковича Глоговского. Конференция получила широкий отклик и многочисленные положительные отзывы. Участники Первой конференции согласились с целесообразностью ежегодного проведения таких встреч, и было принято решение сделать конференцию традиционной. В 2016 году конференция проходит уже в третий раз и насчитывает среди зарегистрированных участников более 300 специалистов отрасли. Большой успех конференции обусловлен назревшей острой необходимостью широкого диалога и постоянной координации научных усилий между специалистами в области сейсмических исследований. Основная цель конференции - собрать, прежде всего, представителей сервисных компаний и научно-исследовательских институтов для открытого обсуждения проблем геофизики.

В рамках докладов и круглых столов на конференции планируется обсудить ключевые вопросы современной сейсморазведки – от техники и технологии полевых наблюдений до геолого-геофизической интерпретации результатов обработки сейсмических данных – в условиях сухопутных и морских исследований.

Почетный председатель конференции:

Шнеерсон Михаил Борисович
(РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина)

Председатель программного комитета:

Ампилов Юрий Петрович
(МГУ имени М.В. Ломоносова)

Со-председатели программного комитета:

Гогоненков Георгий Николаевич (АО «ЦГЭ»)
Логовской Валерий Иванович (ООО «ЦАСД МГУ»)
Тихоцкий Сергей Андреевич (ИФЗ РАН)
Токарев Михаил Юрьевич (МГУ имени М.В.Ломоносова)

Председатель организационного комитета:

Пудовкин Александр Андреевич

Программный комитет:

Владов Михаил Львович (МГУ имени М.В.Ломоносова)
Горбачев Сергей Викторович (ООО «РН-Шельф-Арктики»)
Дучков Антон Альбертович (ИНГГ СО РАН)
Жуков Александр Петрович (ООО «ГСД»)
Керусов Игорь Николаевич (ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»)
Лаптев Ярослав Владимирович (ГеоПрайм (IGSS))
Ляндрес Александр Юрьевич (CGG)
Птецов Сергей Николаевич (ООО «ПетроТрейд Глобал»)
Силаенков Олег Александрович (Яндекс.Терра (ООО «СейсмоТек»))
Череповский Анатолий Викторович (Sercel)

Оглавление

Пленарные доклады.....	10
Наземная нефтегазовая сейсморазведка в СССР / России: вчера, сегодня, завтра.Бондарев Владимир Иванович, Крылатков Сергей Михайлович.....	11
Проблемы изучения глубинного строения земной коры сейсмическими методами и возможные пути их преодоления. Половков Вячеслав Владимирович, Попов Дмитрий Андреевич.....	16
Опыт применения морских широкоазимутальных сейсмических систем наблюдений с использованием буксируемых кос и донных регистраторов. Гатаулин Рауль Мадисович, Марданшин Герман Карлович.	21
Совершенствование технологий сейсмоакустических исследований на акваториях. Гайнанов Валерий Гарифьянович, Токарев Михаил Юрьевич.....	23
Проблемы апскейлинга упругих свойств пород-коллекторов. Баяк Ирина Олеговна, Белобородов Дмитрий Евгеньевич, Березина Ирина Александровна, Вдовиченко Игнатий Игоревич, Вершинин Анатолий Викторович, Гилязетдинова Дина Ринатовна, Горбунов Владислав Николаевич, Зингерман Константин Моисеевич, Корост Дмитрий Вячеславович, Краснова Мария Александровна, Тихоцкий Сергей Андреевич, Ульянов Дмитрий Александрович, Фокин Илья Владимирович, Яковлев Максим Яковлевич, Ялаев Тагир Рустамович.....	27
Выбор шага дискретизации достаточного для решения задач интерпретации данных сейсморазведки.Власов Сергей Викторович, Шарин Сергей Викторович, Щелкунов Артем Евгеньевич.	31
Комплексное использование сейсмических волн разного класса для поиска и разведки месторождений УВ-сырья (Новая методология сейсморазведки). Кузнецов Олег Леонидович, Радван Ахмед Абдельфаттах, Чиркин Игорь Алексеевич, Ризанов Евгений Геннадьевич, Колигаев Сергей Олегович.....	38
Концепция и схема технологии оценки структуры и параметров флюидодинамической модели нефтегазового бассейна по сейсмическим данным. Писецкий Владимир Борисович, Копунов Станислав Эдуардович.	41
Предказание трещиноватости на основе незеркальной компоненты сейсмического поля: сопоставление с микроимиджерами. Масюков А.В., Масюков В.В., Шлёнкин В.И.....	44
Секция Полевые технологии	48
Сейсмические антенны. Колигаев Сергей Олегович, Чиркин Игорь Алексеевич, Ризанов Евгений Геннадьевич.....	49
Новые регистраторы для более эффективной наземной сейсмосьемки. Николя Телье. ...	53
Real Time System 2 - новое поколение сейсморегистрирующих систем. Кузьмичев Владислав Евгеньевич.	56

Бескабельная передача данных: мечта или реальность? Череповский Анатолий Викторович, Уилкоккс Стив.....	60
Парадоксы использования нелинейных свипов. Колесов Сергей Васильевич, Жуков Александр Петрович, Некрасов Игорь Александрович.....	64
Результаты опытно-методических работ (ОМР) на Южно-Очаковской площади (Очаковский ЛУ) Самарской области с целью оценки перспектив применения низкочастотных управляющих сигналов при проведении сейсморазведочных работ. Федоров Андрей Борисович, Больбат Владимир Михайлович, Дагаев Игорь Львович, Кучканов Евгений Александрович.	68
Решение задачи оперативного контроля профиля в сейсмосистеме «SCOUT». Гнатюк Александр Иванович, Тарасов Николай Васильевич, Цукерман Игорь Борисович.....	72
Поиск высокозалегающих залежей сверхвязкой нефти сейсморазведочными работами МОГТ на территории РТ. Екименко Валентина Александровна, Добровольская Жанна Константиновна, Морковская Татьяна Владимировна.....	76
Влияние разрешенности сейсмических данных на результаты инверсии на примере метеорождения им. Р.Требса и А.Титова. Логовской Валерий Иванович, Власов Сергей Викторович.	81
Опыт проведения опережающих исследований для прогнозирования оптимальной глубины заложения заряда при проведении сейсморазведочных работ в сложных условиях. Матвеев Феликс Владимирович, Логовской Валерий Иванович.....	85
Секция Скважинные исследования	93
Формирование изображений среды в методе вертикального сейсмического профилирования. Шехтман Григорий Аронович.	94
Об актуальных проблемах разработки и применения аппаратуры для ВСП. Багмут Виталий Алексеевич, Багмут Александр Витальевич.....	98
УДК 550.8.05. Качество установки скважинных зондов, оценка при помощи интерферометрии. Яскевич Сергей Владимирович, Дучков Антон Альбертович, Левочкин Андрей Алексеевич, Керусов Игорь Николаевич, Вингалов Вячеслав Михайлович.....	103
Сейсмический контроль гидроразрыва пласта. Ризанов Евгений Геннадьевич, Чиркин Игорь Алексеевич, Радван Ахмед Абдельфаттах, Юров Антон Александрович, Громыко Валентин Михайлович.....	108
Секция. Инженерные изыскания.....	111
Изучение ВЧР комплексом ТЕЛСС-ВСП. Федотов С.А.....	112
Многоканальный сейсмоакустический комплекс для межскважинного просвечивания и ВСП. Гайнанов Валерий Гарифьянович, Зверев Алексей Сергеевич, Стручков Владимир Александрович.	117

Результаты технологического применения сейсмического метода дистанционной оценки риска потери прочности горного массива в процессе ведения подземных горных работ. Лапин С.Э., Писецкий В.Б., Патрушев Ю.В., Чевдарь С.М.....	119
Физические аспекты применения резонансного метода при исследовании состояния контакта фундаментной плиты с грунтовым основанием. Кувалдин А.В., Капустин В.В.	122
Методика двухуровневых трехчастотных сейсмоакустических наблюдений на акваториях, контроля качества и экспресс обработки данных. Иванова В.И., Бирюков Е.А., Токарев М.Ю., Токарев А.М., Исаенков Р.И., Колюбакин А.А.....	129
Примеры выделения геологических опасностей по данным сейсмоакустических наблюдений на шельфе. Семенова Александра Александровна, Старовойтов Анатолий Васильевич, Терехина Яна Евгеньевна, Росляков Александр Геннадьевич.	132
Возможность использования данных транзитной 3D сейсморазведки для решения инженерных задач и прогнозирования опасностей в ВЧР. Маев Петр Андреевич, Горбачев Сергей Викторович, Понимаскин Алексей Игоревич, Терёхина Яна Евгеньевна.	136
Программно-аппаратный комплекс для прогноза землетрясений по сейсмофлюидодинамическим полям Азербайджана. Керимова Р.А.....	141
Компьютерное моделирование сейсмических процессов в условиях Арктического шельфа высокоточными методами. Д. И. Петров.....	146
Секция Обработка сейсмических данных.....	149
Волновой метод подавления кратных и однократных волн, не использующий знания глубинно-скоростной модели среды. Экспресс методика идентификации продуктивных коллекторов УВ. Фатьянов Алексей Геннадьевич.....	150
Использование метода динамического пересчета для изучения преломляющих границ в верхней части земной коры на опорном профиле 3-дв (Северо-восточный участок, Магаданская обл.). Полянский Павел Олегович, Еманов Александр Федорович, Сальников Александр Сергеевич.....	154
Анализ сейсмических скоростей, рассчитанных по технологии параметрической развертки отображений (ПРО). Мраморова Ирина Михайловна, Глаголев Александр Юрьевич.	159
Новый подход к вычислению средне- и длиннопериодных статических поправок. Мараев Сергей Леонидович, Мараев Владимир Сергеевич.....	163
Теоретическое и экспериментальное исследование предельных возможностей низкочастотной деконволюции сейсмических записей. Дергач Петр Александрович, Юшин Вячеслав Иванович.	167
Перспективы использования анализатора собственных векторов и компонент сигнала при обработке сейсмических данных. Грунская Любовь Валентиновна, Исакевич Валерий Викторович, Исакевич Даниил Валерьевич, Лукьянов Вадим Евгеньевич.	171

Геостатистический подход к использованию данных МСК для определения длиннопериодных статических поправок при сложном строении ВЧР. Романченко Игорь Васильевич, Королев Евгений Константинович, Королев Александр Евгеньевич, Уразаева Дина Надировна.....	175
Эффективность применения современных технологий временной и глубинной обработки широкоазимутальных сейсмических данных для формирования подсолевых отражений в юго-западной части Прикаспийской впадины. Ужакин Борис Александрович, Булеев Сергей Евгеньевич, Калиниченко Геннадий Петрович, Сафронова Ольга Николаевна, Вороновичева Елена Михайловна, Смирнов Константин Александрович.	179
Алгоритм подавления волн-спутников для данных, полученных с сейсмической косой произвольной формы. Егоров Антон Алексеевич, Денисов Михаил Сергеевич.....	183
3D кинематические фильтры в обработке сейсмических данных. Рябинский Максим Андреевич, Фиников Дмитрий Борисович.....	186
Возможности восстановления параметров анизотропии по сейсмическим данным. Анисимов Руслан Гурьевич.	190
Параметризация годографа для описания ВЧР. Давлетханов Ришат Талгатович, Силаенков Олег Александрович.....	194
Интерпретационное сопровождение обработки – необходимое условие успешной работы. Силаенков Олег Александрович, Фиников Дмитрий Борисович.....	200
Секция. Интерпретация сейсмических данных.....	204
Некоторые теоретические и практические аспекты в методологии интерпретации сейсмических данных. Кузин Алексей Михайлович.	205
Визуализация комплексом петрофизических методов фрустумационного (кусковатого) внутреннего строения массивных горных пород и связанной с ним систем первичной микротрещиноватости. Доклад 2-й. Поваренных Михаил Юрьевич, Владов Михаил Львович, Панасьян Лейли Леоновна, Матвиенко Елена Николаевна.....	210
О постановке обратной задачи акустического каротажа для скважин с некруговым сечением ствола в анизотропных породах. Щелик Герман Сергеевич, Софронов Иван Львович.	215
Технология ФРС для прямых поисков нефтегазовых залежей. Сибгатулин В.Г., Кабанов А.А.....	219
Изучение геологического строения верхнепалеозойских отложений Анабаро-Хатангской НГО на основе данных сейсморазведки и материалов ГИС. Маслов Дмитрий Викторович, Единархова Наталия Евгеньевна.....	220
Оценка неопределенностей данных сейсморазведки для построения многовариантной структурной модели. Канищев Георгий Александрович, Дьяконова Юлия Александровна, Мачукаев Дауд Ширваниевич.....	223

Контроль качества при структурных построениях на основе сейсморазведки 3D. И.Г.Бабинцев, В.В.Масюков, М.А.Попов, В.В.Федоров, О.С.Юрченко.	226
Эффективная визуализация или искусство представления результатов. Смирнов Константин Александрович.....	231
Азимутальная упругая AVA инверсия сейсмического волнового поля на примере одного из месторождений Западной Сибири. Гриневский Антон Сергеевич, Мирошниченко Дмитрий Евгеньевич, Керусов Игорь Николаевич, Бояркин Роман Юрьевич, Попова Людмила Андреевна, Баранцев Алексей Андреевич.	233
Новые алгоритмические решения CGG для численной оценки сейсмической анизотропии. Романенко Марина Юрьевна, Харитонов Андрей Евгеньевич.	237
Технологии изучения анизотропии по сейсмическим данным. Яковлева И., Филиппова К., Павловский Ю.	242
Методы аппроксимации годографа ОГТ через параметры центрального луча. Гонтарь Юрий Станиславович, Каштан Борис Маркович.	246
Фазовременный анализ данных сейсмических наблюдений и его применение для прогнозирования свойств геологического разреза. Иванченков Виктор Павлович, Нгуен Суан Хунг.	252

Пленарные доклады

Наземная нефтегазовая сейсморазведка в СССР / России: вчера, сегодня, завтра.
Бондарев Владимир Иванович, Крылатков Сергей Михайлович.
Уральский государственный горный университет, г. Екатеринбург.

Введение

Сейсморазведка как один из методов дистанционного изучения геологической среды возникла более ста лет назад. Практическое применение сейсмической разведки с геологоразведочными целями началось в США в 1917 году и связано с именем Л. Минтропа. Первые сейсморазведочные работы геологоразведочной направленности с использованием преломленных волн в СССР относятся к 1930 году. Использование отраженных волн в СССР началось с 1934 года работами Гамбурцева Г.А. и Рябинкина Л.А. (оз. Байкал), Коридалина Е.А, Массарского С.И., Островского А.Е. и Больших С.Ф. (в Башкирии и в Эмбинском районе Казахстана) (Бондарев и др., 2012 (1)).

Основные технологические этапы сейсморазведки. Сейсморазведка в своем развитии прошла несколько крупных этапов (технологических уровней) и в настоящее время является одним из ведущих геофизических методов при поиске и разведке месторождений нефти и газа в самых разнообразных геологических условиях земного шара. В качестве основных критериев отнесения периода развития сейсморазведки к какому-либо технологическому уровню нами приняты: тип основных целевых волн, использующаяся аппаратура и оборудование, технология полевых работ и последующей обработки и интерпретации получаемых результатов. В истории отечественной сейсморазведки достаточно определенно можно выделить четыре технологических уровня. (Бондарев и др., 2012 (3); Бондарев и др., 2013; Череповский, 2014). Четвертый технологический уровень начал свое уверенное шествие в России примерно с 1995 года и к настоящему времени является бесспорным лидером (таблица 1).

Таблица 1. Этапы развития сейсморазведки в СССР / России (1930-2015 гг.)

Технологические уровни (этапы сейсморазведки)	Типы используемых целевых волн	Число каналов аппаратуры*
Первый: 1930-1965 гг.	Головные и (или) рефрагированные волны (МПВ-КМПВ)	1-60
Второй: 1934-1975 гг.	Индивидуальные отраженные волны (МОВ)	8-96
Третий: 1965-2005 гг.	Суммируемые в плоскости профиля интерференционные отраженные волны (МОГТ-2D)	24-120
Четвертый: 1995 г.- ныне	Суммируемые в нижнем полупространстве интерференционные отраженные волны (МОГТ-3D)	240-10000

*Минимальные значения числа каналов соответствуют началу, а максимальные – концу этапа

Из приведенных данных видно, что наблюдается четкая закономерность – каждые 25-35 лет в сейсморазведке происходит радикальная смена технологического уровня, что неизбежно приводит к существенному повышению геолого-геофизической эффективности сейсмического метода разведки. Для того чтобы успешно решать невероятно сложные задачи

нефтегазовой геологии будущего, сейсморазведка должна приобрести черты нового, пятого, технологического уровня. Поскольку срок существования четвертого технологического уровня уже превысил половину продолжительности его вероятного жизненного цикла, то настало время задуматься над вопросом – каков же будет окончательный облик нового, *пятого технологического уровня* сейсмической разведки в России в ближайшие 10-20 лет.

На основе выводов из приведенного краткого анализа истории развития сейсмического метода геологической разведки можно сделать вероятный прогноз основных количественных и качественных параметров технологического уровня сейсмической разведки на ближайшие десятилетия. Авторам представляется, что сейсморазведка будет и дальше неотвратимо дрейфовать в сторону наращивания параметров, характеризующих **пространственную плотность, кратность и временную разрешенность** получаемых с ее помощью геологических результатов. Эти и другие особенности сейсморазведки завтрашнего дня будут достигаться как за счет разумного повышения плотности получаемых исходных полевых сейсмических данных, так и за счет применения новых средств обработки, основанных на широком использовании новейших представлений о структуре регистрируемых волновых полей. Авторский прогноз основных черт пятого (возможного) технологического уровня нефтегазовой сейсморазведки в интегральном виде на период 2016 - 2040 гг. приведен в таблице 2.

Таблица 2. Основные черты сейсморазведки пятого технологического уровня

Сейсморазведка высокого пространственного и временного разрешения на базе использования новых взглядов на природу регистрируемых волн разной поляризации	
Полевые высокотехнологичные широко азимутальные системы наблюдений с высокоточной привязкой всех пунктов приема и возбуждения колебаний	Частотный динамический диапазон колебаний на базе обычных источников не менее 6-6,5 октав
	Число используемых активных каналов (сейсмоприемников, акселерометров) в широко азимутальных установках: 10000-100000
	Использование одиночных приемников и источников
	Оптимальное сочетание кабельной и бескабельной телеметрии
	Число получаемых трасс в расчете на 1 км ² от 1 млн. до 5 млн. с шагом квантования в 1 мс и менее . Инструментальная привязка ПВ и ПП на уровне не хуже 0,1- 0,3 м по всем трем координатам
Применение современных систем обработки с широким спектром используемых новых идей	Широкое использование новых программ обработки, позволяющих на основе использовании оригинальных подходов получать итоговые данных по регулярной пространственной сети высокой плотности и кратности (интерполяция, применение иных взглядов на природу регистрируемых волн и др.)

Примером, демонстрирующим высокую геологическую эффективность применения сейсморазведки за счет использования **высокоплотных полевых систем** наблюдений, являются результаты, полученные фирмой Sercel при работах МОГТ-3D в Катаре в 2010 году. Полевые работы были проведены с использованием бина размером 3,75 м•3,75 м и кратностью наблюдений – 504. При этом была достигнута рекордная плотность сейсмических трасс – 35,84 млн. на 1 км² (Череповский, 2012).

Однако тенденция получения новых результатов с помощью все более плотных полевых систем наблюдений является не единственно возможной. Более того, нередко для физико - географических условий России эта тенденция далеко не всегда реализуема. Для условий

России вполне могут быть применены новые технологии повышения плотности итоговых результатов за счет применения специальных методов обработки (мультифокусинг, 5D-интерполяция и т.д.). Одним из таких возможных направлений получения результативных материалов по сверхплотной итоговой сети, реализуемым на этапе обработки, является и предложение, изложенное авторами в патенте (Бондарев и др., 2012(2)) и ряде докладов (Бондарев и др., 2012(3); Бондарев и др., 2013). Оно основано на близости свойств зеркально отраженных и дифрагированных волн. При этом удастся в процессе обработки сейсмических материалов достичь как существенного повышения плотности результативных трасс, так и их кратности. Предполагается, что каждая наблюдаемая трасса ОТВ содержит информацию о строении среды под различными точками на поверхности наблюдений, в том числе, и не лежащими в вертикальной плоскости, содержащей источник и приемник. Каждая из трасс сейсмограммы ОТВ $s(t, x, y)$ может быть использована для пересчета в совокупность трасс изображения среды $S(t_0, x_D, y_D)$. Область, в которую осуществляется пересчет, названа авторами "большим бином". Такой пересчет выполняется на основе введения кинематических поправок с использованием формулы

$$\Delta t(x_D, y_D, t_0) = \sqrt{\frac{(x_D - x_{ПВ})^2}{V^2(t_0)} + \frac{(y_D - y_{ПВ})^2}{V^2(t_0)} + \frac{1}{4} \cdot t_0^2} + \sqrt{\frac{(x_{ПП} - x_D)^2}{V^2(t_0)} + \frac{(y_{ПП} - y_D)^2}{V^2(t_0)} + \frac{1}{4} \cdot t_0^2} - t_0$$

где $x_{ПВ}; y_{ПВ}; x_{ПП}; y_{ПП}$ - координаты ПВ и ПП; x_D, y_D - координаты центра большого бина; $V(t_0)$ - средняя или эффективная скорость от поверхности наблюдений до точки отнесения амплитуды сейсмической трассы.

Выполняя пересчеты для трасс, полученных для разных пар «источник-приемник» (ПВ-ПП), можно для некоторой точки с координатами x_D, y_D , лежащей в плоскости наблюдений (точки центра некоторого большого бина) - получить массив трасс $S(t_0, x_D, y_D)$, конструктивная интерференция которых в этой точке и будет давать в разрезе волновое изображение геологической среды.

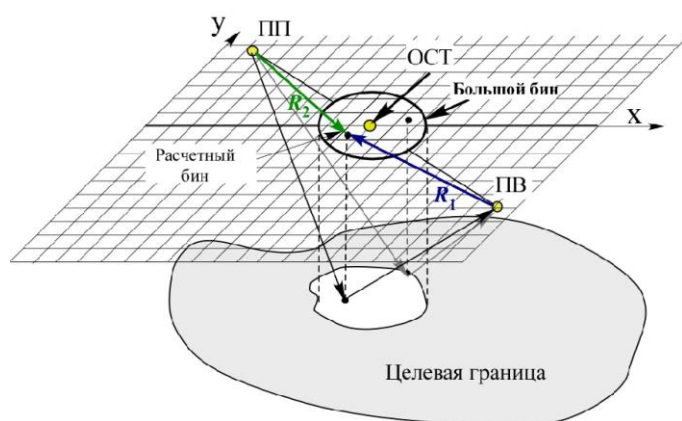


Рис.1. Принципиальная схема формирования сейсмического изображения геологической среды в предлагаемом способе.

Размеры, форма и положение центра большого бина могут зависеть как от глубины исследований, так и от расстояния между источником и приемником и являются управляемыми параметрами, которые влияют на качество получаемого изображения. Минимальный размер радиуса большого бина связан с размером первой зоны Френеля на основном целевом горизонте исследований. Положение центра большого бина на плоскости исследований относительно координат

ПВ, ПП и ОСТ также может зависеть от того, какие конечные цели будут поставлены при формировании сейсмических изображений. Если цель заключается в получении таких изображений, где выделяются преимущественно отраженные волны от субгоризонтальных границ раздела в среде, то центр большого бина должен совпадать с положением ОСТ для каждой пары ПВ и ПП. Это позволяет получить трассы t_0 сейсмограммы многократных перекрытий для центра каждого расчетного бина.

Для проверки правильности сделанных предположений было проведено опробование предложенного способа на модельных и полевых волновых полях достаточно сложной структуры. Некоторые результаты опробования способа на полевых сейсмических материалах показаны на рис.2.

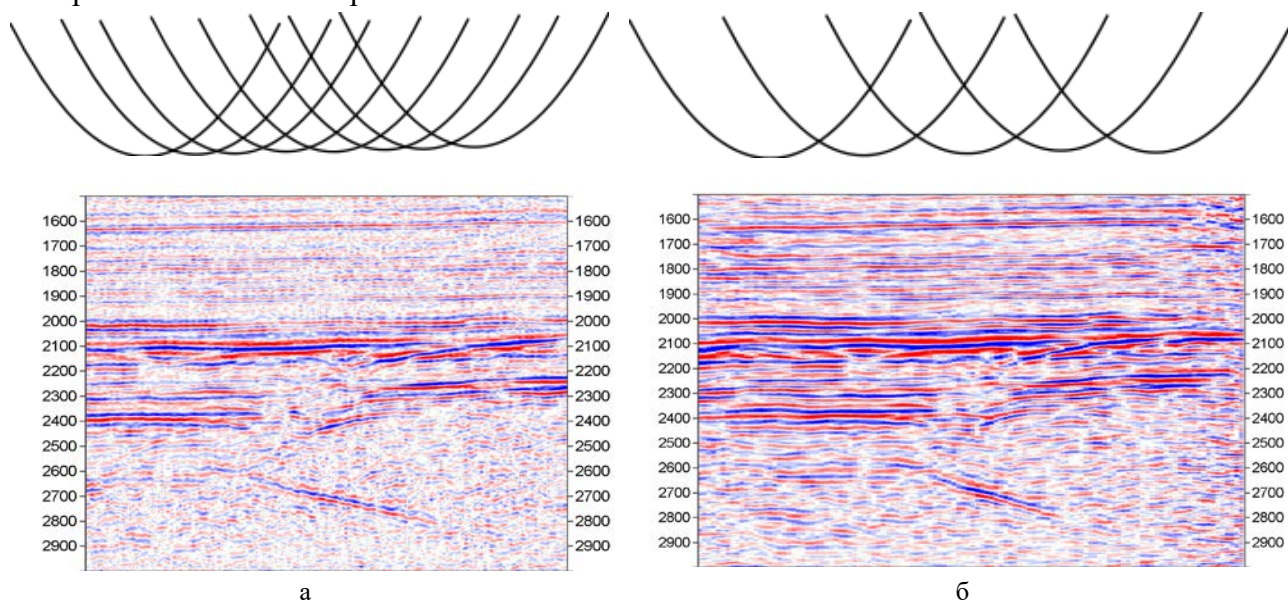


Рис.2. Фрагменты сейсмических временных разрезов: а –разрез, полученный стандартной обработкой данных ОГТ (шаг ПВ- 50 м, бин-25м, кратность -24); б –разрез, полученный обработкой по новой технологии по исходным данным, разреженным в два раза (шаг ПВ-100 м, расчетный бин-25 м, большой бин-150 м, кратность -72).

Временные разрезы, показанные на этом рисунке, демонстрируют возможность получения предложенным способом, по меньшей мере, аналогичных по качеству результатов при использовании разреженной в два раза сети исходных данных ПВ. Это свидетельствует о принципиальной возможности при выполнении полевых исследований в некоторых случаях обходиться сетью ПВ с меньшей плотностью.

Выводы:

- еще не исчерпаны все потенциальные возможности существующей технологии МОГТ-3D в части получения сейсмических изображений геологических сред высокой пространственной плотности и кратности;
- наступает время создания новых теоретических и методических решений, которые могут составить основу пятого, технологического уровня сейсмической разведки будущего.

Литература

1. Бондарев В.И., Крылатков С.М. [2012] Сейсморазведка. Учебник для вузов. Екатеринбург: Изд-во УГГУ. Том. 1. - 402 с.
2. Бондарев В.И., Крылатков С.М., Курашов И.А. [2012] Патент на изобретение № 2488145 “Способ построения сейсмических изображений геологической среды” с приоритетом от 10 января 2012 г., зарегистрирован в Государственном реестре изобретений РФ 20 июля 2013 г.
3. Бондарев В.И., Крылатков С.М., Курашов И.С. [2012] Способ получения сейсмических изображений геологической среды высокой кратности// Тезисы доклада на 5-й международной геолого-геофизической конференции «Санкт-Петербург 2012. Науки о Земле: новые горизонты в освоении недр», Санкт-Петербург, 2-5 апреля 2012 г.

4. Бондарев В.И., Крылатков С.М., Курашов И.С. [2013] Другой подход к формированию сейсмических изображений по данным метода многократных перекрытий// Тезисы доклада на международной научно-практической конференции «Тюмень 2013: Новые геотехнологии для старых провинций», Тюмень - 2013
5. Череповский А.В. [2012] Сейсморазведка с одиночными приемниками и источниками: обзор современных технологий и проектирование съемок. - Тверь, ООО "Изд.- во ГЕРС"
6. Череповский А.В. [2014] Нефтегазовая сейсморазведка сегодня и завтра: аппаратурные и методические решения. Москва. Доклад и презентация. Сейсмические технологии 2014.

Проблемы изучения глубинного строения земной коры сейсмическими методами и возможные пути их преодоления.

Половков Вячеслав Владимирович^{1,2}, Попов Дмитрий Андреевич².

¹Санкт-Петербургский государственный университет, г. Санкт-Петербург,

²ООО «Сейсмо-Шельф», г. Санкт-Петербург.

Введение

Изучение глубинного строения земной коры является актуальной и важной задачей ввиду высокой научно-практической значимости получаемых сведений. Ценность таких сведений в ряде случаев выходит за рамки сугубо геологии как науки, поскольку существует проблема определения внешней границы континентального шельфа России, решение которой невозможно без информации о строении консолидированной коры.

В России изучение глубинного строения коры происходит вдоль так называемых опорных профилей [3] посредством проведения целого комплекса геофизических работ: гравиразведки, магниторазведки, сейсморазведки. Сейсморазведка выполняется в двух вариантах: методом отраженных волн в модификации общей глубинной точки (МОВ-ОГТ) и методом преломленных волн в модификации глубинного сейсмического зондирования (МПВ-ГСЗ). Интерпретация получаемых данных зачастую представляет собой определенные трудности в силу целого ряда проблем:

1. Отсутствует в большинстве случаев возможность подтвердить или опровергнуть результаты интерпретации геофизических материалов бурением;
2. Существует целый ряд причин формирования сейсмических отражений в консолидированной коре, таких как трещиноватость, анизотропия, конструктивная интерференция, а такая причина как изменение вещественного состава имеет подчиненное значение;
3. Наблюдаются противоречия между результатами обработки сейсмических материалов МПВ-ГСЗ и МОВ-ОГТ;
4. На двухмерный сейсмический образ консолидированной земной коры оказывают сильное влияние боковые волны.

Рассмотрим подробнее природу сейсмических отражений в консолидированной коре и причины разнородности материалов МОВ-ОГТ и МПВ-ГСЗ.

ПРИРОДА СЕЙСМИЧЕСКИХ ОТРАЖЕНИЙ В КОНСОЛИДИРОВАННОЙ КОРЕ

Одной из наиболее очевидных причин образования отраженных волн в консолидированной коре является изменение вещественного состава. Однако многочисленные лабораторные исследования физических свойств горных пород, характерных для консолидированной коры [5, 10], и статистический анализ результатов измерений показали, что возможные в коре коэффициенты отражения в случае нормального угла падения лежат в пределах от 0 до 0.23. В 82% случаев коэффициенты отражений менее 0.1, а в 45% случаев менее чем 0.05. Анализ реальных данных, полученных с помощью исследования скважины Phillips Arizona State A-I (США) [8], показал, что коэффициент отражения меньше 0.05 в 90% случаев. Таким образом, учитывая большую глубину исследований (до 50 км), можно сказать, что значительная часть всех вещественных границ, находящихся в коре, не проявляется в волновом поле при работах МОВ-ОГТ. Тем не менее, такие границы могут проявляться в волновом поле как высокоамплитудные отражающие горизонты. Наглядным примером вещественных границ являются интрузии долеритов в

гранитах [9] в Швеции (рис. 1а). Бурение показало, что, с одной стороны, маломощные интрузии (первые десятки метров) могут порождать сильные отражающие границы (коэффициент отражения достигает 0.19), с другой стороны, не все интрузии, вскрытые скважинами, проявляются на разрезе, что связано либо с их незначительными размерами, либо с крутым углом залегания.

Следующей причиной сейсмических отражений являются зоны повышенной трещиноватости. Наиболее показательным примером является гранитный батолит Лак-дю-Бонне [11] (Канада), рассматривавшийся изначально как потенциальное хранилище для ядерных отходов по причине своей «гомогенности». Однако сейсмические исследования МОВ-ОГТ показали наличие сильных прерывистых рефлекторов в теле батолита (рис. 1б), что не характерно для однородных магматических интрузий. Бурением установлено, что все отражающие горизонты связаны с зонами трещиноватости.

Трехмерные сейсмические работы МОВ-ОГТ в районе сверхглубокой скважины «КТБ-Оберпфальц» (Германия) также выявили наличие сильных наклонных отражающих горизонтов, наблюдающихся на глубинах до 8.5 км (рис. 1в) и связанных с разломными зонами Франкского линеамента. Примечательно, что вещественные границы практически не выражены в волновом поле и имеют противоположный наклон [7].

Третьей причиной регистрации отраженных волн является образование суммарного отражения от тонкослоистой пачки, что формально может свидетельствовать о большом перепаде акустической жесткости, однако реальной причиной таких «сильных» горизонтов является «конструктивная» интерференция.

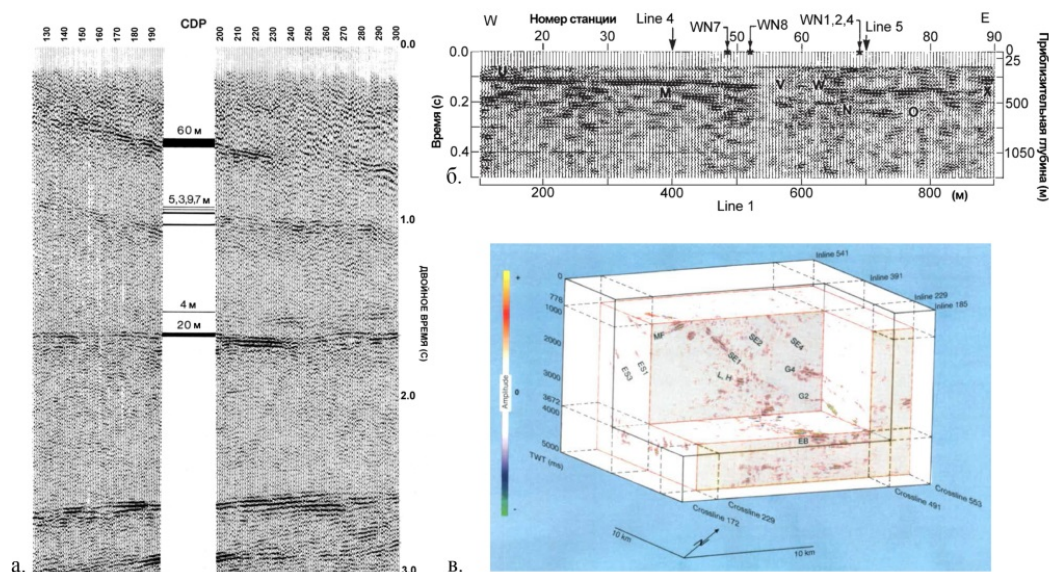


Рис. 1. Примеры сейсмических отражений в консолидированной коре, природа которых доказана бурением: а. - интрузии долеритов в гранитах [9]; б. – зоны повышенной трещиноватости в гранитном батолите [11]; в. – разломные зоны Франкского линеамента [7]. Пояснения в тексте.

Метаморфические породы, такие как мигматиты, милониты и др. зачастую характеризуются полосчатой текстурой и вещественной слоистостью в разных масштабах. Показано, что амплитуда в случае конструктивной интерференции может быть в 5-10 раз больше, чем в случае деструктивной интерференции. Наиболее интересным примером важной роли интерференции в формировании сейсмического образа консолидированной коры являются результаты детальных исследований зоны сдвиговых деформаций Морин в Канаде [4]. Зона включает в себя тонкие прослои мафитовых гранулитов, мощностью 20-40 см. Исследователи с помощью математического моделирования и анализа реальных данных

показали, что именно эти прослои, мощность которых несущественна не только с точки зрения геологии, но и сейсморазведки (в случае изучения консолидированной коры), определяют сейсмический образ рассматриваемой зоны.

Отражения также могут возникать в результате изменения анизотропных свойств горных пород. Примером служат зоны милонитов, в которых скорость продольных волн в направлении, перпендикулярном плоскости сланцеватости, зачастую меньше, чем в ортогональном направлении. Лабораторные исследования показывают, что при большом содержании листовых силикатов (биотита, хлорита) коэффициент анизотропии достигает 20%. При этом, скорость в милоните будет меньше, чем в протолите, даже в случае схожего вещественного состава. Таким образом, на контакте милонит-протолит возможно сильное отражение [6].

Все перечисленные причины могут проявляться совместно. Например, зоны милонитов зачастую сочетают в себе все указанные выше причины повышенной отражательной способности [12] и рассматриваются как основная причина наличия отражений к земной коре.

ПРОТИВОРЕЧИВОСТЬ МАТЕРИАЛОВ МОВ-ОГТ И МПВ-ГСЗ

Глубинно-скоростные модели, построенные по данным МПВ-ГСЗ как правило, свидетельствуют о слоистом или слоисто-блоковом строении земной коры. Сейсмические разрезы МОВ-ОГТ, напротив, демонстрируют отсутствие какой-либо слоистости и регионально выдержанных границ, за исключением разве что поверхности фундамента и границы Мохо. Типичный сейсмический образ консолидированной коры представляет собой сложное сочетание областей повышенных и пониженных амплитуд, различно ориентированных коротких отражающих площадок и многофазных рефлекторов. Данные несоответствия можно попытаться объяснить принципиальными различиями в способах обработки материалов МПВ-ГСЗ и МОВ-ОГТ. Однако, даже при сравнении первичных полевых данных зачастую оказывается так, что на зондах МПВ-ГСЗ присутствует сильная отраженная волна, а на сейсмограммах МОВ-ОГТ (как и на получаемом разрезе) никаких свидетельств отражения нет. Бывает и обратная ситуация – на сейсмическом разрезе присутствует относительно протяженная отражающая граница, а на зондах МПВ-ГСЗ нет никаких отражений, свидетельствующих о существовании этой границы. В зарубежной практике глубинных исследований такие трудности не драматизируются, хотя в нашей стране этому вопросу придается излишняя “эмоциональная окраска”.

В действительности как таковых противоречий между данными нет, наоборот, эти противоречия можно использовать как дополнительный источник информации о среде.

Кажущиеся расхождения, наблюдаемые при сравнении материалов МОВ-ОГТ и МПВ-ГСЗ, обусловлены сложным строением геологической среды. С помощью моделирования показано, что наиболее адекватной моделью консолидированной коры, “удовлетворяющей” волновому полю, регистрируемому как в “ближней” (при работах МОВ-ОГТ), так и в “дальней” (при работах МПВ-ГСЗ) зоне, является гетерогенная модель (рис. 2). Данная модель представляет собой сложную композицию отражающих площадок, расположенных в градиентной среде. В соответствии с принципом Гюйгенса-Френеля в “дальней” зоне регистрируются закритические отраженные волны, представляющие собой результат интерференции дифрагированных и рассеянных волн. При этом, учитывая низкую разрешающую способность метода МПВ-ГСЗ, закритические отраженные волны могут быть образованы совокупностью коротких отражающих площадок, отстоящих друг от друга на значительном расстоянии (до 10 км по горизонтали). В результате на сейсмическом разрезе МОВ-ОГТ вместо непрерывного рефлектора наблюдается совокупность отражающих

площадок и/или рассеивающих (дифрагирующих) объектов. Следует отметить, что подобные представления о сейсмической модели консолидированной земной коры представлены в работах [1,2].

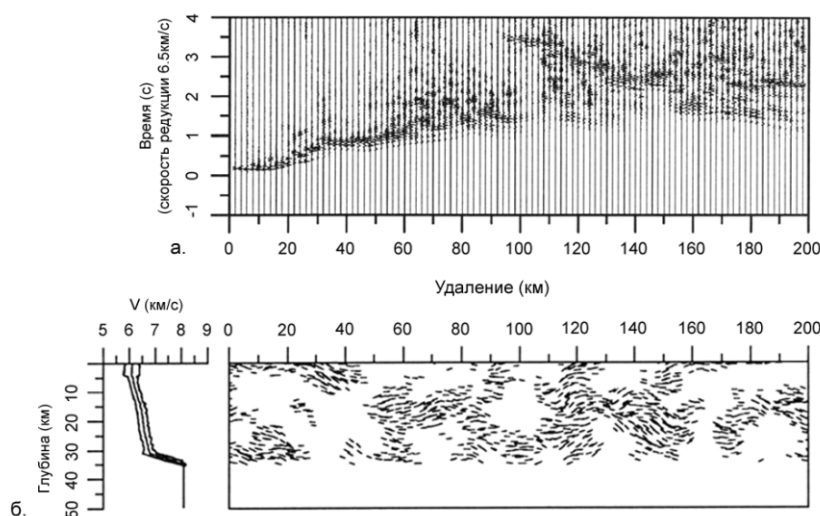


Рис. 2. Гетерогенная модель консолидированной земной коры: а. - синтетическая сейсмограмма МПВ-ГСЗ, рассчитанная для гетерогенной модели; б. - пример соответствующей гетерогенной модели. [1].

Ввиду наличия анизотропии, характерной для метаморфических пород, а также различий в коэффициентах отражения сигнала в докритической и закритической областях, сейсмические неоднородности могут проявляться в “ближней” зоне и не проявляться в “дальней”, и наоборот. Таким образом, нельзя сказать, что один из методов “лучше” другого отражает строение среды. Только совместное проведение сейсмических работ МОВ-ОГТ и МПВ-ГСЗ с целью регистрации волнового поля в “ближней” и “дальней” зонах позволит дать наиболее полную информацию о строении консолидированной коры.

Выводы:

Значительная часть вещественных границ в консолидированной земной коре не проявляется в волновом поле по причине слабого контраста акустических жесткостей и большой глубины залегания.

Предлагается при построении глубинно-скоростной модели земной коры по данным МПВ-ГСЗ исходить из того, что среда гетерогенная, а не слоистая или слоисто-блоковая. В результате на получаемых моделях земной коры должны выделяться не непрерывные границы слоев, а конкретные отражающие площадки, с которыми связаны закритические отраженные волны. Площадки можно классифицировать в зависимости от степени надежности их выделения. Приуроченность этих площадок к неким непрерывным границам в консолидированной коре не обязательна, поскольку они могут быть никак не связаны между собой с геологической точки зрения. Выделенные таким образом площадки сопоставляются с соответствующими участками динамического разреза МОВ-ОГТ и, с учетом результатов сопоставления, делаются геологические выводы, объясняющие причины соответствия или несоответствия данных МОВ-ОГТ и МПВ-ГСЗ.

В результате обработки и интерпретации данных глубинных сейсмических исследований должна получаться не слоистая или слоисто-блоковая среда, а гетерогенная модель, для которой рассчитанное путем динамического моделирования волновое поле будет в достаточной мере соответствовать как реальному сейсмическому разрезу МОВ-ОГТ, так и материалам МПВ-ГСЗ.

Литература

1. Mereu, R. The heterogeneity of the crust and its effect on seismic wide-angle reflection fields. / R. Mereu // Heterogeneity in the Crust and Upper Mantle. – 2003. С. 257-279.
2. Караев Н.А., Рабинович Г.Я. Рудная сейсморазведка - М.: ЗАО "Геоинформмарк", 2000. 366 с.
3. Матвеев Ю.И., Вербя М.Л., Липилин А.В., Рослов Ю.В., Эринчек Ю.М. Региональные комплексные геолого-геофизические исследования на арктическом шельфе. Основные итоги десятилетних региональных комплексных геофизических исследований на Баренцево-Карском шельфе / Разведка и охрана недр. - 2005. - №. 1. - С. 3-6.
4. Минц М.В., Сулейманов А.К., Бабаянц П.С., Белоусова Е.А., Блох Ю.И., Богина М.М., Шур Д.Ю. Глубинное строение, эволюция и полезные ископаемые раннедокембрийского фундамента Восточно-Европейской платформы: Интерпретация материалов по опорному профилю 1-ЕВ, профилям 4В и ТАТСЕЙС / Москва: ГЕОКАРТ, ГЕОС. - 2010. Т. 2, 400 с.
5. Christensen, N.I., Mooney W.D. Seismic velocity structure and composition of the continental crust: A global view / Journal of Geophysical Research: Solid Earth (1978–2012). – 1995. – Т. 100. – №. B6. – С. 9761-9788.
6. Fountain, D.M., Hurich C.A., Smithson S.B. Seismic reflectivity of mylonite zones in the crust / Geology. – 1984. – Т. 12. – №. 4. – С. 195-198.
7. Harjes, H.P. Bram K., Dürbaum H.J., Gebrande H., Hirschmann G., Janik M., Wenzel F. Origin and nature of crystal reflections: Results from integrated seismic measurements at the KTB superdeep drilling site / Journal of Geophysical Research: Solid Earth (1978–2012). – 1997. – Т. 102. – №. B8. – С. 18267-18288.
8. Hurich, C.A., Smithson S.B. Compositional variation and the origin of deep crustal reflections / Earth and Planetary Science Letters. – 1987.–Т. 85.–№. 4.–С. 416-426.
9. Juhlin, C. Interpretation of the reflections in the Siljan Ring area based on results from the Gravberg-1 borehole / Tectonophysics. – 1990. – Т. 173. – №. 1. – С. 345-360.
10. Kern, H. The effect of high temperature and high confining pressure on compressional wave velocities in quartz-bearing and quartz-free igneous and metamorphic rocks / Tectonophysics. – 1978. – Т. 44. – №. 1. – С. 185-203.
11. Mair J.A., Green A.G. High-resolution seismic reflection profiles reveal fracture zones within a 'homogeneous' granite batholiths / Nature. – 1981. - №. 294. – С. 439-442.
12. McDonough D.T., Fountain D.M. Reflection characteristics of a mylonite zone based on compressional wave velocities of rock samples / Geophysical Journal International. – 1988. – Т. 93. – №. 3. – С. 547-558.

Опыт применения морских широкоазимутальных сейсмических систем наблюдений с использованием буксируемых кос и донных регистраторов.Гатаулин Рауль Мадисович, Марданшин Герман Карлович.

АО «Зарубежнефть», г. Москва.

В докладе представлена часть современной деятельности АО «Зарубежнефть», связанная с планированием и выполнением трёхмерных морских сейсморазведочных работ. Авторы доклада представляют наиболее интересные направления в области широкоазимутальных сейсмических исследований.

Рассматриваются два проекта: широкоазимутальная съёмка 3D с ограниченным набором удалений с использованием буксируемой косы и площадная съёмка 3D-4C с использованием донных приборов ОВС.

Методика первого проекта с буксируемой косой была разработана специально для того, чтобы получить широкоазимутальные сейсмические данные в сложной зоне взбросо-надвига окраины карбонатной платформы. Предшествующие сейсмические работы 2D показали, что положение профилей вдоль плоскости основного разлома не обеспечивает решение геологической задачи.

Выполнение обычной узкоазимутальной съёмки 3D вкрест простирания зоны надвига в данных условиях было невозможно из-за близости береговой линии, поэтому, для получения дополнительного набора данных применялся дополнительный источник по системе flip-flor-flap-flur и двойной проход судов источников и приемников. Для получения полного набора удалений вкрест простирания структуры требовалось 5 проходов. Основной целью работ было получение качественных сейсмических отражений от глубоких целевых горизонтов, осложнённых областью сейсмической «тени». Ограниченный набор больших удалений позволил проследить зону взбросо-надвига с хорошим качеством данных (рис. 1).

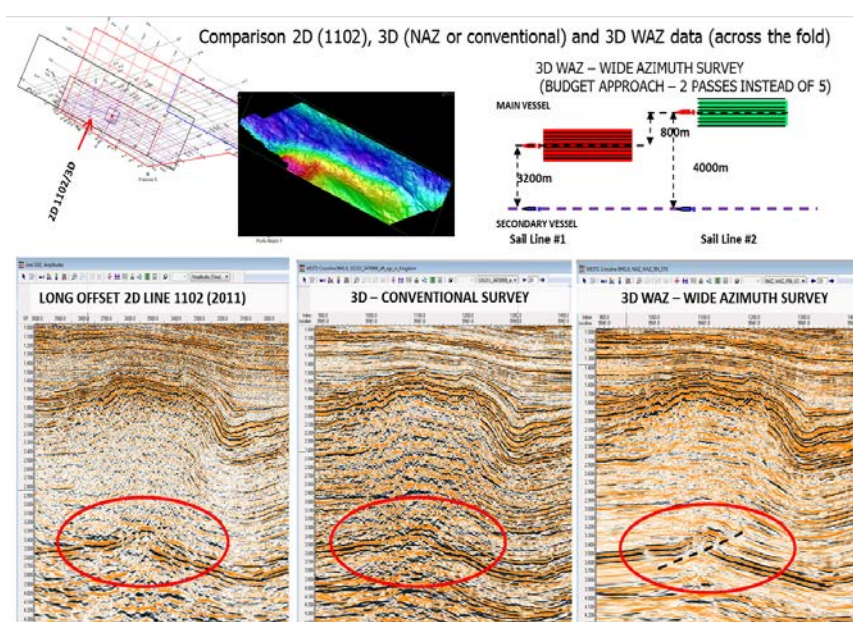


Рис. 1. Сопоставление результатов 2D, 3D NAZ и 3D WAZ.

Второй проект предусматривал применение методики широкоазимутальной 3D-4C съёмки повышенной кратности с использованием донных приборов ОВС для более детального уточнения геологического строения участка, в частности фундамента и покрывающего чехла, точной геометризации разломов.

В докладе уделено внимание методическому приёму стыковки съёмок в несколько этапов по технологии «zipper» вследствие выполнения съёмки большой площади и недостатка оборудования (рис. 2). Показан анализ атрибутов съёмки: кратности, распределения удалений, азимутов в зоне перекрытия съёмок.

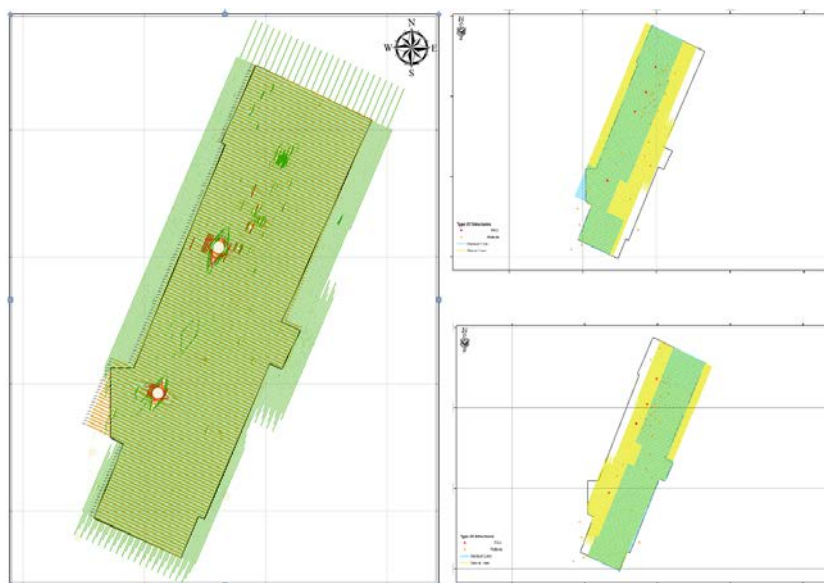


Рис. 2. Схема системы наблюдения и стыковка съёмок по технологии «zipper».

На практике немало крупных съёмок выполнено с применением данной технологии. Принимая во внимание недостаточное количество оборудования, съёмка выполнена в два этапа. Подобная технология подразумевает повторение пунктов возбуждения и установки приборов дважды в зоне стыковки двух съёмок. Выполнена съёмка площади с установкой приборов, покрывающей в каждой из двух частей 75% ширины площади с комбинированным перекрытием по линиям наблюдений и по линиям возбуждений. При этом соблюдено равномерное распределение полей кратности и удалений.

Применение морских широкоазимутальных съёмок требует значительных затрат, при этом удорожание не всегда пропорционально получаемому улучшению качества данных. Данные примеры показывают варианты решения определенных геологических задач с использованием специально разработанных методических приемов, позволяющих значительно сократить издержки на проведение работ.

Совершенствование технологий сейсмоакустических исследований на акваториях.
Гайнанов Валерий Гарифьянович, Токарев Михаил Юрьевич.
Геологический факультет МГУ имени М.В. Ломоносова, г. Москва.

Метод одноканального непрерывного сейсмоакустического профилирования (НСП или НСАП) был изобретен в 50-е годы прошлого столетия, и быстро стал популярным благодаря простоте реализации и наглядности получаемых данных. Эти достоинства позволили методу долгое время сохраниться практически неизменным – совершенствовалась в основном аппаратура. Даже сейчас при инженерных изысканиях часто используется одноканальное профилирование.

В самом начале разработки метода было показано, что для получения качественных результатов требуется буксировать источник и приемник на оптимальной глубине от поверхности воды (Калинин и др., 1974), которая равна четверти преобладающей длины волны сигнала. Тогда достигается максимальная амплитуда принимаемого сигнала при достаточно высокой разрешающей способности (рис.1,а). Буксировка источника или приемника на меньшей глубине резко снижает амплитуду принимаемого сигнала, а на большей глубине увеличивает длительность сигнала при одновременном уменьшении его амплитуды (рис.1, b,c). Буксировка на глубине, существенно превышающей оптимальную, делает сигнал многофазным, а материалы малопригодными для интерпретации (рис.1,d).

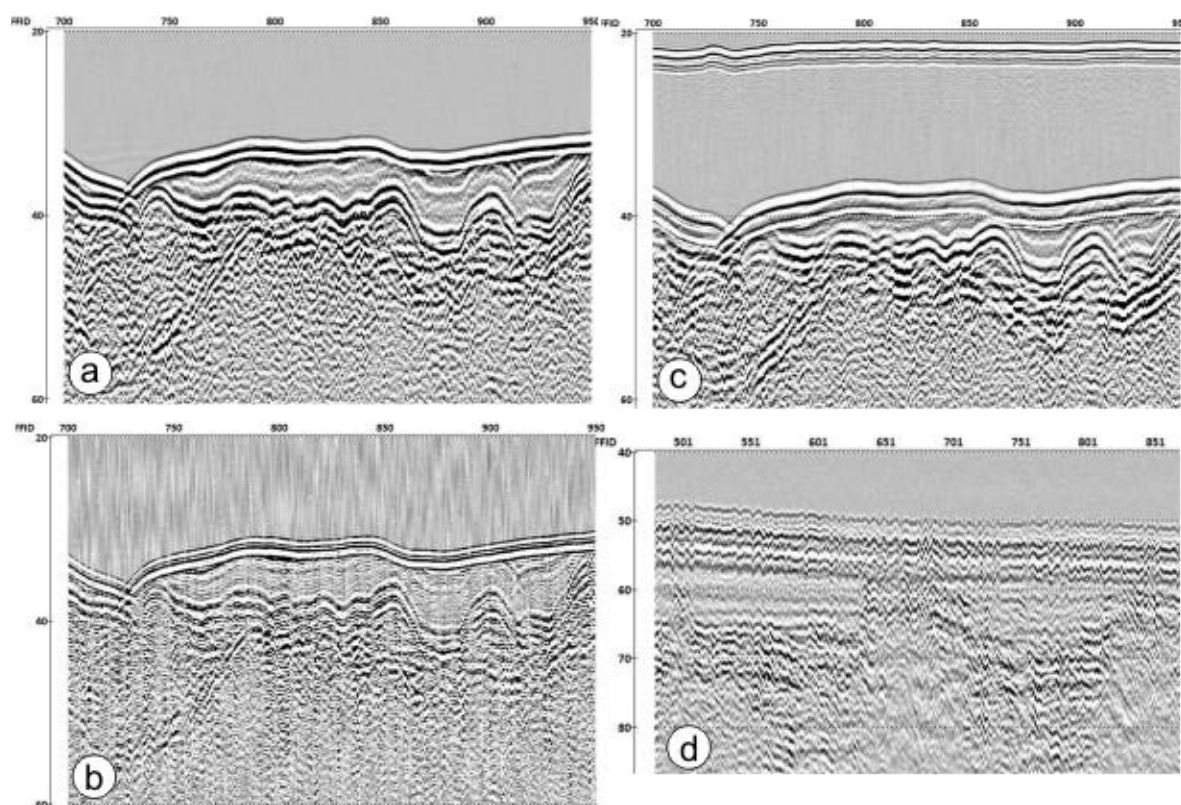


Рис.1. Фрагменты одноканальных временных разрезов: а) источник и приемник на оптимальной глубине; б) приемник на глубине меньше оптимального; в) приемник на глубине больше оптимального; д) источник и приемник буксировались на глубине, значительно превышающей оптимальную.

Отсутствие устройств для достаточно точного задания и контроля таких глубин заставляет делать это с помощью подбора специальных грузиков и поплавков, варьируя длину кабеля и т.д. На это часто тратится много времени, иногда безуспешно.

Прогресс в развитии регистрирующих и обрабатывающих систем создал условия для реализации более сложных систем наблюдений для повышения информативности исследований. Например, уже реализованы многоканальные системы сейсмоакустического профилирования (Гайнанов и др., 2008), системы, работающие в разных частотных диапазонах (Гайнанов, Зверев, 2010), разрабатываются системы для трехмерных сейсмоакустических исследований (Шматков, Токарев, 2014).

Применение многоканальных наблюдений направлено на повышение надежности и точности построений, на оценку физико-механических характеристик отложений. Однако опыт их применения показал, что в морских условиях трудно или невозможно задавать и поддерживать одинаковую глубину буксировки для всех каналов, что приводит к изменчивости амплитуды и формы волны по каналам (рис.2). Это ухудшает избирательность направленного суммирования, снижает эффективность многих процедур обработки.

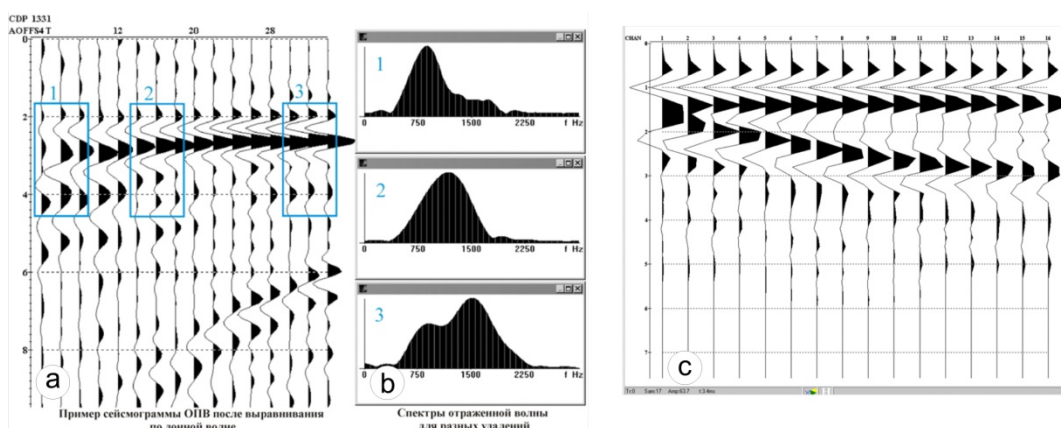


Рис.2. Примеры сейсмограмм с изменяющейся от канала к каналу формой отраженной волны (выравнивание по донной волне: а – бумер, с – спаркер) и спектры отраженной волны для разных удалений (b). В случае (a) коса с удалением всплывала, в случае (c) – тонула.

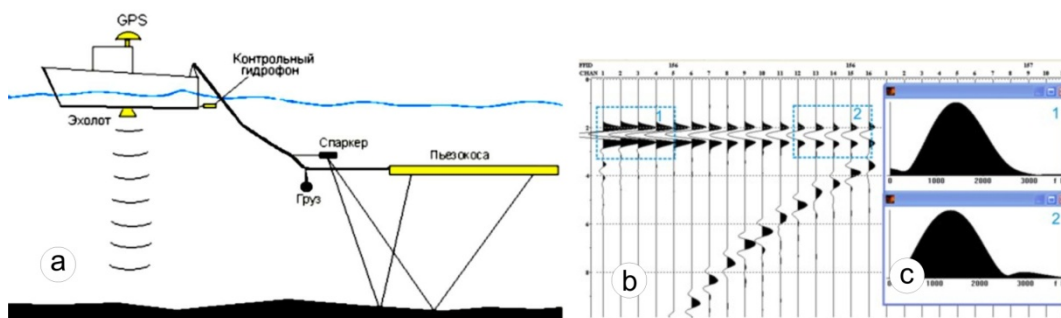


Рис. 3. Схема наблюдений с заглубленной расстановкой (a), пример зарегистрированной сейсмограммы (b) и спектры прямой волны на разных удалениях (c) (вступления прямой волны приведены к одному времени). Амплитуда прямой волны монотонно затухает с расстоянием, форма волны и частотный спектр практически не меняется.

Одним из вариантов решения проблемы является буксировка источника и приемной системы на значительно большей глубине, чем длина принимаемых волн, так что волна-спутник не интерферирует с основным сигналом. Это позволяет избавиться от влияния волнения моря и нестабильности глубины буксировки на форму сигнала, раза в два сокращается длительность сигнала (рис.3). Возможность контроля формы возбуждаемого импульса по прямой волне, и волне, отраженной от поверхности воды, создает условия для эффективного применения детерминированной деконволюции, определения коэффициентов отражения и AVO.

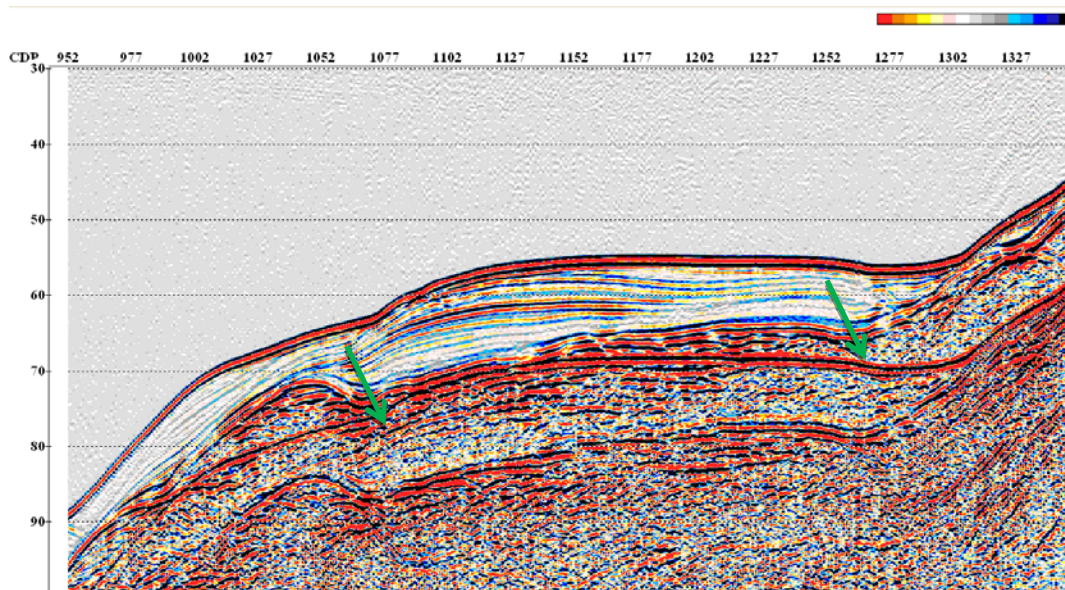


Рис.4. Фрагмент суммарного разреза с заглубленной расстановкой (стрелками показаны волны-спутники).

Одним из недостатков работы с заглубленной расстановкой является наличие волн-спутников, отраженных от поверхности воды. Поэтому в чистом виде регистрируются только отраженные волны от неглубоких границ под дном, которые приходят к приемникам раньше этих спутников (рис.4). Когда заглубление источника большое, на отражение от границ может накладываться и волна-спутник от источника (рис.5,а). Но при обработке специальными средствами часто удается достаточно сильно ослабить такие помехи (рис.5,б).

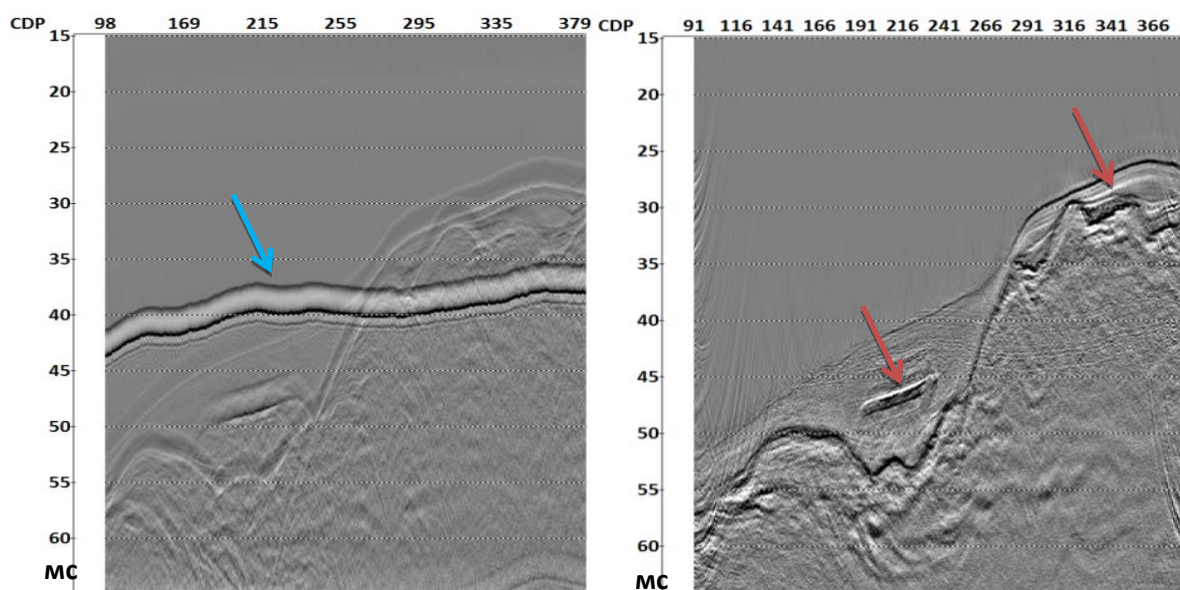


Рис.5. Фрагмент временного разреза, полученный заглубленной системой, до и после обработки (синей стрелкой показана волна-спутник, красными стрелками показаны «яркие пятна», обусловленные небольшими скоплениями газа в осадках).

Обработка включала в себя детерминистическую деконволюцию и миграцию, благодаря чему удалось достичь исключительно высокого разрешения, и «яркие пятна» на разрезе не только стали видны, но и стала четко заметна их отрицательная полярность. В последующем удалось даже провести AVO анализ по этим отражениям и достоверно доказать их как отражения от скоплений газа.

Профилирование с заглубленной системой имеет и определенные недостатки – низкая скорость профилирования, невозможность работать при сильной изменчивости рельефа дна, ограниченная глубинность исследований, когда не удастся подавить волны-спутники.

Другой вариант – это буксировка источника и первого канала косы на минимальной расчетной глубине, и буксировка многоканальной косы с наклоном, так, чтобы глубины последующих каналов постепенно возрастали. Это позволяет при суммировании подавить волну-спутник и ослабить влияние волнения моря, сократить длительность сигнала (рис.6).

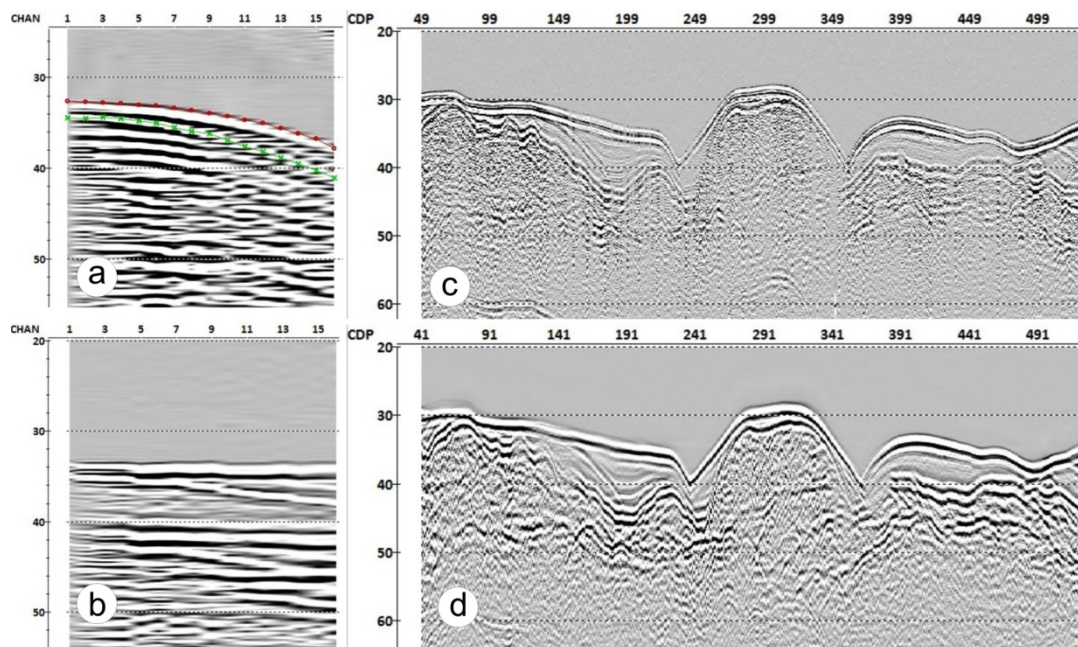


Рис.6. Иллюстрация обработки данных с наклонной косой: а) сейсмограмма с пикировкой отражения от дна и его спутника в точках приема; б) та же сейсмограмма после ввода статических поправок за наклон косы и кинематических поправок; в) временной разрез по первому каналу; г) суммарный разрез по 16 каналам.

Таким образом, в настоящее время мы имеем возможности реализовать различные технологии сейсмоакустического профилирования на акваториях для решения как производственных, так и научных задач.

Литература

1. Калинин А.В., Калинин В.В., Пивоваров Б.Л. Определение основных параметров непрерывного сейсмического профилирования с электроискровым источником // Прикладная геофизика, вып. 73, 1974. с. 69 – 94.
2. Гайнанов В.Г., Токарев М.Ю., Зверев А.С., Росляков А.Г. Многоканальное сейсмоакустическое профилирование на разных частотных диапазонах – реальные возможности // Разведка и охрана недр. 2008. № 1, С. 35–38.
3. Гайнанов В. Г., Зверев А. С. Сейсмоакустический комплекс для двухчастотного профилирования на акваториях // Океанология, 2010, том 50, № 4, с. 649–653.
4. Шматков А.А., Токарев М.Ю. Новая методика трёхмерных сейсмоакустических наблюдений на мелководных акваториях // Экспозиция Нефть Газ.-2014.-№6.-с. 39-42.
5. Tokarev M.Y., Kuzub N.A., Pevzner R.L. Deep-towed high-resolution seismic system for investigation of the uppermost subbottom sediments at shallow waters // EAGE Near Surface 2006.

Проблемы апскейлинга упругих свойств пород-коллекторов.

Баяк Ирина Олеговна¹, Белобородов Дмитрий Евгеньевич¹, Березина Ирина Александровна¹, Вдовиченко Игнатий Игоревич², Вершинин Анатолий Викторович², Гилязетдинова Дина Ринатовна^{1,2}, Горбунов Владислав Николаевич^{3,1}, Зингерман Константин Моисеевич^{3,5}, Корост Дмитрий Вячеславович^{1,2}, Краснова Мария Александровна¹, Тихоцкий Сергей Андреевич¹, Ульянов Дмитрий Александрович³, Фокин Илья Владимирович¹, Яковлев Максим Яковлевич³, Ялаев Тагир Рустамович^{1,4}.

¹ ИФЗ РАН, г. Москва.

² МГУ имени М.В. Ломоносова, г. Москва.

³ ООО "Фидесис", г. Москва.

⁴ МФТИ (ГУ), г. Москва.

⁵ Тверской Государственный Университет, г. Тверь.

В работе представлены результаты масштабирования упругих свойств пород-коллекторов углеводородов в диапазоне от первых микрон до нескольких десятков сантиметров. Проведение данной работы вызвано необходимостью дать ответы на ключевые вопросы разведочной геофизики: (1) оправдано ли проведение измерений физических свойств на стандартных цилиндрических образцах керна 30х60 мм с точки зрения переносимости результатов петрофизических лабораторных исследований на свойства пласта-коллектора; (2) целесообразно ли создание цифровых моделей физических свойств керна (ЦМК), в частности, проницаемости, ввиду получения ЦМК на малых фрагментах керна 3х3 мм, и сопоставление этих свойств со свойствами породы в масштабе полевых работ – измерениях в скважинах (ГИС) и сейсмике.

Был создан новый экспериментально-теоретический комплекс, отработанный на нескольких породах-коллекторах карбонатного и терригенного типа [1]. При проведении работ в рамках данного комплекса гарантируется положительный ответ на первый вопрос. Данный комплекс включает КТ-сканирование и ультразвуковое просвечивание образцов на трех разных масштабах: 1) несколько десятков сантиметров (полноразмерный керн), 2) несколько десятков миллиметров (стандартный керн 30х60 мм), 3) единицы миллиметров (уменьшенный керн 30х10 мм). По результатам этих исследований оценивается степень неоднородности породы в каждом масштабе и выбираются представительные образцы для исследований свойств породы и ее микроструктуры в следующем масштабе.

Сформулирован критерий, по которому порода классифицируется как анизотропная или же изотропная с содержанием отдельных неоднородностей. Согласно этому критерию в каждом из трех перечисленных выше масштабах оценивается степень неоднородности породы для различных: а) трасс вдоль оси керна; б) азимутальных направлений, перпендикулярных оси керна. Для каждого азимутального направления проводят измерения скоростей упругих волн V_p , V_{s1} и V_{s2} на разных уровнях с фиксированным шагом по всей высоте керна и затем рассчитывают средние значения скоростей и их среднеквадратические отклонения (СКО) по всем уровням. Эти же статистические характеристики рассчитывают и для скоростей, измеренных для трасс вдоль оси керна. Помимо этого, проводят измерения

скоростей в разных направлениях под углом к оси керна. Далее для направлений а) и б) (азимутальных и вдоль оси керна) формируют «множества значений скоростей» V_p , V_{s1} и V_{s2} в пределах утроенного значения СКО. Если все построенные «множества» пересекаются, и скорости, измеренные под углом к оси керна, попадают в эти множества, то такая порода считается изотропной. В противном случае анализируется взаимное расположение этих «множеств» друг относительно друга. Так, например, если пересекаются только «множества» азимутальных направлений, то порода может быть отнесена к трансверсально-изотропному типу симметрии. При этом анализируется характер измерения скоростей в зависимости от направлений с точки зрения выявления закономерностей, характерных для разных типов симметрии. Однако следует отметить, что даже в этом случае порода может быть неоднородной, а не анизотропной. Поэтому к анализу ультразвукового просвечивания следует привлекать данные КТ-сканирования образцов.

Этот критерий также применяется для анализа идентичности упругих свойств, полученных для отобранных образцов породы на трех разных масштабах. Такой анализ необходим, поскольку для целесообразности построения ЦМК по проницаемости на маленьких фрагментах керна 3х3 мм, требуется убедиться в соответствии упругих свойств породы на этом и других масштабах. Проницаемость более чувствительна к микроструктуре породы по сравнению с упругими свойствами. И если не достигается идентичность упругих свойств в разных масштабах, то проницаемость, измеренная на масштабе первых миллиметров, также остается характеристикой только этого масштаба.

В работе проведено исследование идентичности упругих свойств в трех разных масштабах, описанных выше, для нескольких терригенных и карбонатных пород. Показана идентичность этих свойств с точки зрения предложенного критерия.

Для одной из пород - оолитового известняка, обладающего сложным строением пустотного пространства, была создана также и ЦМК для упругих свойств породы на масштабе 3х3 мм.

Для определения эффективного тензора упругости в ЦМК рассматривается представительный объем керна в форме прямоугольного параллелепипеда. Точно такой же объем заполняется сплошным однородным материалом, который по определению называется эффективным материалом, если при одинаковых перемещениях границ обоих представительных объемов средние (по объему) напряжения в них будут равны. Упругие свойства эффективного материала называются эффективными свойствами керна.

С целью оценки эффективных упругих характеристик керна для представительного объема решается ряд краевых задач теории упругости. Задачи решаются в системе координат, связанной с представительным объемом. Для каждой решаемой задачи тип и величина деформации представительного объема задаются с помощью эффективного тензора деформаций. Граничные условия в каждой задаче соответствуют определённому типу деформаций представительного объема и определённому виду эффективного тензора деформаций. При расчётах использовались шесть типов деформаций: три растяжения (вдоль каждой координатной оси) и три сдвига (в каждой координатной плоскости). Краевая задача теории упругости решается методом конечных элементов [2, 3] с помощью CAE Fidesys [4, 5]. Результатом решения является поле распределения тензора напряжений в представительном объеме, которое усредняется по представительному объему. В итоге

получаем, что в каждой из краевых задач задан эффективный тензор деформаций, и вычислен эффективный тензор напряжений. Зависимость между ними в виде обобщённого закона Гука и является эффективными свойствами керна. На практике эффективные свойства керна зачастую получаются практически изотропные, что позволяет перейти к двум эффективным константам: модулю Юнга и коэффициенту Пуассона.

В работе анализируются два возможных подхода для оценки эффективного тензора упругости полноразмерного керна и локальных областей, содержащих твердую матрицу и поры. Более подробно вопросы выбора расчетных сеток для определения эффективных упругих свойств оолитового известняка обсуждаются в работе [6].

В работе использованы два ЦМК-подхода для определения эффективного тензора упругости оолитового известняка. Первый подход состоит в разделении породы на «черную», «белую» и «серую» области, которые визуальны различимы на рентгеноплотностном изображении. При этом «черная область» идентифицировалась с кальцитом, «белая» - с порами, а «серая» - с разуплотненным веществом. Однако при таком моделировании был получен модуль Юнга, более чем вдвое завышенный по сравнению с измеренным в эксперименте. Причина такого расхождения в том, что область, визуальны распознаваемая как «черная», также является пористой, а «серая» область не является одним и тем же веществом в объеме керна, поскольку содержит разный объем пустот. Причем, эта разница для разных «серых» областей визуальна неразличима. В результате был выбран иной путь для решения поставленной задачи с помощью ЦМК-моделирования, который заключается в определенном выборе представительного объема для породы. Критерием выбора представительного объема является равенство пористости этого объема пористости породы, измеренной на керне в лаборатории. Результаты ЦМК-моделирования, проведенного в соответствии с этим подходом, хорошо согласуются с данными по измерению упругих модулей оолитового известняка на более крупных масштабах. Заметим, что этот критерий не является универсальным, поскольку неприменим для пород, имеющих различное строение в разных масштабах.

Все перечисленные выше исследования проводятся при нормальных условиях. Однако для разведочной геофизики, прежде всего, интерес представляют свойства и строение среды при пластовых условиях. В работе демонстрируются результаты применения к этим данным подходов Rock Physics (или теории эффективных сред). Эти подходы позволяют по данным о микроструктуре породы при нормальных условиях, а также данным эксперимента о скоростях при нормальных условиях и условиях, моделирующих пластовые, прогнозировать полный тензор упругости анизотропной породы при пластовых условиях, а также изменение параметров геометрии пустотного пространства при переходе к пластовым условиям.

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта РНФ № 14-17-00658. Для получения результатов по ФЕС и микротомографии пород было использовано оборудование, приобретенное за счет средств Программы развития Московского университета. Авторы выражают благодарность ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» (филиал «ВолгоградНИПИморнефть») и лично Туголуковой А.В. за содействие в подготовке коллекции кернавого материала карбонатных пород, используемого в ходе настоящей работы.

Литература

1. Баюк И.О., Белобородов Д. Е., Березина И. А., Гилязетдинова Д. Р., Краснова М. А., Корост Д. В., Патонин А., Пономарев А. В., Тихоцкий С.А., Фокин И. В., Хамидуллин Р. А., Цельмович В.А. – Сейсмоакустические исследования керна при пластовых условиях // Технологии сейсморазведки. – 2015. – №2. – С. 36–45.
2. Zienkiewicz O.C., Taylor R.L. – Vol. 1. The finite element method. The basis, 2000. – 707 p.
3. Zienkiewicz O.C., Taylor R.L. – Vol. 2. The finite element method. Solid mechanics, 2000. – 479 p.
4. Морозов Е.М., Левин В.А., Вершинин А.В. Прочностной анализ: Фидесис в руках инженера. – М.: ЛЕНАНД, 2015. – 408 с.
5. Официальный сайт ООО «Фидесис» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://cae-fidesys.com/>
6. Яковлев М.Я., Вдовиченко И.И., Улькин Д.А., Вершинин А.В. Об оценке эффективных механических характеристик полноразмерных кернов с помощью CAE Fidesys. Материалы конференции «Суперкомпьютерные технологии в нефтегазовой отрасли». 2015. – М.: МГУ– www.hpc-oilgas.com .

Выбор шага дискретизации достаточного для решения задач интерпретации данных сейсморазведки.

Власов Сергей Викторович¹, Шарин Сергей Викторович¹, Щелкунов Артем Евгеньевич².

¹ООО «БашНИПИнефть», г. Уфа.

²ООО «ГНПЦ ПурГео», г. Тюмень.

Вопрос выбора необходимого и достаточного шага дискретизации регулярно обсуждается в геофизической среде, связанный с этим вопросом круг проблем хорошо известен и освещен в различных публикациях, однако однозначное мнение так и не сформировано. Мы рассмотрим проблему выбора необходимо-достаточного шага дискретизации для регистрации и обработки под углом конечной задачи проведения сейсморазведки, а именно геологической интерпретации. В таком случае все стандартно рассматриваемые ограничения о возможности восстановления спектра до частоты Найквиста и требования о недопустимости искажений связанных с шагом квантования более 3 дБ и т.д. требуют оценки не с позиций исходного сигнала, а с точки зрения корректного восстановления отклика среды на внешнее воздействие. При такой постановке вопроса требования к шагу дискретизации обретают множество дополнительных ограничений и неопределенностей, связанных не только с математической и физической частью теоремы Котельникова, но и с техническими вопросами на всех этапах от регистрации до обработки.

Рассмотрение проблемы в таком контексте удобно в виде сверточной модели, тогда отклик среды на внешнее воздействие [Е.А.Козлов]:

$$P(t) = R(t) * \{S(t) \times s(t)\} + n(t), \text{ где:}$$

$P(t)$ - сейсмическая трасса; $S(t)$ - сейсмический сигнал; $R(t) = (R_0 + R_d + R_f)$ - поток коэффициентов отражения; $s(t)$ - обобщенная неаддитивная помеха; $n(t)$ - обобщенная аддитивная помеха; $*$ - свертка сформировавшегося импульса с отражающей способностью среды; $\times$ - искажение исходного сигнала за счет неупругих деформаций, технических недочетов и т.д.

Таким образом, задача формулируется как корректное описание сверточной функции $R(t) * \{S(t) \times s(t)\}$ характеризующей отклик на внешнее воздействие. Если абстрагироваться от вопросов финитности спектров и сейсмических записей, которые достаточно детально рассмотрены во множестве источников, то остается два основных вопроса: какой тип аппроксимации сигнала заложен в алгоритмах используемого софта, и какова мощность целевых пластов, отклик от которых мы ожидаем увидеть в волновом поле.

На наш взгляд, при расчете шага дискретизации на этапе планирования работ и подбора графа обработки, следует отталкиваться от требуемой вертикальной разрешенности с учетом априорной информации о геологическом строении участка. В соответствии с такой точкой зрения оптимальным для выбора шага дискретизации будет обратный расчет, причем, обратной точкой становится глубинный масштаб результата.

Предварительный расчет шага дискретизации.

На сегодняшний день, при изучении участков требуется построение сейсмогеологических моделей для пластов мощностью 4 метра и менее. Как правило, вертикальная разрешенность сейсморазведки недостаточна для регистрации самостоятельных отражений от кровли – подошвы такого пласта, однако идентификация и петрофизическое моделирование возможно по интерференционной картине, формирующейся на потоках коэффициентов отражений от тонких пластов. В первом приближении, при наличии акустического контраста для интерференционной картины вертикальная разрешенность (H , м) может быть оценена как одна восьмая длины волны [M.B.Wides]:

$$H \sim 1/8 * \lambda = v/(8 * f), \text{ где}$$

λ – длина волны (м); v – скорость распространения сейсмических волн (м/с); f – частота сигнала (Гц).

Тогда, обратным расчетом можно оценить необходимый диапазон частот (рис.1, табл. 1), для решения поставленных задач.

Таблица 1. Расчет необходимых доминантных частот (Гц) исходя из требований вертикальной разрешенности.

Н, м	Vp, м/с					
	3000	3500	4000	4500	5000	5500
2	188	219	250	281	313	344
4	94	109	125	141	156	172
6	63	73	83	94	104	115
8	47	55	63	70	78	86
10	38	44	50	56	63	69
12	31	36	42	47	52	57
14	27	31	36	40	45	49
16	23	27	31	35	39	43
18	21	24	28	31	35	38
20	19	22	25	28	31	34

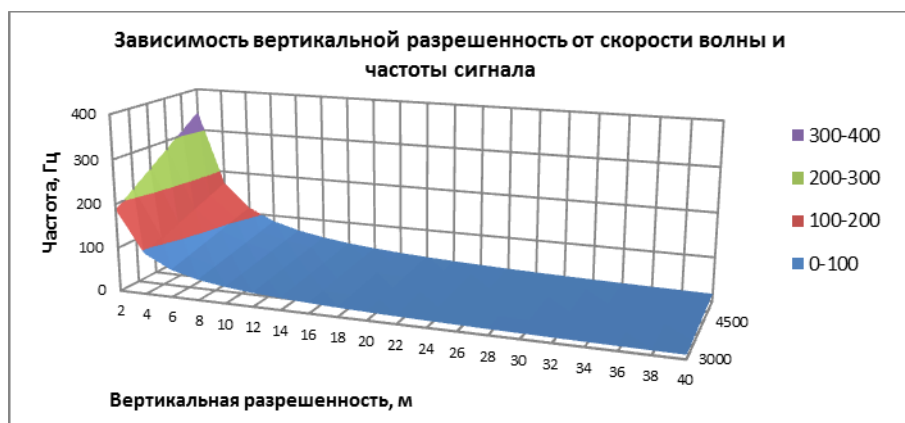


Рис.1. Зависимость вертикальной разрешенности от скорости распространения волны и частоты сигнала.

Учитывая написанное выше необходимо-достаточная дискретность может быть рассчитана согласно теореме Котельникова:

$$dt^k < 1/(2f), \text{ где } f - \text{частота (Гц)}.$$

Таблица 2. Расчет необходимо - достаточного шага дискретизации (мс) по Котельникову исходя из требований вертикальной разрешенности

Н, м	Vp, м/с					
	3000	3500	4000	4500	5000	5500
2	2.67	2.29	2.00	1.78	1.60	1.45
4	5.33	4.57	4.00	3.56	3.20	2.91
6	8.00	6.86	6.00	5.33	4.80	4.36
8	10.67	9.14	8.00	7.11	6.40	5.82
10	13.33	11.43	10.00	8.89	8.00	7.27
12	16.00	13.71	12.00	10.67	9.60	8.73
14	18.67	16.00	14.00	12.44	11.20	10.18
16	21.33	18.29	16.00	14.22	12.80	11.64
18	24.00	20.57	18.00	16.00	14.40	13.09

20	26.67	22.86	20.00	17.78	16.00	14.55
----	-------	-------	-------	-------	-------	-------

Однако, интерполяция в обрабатываемых пакетах выполняется как правило с использованием полинома 2, 4 порядка, или даже линейно, тогда возможен приближенный расчет шага дискретизации [М.С.Денисов]:

$$dt^b \sim dt^k * (\sigma^b)^{1/(k+1)}, \text{ где}$$

dt^k – дискретность «по Котельникову»; σ^b – требуемая точность восстановления сигнала; k – степень полинома, используемого для интерполяции.

Точность аппроксимации сигнала обычно варьирует в интервале от 0.01 (для высококачественных данных), до 0.05 (для зашумленных данных).

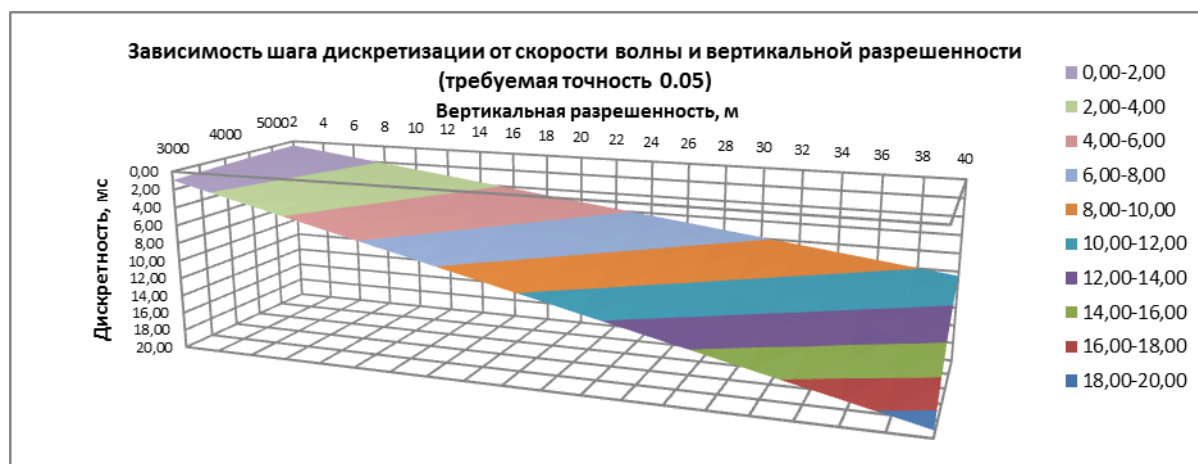


Рис. 2. Зависимость шага дискретизации от вертикальной разрешенности и скорости распространения сейсмических волн.

На наш взгляд, выбор в качестве отправной точки параметров объекта изучения для расчета шага дискретизации позволяет снизить вероятность ошибки за счет интегральных оценок отношения сигнал/шум. Важно не забывать, что на практике, мы никогда заранее не можем сказать, в каком частотном диапазоне и как получится восстановить спектр отклика, а главное какой вклад в волновое поле дадут тонкие пласты.

Следует отметить, что результаты расчета рекомендуется округлять до меньшего стандартно принятого шага дискретизации, тогда для работы с тонкими пластами мощностью 4-8 метров, учитывая вышеприведенные расчеты, требуется дискретность не более 1 мс. Фактически на реальных данных самостоятельными отражениями от кровли/подошвы будут обладать пласты мощностью 12-16 метров и более, кроме того полученные расчеты показывают, что даже для видимых частот 60-80 Гц предпочтительным будет являться шаг дискретизации 1 мс.

Передискретизация при обработке.

Не редко практикуется передискретизация в процессе обработки в угоду машинному ресурсу, особенно при деконволюции и миграции. При этом многие обработчики пользуются выкладками по «Котельникову», объясняя, что потерь нет и быть не может, ведь для восстановления исходного сигнала достаточно 2 мс, а то и 4 мс. На наш взгляд здесь также лучше отталкиваться от конечной цели проведения сейсморазведки, простой математический расчет для проверки не подходит, наиболее корректно проверку влияния можно сделать на модельных данных.

Итак, для проверки создана относительно простая тонкослоистая модель на базе одной скважины и структурного каркаса по 2D линии (рис.3), далее выполнено моделирование в Tesseral Pro в формате 2D elastic и получены сейсмограммы с дискретностью 1 мс. Для моделирования использовался импульс Риккера с несущей частотой 60 Гц. После подготовки данных, выполнена поверхностно-согласованная деконволюция с исходной дискретностью и

при дискретности 2 мс после чего данные просуммированы и приведены к дискретности 1мс. Обработка выполнена в Geovation. Результаты представлены на рисунке 4.

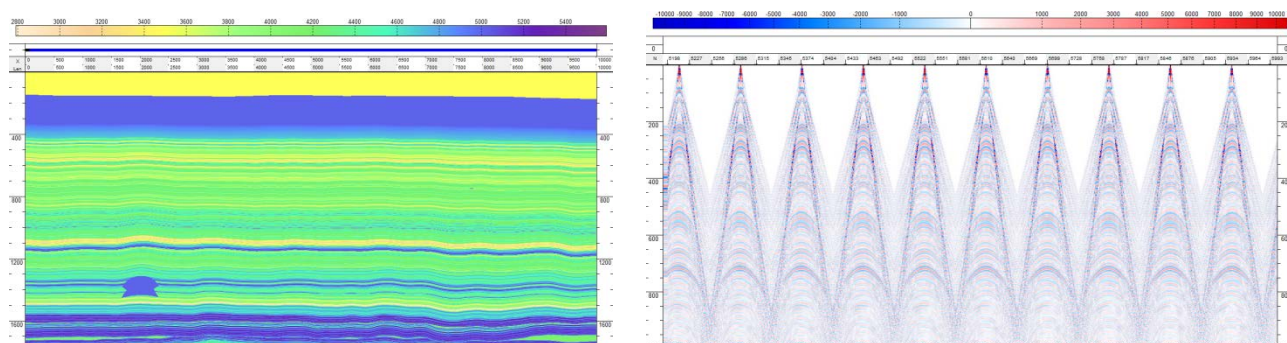


Рис. 3. Геолого-геофизическая модель и результаты моделирования для отдельной части профиля.

Очевидно, что передискретизация перед деконволюцией приводит к некоторым искажениям в данных, при чем, эта разница, как и ожидалось, максимальна для «высоких» частот. Кроме того явно видно, что основная ошибка накапливается на участках от 0-перехода до максимума/минимума, что очевидно, особенно критично в случае интерпретации интерференционного волнового поля. Конечно, для структурной интерпретации разница не критична, так горизонты прокоррелированные по идентичным фазам отличаются не более чем на 0.5 мс. Однако не стоит забывать - это модельные данные, свободные от помех. Что касается динамической интерпретации, то для проверки по обеим суммам выполнена акустическая инверсия, с идентичными параметрами, по стандартно принятому графу.

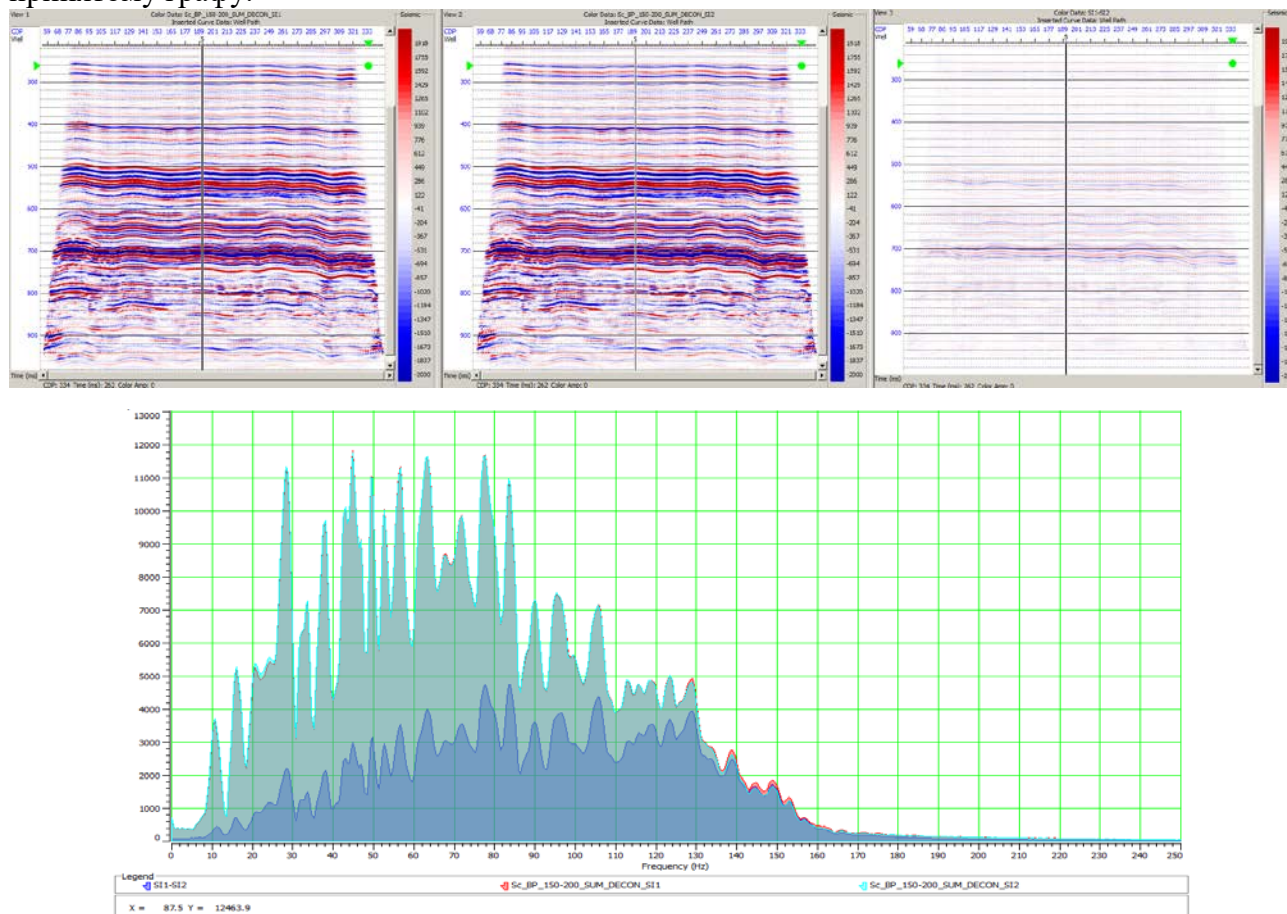


Рис. 4. Слева исходная сумма, по середине после передискретизации, справа разница, снизу спектры. Голубым цветом после передискретизаций, красным - исходная дискретность, синим - разница.

Привязка сейсмических данных к скважинным, дефазировка и акустическая инверсия.

Результаты привязки в рамках сверточной модели ожидаемо получились идентичными для обеих сумм, $K_{кор} \sim 0.85$, а вот определение значения фазовой коррекции разошлось на 2-5 градусов, в зависимости от окна оценки. Значения, конечно, лежат в допуске стандартно используемых $\pm 20^\circ$, однако, опять же, не стоит забывать мы исходим из того, что шумоподавление производилось при исходной дискретности в 1мс и передискретизация выполнена перед деконволюцией, в противном случае значения «разбежки» могут быть и больше принятого допуска. Итак, по результатам привязки нам потребовался фазовый поворот на угол $+77^\circ$ градусов.

Не останавливаясь на детальном разборе параметров инверсионных преобразований, отметим только, что они идентичны для обеих сумм, проведем сопоставление результатов (Рис.5-6).

Визуально результаты смотрятся идентично, но при ближайшем рассмотрении все количественные характеристики в случае сеймики после передискретизации хуже, чем для исходной сеймики на 2-7% в относительном эквиваленте, те же 2-7% остаются и при приведении данных ГИС к дискретности сейсморазведки.

Можно ли однозначно утверждать, что передискретизация при обработке на укрупненный шаг и потом возврат к исходному шагу дискретизации снизит качество динамической интерпретации? В рамках этого эксперимента наверно нет, но тенденция уверенно устанавливается, а степень влияния при синхронной инверсии требует отдельного рассмотрения. Однозначно видно одно: акустическая инверсия не позволит решить тонкие задачи на количественном уровне, а полученные $K_{кор}$ и ошибки определения импедансов вообще ставят под вопрос возможность решения задач динамической интерпретации даже на качественном уровне, в случае интерференционного волнового поля.

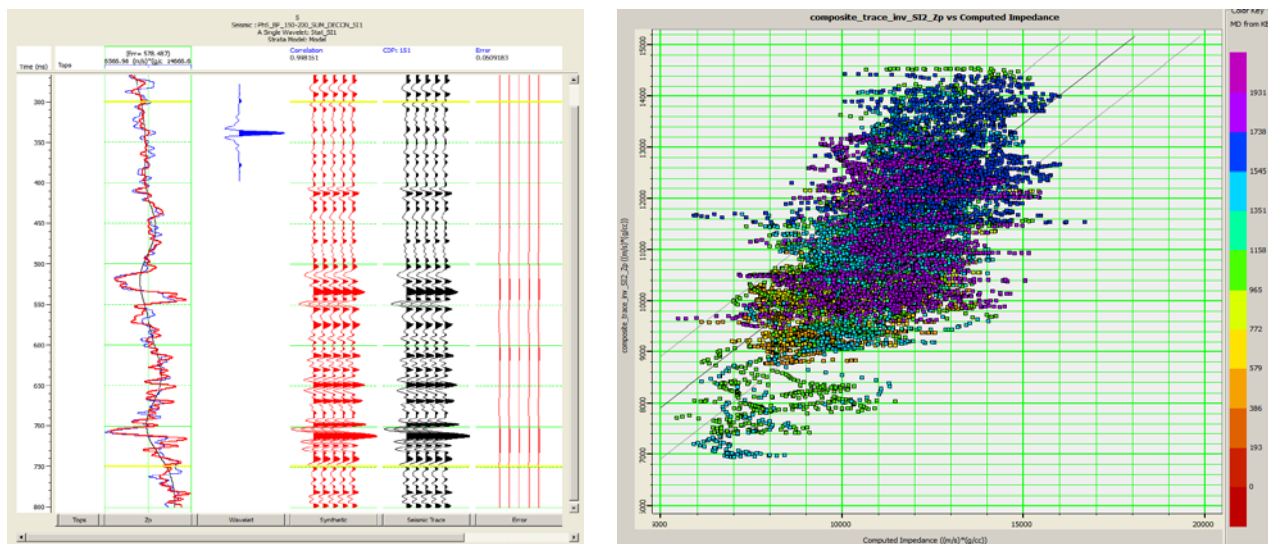


Рис. 4. Результаты контроля инверсии в точке скважины для сеймики после передискретизации ($K_{кор} \sim 0.62$).

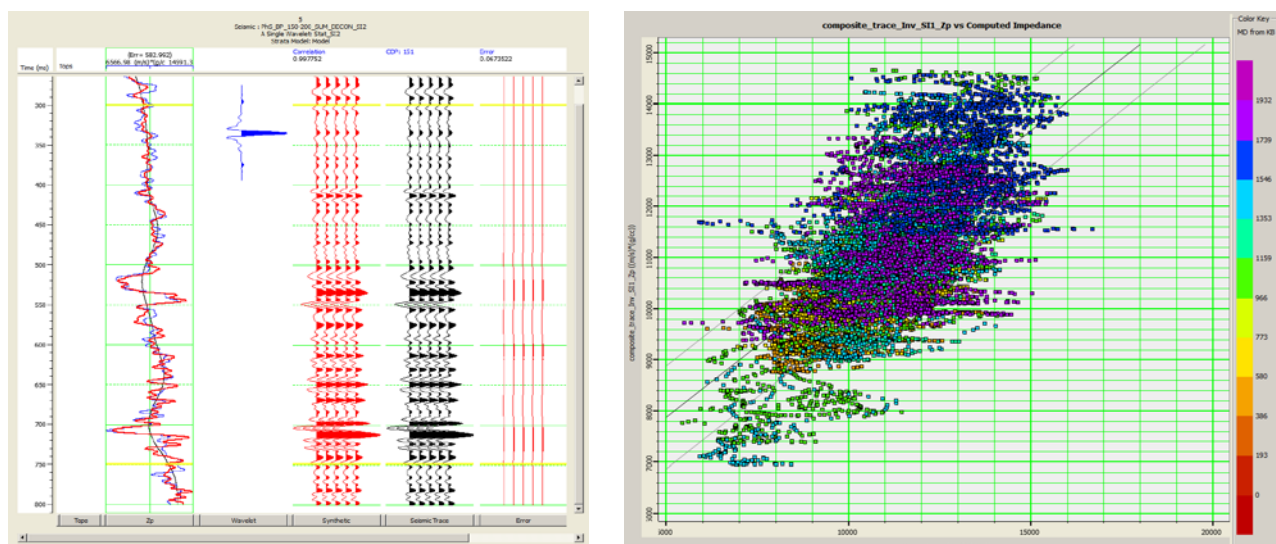


Рис. 5. Результаты контроля инверсии в точке скважины для исходной сеймики (Кор~0.64).

Влияние дискретности на выделение коллектора.

Оценка влияния шага дискретизации выполнена по материалам реальной скважины, где были рассчитаны модельные сейсмограммы с разным шагом дискретизации 1 и 2 мс, рисунок 6.

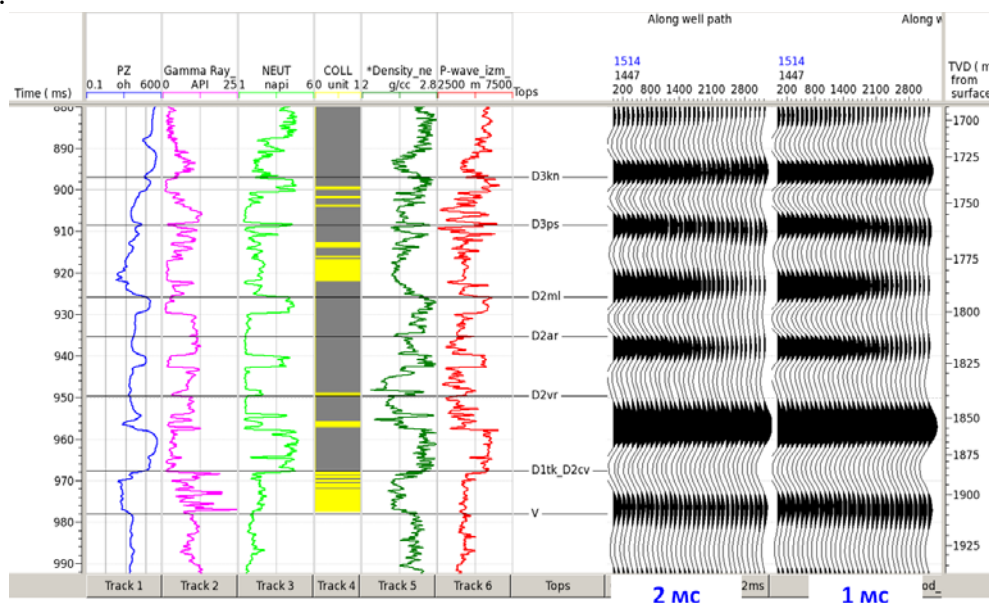


Рис.6. Модельные сейсмограммы, рассчитанные с шагом дискретизации 1 и 2 мс.

Далее по модельным сейсмограммам выполнена инверсия и построены матрицы классификации. Оценка погрешности прогноза коллектор/неколлектор приведена на рисунке 7.

Volume traces extracted at well location

2 мс

Classified log				
Litho-log		NO_COLL	COLL	
	NO_COLL	50.00%	50.00%	
	COLL	40.00%	60.00%	
				Number of samples
				34
				5
				Misclassified samples
				50.00%
				40.00%

Volume traces extracted at well location

1 мс

Classified log				
Litho-log		NO_COLL	COLL	
	NO_COLL	50.00%	50.00%	
	COLL	9.09%	90.91%	
				Number of samples
				66
				11
				Misclassified samples
				50.00%
				9.09%

Рис.7. Матрица классификации по результатам инверсии, рассчитанные по скважине с шагом дискретизации 1 и 2 мс.

Как видно из рисунка, точность прогноза с шагом дискретизации 1 мс выше на 30% по отношению к данным с 2мс, что связано, как минимум с наличием качественной статистики.

Заключение

Проанализировав все данные полученные в результате изучения вопроса выбора шага дискретизации, можно было бы сказать, что на каждом этапе ошибки минимальны и лежат в общепринятых допусках, но реальная ситуация такова, что ошибки накапливаются накладываясь последовательно друг на друга и к моменту перехода, от сеймики к геологии данные становятся некондиционными.

«Слишком большой шаг дискретизации дает два эффекта («seismic data processing» Ozdogan Vilmaz):

- спектр непрерывного сигнала ограничивается максимальной частотой, которая представляет собой частоту Найквиста;
- спектр цифрового сигнала осложняется высокими частотами за пределами частоты Найквиста, которая могла присутствовать в непрерывном сигнале.

Если с первой проблемой ничего нельзя сделать, вторая проблема представляет практическую важность. Чтобы сохранить полосу восстанавливаемых частот между нулем и частотой Найквиста свободной от зеркальных частот, в поле перед преобразованием сигнала из аналоговой формы в цифровую применяется антиалийсинговый ФНЧ (high-cut antialiasing filter). Этот фильтр устраняет те частотные составляющие, которые при оцифровке могут дать зеркальные частоты. Обычно антиалийсинговый ФНЧ имеет частоту среза, которая равна 0.75 или 0.5 частоты Найквиста. Этот фильтр обеспечивает ослабление частот выше частоты Найквиста...

...Интерполяция не восстанавливает частоты, потерянные при квантовании; она только формирует дополнительные выборки».

Фактически первым шагом к ответу на вопрос выбора шага дискретизации является четко и грамотно поставленная геологом задача, так, если требуется лишь структурная интерпретация, а мощность пластов большая, действительно можно работать с укрупненным шагом дискретизации. Если же требуется динамическая интерпретация, петрофизическое моделирование, то расчет шага дискретизации лучше делать обратным расчетом, исходя из необходимой вертикальной разрешенности. При этом смена шага дискретизации на укрупненный, в процессе обработки, крайне не желательна.

Комплексное использование сейсмических волн разного класса для поиска и разведки месторождений УВ-сырья (Новая методология сейсморазведки).

Кузнецов Олег Леонидович, Радван Ахмед Абдельфаттах, Чиркин Игорь Алексеевич, Ризанов Евгений Геннадьевич, Колигаев Сергей Олегович.

Государственный университет «Дубна», г. Дубна, Московская область.

Современная методология сейсмической разведки нефтегазовых месторождений основана на использовании зеркально отраженных волн и применении стандартных технологий МОГТ-2D и -3D. Промысловая эффективность этих технологий, которая определяется по количеству «продуктивных» скважин, пробуренных по результатам сейсморазведки, остаётся постоянной в течение последних 30 - 40 лет на уровне 30-35% для поисковых и 65-70% для разведочных площадей, несмотря на существенный научно-технический прогресс в развитии сейсмических исследований.

Для повышения промысловой и геологической эффективности сейсморазведки, особенно для залежей УВ в низкопроницаемых и сланцевых толщах, предлагается применять новую методологию сейсмических исследований, основанную на комплексном использовании волн разного класса: зеркально отражённых, рассеяно отраженных и микросейсмической эмиссии, которые имеют доминантную зависимость от разных геологических параметров: строения, флюидонасыщения и трещиноватости геологической среды соответственно. Эти волны позволяют получить независимую информацию о структурной форме ловушки, неоднородности (нефть, газ или вода?) и неравномерности её флюидонасыщения и пространственном распределении открытой трещиноватости в геосреде, включая низкопроницаемые и сланцевые УВ-насыщенные толщи. Комплексный анализ данной информации позволяет выделить оптимальные места и направления бурения вертикальных и горизонтальных стволов соответственно для гарантированного получения максимально возможного притока УВ.

Реализация данной методологии осуществляется на основе комплекса сейсмических исследований, включающих стандартную технологию МОГТ инновационные технологии «Сейсмический локатор бокового обзора» (СЛБО) и «Сейсмолокация очагов эмиссии» (СЛОЭ), созданные в 1990 г. и 2005 г., соответственно, учеными и специалистами Научной школы нефтегазовой сейсмоакустики проф. Кузнецова О.Л. для изучения трещиноватости, типа флюидонасыщения («нефть-газ-вода») и других характеристик геологической среды. Результаты исследований по этим технологиям подтверждены десятками скважин на месторождениях нефти и газа в различных регионах России и за рубежом: Иран, Бразилия, США, Вьетнам и др.

В качестве примера реализации комплексных сейсмических исследований с использованием волн разного класса рассмотрим результаты работ на Аюбинском месторождении (ОАО Оренбурггазпром), которое расположено в южной части Предуральяского краевого прогиба (Оренбургская обл.) в отложениях башкирского яруса на глубине -5000 м,

Сложные сейсмо-геологические условия, обусловленные соляно-купольной тектоникой (с амплитудами куполов до 5 км), определили относительно низкую достоверность стандартных сейсмических исследований (ОГТ-2D и -3D) в Предуральском прогибе. Дебит

газа в скв.171 – первооткрывательнице Акобинского месторождения оказался не высоким, около 60 тыс.м3/сут.

По инициативе геологической службы ОАО Оренбурггазпром на данном месторождения в 2006-2007 гг. проводилась сейсмическая разведка комплексом сейсмических технологий (стандартных и инновационных), использующих разные классы сейсмических волн: отраженные, рассеянные и эмиссионные. Это было необходимо для получения независимой информации о строении и деформации подсолевой продуктивной толщи, неоднородности её флюидосодержания и неравномерности открытой трещиноватости геологической среды, что позволяло использовать комплекс данной информации для выбора оптимальных мест заложения разведочных скважин.

По результатам комплексных исследований в первой разведочной скв.172, пробуренной в присводовой части структуры в зоне прогнозируемых высоких значений трещиноватости и газосодержания, дебит газа оказался выше на порядок, чем в скв.171, и максимальным для южной части Предуральяского прогиба. При этом кровля продуктивной толщи в скв.172 находится глубже, чем в скв.171.

Такие результаты позволяют существенно сократить сроки и средства финансирования на выполнение поисково-разведочных работ за счет исключения бурения «сухих» скважин. Кроме того, получение максимальных дебитов делает разведываемое месторождение УВ инвестиционно привлекательным, что способствует ускоренному вводу данного месторождения в разработку.

Другим важным аспектом комплексирования геологической информации, полученной по сейсмическим волнам разного генезиса, является существенное расширение спектра решаемых прикладных задач не только для оптимизации поисково-разведочных работ, но и разработки месторождений, что ранее никогда не использовалось. Это существенное расширение спектра решений является своеобразным «информационным синергетическим эффектом» при котором комплексирование сейсмических методов использующих волны различного генезиса, связанные с различными физическими эффектами, позволяет извлечь качественно новую информацию о геосреде.. На основе этого эффекта можно оптимизировать местоположение добывающих скважин и кратно сократить их количество, сохраняя при этом объем добываемого сырья или превышая его. Такая оптимизация возможна, поскольку по результатам комплексных исследований получают информацию о латеральном распределении открытой трещиноватости и структуре флюидонасыщения в продуктивной толще, о схеме флюидных потоков в залежи, литофациальной неоднородности толщи, неравномерности пластового давления, наличии и местоположении глубинных субвертикальных «геодинамических насосов» и т.д. Совокупность указанной информации (полученной при использовании сейсмических волн разного класса), проверенной по имеющимся поисково-разведочным скважинам, позволяет исключить из бурения и последующей эксплуатации заведомо низкодебитные и «сухие» скважины, количество которых на разрабатываемом месторождении достигает 80%.

Выводы

Комплексирование сейсмических технологий, использующих волны разного класса: отраженные, рассеянные и эмиссионные сейсмические волны, позволяет существенно повысить эффективность поисково-разведочных работ и разработку месторождений нефти и газа. Использование такого комплекса на этапе разработки позволяет оптимизировать

разработку месторождений УВ и обеспечить более полное извлечение нефти при высоком темпе ее отбора из залежи.



**Концепция и схема технологии оценки структуры и параметров
флюидодинамической модели нефтегазового бассейна по сейсмическим данным.****Писецкий Владимир Борисович, Копунов Станислав Эдуардович.****Уральский государственный горный университет, г. Екатеринбург.**

Концепция флюидодинамического механизма формирования и переформирования нефтегазовых залежей следует из представлений о нестационарном режиме напряженного состояния геодинамической системы “осадочный чехол - фундамент”. В такой модели ключевыми параметрами являются геометрия дискретной (блоковой) структуры осадочного чехла и фундамента, величина и знак градиента добавочного (сверхлитостатического) давления, а целью интерпретации – векторное поле флюидного потока. Геометрия блоковых геодинамических процессов и множество векторов флюидного течения в пространстве коллектора формируют объективное изображение контуров истечения и стечения флюида, что в совокупности с другими независимыми данными способно привести к обоснованным выводам по наиболее вероятным вариантам размещения углеводородной залежи, ее параметрической модели и процессам эволюции флюидной массы.

Технология оценки относительных значений компонент напряженного состояния по сейсмическим данным основана на прямой связи динамических атрибутов сейсмических сигналов отраженных волн (тензор “малых” напряжений) и тензора “больших” напряжений, действующих в точках отражения упругих волн (М. Biot, 1968). При этом, основной вклад в атрибуты сигнала отраженной волны вносит резкое нарастание градиента горизонтальной компоненты напряжения на отражающей границе фрикционного типа (граница двух сред с различной структурой дискретности слоев). Для варианта сред с дискретной структурой можно далее ограничиться понятием “градиент давления” и выполнять оценку его относительных значений по сейсмическим атрибутам на основе ряда известных эмпирических зависимостей (Писецкий В.Б., 1997).

На рис.1 (фрагмент “а”) приведен пример трансформации сейсмического временного разреза в относительные оценки градиента давления. Отметим основные особенности: области максимального градиента давления (относительное растяжение) в осадочном чехле согласуются с зонами нефтенасыщения, а характерное пространственное распределение оценок градиента давления соответствуют принципам иерархического блокового деления в активной геодинамической системе “осадочный чехол - фундамент”. Тепловая модель земной коры, восстановленная по тепловизионной космической съемке (фрагмент “b”), достаточно объективно и независимо подтверждает выявленный геодинамический режим по сейсмическим данным.

Если такую оценку выполнить по множеству отражающих горизонтов в схемах 2-3D, а затем интегрировать эти оценки по некоторой совокупности стратиграфических интервалов, то мы получим карты оценок относительных значений градиента добавочного давления для различных интервалов осадочного чехла и фундамента. На таких картах обозначаться, во-первых, вертикальные зоны контактов блоков с разным геодинамическим состоянием (зоны дезинтеграции, или флюидные каналы), а во-вторых, зоны с аномальными значениями градиента давления, что и является основанием для разработки объективной модели макропроницаемости целевого стратиграфического интервала (динамико-флюидная модель или - ДФМ).

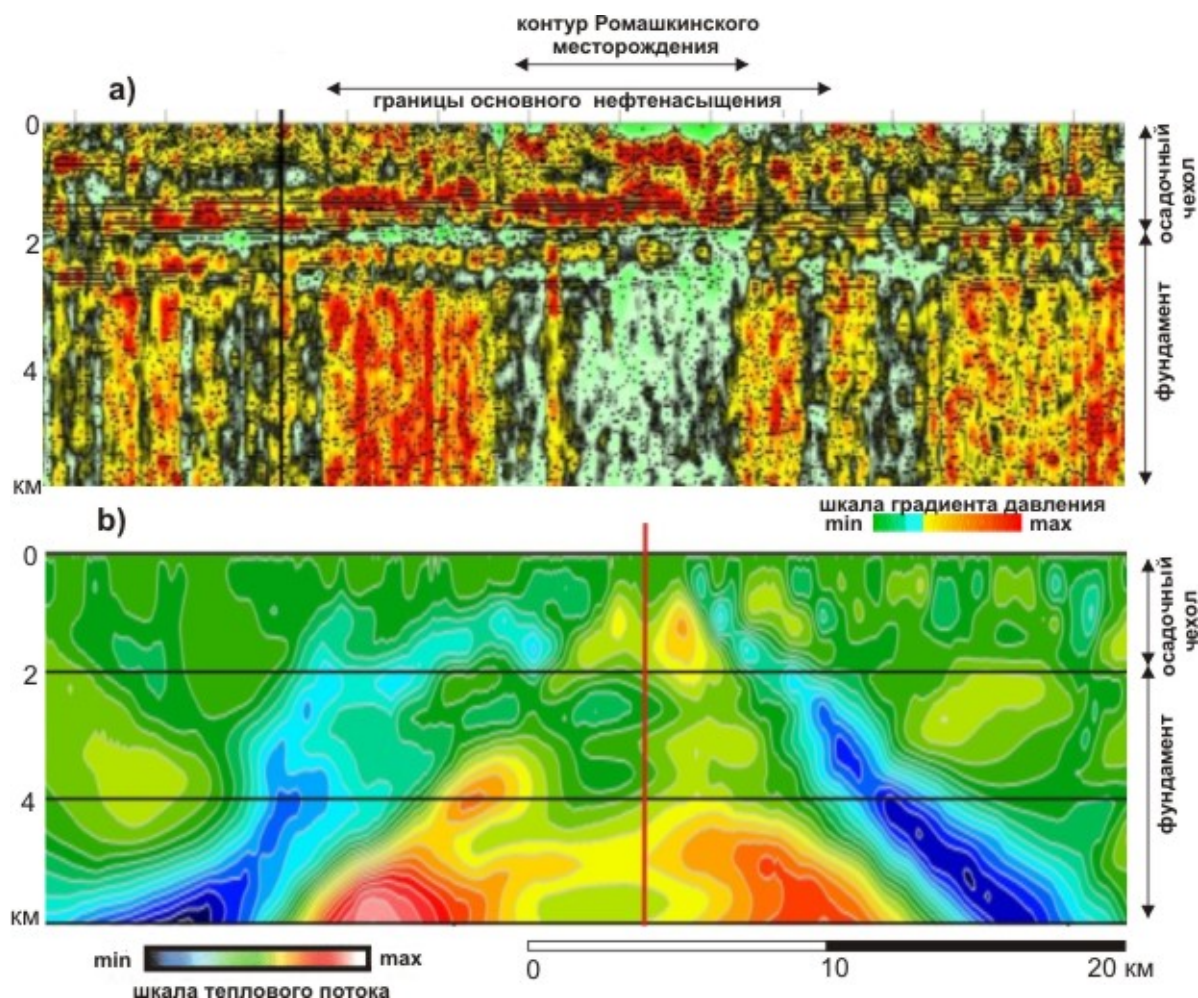


Рис.1. Сопоставление геодинамической (а) и тепловой (б) моделей по широтномурегиональному сейсмическому профилю через Южно-Татарский Свод(Писецкий В.Б., Каримов К.М., 2008).

На рис.2 показаны результаты разработки динамико-флюидной модели в границах Северо-Даниловского нефтяного месторождения (Шаимский НГР). Месторождение расположено в пределах липаритового тела и примечательно тем, что там впервые в Западной Сибири установлена промышленная продуктивность коры выветривания кристаллического фундамента (положение первой скважины вскрывшей нефть в фундаменте показано на рис.2 кружком белого цвета). Геологическая обстановка этого района в существенной степени напоминает особенности широко известного феномена “Белый Тигр” в Южно-Китайском море. Поскольку именно там авторами был использован обсуждаемый подход и получен определенный опыт разработки геодинамической структуры кристаллического массива по данным детальной 3D сейсморазведки, постольку и возник интерес к проблеме оценки перспектив нефтеносности известных гранитоидных массивов Шаимского НГР. Фрагмент “а” рис.2 иллюстрирует возможность получения схемы блоковой структуры (интегральная матрица оценок градиентов по множеству изохронных поверхностей) согласующейся с интегральной матрицей градиентов давления по этим же поверхностям. Соответственно, названные матрицы образуют основу для решения уравнения Дарси в предположении, что блоковая структура определяет каналы с максимальной

проницаемостью в контактных зонах блоков, а матрица градиентов давления формирует проницаемость внутри блоков.

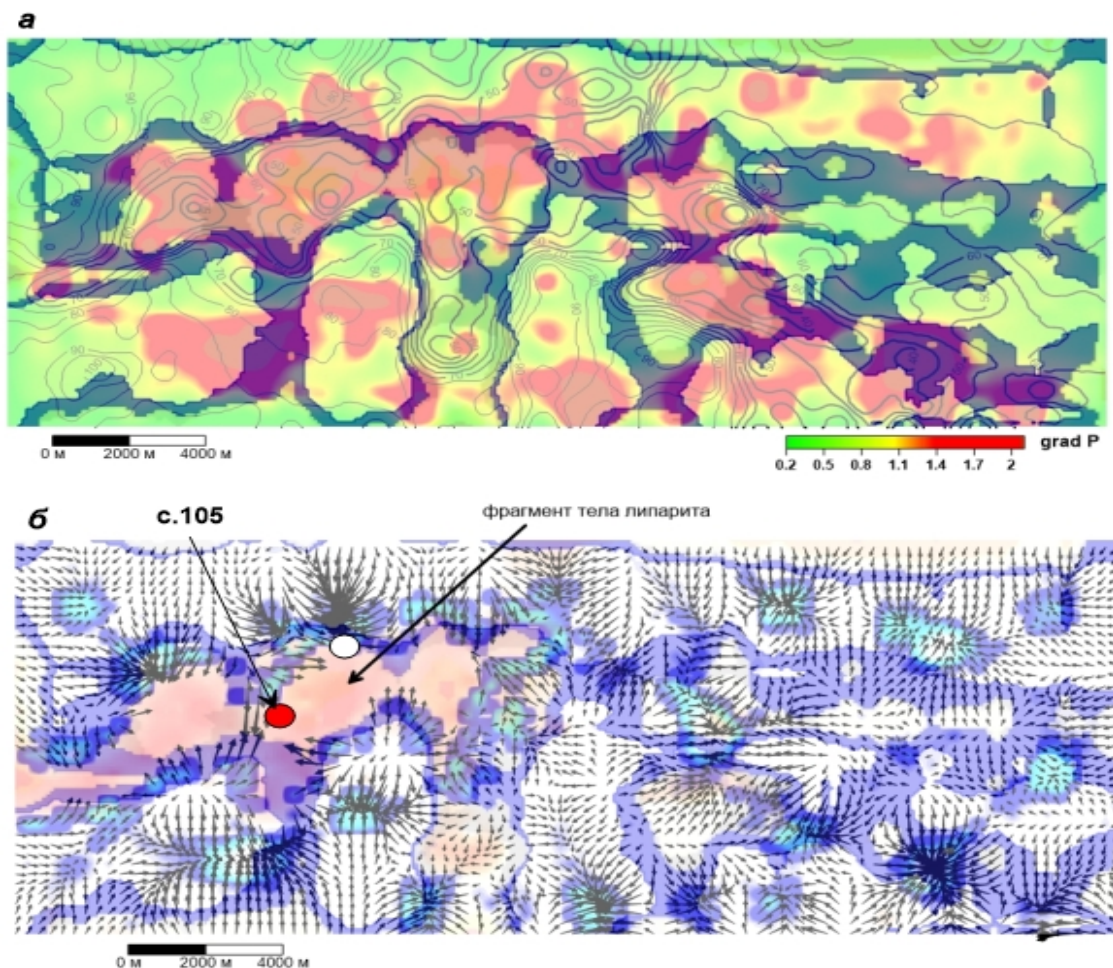


Рис. 2. Карта оценок градиента давления в интервале юрских отложений с изображением блоковой структуры осадочного чехла (фрагмент “а”) и соответствующая этому интервалу карта флюидодинамических процессов (фрагмент “б”). Северо-Даниловское месторождение, ТПП УРАЙНЕФТЕГАЗ, 2011.

На фрагменте “б” показан результат такого решения в формате флюидодинамических процессов: множество векторов флюидного течения и каналы с максимальным насыщением флюида (синий цвет раstra) примерно на уровне 80% соответствует карте подтвержденных запасов месторождения в юрском комплексе.

Следовательно, флюидные потоки в верхней части липаритового тела в данной ситуации могут являться основой для принятия решения по определению положения глубокой разведочной скважины с целью исследования гипотезы абиогенного генезиса углеводородных залежей. Такое решение принято и бурение разведочной скважины №105 глубиной 5000 метров поставлено “ЛУКОЙЛ-ИНЖЕНИРИНГ” в план 2018-го года.

Предказание трещиноватости на основе незеркальной компоненты сейсмического поля: сопоставление с микроимджерами.**Масюков А.В., Масюков В.В., Шлёнкин В.И.****ООО «Славнефть-НПЦ», г. Тверь, Россия.**

На основе эффективного метода вычисления незеркальной компоненты данных сейсморазведки (включая вычисление куба анизотропии и куба азимута рассеяния) предложен способ получения куба трещиноватости. Предсказание трещиноватости верифицировано сопоставлением с данными микроимджеров в горизонтальных участках стволов 15-ти скважин. Показано, что куб трещиноватости прямо пропорционален относительному объему трещин по микроимджерам с хорошей точностью.

На конференциях «Применение суперкомпьютерных технологий в нефтегазовой отрасли» (2014, 2015) [1] мы представили эффективный метод шумоподавления на мигрированных сейсмограммах, основанный на разложении сейсмограмм общей точки изображения по телесным углам [2, 3]. На аналогичной конференции 2016 года мы анонсировали [4] применение этой техники для эффективного вычисления кубов анизотропии рассеяния.

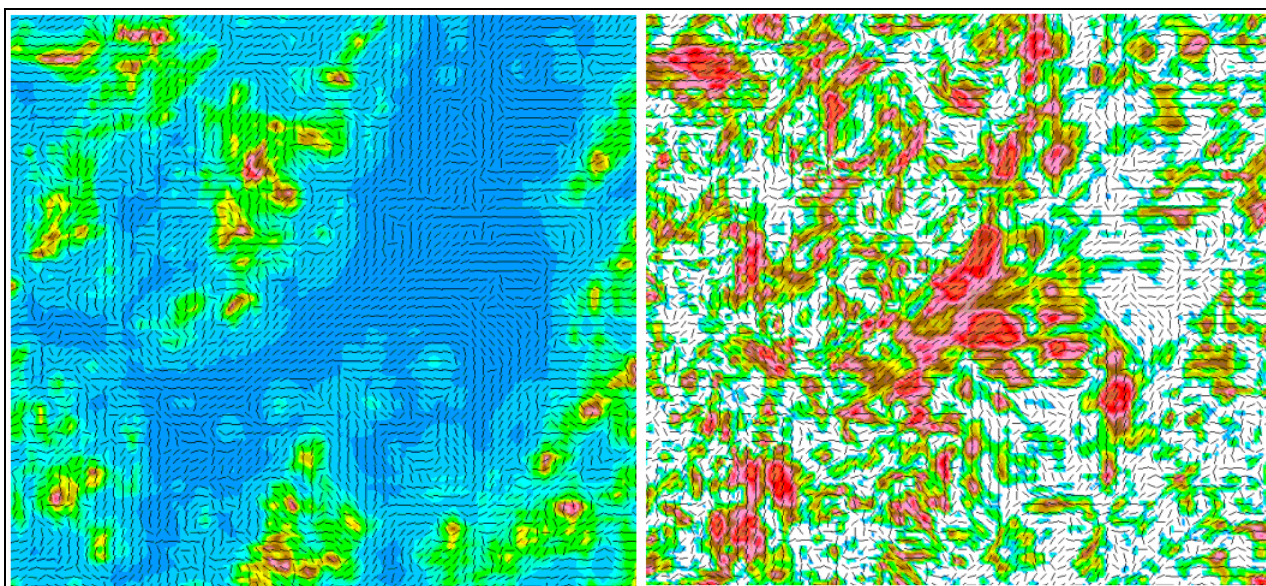


Рис.1. Горизонтальные сечения куба энергии рассеянных волн (слева) и куба анизотропии рассеяния (справа) (штрихами показан азимут минимального рассеяния).

Разработанная в НПЦ компьютерная программа NSE (Non-Specular Energy) вычисляет кубы энергии и кубы анизотропии незеркальной компоненты сейсмического поля (куб показателя анизотропии и куб главных азимутов рассеяния). На рис. 1 представлены фрагменты горизонтальных сечений кубов энергии и анизотропии. Штрихами показаны направления, перпендикулярные направлению максимального рассеяния и совпадающие с направлением простирания трещин. На рисунке хорошо видны существенные различия энергии и анизотропии.

Азимутальное распределение энергии незеркальной компоненты у нас аппроксимируется формулой

$$E(\varphi) = E_0 + E_1 \cos^2(\varphi - \varphi_1) \quad (1)$$

где E_0 – изотропное слагаемое, а φ_1 – главное направление рассеяние. Предположим, что на площади 3D-съемки априори известно направление (азимут) главного регионального сжатия φ_s . В этом случае можно считать, что трещины, азимуты простирания которых близки к φ_s , будут открытыми, а в перпендикулярные к ним – закрытыми (см. рис.3).

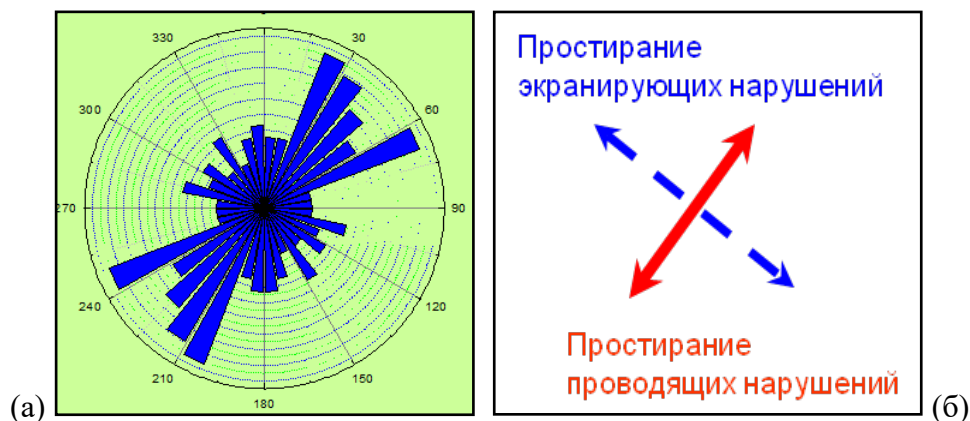


Рис.3. Анализ трещиноватости в ориентированном керне (а), интерпретация раскрытости трещин в соответствии с азимутом (в 40°) главного регионального сжатия (б).

Следовательно, естественно предположить, что **потенциально открытая трещиноватость должна быть пропорциональна выражению**

$$E(\varphi_s) = E_0 + E_1 \cos^2(\varphi_s - \varphi_1 + \frac{\pi}{2}). \quad (2)$$

На основе этого предположения и выходных данных программы NSE можно рассчитать прогнозный куб трещиноватости.

Результаты прогноза трещиноватости на основе формулы (2) мы сопоставили с данными микроимджеров трещиноватости. Сопоставление проводилось в горизонтальных участках (перепад абсолютной глубины менее 10 м) стволов 15-ти скважин в продуктивном интервале (рис.4).

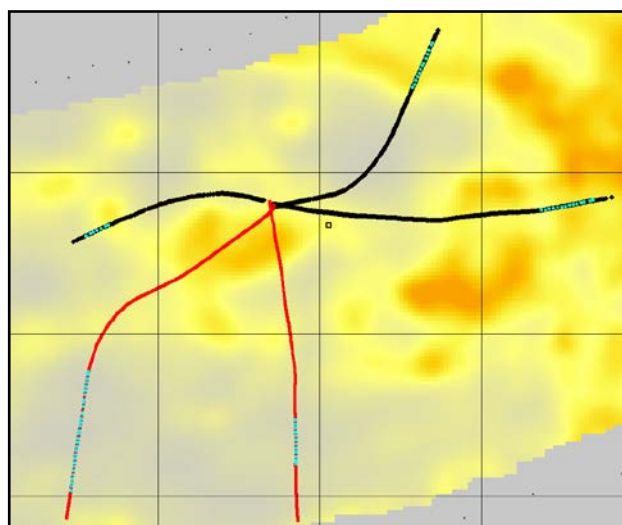
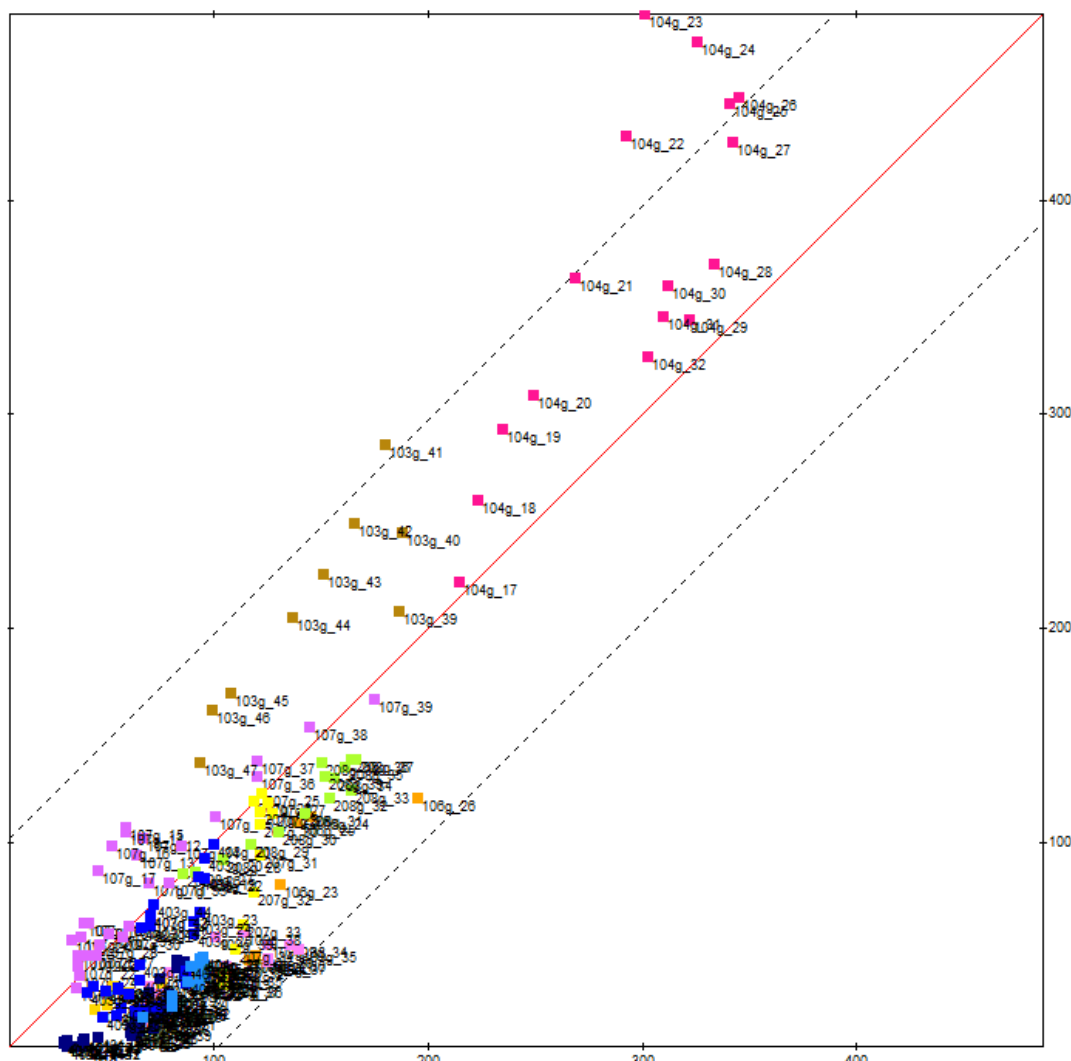


Рис.4. Расположение 5-ти скважин в плане. Цветом циан показаны точки горизонтальных участков стволов, в которых сопоставлялись при регрессионном анализе трещиноватость по FMI и значения с прогнозного куба трещиноватости, полученного на основе формулы (2). На рисунке показана километровая сетка.

Соответствие нашего прогноза трещиноватости данным микроимиджеров хорошее во всех 15-ти скважинах. Но при регрессионном анализе данные разных типов приборов (СМІ, UBI, FMI) нельзя использовать совместно (без специальной калибровки). Поэтому в общий кросс-плот, представленный на рисунке 5, вошли данные только 11-ти скважин, в которых измерения проводились одним типом приборов (FMI). **Всего в регрессии использованы 187 точек (что соответствует примерно 5 км горизонтальной проходки). Использовался только один, теоретически обоснованный, регрессор (2). Причем регрессия использовалась без свободного члена, что соответствует физическому смыслу формулы (2). Эффективный [5] коэффициент корреляции составил 0.88.** Цветами дифференцированы точки, относящиеся к разным скважинам.



неопределенности и волюнтаризма при подготовке данных к регрессионному анализу.

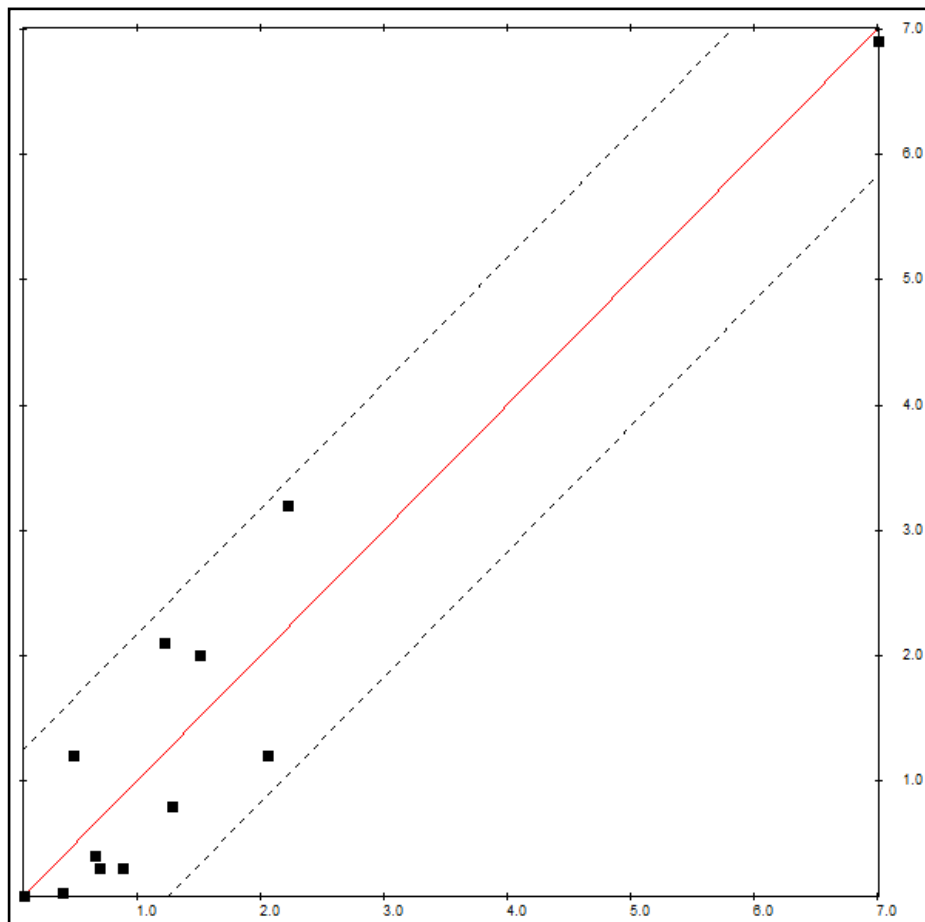


Рис.5. Зависимость продуктивности субвертикальных скважин от прогнозного куба трещиноватости. В регрессии участвуют 12 скважин, коэффициент корреляции 0.95.

Авторы доклада считают, что полученные результаты позволяют говорить об эффективности прогноза трещиноватости на основе формулы (2) даже для сложных древних рифейских коллекторов Восточной Сибири [6].

Литература

1. Масюков А.В., Масюков В.В., Шленкин В.И., Акимов Т.В. Программная реализация подавления артефактов престек-миграции на мигрированных сейсмограммах // Применение суперкомпьютерных технологий в нефтегазовой отрасли, Москва, МГУ, 2015
2. Shlionkin S.I., Kashirin G.V. and Masjukov A.V. Visualization of Diffraction Anomalies // 68-t Ann. Internat. Mtg., Soc. Expl. Geophys., Expanded Abstracts, 1998.
3. Masjukov A. and Shlyonkin V. Eliminating 3D Prestack Migration Artefacts by 6D filtering // Geophysical Prospecting, 2015, v. 63, p. 626-636
4. Берин М.В., Масюков А.В., Масюков В.В., Шлёнкин В.И. Угловая престек-миграция: вычисление кубов анизотропии рассеяния // Применение суперкомпьютерных технологий в нефтегазовой отрасли, Москва, МГУ, 2016
5. Масюков В. В., Попов М. А., Тюнегин С. П. Практика атрибутивного прогнозирования требует совершенствования // Технологии сейсморазведки, 2013, №3, С.76-87.
6. Масюков В.В., Харахинов В.В. Новый подход к кластеризации трещиноватых коллекторов углеводородов на основе данных 3D сейсморазведки // Технологии сейсморазведки, 2015, №2, 29-35.

Секция Полевые технологии

Сейсмические антенны.

Колигаев Сергей Олегович, Чиркин Игорь Алексеевич, Ризанов Евгений Геннадьевич.

Государственное бюджетное учреждение высшего образования «Международный университет природы, общества и человека «Дубна», г. Дубна.

Современные технологии сейсмических исследований широко используют пространственно-развитые системы излучения и приема сейсмических волн, которые (учитывая синфазный характер обработки информации) могут именоваться антеннами излучения и приема. Такие пространственно-развитые приемно-излучающие системы применяют в технологиях ОГТ (ОСТ) - 2D и - 3D, “Сейсмический локатор бокового обзора” (СЛБО), “Сейсмолокация очагов эмиссии” (СЛОЭи др. для выделения сейсмических волн разных типов и классов (отраженных Р, S и обменных, преломленных, рассеянных, сейсмической эмиссии и др.) и позиционирования в геологической среде первичных (СЛОЭ) или вторичных (ОГТ, СЛБО) источников этих волн. Реализуемые при этом способы наблюдения и алгоритмы обработки волнового поля во многом аналогичны тем, которые применяют в радио- и гидролокаторах. В связи с этим представляется целесообразным в аспекте локаторов рассмотреть сейсмические антенны и их характеристики: форма, диаграмма направленности и разрешающая способность. Такой сопоставительный анализ позволяет систематизировать технологии сейсмических исследований, а также создать новый концептуальный подход к решению технических вопросов наблюдения и алгоритмов обработки.

Поскольку как в активных, так и пассивных методах локации основным элементом, обеспечивающим качественные и количественные характеристики пространственной фильтрации сейсмоакустических полей, является приемная антенна, то остановимся на анализе именно ее свойств применительно к задаче сейсмолокации очагов микросейсмической эмиссии.

Волны естественной МСЭ имеют существенно меньшую (на порядок и более) амплитуду относительно экзогенной (или шумовой) составляющей регистрируемого волнового поля.

Поэтому, для выделения и оценки ее характеристик программно-аппаратная часть комплекса, реализующего метод сейсмолокации, должна обеспечить оптимальную фильтрацию полезных сейсмических сигналов во всех областях его существования, в данном случае в частотной и пространственной.

Основными требованиями к приемной системе в данном случае является обеспечение высоких характеристик пространственной фильтрации принимаемых сейсмоакустических полей.

Фильтрующие же свойства приемной системы характеризуются ее диаграммой направленности, являющейся основной характеристикой приемной антенны и которая в свою очередь, определяются размерами и конфигурацией апертуры.

Поскольку процедуры реализации сейсмолокации связаны с необходимостью расстановки большого количества сейсмоприемников (с учетом указанного выше низкого отношения сигнал/шум для выявляемого процесса) представляется целесообразным даже из

экономических соображений предварительно оценить эффективность той или иной конфигурации этой расстановки.

Для анализа разрешающей способности апертур приема различной формы было выполнено численное моделирование с использованием горизонтально-слоистой скоростной модели одного из месторождений среднего Поволжья. Количество приемников в каждой антенне – 120 шт., расстояние между приемниками – 50 м, глубина исследования – 3000 м. Результаты расчета сечений диаграмм направленности некоторых наиболее типичных форм апертур приема на заданной глубине исследования в диапазоне частот 30-70 Гц представлены на рис. 1.

Первая форма апертуры имеет вид 8-лучевой звезды (по 15 приемников на луче) (рис.1а), диаграмма направленности которой отличается наличием аномальных боковых лепестков в стороны от излучателя. «Размытость» максимальных значений точки-излучателя при этом составляет порядка ~200 м. Апертура в форме спирали (рис.1б) имеет менее выраженные боковые лепестки и чуть меньшую «размытость» аномалии. Более предпочтительной является круговая расстановка приемников (рис.1в), которая, во-первых, имеет равномерную диаграмму направленности, а во-вторых, уменьшает «размытость» аномалии до ~50 м.

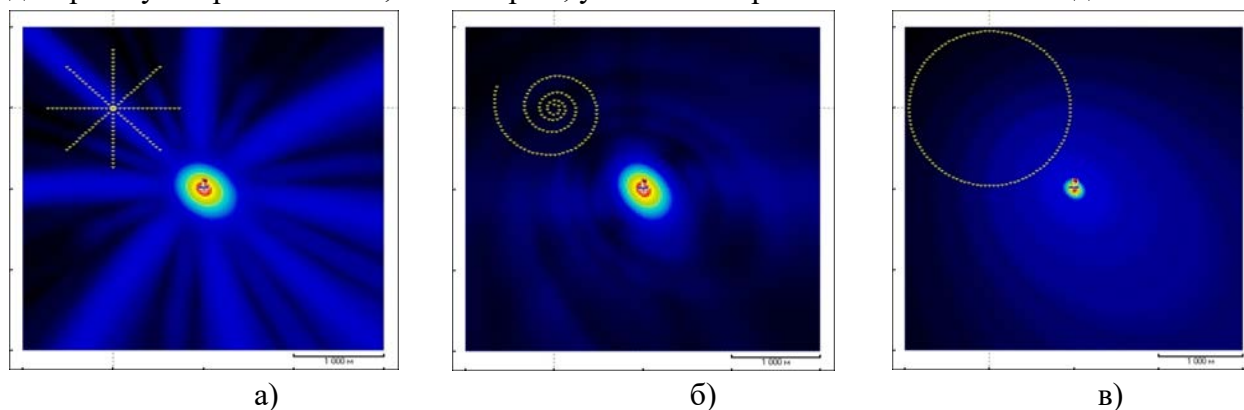


Рис.1. Сечения диаграмм направленности апертур приема различной формы.

На рис.2 представлен расчет диаграммы направленности для концентрической формы апертуры приема, которая состоит из приемников, размещенных по окружностям трех радиусов. Диаграмма направленности данной апертура обладает минимальным уровнем боковых лепестков и максимальным коэффициентом концентрации.

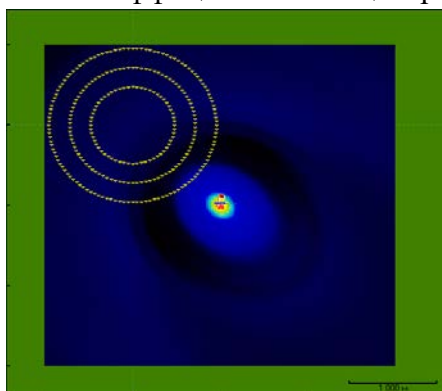


Рис. 2. Сечение диаграммы направленности концентрической антенны.

Для повышения разрешающей способности технологии СЛОЭ предлагается использование нескольких апертур. Результаты расчета сечения диаграммы направленности комбинированной антенны из трех круговых апертур диаметром ~1 км представлены на рис.3. С одной стороны, каждая из трех апертур оказывает влияние на диаграмму направленности, образуя боковые лепестки, по размеру пропорциональные дальности до

этой апертуры. С другой – «размытость» аномалии при такой расстановке сводится к минимуму и составляет ~ 10 м в диапазоне частот 30-70 Гц.

На рис. 4 представлены результаты расчета сечения диаграммы направленности комбинированной антенны из трех concentric апертур. Такая расстановка является оптимальной, поскольку отличается минимальными размерами боковых лепестков и максимальным коэффициентом концентрации, позволяя, таким образом, наиболее точно определять положение аномалии.

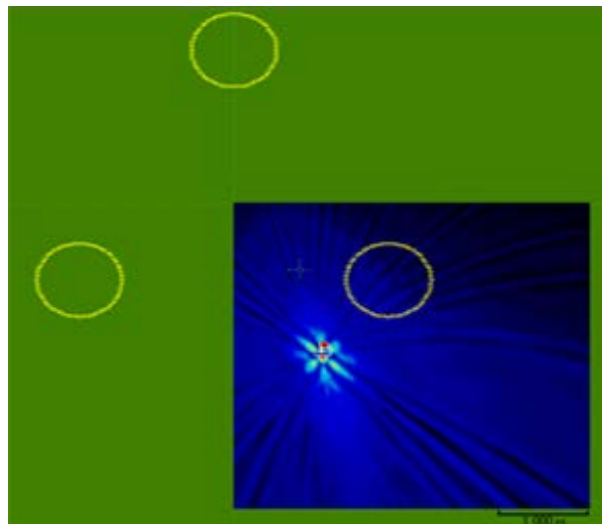


Рис. 3.
Сечение диаграммы направленности
комбинированных круговых апертур.

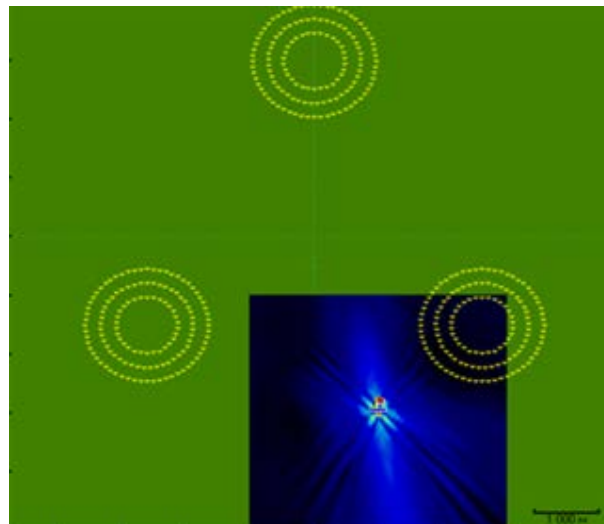


Рис. 4.
Сечение диаграммы направленности
комбинированных concentric апертур.

Выводы

Разрешенность позиционирования аномалий трещиноватости и очагов сейсмической эмиссии определяются тремя основными параметрами: глубиной (H) или дальностью исследования (L), радиусом апертуры приема (R_a) и длиной сейсмической волны (λ). Если глубина и дальность исследования являются нерегулируемыми, а скорее заданными параметрами, то значениями R_a и λ можно варьировать в определенных пределах. Например, при определенных условиях исследования (малые глубина, низкоскоростной разрез) значение λ можно понизить до первых десятков метра, но при работе в условиях средних глубин (2-3 км) и средних скоростей (3-4 км/с) реальная длина сейсмического сигнала составит порядка сотни метров и более. Аналогично проблематичным представляется увеличение размера апертуры, например, до нескольких км, так как возникают проблемы технико-технологического, стоимостного, организационного и др. характера.

В связи с этим для повышения разрешающей способности локаторов предлагается осуществлять одновременные наблюдения не с одной апертуры приема, а с нескольких. При этом возможно группирование малоразмерных апертур приема, имеющих радиусы от 100 до 400 м. Группа состоит из 3-6 апертур, расположенных таким образом на площади исследования, чтобы реализовать ортогональный обзор каждой заданной точки в исследуемом объеме геосреды. Следует отметить, что для предлагаемых размеров апертур (100-400 м) разрешающая способность вдоль луча обзора будет отсутствовать, но в этом случае аномалии трещиноватости и очаги будут выделяться по пересечениям лучей обзора, т.е. аналогично «способу засечек», используемому в сейсмологии для определения координат гипоцентров землетрясений. Данный способ при соответствующей коррекции

скоростной характеристики среды и статических поправок в пункты приема позволяет значительно повысить разрешающую способность.



Новые регистраторы для более эффективной наземной сейсмосъемки.

Николя Телье.

Компания SERCEL, г. Нант, Франция.

Регистратор - это ключевой элемент, определяющий степень эффективности работы всей сейсмопартии; он должен обеспечивать непрерывный и бесперебойный сбор данных и легко адаптироваться к различным полевым конфигурациям, параметрам окружающей среды и числу каналов. Для того, чтобы обеспечить соответствие этим требованиям, была разработана новая телеметрическая система, имеющая узловую архитектуру. Такая архитектура, названная X-Tech (ХТ, читается "Кросс-Тек") позволяет сочетать в составе единой активной расстановки кабельные каналы, подключенные к центральной станции, автономные кабельные каналы и беспроводные каналы Unite (рис. 1). Регистрацию данных возможно вести как в полностью автоматическом режиме, так и в режиме реального времени.

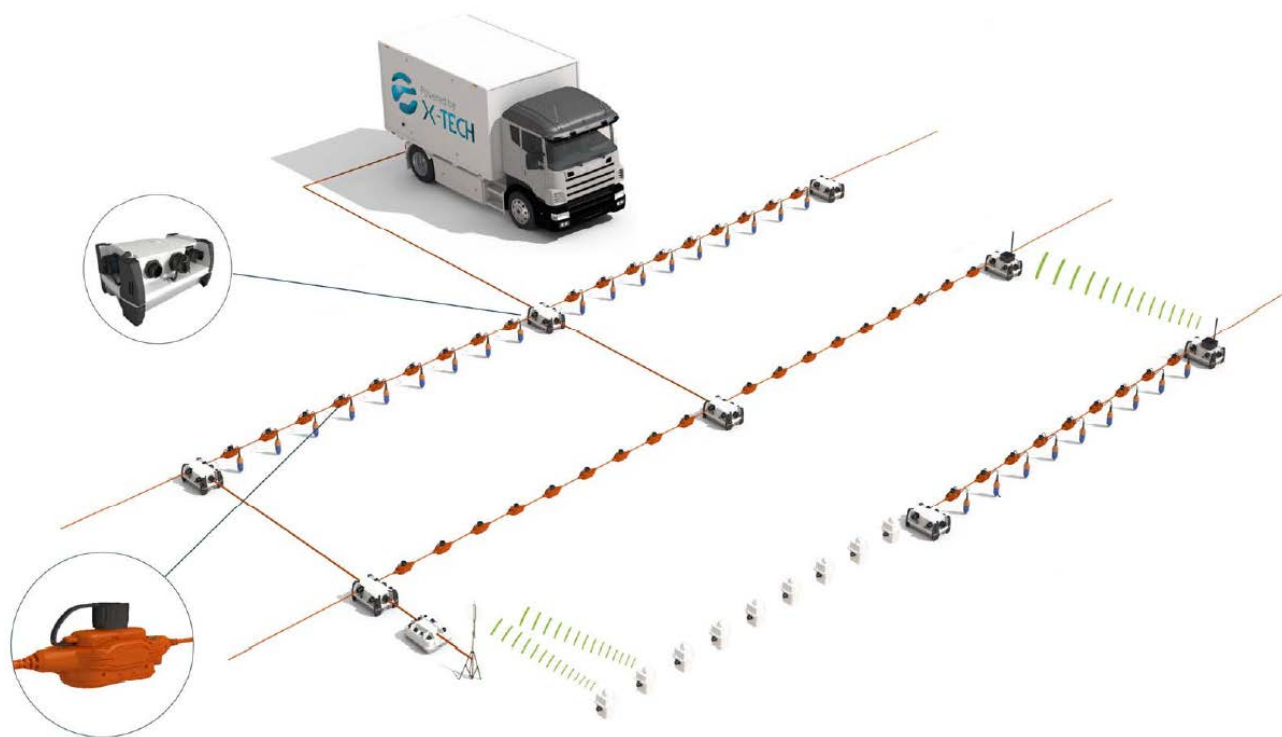


Рис. 1. Система 508ХТ в конфигурации, сочетающей кабельные и беспроводные каналы Unite. Каналы любого типа могут либо подключаться к центральной электронике, либо быть задействованы в автономном режиме.

Полевое оборудование специально разработано для облегчения логистики, процесса расстановки и мелкого ремонта в полевых условиях; функции управления линейными элементами и поперечными соединениями объединены в одном устройстве - концентраторе, который имеет собственный объем памяти. Универсальная связка кабель-разъем (или "базовый кабель") позволяет легко переключаться между аналоговыми (FDU) и цифровыми (DSU) полевыми модулями (рис. 2).

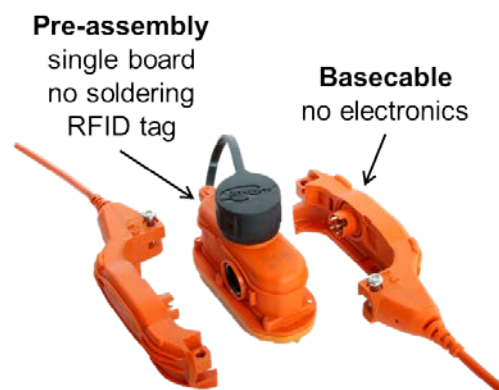


Рис. 2. Универсальный модуль управления линейными элементами и поперечными соединениями (концентратор CX-508, слева) и базовый кабель (справа), единого стандарта для FDU и DSU.

Одна из основных задач любой сейсмопартии - максимальное сокращение простоя и непроизводительных затрат времени. Теперь это стало возможным благодаря многоуровневому резервированию (при передаче данных, синхронизации по GPS и электропитанию), которое реализовано в узловой архитектуре X-Tech, в сочетании с автономностью, которая обеспечивается внутренней памятью концентраторов. Этим достигаются следующие преимущества: - во-первых, обрыв линии больше не влияет на процесс сбора данных, поскольку и центральная электроника, и полевые модули автоматически задействуют обходной маршрут для их передачи; при многочисленных обрывах на линии также автоматически происходит переключение каналов в автономный режим, и сбор данных продолжается, - во-вторых, применяется гибкая и рациональная диагностика при выявлении неполадок; техническому персоналу уже не требуется немедленно устранять каждый выявленный сбой на линии.

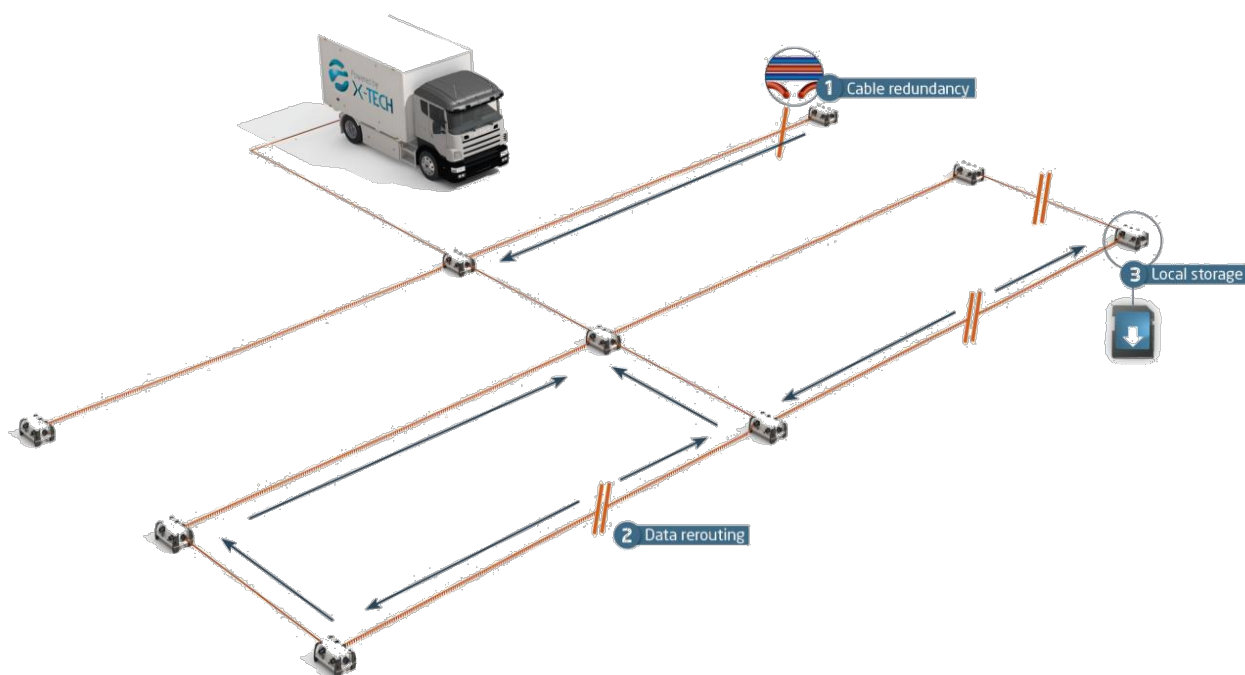


Рис. 2. Узловая архитектура X-Tech: резервирование кабельного соединения (1), маршрутизация данных (2) и их локальное хранение (3) обеспечивают устойчивость системы к обрывам на линии.

Гибкая и устойчивая к повреждениям линейных соединений, система 508ХТ имеет архитектуру, наилучшим образом подходящую к любым условиям применения: в Арктике, в пустыне, в лесах, в зонах интенсивной сельскохозяйственной деятельности и в городской застройке. Разработанная для высокопродуктивных вибросейсмических методов, система позволяет одновременно выполнять параллельные задачи, как например, тестирование неактивного участка расстановки в процессе сбора сейсмоданных. Система создана для наилучшего соответствия потребностям сейсмопартий: от самых немногочисленных до мега-партий, и доказала свою практическую пригодность в самых разнообразных проектных конфигурациях и условиях применения, от 2D-проектов с цифровыми датчиками в Сибири до мега-проектов 3D на 40 тыс. каналов в Саудовской Аравии.

Real Time System 2 - новое поколение сейсморегистрирующих систем.Кузьмичев Владислав Евгеньевич.

Wireless Seismic Incorporated, г. Москва.

Существующие проблемы в наземной сейсморазведке разнообразны и, зачастую, труднопреодолимы с использованием существующих технологий выполнения сейсморазведочных работ. Некоторые из этих проблем связаны непосредственно с выявлением целевого объекта. Другие проблемы являются чисто производственными и связаны с ужесточением общих требований к снижению затрат и потерь времени при проведении полевых работ, сокращению рабочих циклов и обеспечению безопасных, здоровых и экологических условий.

Все это требует от геофизиков использования последних достижений в области аппаратуры и методик.

В последнее время рядом компаний разрабатываются и активно внедряются в производство бескабельные телеметрические сейсморегистрирующие системы.

Первыми действительно успешными бескабельными системами стали так называемые «автономные узлы» - модули, со встроенными сейсмоприемниками (или подключаемыми группами сейсмоприёмников), которые собирают данные и хранят их во встроенной памяти. Такие системы получают время и локацию и синхронизируются при помощи GPS. Автономные узлы получили быстрое распространение на рынке благодаря тому, что их легко развернуть в полевых условиях.

Однако подрядчики и нефтяные компании хотели бы получать информацию в режиме реального времени, так же, как это происходит при использовании кабельных систем. Но без необходимости иметь дело с достаточно высокими расходами, связанными с кабелями: ремонт, простой из-за обрывов по разным причинам, транспортировка, ограниченные условия применения, негативное влияние на здоровье и условия труда, а также экологию района проведения работ.

Передача данных по радиоканалу – сложная задача. Тем не менее, компании Wireless Seismic Inc. удалось разработать систему RT System 2, доставляющую данные в сейсмостанцию в режиме реального времени. При использовании данной системы производится оперативный контроль уровня шумов и качества данных в течение всей сейсмосьемки.

RT System 2 является системой регистрации сейсмических данных, разработанной и изготовленной для непосредственной замены традиционных кабельных систем, широко используемых для изучения нефтегазоперспективных территорий, а также разведки других ресурсов.

RT System 2 включает в себя стандартные элементы наземной сейсморазведочной системы: дистанционно расположенные модули высокоточной регистрации данных; инфраструктуру для передачи сейсмических данных с распределенных модулей (посредством беспроводной телеметрии вместо кабелей); и централизованную компьютерную систему обработки данных, осуществляющую функции отображения, хранения и управления данными.

Основным модулем регистрации данных является бескабельной полевой модуль (WRU). Это небольшой модуль, содержащий аналого-цифровой преобразователь, схемы цифрового

управления и приемопередатчик, работающий в диапазоне 2,4 ГГц. Каждый WRU питается от одной или двух литий-ионных аккумуляторных батарей. Система оцифровывает сигналы, поступающие с внешних аналоговых геофонов. Функция телеметрии реализуется посредством двухэтапной системы связи: вдоль линии между WRU, а затем поперек линий посредством высокоскоростной трансляционной сети.

WRU передают сейсмические данные друг через друга по линии (профилю). Каждый WRU получает данные от соседнего WRU, находящегося дальше в нисходящем направлении, а затем отправляет оба набора данных в восходящем направлении к следующему WRU. Так как расстояние между WRU равно обычному расстоянию между группами сейсмоприемников при сейсморазведочных работах, они расположены недалеко друг от друга. Такая технология позволяет выбирать практически любую конфигурацию поля. Благодаря тому, что приемопередатчики потребляют минимальную мощность, система может работать долгое время при небольшой емкости батарей.

После того как данные попадают в трансляционную сеть, их собирает межлинейный полевой модуль (LIU). LIU выполняет функции интерфейса между сетью WRU и трансляционным оборудованием. В LIU имеется несколько Ethernet-портов, к которым можно напрямую подключить либо армированный оптоволоконный кабель или трансляционный радиопередатчик. Трансляционные радиопередатчики работают в диапазоне 5,8 ГГц. Вторую группу WRU можно развернуть по другую сторону от LIU, симметрично или асимметрично вокруг него.

Далее в нисходящем (с уменьшением нумерации линий) направлении по трансляционной линии расположен еще один LIU со своими двумя линиями WRU и подобная расстановка продолжается до получения ряда параллельных соединений вдоль линии и трансляционных соединений поперек линий. Трансляционная сеть также выполняет функции системы связи, передавая информацию между точками трансляции. Если необходимо, оптоволоконный кабель можно заменить радиолинией трансляционной сети. В любом случае схема размещения напоминает стандартную конфигурацию кабельной сейсморазведочной системы.

В определенной точке трансляционной инфраструктуры данные прибывают в центральную систему регистрации. Центральная система смонтирована в стойке с двумя компьютерами, настроенными по типу «клиент–сервер» (Рис. 1). Обычно система устанавливается в передвижной регистрирующей станции со всем дополнительным оборудованием, необходимым для проведения сейсморазведочных работ: приемопередатчиками, системой управления сейсмоисточника, дисплеями, ИБП, системами хранения данных и т. д. Внутри передвижная центральная система регистрации бескабельной сейсморегилирующей системы выглядит и работает почти так же, как передвижная центральная система регистрации кабельной системы.

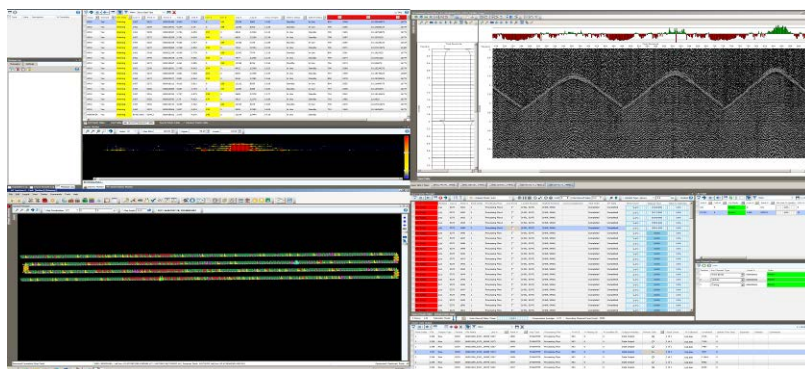


Рис.1. Центральная система регистрации.

Так как RT System 2 работает и регистрирует данные в режиме реального времени, оператор может контролировать характеристики расстановки и быстро проверять статус системы. Для

выявления шумов расстановки используется seis monitor.

RT System 2 может выполнять синхронное и асинхронное накопление и корреляцию, поэтому ее можно использовать с различными типами источников - взрывами, падающими грузами, импульсными источниками и сейсмическими виброисточниками.



Аналого-цифровой преобразователь полевого беспроводного одноканального модуля WRU представляет собой 24-разрядный преобразователь новейшей конструкции — микросхему, широко применяемую практически всеми производителями сейсморазведочных систем. В совокупности с высококачественными схемотехническими платами модуль обладает выдающейся линейностью характеристик и динамическим диапазоном.

Рис. 2.

Схема комплексной самодиагностики объединена с электронными компонентами системы регистрации данных. WRU может проверять доступную емкость батареи, местонахождение по GPS, инструментальные шумы, гармонические искажения, точность усиления, шумы расстановки, утечки, сопротивление и импеданс геофонов.

WRU выполняет две основные функции: оцифровка аналоговых сигналов геофонов и передача данных в восходящем направлении по линии к LIU. Каждый WRU получает сейсмические данные от WRU, находящегося дальше в нисходящем направлении, добавляет собственные данные и передает сводные данные в восходящем направлении. Перемещение данных подобным образом требует от WRU переключения между режимами приема и передачи.

В каждом WRU установлена одна или две литий-ионные аккумуляторные батареи. При двухбатарейной конфигурации система интеллектуального управления питанием первоначально выбирает для питания батарею с меньшим уровнем заряда. Когда данная батарея разрядится, система переключается на батарею с более высоким уровнем заряда. Разряженные батареи можно заменить в полевых условиях, но как правило на полевых работах заряда батарей хватает до момента свертывания сети WRU. За состоянием батарей непрерывно следит централизованная система управления. Как результат высокая автономность, которая, например, на зимних работах на Ямале составила более 20 суток.

Подсистема GPS определяет примерное местоположение WRU и эту информацию впоследствии может использовать центральная система управления для привязки данных с этого WRU к его координатам, устраняя необходимость в контрольном устройстве переносного типа.

WRU являются компактными и прочными регистрирующими модулями, предназначенными для быстрого развертывания работниками, не обладающими специальными навыками, без использования портативных компьютеров (рис. 3).



Рис. 3.

Схема радиосвязи/модема передает данные в диапазоне 2,4 ГГц, в который входят частоты от 2,400 до 2,4835 ГГц. В частности, RT System 2 использует технологию, которая называется «расширение спектра скачкообразной сменой частоты» (FHSS) и заключается в том, что передатчики

переключаются между каналами в псевдослучайной последовательности, чтобы один канал не оказался занят в течение продолжительного времени, освобождая частотный диапазон для

других WRU, находящихся поблизости. За редким исключением, RT System 2 можно использовать по всему миру без лицензии.

В России система получила все соответствующие сертификаты.

На Рис. 4 показан поток передаваемых данных. В случае возникновения проблем приемопередатчики могут пропускать один модуль. Автоматический пропуск позволяет оператору отключить точку, где произошел сбой, и восстановить линию, «перепрыгнув» через проблемный узел. Пропущенный модуль может быть снова включен после устранения проблемы.

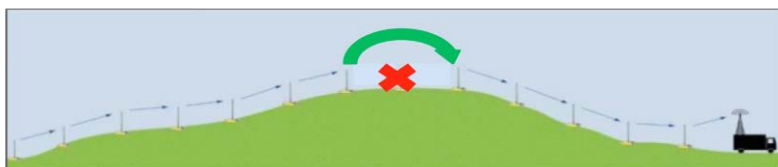


Рис. 4. Поток передаваемых данных.

Сигналы также передаются в противоположном направлении, от центрального компьютера к WRU, с целью обеспечения точности дискретизации и передачи команд, таких как - шаг дискретизации и инструкции по

проведению испытаний. Следует помнить, что в любой момент времени половина WRU передают данные, а половина принимают. Данная система позволяет избежать проблем с ограниченным количеством каналов и полосой частот, с которыми сталкивались предыдущие модели бескабельных сейсморазведочных систем, так как приемопередатчики работают на небольших расстояниях и все находящиеся поблизости модули используют другие частоты. Эта патентованная методика максимально увеличивает доступную пропускную способность полосы частот. Вторая линия WRU обычно работает на противоположной стороне от LIU. Эта линия использует обратную часть цикла приема-передачи, поэтому LIU большую часть времени находится в цикле получения данных.

RT System 2 работает в двух режимах регистрации:

Непрерывная регистрация (используется при мониторинговых задачах, в том числе мониторинге ГПП или данные по запросу (DoD) с функцией защиты данных DataSafe для наиболее распространенного режима регистрации сейсмических данных 2D и 3D.

В режиме DoD сейсмические данные временно накапливаются в WRU, пока не будут запрошены централизованной системой регистрации. Так как регистрация и сбор данных осуществляются по отдельности, регистрация может продолжаться долгое время без ожидания сбора данных. Данная функция называется Rapid Fire. Данные остаются в сейсмическом буфере до момента сбора или свертывания модуля. Даже в случае разрыва линии данные сохраняются и будут автоматически собраны после устранения проблемы.

WRU поддерживает суммирование, метод, который можно применять для повышения скорости сбора данных в линии в режиме реального времени, например, в случае виброисточника.

Применение технологии Компании Wireless Seismic уже осуществили более 30 Компаний и список Заказчиков продолжает расширяться вопреки сложившейся рыночной ситуации.

Использование RT System 2 позволило провести качественные работы в крайне труднодоступных местах, увеличить производительность без потери качества в сравнении с предыдущими поколениями систем, а также сохранить нашу Природу, что было оценено как Исполнителями, так и Заказчиками.

Бескабельная передача данных: мечта или реальность?

Череповский Анатолий Викторович, Уилкоккс Стив.

SERCEL, Франция.

Бескабельные регистрирующие системы второго поколения, использующие протоколы Wi-Fi, часто описываются как инструмент будущего, как технологический прорыв в области наземной сейсморазведки. На сегодняшний день выпускается около двух десятков видов бескабельных сейсморегистрирующих систем (Рис.1), в то время как всего 3–4 компании во всём мире предлагают «традиционные» кабельные регистрирующие системы (не считая портативных малоканальных систем для инженерной геофизики). Но несмотря на резкое увеличение количества компаний, производящих и предлагающих бескабельное оборудование, ситуация на рынке меняется медленно. Не более 20% всех каналов, используемых сейсмическими подрядчиками в последние три-четыре года во всём мире (преимущественно в Северной и Южной Америке), являются бескабельными.



Рис. 1. Бескабельные регистрирующие системы второго поколения.

Стандарты Wi-Fi обеспечивают довольно высокую скорость считывания и передачи данных, но недостатком этой технологии является небольшой радиус действия: от 300–400 м в густом лесу до 1000 м на открытой местности. Помимо растительности, на скорость и надёжность передачи данных по радиоканалам влияет рельеф местности, промышленная инфраструктура, состояние атмосферы, высота антенн и используемый диапазон частот микроволнового диапазона (2,4 ГГц; 5,8 ГГц). Максимальное расстояние надёжной радиосвязи на той или иной частоте и в тех или иных поверхностных условиях можно промоделировать с использованием такого программного обеспечения как “Radio Mobile”. В качестве исходных геоданных используются цифровая модель местности и районированные

«помехи» (такие как «деревня», «городская территория», «лес», «сельскохозяйственные культуры» и т.п.).

Надо признать, что даже самые современные беспроводные сети всё ещё отстают от потребностей сейсморазведки 3D, и давняя мечта геофизиков о бескабельной передаче сейсмических данных 3D в реальном времени откладывается по вполне определённым техническим причинам. Поэтому при разработке второго поколения бескабельных систем акцент был сделан не на радиотелеметрию, а на непрерывную автономную регистрацию данных, которые считываются непосредственно в поле или на базе партии с выбранной заказчиком периодичностью (скажем, каждый день, через день или даже один раз в неделю).

Важнейшим моментом для успешной разработки бескабельных систем второго поколения стало появление дешёвых и высокочувствительных приёмников сигналов ГНСС, среди которых наибольшей популярностью обладает американская GPS. Как правило, GPS-приёмники в автономных модулях предназначены не для определения координат (поскольку точность, требуемая для сейсморазведочных работ, обеспечивается дифференциальной глобальной спутниковой системой DGPS), а для синхронизации записываемых отсчётов сейсмических трасс. Это ключевой момент, который открыл дорогу автономной регистрации данных с использованием неограниченного количества модулей и без центральной радиосистемы.

К другим важнейшим техническим новинкам относятся литиево-ионные и литиево-полимерные аккумуляторы большой ёмкости, флеш-память (16–32 Гб) и компактная электроника с низким энергопотреблением. Все эти новшества позволили начать производство относительно недорогих одноканальных (и иногда трёхканальных) модулей для автономной регистрации сейсмических данных. В большинстве случаев такие регистрирующие системы не вполне бескабельные: во многих модификациях необходимо подключать внешний аккумулятор, а также нужны кабели для подключения групп сеймоприёмников. Объём используемых кабелей можно снизить за счёт применения одиночных высокочувствительных геофонов или однокомпонентных и трёхкомпонентных датчиков, основанных на МЭМС-акселерометрах. Некоторые зарубежные производители предлагают полевые модули с одиночным встроенным сеймоприёмником и называют такие системы «истинно бескабельными», поскольку никаких соединительных кабелей в этом случае не нужно.

Завоёвывающие рынок бескабельные системы второго поколения (Рис. 1.) можно отнести к трём категориям по степени контроля процесса регистрации данных:

- **слепые** регистрирующие системы (отсутствие контроля функционирования вынесенных в поле автономных модулей или даже их сохранности. Данные могут считываться из автономных модулей только после их доставки на базу партии и установки на специальные стеллажи, где также происходит зарядка внутренних аккумуляторов);
- **полуслепые** регистрирующие системы (возможен периодический контроль функционирования автономных модулей и дистанционное считывание данных по Wi-Fi по ходу отработки профиля или площади. Возможно частичное считывание результатов контроля качества и сейсмических данных в реальном времени);
- **радиотелеметрические** системы (передача данных в реальном времени или почти в реальном времени на центральную электронику по Wi-Fi с использованием сети передвижных антенн или самих модулей в качестве ретрансляторов).

Это деление довольно условно, потому что некоторые бескабельные системы имеют несколько режимов работы, и их можно отнести к двум, а то и ко всем трём перечисленным категориям.

При съёмке вслепую – то есть при полном исключении беспроводной связи – исполнитель работ ничего не знает о состоянии автономных модулей, и супервайзер не получает сейсмических данных для оперативного контроля качества. Это определённый риск. Этот риск будет оправданным, если «слепые» бескабельные системы станут в несколько раз дешевле кабельных, и при сопоставимых затратах подрядчик сможет использовать, скажем, не 6000 кабельных каналов, а 20–30 тысяч модулей на той же площади. Тогда возможные при «слепой» автономной регистрации потери 1–2% или даже 5% пунктов приёма (из-за отказов и/или кражи оборудования) не станут критичными для заказчика.

В настоящее время среди бескабельных регистрирующих систем наибольшее распространение получили именно «слепые» (Рис.2.) – благодаря тому, что это самое дешёвое аппаратное решение, исключающее любую радиосвязь. Такой минимализм возобладавал, в первую очередь, в Северной и Южной Америке, где в последние 4–5 лет успешно использовалось более полумиллиона каналов «слепых» бескабельных систем, таких как GSR/GSX, ZLand и HDR.

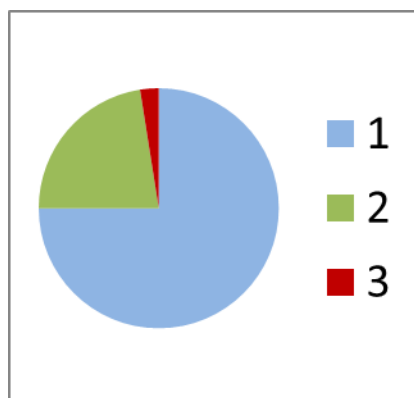


Рис. 2. Доля различных модификаций бескабельных регистрирующих систем на мировом рынке по состоянию на 2015 г.: 1 – «слепые» автономные системы (75%); 2 – «полуслепые» автономные системы (22,5%); 3 – радиорелейная система (2,5%).

Особенность современной наземной сейсморазведки в США и некоторых других странах Америки заключается в том, что там выполняется много «спекулятивных» сейсмических съёмок (чаще всего на сланцевый газ и сланцевую нефть), при которых геофизические компании по своей инициативе отрабатывают те или иные перспективные территории с целью продать обработанные массивы данных заинтересованным нефтегазовым компаниям. В модели «спекулятивной» съёмки нет места супервайзеру (со стороны заказчика работ), поэтому ни оперативный, ни периодический контроль уровня шума окружающей среды и качества полевых данных не обязательны или, по крайней мере, не критичны.

В тех случаях, когда контроль помех окружающей среды всё же требуется, используются различные решения, в зависимости от предпочтений подрядчиков и заказчиков и имеющегося у них оборудования. А именно основная «слепая» регистрирующая система дополняется на одном или нескольких участках площади работ следующим образом:

- 1) **дублирование автономных модулей** на одном или нескольких участках площади работ такими же модулями. Продублированные модули снимают и

доставляют для чтения данных на базу партии каждый день или несколько раз в день в отличие от модулей в основной расстановке, где данные могут автономно регистрироваться без контроля одну-две недели. Естественно, этот вариант не обеспечивает непрерывного мониторинга шума окружающей среды;

- 2) **вспомогательная кабельная система 2D** из нескольких десятков или первых сотен каналов. Раскладывается, как правило, поперёк автономных приёмных линий и обеспечивает контроль шума окружающей среды в реальном времени;
- 3) **вспомогательная радиотелеметрическая система** из нескольких десятков или первых сотен модулей RT2. Модули устанавливаются, как правило, компактно на одной из приёмных линий вблизи сейсмостанции.

Все эти три варианта мониторинга шума окружающей среды применялись при «слепых» производственных съёмках, выполненных в Западном полушарии. Наиболее сложно мониторинг шума был организован при съёмке в предгорьях Анд в Боливии в 2014 г., где применялось сразу две вспомогательные системы: 160 радиотелеметрических модулей RT2 недалеко от базы партии и продублированные (часто снимаемые) автономные модули GSX, установленные на 5 участках дальних приёмных линий.

Во многих регионах мира, включая Россию и страны СНГ, слепая регистрация сейсмических данных неприемлема для большинства заказчиков сейсморазведочных работ. Поэтому выпускается целый ряд «полуслепых» регистрирующих систем, таких как Unite, Scout или Hawk, в которых предлагается использовать беспроводную сеть WLAN и гигагерцовые стандарты Wi-Fi для периодического дистанционного сбора результатов контроля качества автономных модулей и сейсмических данных с помощью планшетных компьютеров. После их доставки на базу партии, собранная в поле информация выгружается в центральную электронику.

Если ветер является главной причиной регистрируемых микросейсм, то в случае «полуслепых» бескабельных систем можно предложить путь косвенных измерений уровня шума (на дальних линиях приёма) по силе ветра. Для мониторинга силы ветра может использоваться один стационарный и несколько переносных анемометров (измерителей силы ветра). Стационарный анемометр, установленный вблизи сейсмостанции, в зоне действия Wi-Fi, служит для установления зависимости регистрируемого на ближних каналах уровня микросейсм и отношения С/П от силы ветра. Анемометры применялись, например, при производственной съёмке с бескабельной системой UNITE в Мексике в 2014 г. Измерения силы ветра переносными анемометрами на больших расстояниях от сейсмостанции (вне зоны действия антенны Wi-Fi) могут использоваться оператором сейсмостанции для оценки уровня шумов, регистрируемых в пределах всей приёмной расстановки, и принятия решений о продолжении или приостановке полевых работ.

Ожидается, что антропогенное воздействие на окружающую среду удастся снизить при использовании бескабельных регистрирующих систем благодаря меньшему объёму вырубki леса. Соответственно, можно надеяться на значительное снижение травматизма при производстве лесорубочных работ, являющихся в России наиболее травмоопасной составляющей в цикле сейсморазведочных работ.

Парадоксы использования нелинейных свипов.

Колесов Сергей Васильевич, Жуков Александр Петрович, Некрасов Игорь Александрович.

ООО «Геофизические системы данных (ГСД)», г. Москва.

Нелинейно-частотно-модулированные (НЧМ) свип - сигналы всё ещё являются важным резервом повышения качества вибросейсмических работ, однако их использование во всём мире ограничено 5%, тогда как в 95% случаев используются линейные (ЛЧМ) свипы. Причины такого положения могут быть разными, и, в частности, это некоторые свойства НЧМ свипов, которые не укладываются в привычную для геофизика – методиста последовательность действий в поле, и на первый взгляд, кажутся парадоксальными, например с точки зрения общепринятых представлений о форме посылаемого сейсмического импульса. Сюда можно отнести:

- 1) различия видоизменений функций автокорреляции и эффективных спектров ЛЧМ и НЧМ свипов в среде с частотно - зависимым затуханием (у ЛЧМ эффективная часть спектра сужается, а у НЧМ – расширяется);
- 2) неожиданное и очень заметное увеличение реальной начальной частоты НЧМ свипа вследствие его конусования, вследствие чего теряются низкие частоты, уменьшается октавность сигнала и ухудшается прослеживаемость целевых отражений;
- 3) взаимозависимость геофизических параметров ЛЧМ и НЧМ свипов, которая не учитывается при опытных работах; к геофизическим относятся также параметры спектров свипов, которые не входят в число «установочных» - задаваемых на блоке управления;
- 4) уменьшение времени отработки ПВ при использовании нелинейных свипов вместо линейных – при прочих равных условиях.

На рис.1 можно видеть, что исходный ЛЧМ свип даёт лучший, более компактный импульс (АКФ), чем у НЧМ свипа., что обусловлено более узкой и высокочастотной полосой активной (по Агееву Д.В.) части спектра мощности НЧМ свипа. Однако при посылке в среду в результате частотно-зависимого затухания спектр ЛЧМ свипа сужается и становится низкочастотным, тогда как в тех же условиях спектр НЧМ свипа (при правильном задании исходных параметров) выравнивается и **его активная часть расширяется !**

На лицо парадокс: в результате частотно-зависимого затухания активный спектр сигнала расширяется; посылаем «плохой» импульс, а получаем лучший результат, чем при посылке «хорошего» импульса. Объяснение простое: выравнивание спектра посылаемого импульса (в результате частотно-зависимого затухания сейсмической энергии) приводит к расширению его активной части. Это видно на рис. 2, где по сравнению с результатом посылки ЛЧМ свипа на коррелограмме НЧМ свипа целевое отражение по времени более компактное и имеет меньше побочных максимумов.

Другая, иногда неожиданная, и нежелательная особенность стандартных НЧМ свипов относится к заметному смещению реальной начальной частоты импульса НЧМ свипа в результате конусования начальной (низкочастотной) части спектра, из-за которого при ошибках в задании параметров НЧМ свипа мы можем потерять на коррелограммах низкие частоты, во многом определяющие прослеживаемость целевых отражений. Это обусловлено относительно высокой скоростью частотной развёртки в начале частотного диапазона НЧМ

свилов, при которой конусованием захватывается значительный диапазон низких частот. Это может быть частично исправлено с помощью добавления небольшого количества времени в начало диапазона частот (см. Колесов С.В. и др. Корректировка низкочастотных частей спектров нелинейных функциональных свилов. //Геофизический вестник № 6, с.13-15, 2005) и реализовано при использовании способа АВИСейс (Жуков А.П. и др. 2000г.) а также

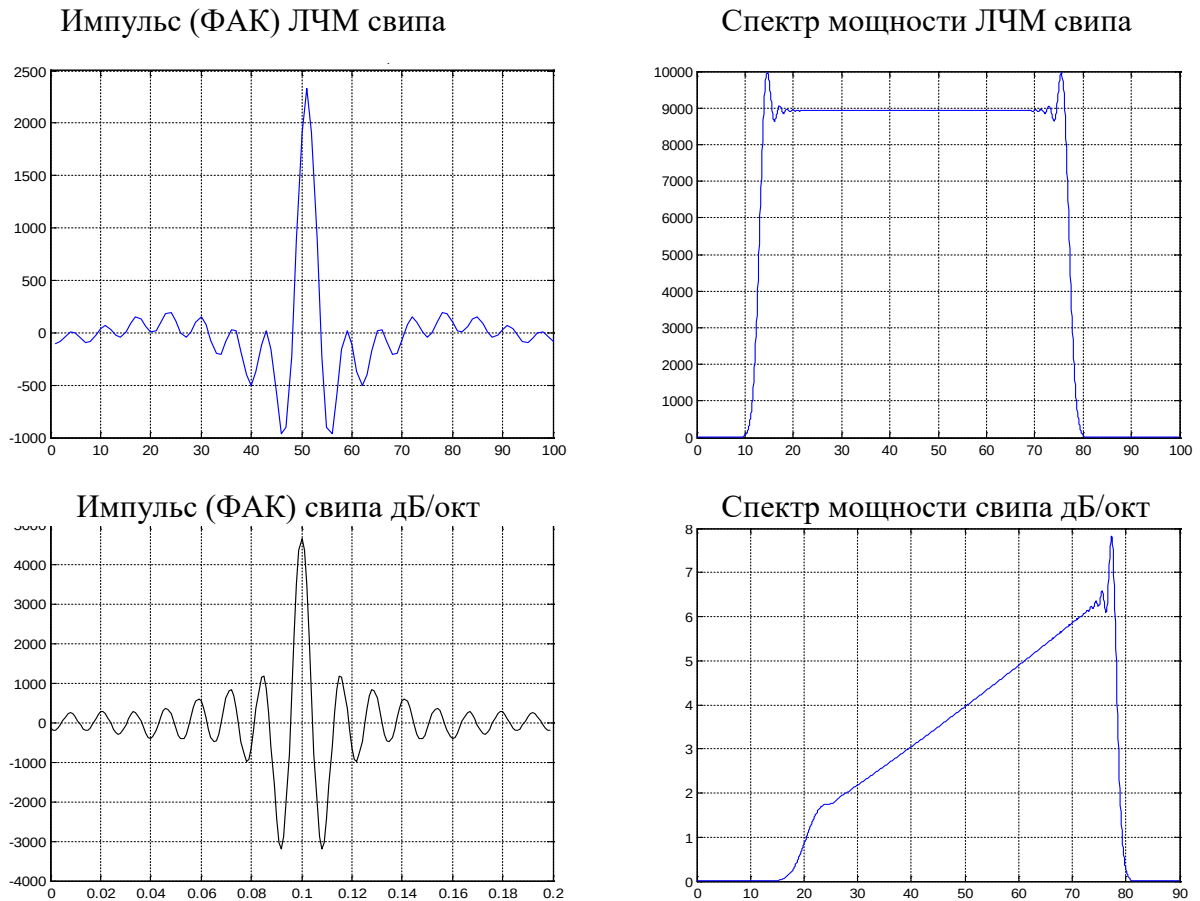


Рис. 1. Автокорреляционные функции и спектры мощности линейного и нелинейного свилов в диапазоне частот 10-80Гц.

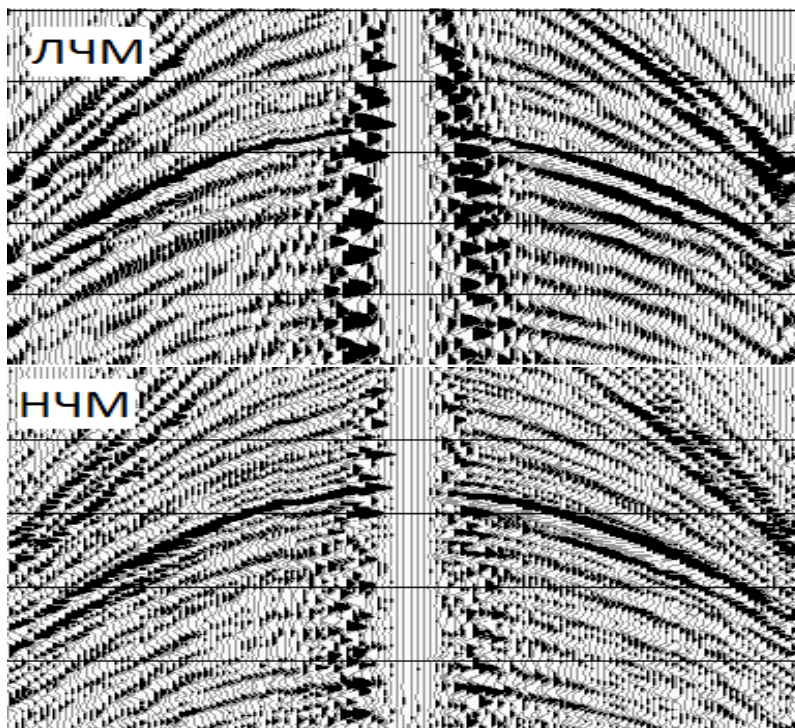


Рис. 2. Сравнение фрагментов коррелограмм, полученных с ЛЧМ и НЧМ свилами одинаковой длительности и одинакового частотного диапазона. Можно видеть заметное расширение спектра коррелограммы, полученной с НЧМ свилов.

с помощью скорректированных стандартных НЧМ свипов, например свипа «Парадокт» (см. рис. 3, 4).

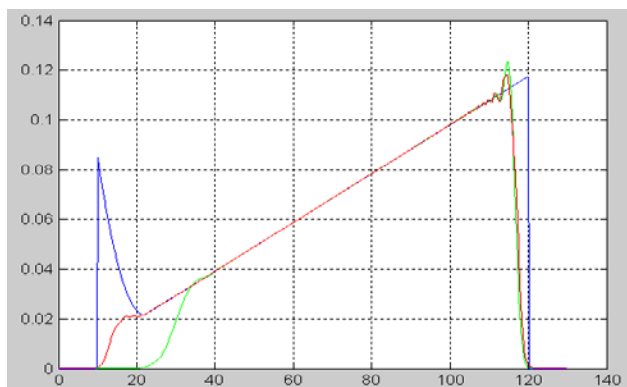


Рис. 3. Сравнение трёх спектров мощности в одном частотном диапазоне: **зелёного** – обычного конусованного дБ/окт свипа (используемомуся на всех блоках управления вибраторами), **синего** – неконусованного Парадокт свипа, рассчитанного по исходному дБ/окт свипу с двумя дополнительными параметрами, и **красного** – конусованного расчетного (синего) Парадокт свипа. Можно видеть, что спектр конусованного Парадокт свипа на октаву шире (со стороны низких частот), чем спектр обычного дБ/окт свипа (зелёного). Это обусловлено в данном случае добавком всего 0.3с к исходному времени отработки 7с.

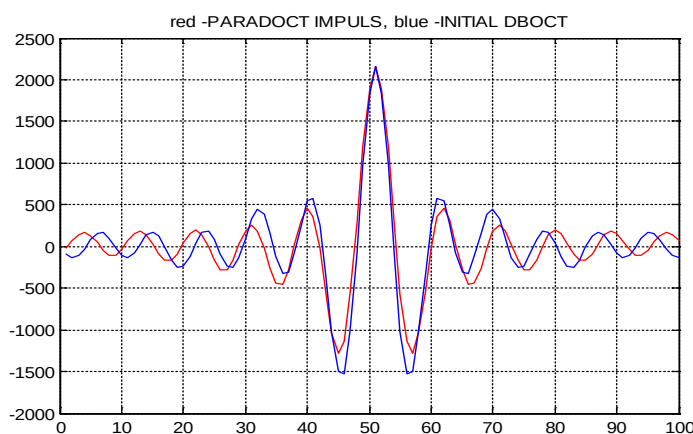


Рис. 4. Сравнение автокорреляционных функций исходного дБ/окт свипа (синий) и свипа Парадокт (красный), спроектированного на его основе.

Добавок времени отработки для Парадокт свипа (и ему подобных) по результатам моделирования составляет всего 4-10% от первоначальной длительности исходного свипа, но даёт заметное расширение спектра на низких частотах.

При выборе исходных параметров НЧМ свипов, таких как граничные частоты F_1 , F_2 , длительность T и параметр нелинейности O_k (см. Колесов С.В. и др. Использование нелинейных свипов при высокоразрешающей вибросейсморазведке. «Геофизика» № 1 2002г.) обычно не учитывается такой важный параметр, как начальная (на частоте F_1) скорость частотной развёртки свипа – V_{fo} . Вместе эти 5 параметров взаимозависимы, что не учитывается при опытных работах, хотя уже давно разработан Комплекс программ для расчета реальных параметров нелинейных свипов «РАПАНС» (см. Колесов С.В. и др. «Геофизический вестник» № 2 2001г.). Без учёта взаимозависимости геофизических параметров НЧМ свипов опытные работы неоправданно усложняются и затягиваются.

В числе особенностей НЧМ свипов следует упомянуть уменьшение времени отработки ПВ при использовании нелинейных свипов вместо линейных – при прочих равных условиях. Здесь уже НЧМ свипы приносят прямую выгоду, в соответствии с лозунгом «время-деньги», так что тем, кто не хочет усложнять свою жизнь, стоит подумать.

Можно, конечно, выделить ещё несколько особенностей НЧМ свипов, но вышеупомянутые представляют наибольший интерес.



Результаты опытно-методических работ (ОМР) на Южно-Очаковской площади (Очаковский ЛУ) Самарской области с целью оценки перспектив применения низкочастотных управляющих сигналов при проведении сейсморазведочных работ.

Федоров Андрей Борисович, Больбат Владимир Михайлович, Дагаев Игорь Львович, Кучканов Евгений Александрович.

ПАО «ГЕОТЕК Сейсморазведка», г. Тюмень

АО «РИТЭК», г. Москва.

Введение

Одним из современных трендов сейсморазведки является повышение разрешающей способности сейсмических данных. При вибрационном возбуждении сигнала основным способом для этого является расширение частотного диапазона управляющего свип-сигнала. К главной проблеме смещения спектра полезного сигнала в сторону высоких частот можно отнести поглощающие свойства среды и, как следствие, быстрое затухание высокочастотных компонент с увеличением глубины исследований. Альтернативным способом повышения октавности частотной развертки может стать смещение свипа в сторону низких частот. В данной статье рассмотрены результаты опытно-методических работ (ОМР) с целью оценки перспектив применения низкочастотных управляющих сигналов при проведении сейсморазведочных работ.

1. Общие сведения

ОМР включали отработку 2D профиля протяженностью 11 км двумя разными свип-сигналами (стандартным линейным 7-90 Гц и нелинейным низкочастотным 2-90Гц) с одновременным приемом колебаний аналоговыми группами геофонов GS-20DX и трехкомпонентными цифровыми акселерометрами DSU-3. Регистрация выполнялось сейсмостанцией Sercel 428, возбуждение - вибрационными источниками Nomad-65.

С учетом целевых геологических задач участка работ максимальные удаления В-П активной расстановки составило 4500м. Шаг ПП – 25 м, шаг ПВ – 50 м.

2. Выбор управляющих свип-сигналов и возбуждение сейсмических колебаний

Работы проводились при техническом содействии компании Sercel.

Предоставлен перечень файлов, содержащих характеристики низкочастотных управляющих сигналов для выбора и применения оптимального из них в опытно-методических работах.

Исходя из анализа технических характеристик вибрационных источников посредством специального программного обеспечения были утверждены следующие свип-сигналы:

Номер	Тип	Начальная частота	Конечная частота	Длина свип-сигнала	Усилие на грунт	Начальная конусность	Конечная конусность
02c	custom	2	90	13500	50%	Custom	500
Lin	Linear	7	90	10000	50%	500	500

Диаграммы характеристик данных свип-сигналов представлены на рис.1.

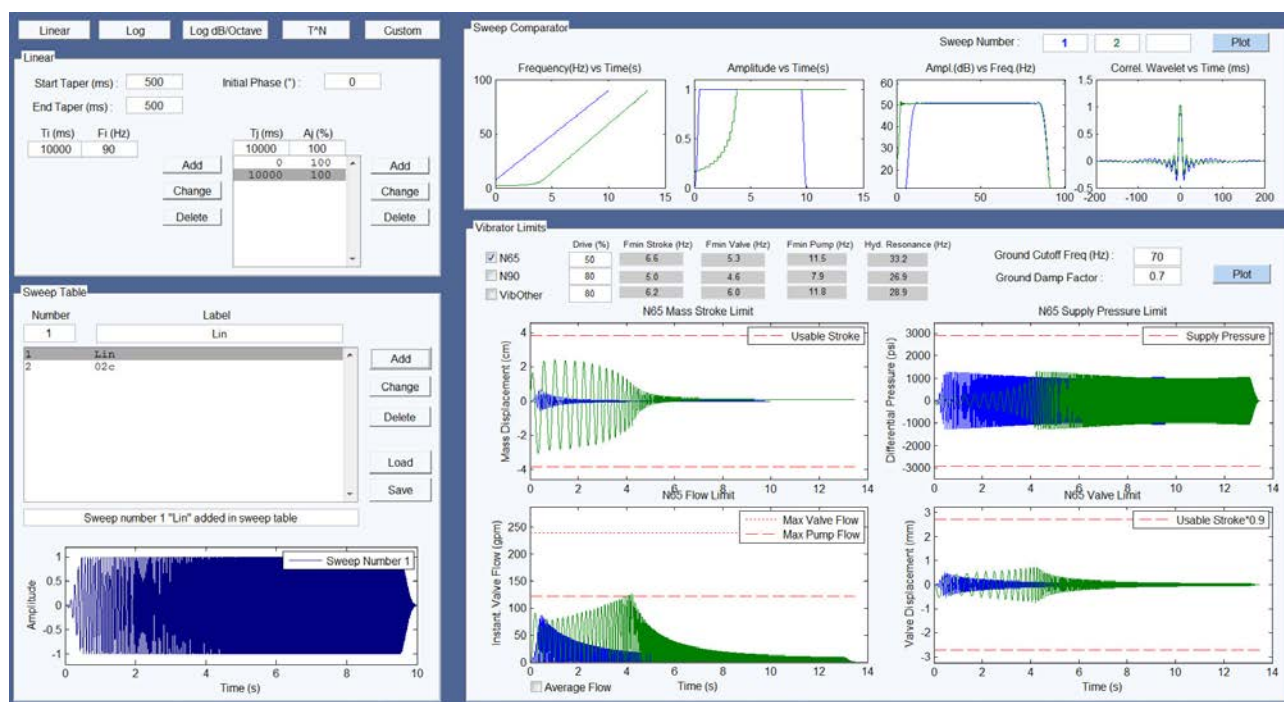
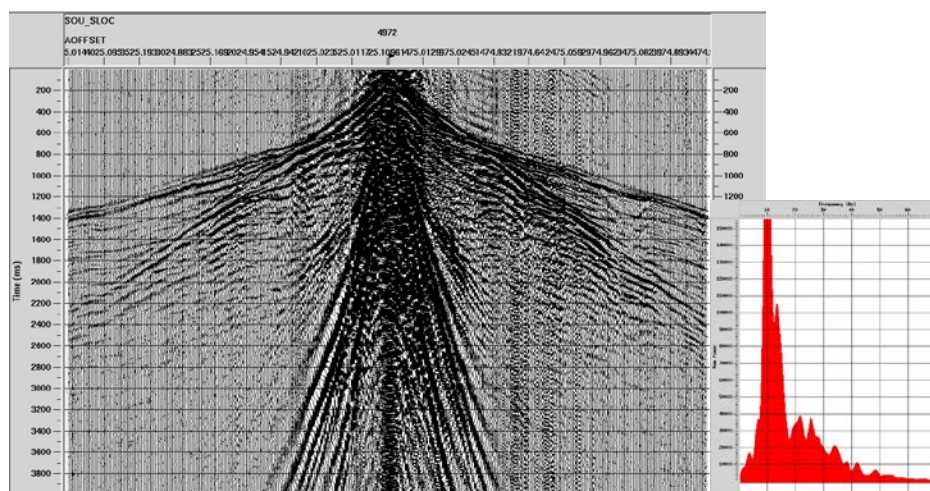


Рис. 1. Примеры диаграмм характеристик излучения управляющих свип-сигналов, опробованных при проведении ОМР. Синий цвет – линейный свип 7-90 Гц; зеленый цвет – нелинейный низкочастотный свип 2-90 Гц.

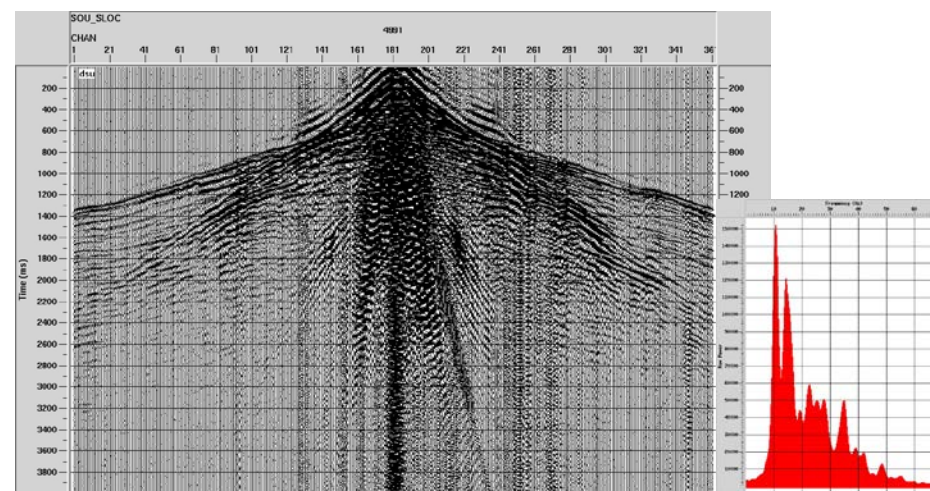
Перед производством ОМР управляющие сигналы были загружены в оборудование электроники вибраторов VE464 специалистами ООО «Сейсмик Сапорт Сервисез», выполнено тестирование источников по проводам и радиоканалу (в процессе работы).

3. Анализ результатов

Проведен сравнительный анализ по совокупности атрибутивных характеристик качества данных полученного полевого материала на уровне коррелограмм и временных разрезов.



А



Б

Рис. 2. Коррелогаммы и их спектры АЧХ, а) низкочастотный свип 2-90 Гц, DSU-3, б) стандартный свип 7-90 Гц, DSU-3.

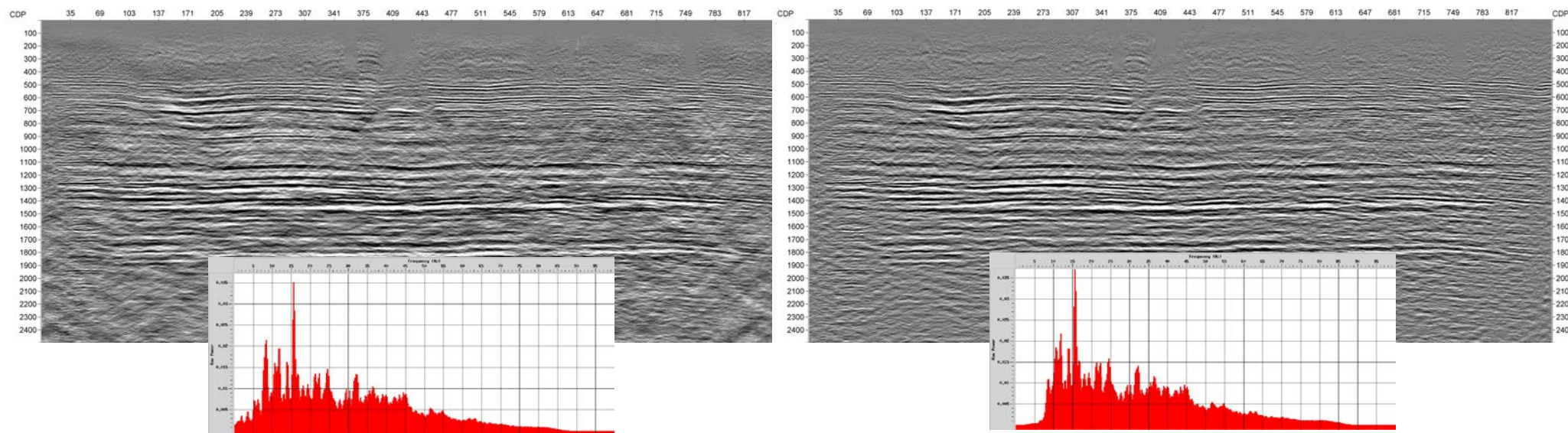


Рис. 3. Временные разрезы и их спектры АЧХ, а) низкочастотный свип 2-90 Гц, DSU-3, б) стандартный свип 7-90 Гц, DSU-3.

4. Заключение

Возбуждение и регистрация сверхнизких частот при сейсморазведочных работах важны для повышения достоверности инверсионных преобразований. Низкие частоты менее чувствительны к поглощению и дифракции и повышают глубинность исследований.

На сегодняшний день генерация сверхнизких частот широко применяется за рубежом, доступные публикации подтверждают целесообразность применения подобных методик.

Современные вибросейсмические комплексы, включая находящиеся в распоряжении Российских сервисных компаний, способны генерировать и контролировать низкочастотные свип-сигналы.

Предварительный анализ результатов опытно-методических работ показал значительный прирост информации в области низких частот и свидетельствуют о возможности применения низкочастотных управляющих свип-сигналов в сейсморазведочных работах. Более конкретные выводы можно будет сделать после углубленной обработки и интерпретации полученных данных ОМР.

Решение задачи оперативного контроля профиля в сейсмосистеме «SCOUT».
Гнатюк Александр Иванович, Тарасов Николай Васильевич, Цукерман Игорь Борисович.
ОАО «СКБ сейсмического приборостроения», г. Саратов.

В настоящее время ОАО "СКБ СП" ведет активную работу по продвижению на геофизический рынок современной бескабельной сейсмосистемы «SCOUT», рассчитанной на регистрацию геофизической информации при выполнении 2D и 3D проектов.

Сейсмосистема «SCOUT» вызвала большую заинтересованность у ряда крупнейших российских нефтяных компаний, качество и надёжность работы которой, были подтверждены полным циклом испытаний в сложных климатических условиях.

Активному продвижению бескабельных сейсмосистем на геофизический рынок в настоящее время, по мнению специалистов, препятствуют существенные ограничения:

- отсутствие контроля состояния профиля в реальном времени;
- отсутствие контроля качества сейсмограмм в реальном времени.

Преодоление этих ограничений является достаточно сложной технической задачей.

Для решения этой проблемы в сейсмосистеме «SCOUT» разработан специальный алгоритм для обеспечения взаимодействия между управляющим компьютером бортового комплекса, блоком синхронизации и вспомогательных каналов (БСВК) и наземной расстановкой беспроводных автономных регистраторов БАР. На основании этого алгоритма организована передача данных посредством протокола Wi-Fi между блоками (БАР) и управляющим компьютером, что позволяет получить оперативную информацию для предварительной оценки качества полевого материала.

Блок БАР предназначен для записи сейсмоданных без использования кабелей и радиоканала. БАР включает в себя от одного до трех каналов сбора данных, встроенный высокочувствительный GPS/Глонас-приемник, тактовый генератор, встроенный генератор тестовых сигналов, энергонезависимую память емкостью до 32 Гбайт, высокоскоростной порт для передачи данных и две аккумуляторные батареи общей ёмкостью 20А/ч.

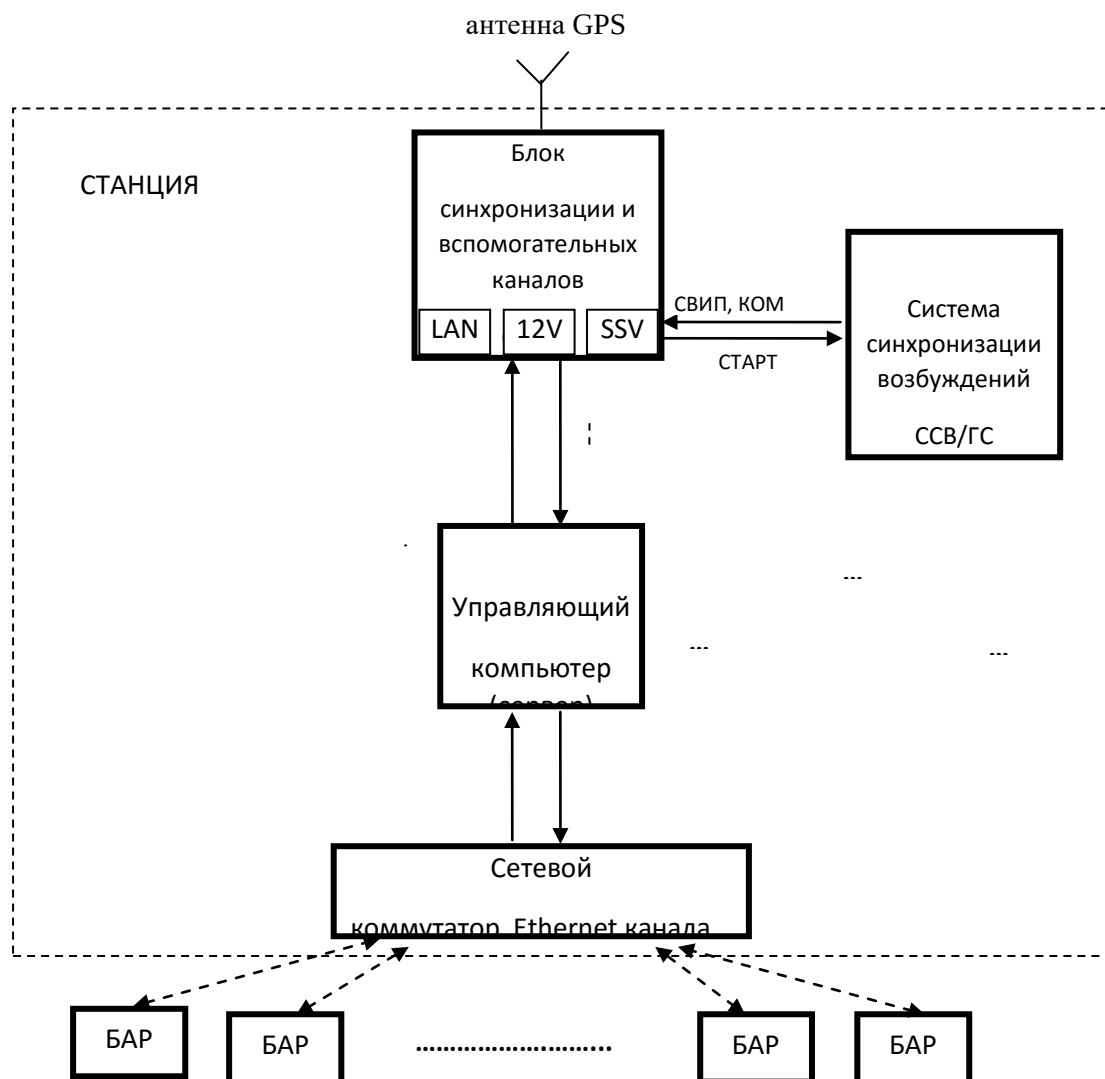
Блок БСВК обеспечивает синхронизацию процессов запуска по команде управляющего компьютера и оцифровку аналоговых сигналов вспомогательных каналов.

Для системы синхронизации возбуждений БСВК формирует сигнал «Старт» длительностью 100 мс и амплитудой 5В, который синхронизирован с одним из секундных импульсов сигнала GPS. При этом передний фронт сигнала «Старт совпадает с передним фронтом сигнала PPS от спутника.

В БСВК от системы синхронизации возбуждений принимается сигнал «КОМ» (ТВ), производится измерение времени прихода переднего фронта сигнала «КОМ» и передается в компьютер сообщение о значении измеренного времени с точностью ± 1 мкс. Момент времени, соответствующий приходу сигнала «КОМ», запоминается в специальном файле и используется в дальнейшем при построении сейсмограмм в формате SEGД или SEG-Y.

Сигналы, поступающие в БСВК через три аналоговых входа, преобразовываются в цифровые коды и передаются в компьютер в качестве трех вспомогательных каналов. Параметры вспомогательных каналов БСВК аналогичны параметрам сейсмических каналов блоков БАР.

Структурная схема сейсмосистемы «SCOUT» представлена на рисунке



Система управления данными, в которую входит БСВК и управляющий компьютер обеспечивает:

- подготовку служебной информации для блоков БАР (время активации и перехода в спящий режим, параметры регистрации и т.д.);
- синхронизацию процессов запуска источника возбуждения сейсмических колебаний и регистрации сейсмических данных;
- формирование файла времен запуска источника сейсмических колебаний;
- передачу подготовленной для блоков БАР служебной информации с использованием беспроводной технологии передачи данных Wi-Fi или проводного подключения через Ethernet;
- прием сейсмической, служебной информации и результатов самотестирования блоков БАР;
- формирование сейсмограмм путем привязки файлов сейсмических данных, зарегистрированных блоками БАР к соответствующим временам запуска источника возбуждения;
- привязку сейсмограмм, формируемых в процессе сортировки зарегистрированных сейсмических данных, к конкретным пикетам, используя при этом входной SPS-файл с заданными координатами расстановки профиля;
- запись сейсмограмм на носитель информации в одном из сейсмических форматов данных (SEG-Y или SEG-D);

- обработку результатов тестирования блоков БАР и выдачу заключения о техническом состоянии блоков и встроенных аккумуляторов.

В качестве управляющего компьютера использован высокопроизводительный компьютер-сервер с RAID массивом, на котором должно быть точно установлено время в соответствии с часовым поясом местности, где проводятся геофизические работы, т.к. заданное локальное время пересчитывается во всемирное координированное время (UTC), используемое в системе GPS.

В блоках БАР заложен принцип одновременного обеспечения позиционирования в системах GPS и Глонас, что увеличивает вероятность обнаружения большего количества спутников в конкретной местности и, соответственно, сокращает время позиционирования и выхода в режим работы с одним спутником. Возможность работы с внутренней синхронизацией при потере связи со спутником сохраняется в пределах двух часов. Такая возможность используется при регистрации в закрытых и не прозрачных для сигналов спутника местах.

При организации диалога по сети wlan, особое внимание уделяется частоте обращения модуля wi-fi в сетевое пространство для организации диалога с соседним блоком расстановки и организации последовательной информационной цепочки до приёмного модуля управляющего компьютера.

В случае нарушения связи по причине отказа какого либо блока БАР в сети должен быть выполнен переход на очередной блок БАР, однако это приводит к увеличению потребления электропитания от внутренних батарей блока. Для экономии питания введён в действие прерывистый опрос всей цепочки по запросу от управляющего компьютера.

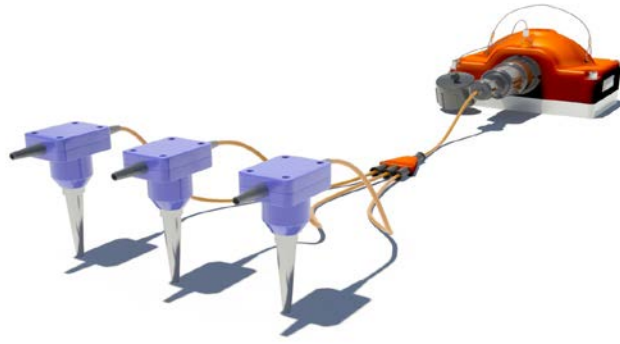
Когда завершена расстановка блоков БАР по пикетам и проведена процедура их программирования, блоки выстраиваются в общей сети в направлении к станции. Оператор на мониторе видит всю расстановку и по команде может провести тестирование параметров и измерить уровень микросейсмиков на профиле. Процесс регистрации проходит по программе отстрела, заданной на управляющем компьютере из входного SPS файла.

Для оперативного просмотра отдельных сейсмограмм оператор может по сигналам «КОМ» провести выборочное считывание «сырых» данных и построить сейсмограммы по каналам активной расстановки. При работе с виброисточником оператор собирает данные по всем виброграммам и на сервере строит коррелограмму. При выполнении 3D проекта по каждой линии строится информационная сеть и данные поступают на станцию через специальные коммутаторы линии, которые соединены между собой кабелем равным по длине расстоянию между линиями расстановки. Если расстояние между коммутаторами превышает 100м то в цепь устанавливаются специальные блоки повторители данных.

В настоящий момент проведена разработка и изготовлен макет информационной сети реального времени для обеспечения оперативного контроля профиля в процессе использования сейсмосистемы «SCOUT». Завершены экспериментальные работы с блоками автономной регистрации в тестовом режиме и идет подготовка к полевым испытаниям информационной сети для оперативного контроля профиля.

Таким образом, в сейсмосистеме «SCOUT» на данный момент решена задача оперативного контроля на профиле:

- наблюдение за расстановкой блоков БАР;
- тестирование блоков БАР и геофонов;
- контроль и отображение микросейсмиков,



Вид трехканального блока БАР сейсмосистемы «SCOUT».

Поиск высокозалегающих залежей сверхвязкой нефти сейсморазведочными работами МОГТ на территории РТ.

Екименко Валентина Александровна, Добровольская Жанна Константиновна,
Морковская Татьяна Владимировна.

ООО «ТНГ-Групп», г. Бугульма.

Введение

Опытно-методические работы по изучению пермско-верхнекаменноугольных отложений проведены впервые. Для отработки методики исследования проводились в восточной части Черемшанского района РТ на участках Верхне-Кармальской и Нижне-Кармальской залежах сверхвязкой нефти.

Для детального изучения пермско-верхнекаменноугольного интервала разреза сейсмические наблюдения были выполнены при 320-канальной симметричной расстановке с шагом ПП и ПВ 5 м (с кратностью наблюдений 160) [1]. В процессе обработки расчет априорных статических поправок осуществлялся по первым вступлениям преломленной волны и, величина вводимых статических поправок низкочастотной составляющей не превысила 10 мс. Такой подход позволил учесть влияние рельефа и скоростных аномалий в ВЧР.

Литолого-стратиграфическая привязка отражающих границ выполнена с использованием данных сейсмокаротажа и одномерного акустического моделирования на основе теоретических кривых АК, что позволило по профилям прокоррелировать отражающие границы в отложениях казанского яруса, от кровельных поверхностей татарского, уфимского, сакмарского, ассельского яруса и отражающие границы S_3 и S_{3a} в отложениях верхнего карбона. Все выше перечисленные границы характеризуются различной динамической выраженностью в волновом поле и, как следствие, качеством прослеживаемости (Рис. 1).

Краткая геологическая характеристика целевого интервала разреза

Исследуемая территория относится к Центральному битуминозному ареалу, «который соответствует крупному полюсу битумонакопления, расположенного на восточном борту Мелекесской впадины и западном склоне ЮТС» [2].

На площади сейсморазведочных работ расположены Верхне-Кармальская и Нижне-Кармальская залежи сверхвязких нефтей, приуроченные к песчаной пачке уфимского яруса. Основным резервуаром для скопления нефти в верхнепермском нефтеносном комплексе являются песчаники шешминского горизонта уфимского яруса, которые залегают в кровельной части верхней пачки горизонта – песчаная пачка P_{2u2}^2 , сложенная песками, пропитанными вязкой нефтью и маломощными прослоями песчаников и алевролитов.

Практически вся Нижне-Кармальская залежь от кровли до подошвы пласта является обводнённой и промытой в той или иной степени. Наблюдается определённое сходство в характере обводнения залежей тяжелых сверхвязких нефтей с массивными нефтяными, эксплуатирующимися на естественном режиме, для которых построить текущую поверхность ВНК затруднительно. Поэтому нижней границей нефтенасыщения считают, условно, подошву нефтенасыщенной зоны, определяемой по количественным и качественным признакам лабораторных исследований керна и ГИС [3, 4].

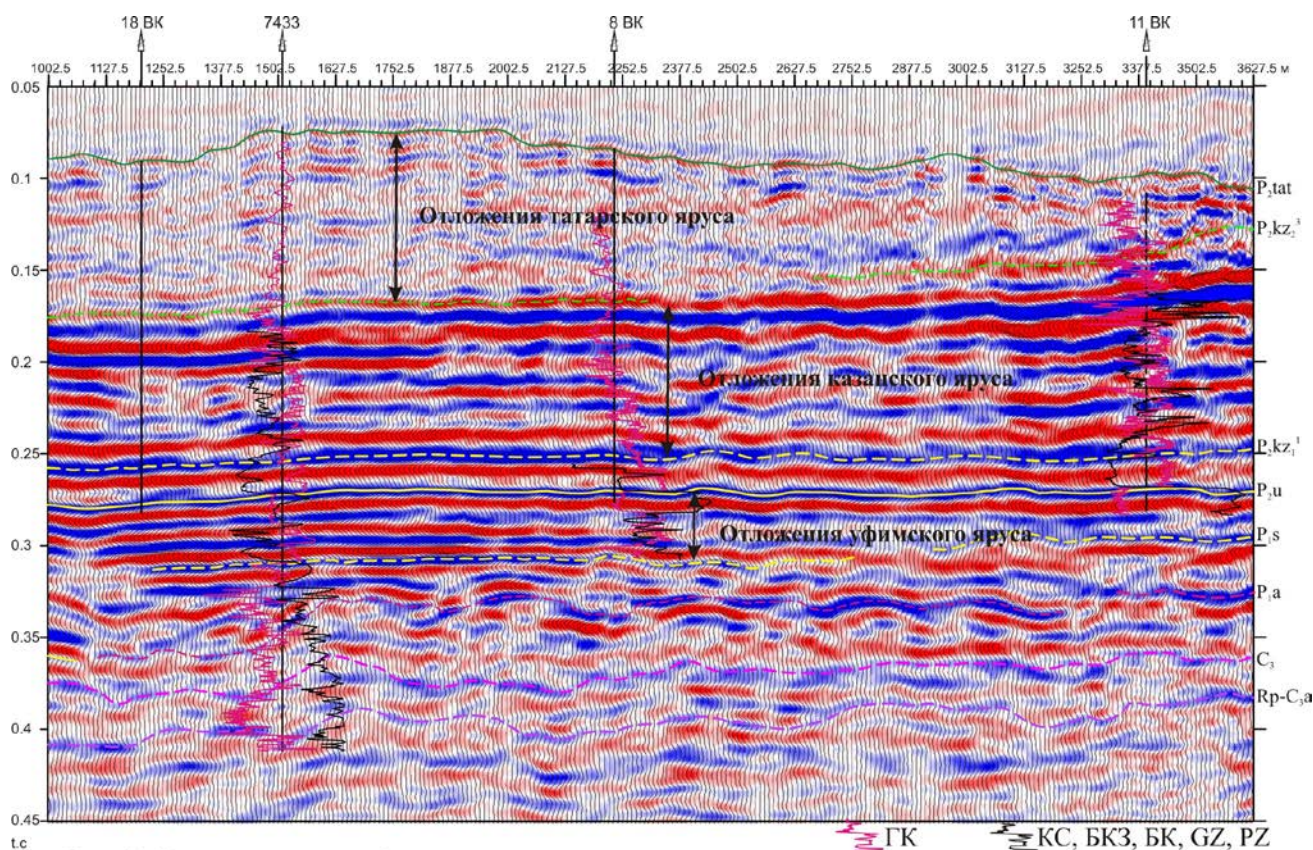


Рис. 1 Характер волновой картины в интервале пермско-верхнекаменноугольных отложений

Результаты исследований

Полученные временные разрезы отображают картину распространения отложений верхнекаменноугольно-четвертичного возраста, геометрию стратиграфических и маркирующих горизонтов, характер процесса осадконакопления, эффекты палеоэрозии, палеотектоники и другие особенности геологического строения.

Первой зарегистрированной отражающей границей на временных разрезах является граница, формирующаяся как суммарный импульс от верхних слоёв, вблизи дневной поверхности. По данным бурения на поверхности повсеместно распространены четвертичные отложения толщиной до 20 м и представленные делювиальными и аллювиальными образованиями – пески, глины, гравий, супеси, суглинки.

Для северо-восточной части исследуемой территории отличительной особенностью является частичный размыв отложений песчаной пачки в преднеогеновое время. Структурным бурением закартированы отложения неогеновой системы, заполняющие палеодолину реки Шешма, форма русла которой отчетливо отображается в волновом поле (Рис. 2).

На участках сейсмических профилей 05120301, 05120303 наблюдаются интервалы ослабленной сейсмической записи, соответствующие по данным стратиграфической привязки отложениям татарского яруса. В результате происходившей преднеогеновой и современной эрозии они сохранились не повсеместно и не в полном объёме. Литологически они сложены пестроокрашенными глинами, алевролитами, мергелями с прослоями песчаников, доломитов, известняков, гипсов. На границе отложений татарского и казанского ярусов, в результате резкой смены литологического состава пород, в волновом поле формируется достаточно контрастное по своим динамическим характеристикам отражение. Далее в волновом поле формируется динамически выраженное отражение от кровли уфимского яруса.

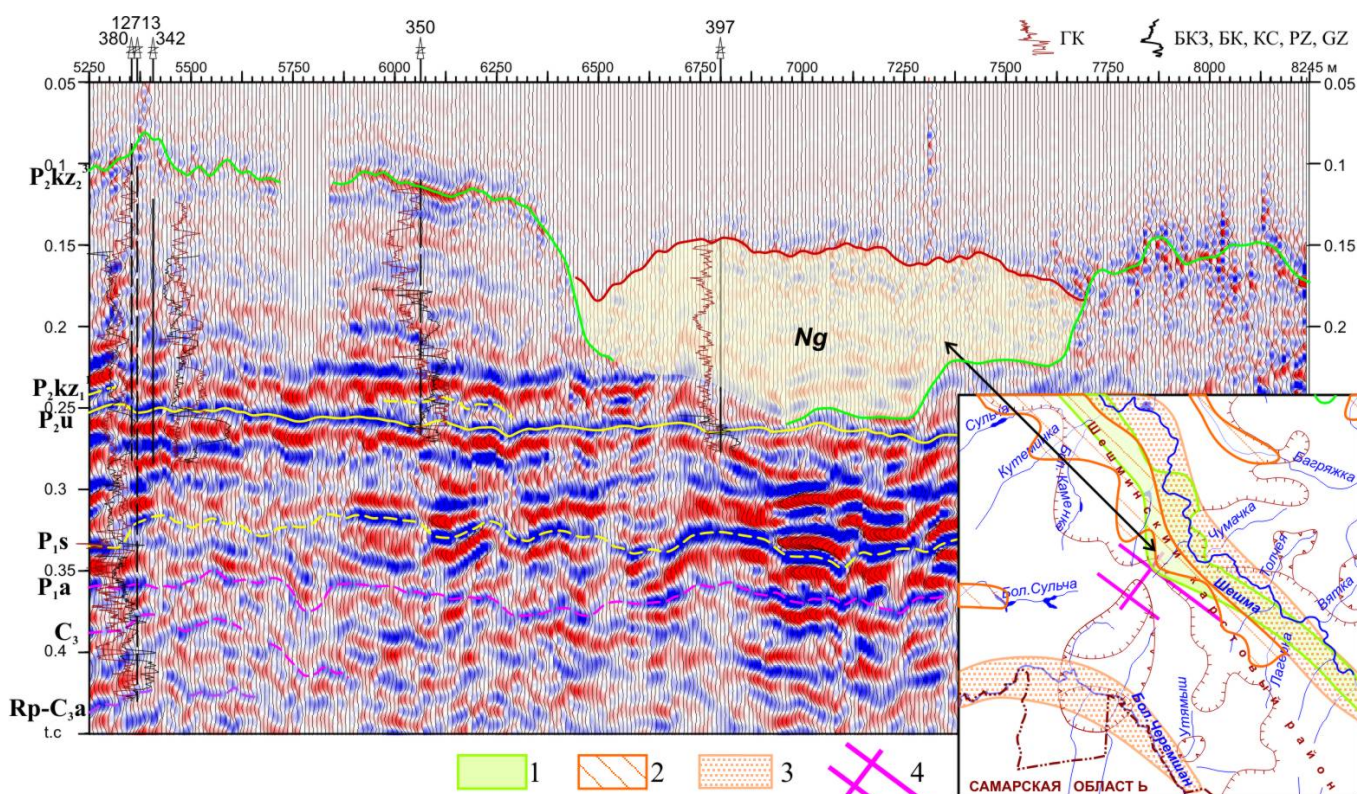


Рис. 2 Отображение в волновом поле палеодолины р. Шешма. Схема соотношения доплиоценовых, четвертичных речных долин и карста в нижнепермских отложениях
1 - доплиоценовые речные долины (по Н.В. Кирсанову, А.И. Башлеву. 1962);
четвертичные речные долины: 2 - эрозионные, 3- аккумулятивные; 4 - профили с.п. 5/12-3

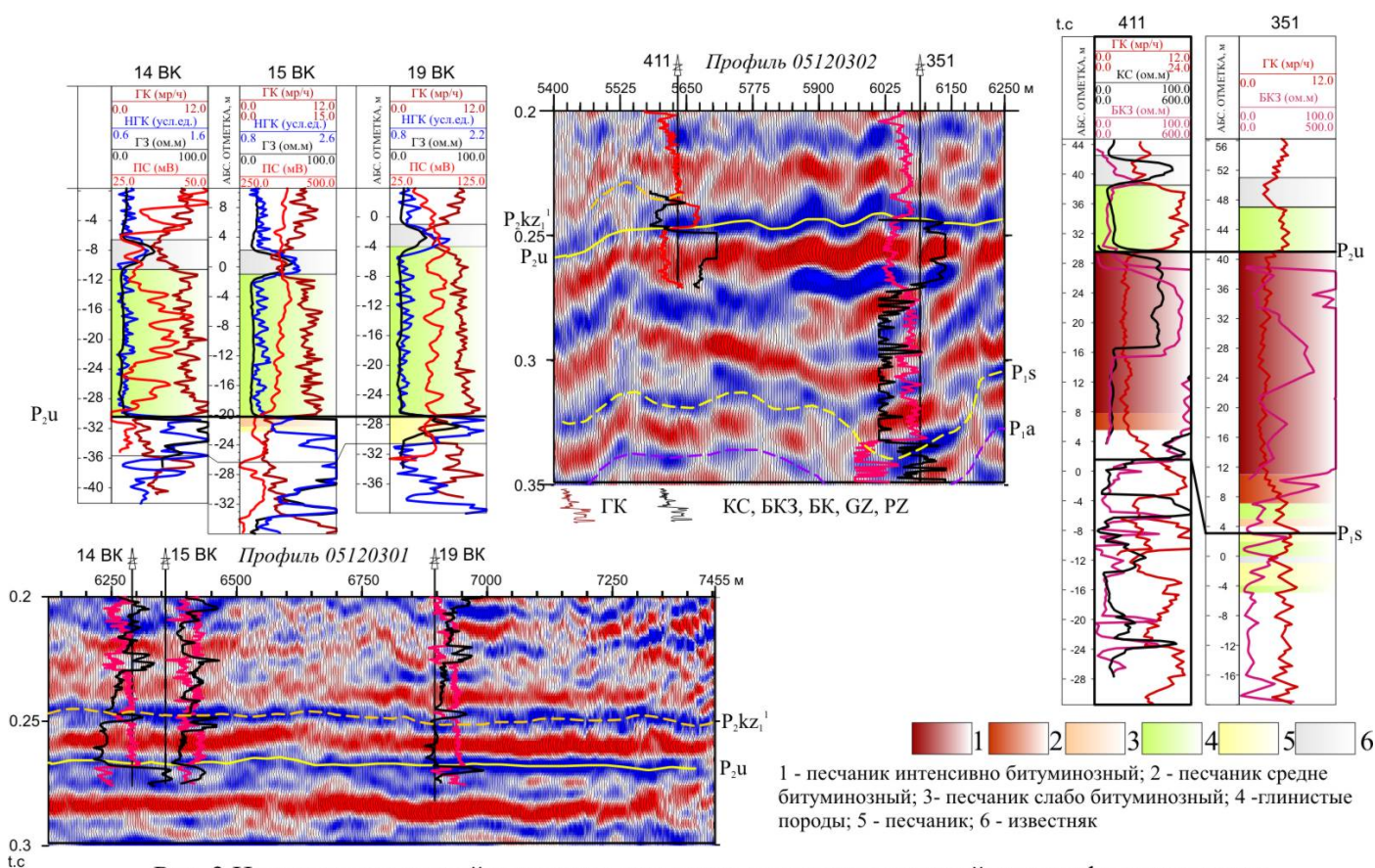


Рис. 3 Изменения волновой картины в интервале залегания песчаной пачки уфимского яруса

Интервал временного разреза, заключённый между ОГ P_{2u} и P_{1s} отображает строение отложений уфимского яруса, которые представлены шешминским горизонтом толщиной 37.2 - 100 м в районе Нижне-Кармальной залежи и 33.1 – 79.0 м - Верхне-Кармальной. Ярус состоит из двух пачек: верхней - песчаной и нижней – песчано-глинистой.

Верхняя песчаная пачка толщиной от 5.5 до 40 м, к которой приурочены основные залежи сверхвязких нефтей, сложена в верхней части рыхлыми, мелкозернистыми и среднезернистыми слабосцементированными песками и песчаниками с маломощными пропластками алевролитов и глин, в нижней - плотными, крепкими, известковистыми, полимиктовыми, тонкослоистыми песчаниками. Толщина верхней пачки изменяется от 0.4 м до 35 м (скв. 80 Ашальчинская). Наибольшие значения толщин песчаной пачки связаны с присводовой частью поднятий.

В волновом поле верхняя песчаная пачка собственного отражения не формирует, что, в первую очередь, связано с отсутствием в подошве пачки репера с контрастными петрофизическими свойствами. Тем не менее, визуально наблюдается взаимосвязь между толщиной пачки, её насыщением и динамическими характеристиками отражающей границы, регистрируемой под кровлей уфимского яруса (Рис. 3). При толщине песчаной пачки 15-20 м в волновом поле наблюдается стабильное однофазное отражение отрицательного знака. При дальнейшем увеличении песчаной пачки отражающая граница утолщается с понижением амплитуды и, в итоге, происходит интерференция отраженных волн с образованием двух динамически выраженных отражающих границ разной полярности (район скв. 12713). На участках выклинивания песчаной пачки в районе скв. 14 ВК, 15 ВК, 19 ВК отражённая волна «расщепляется» на слабо выраженную верхнюю границу (вплоть до полного исчезновения) и на яркую по амплитудной выраженности нижнюю.

В процессе работы осуществлен прогноз толщин верхней песчаной пачки уфимского яруса, коэффициент регрессии между интервальными временами между ОГ P_{2u} и P_{1s} и общей толщиной верхней песчаной пачки уфимского яруса составил 72.4 %. Установленная зависимость даёт основание предполагать о тесной взаимосвязи палеорельефа нижележащих горизонтов и толщиной вышележащих компенсирующих отложений.

Таким образом, полученные геологические результаты показали возможность изучения высокозалегающих продуктивных горизонтов уфимского яруса верхней перми на территории Республики Татарстан.

Литература

1. Добровольская Ж.К., Морковская Т.В. Опытнo-методические сейсморазведочные работы МОГТ 2D на Верхне-Кармальной и Нижне-Кармальной залежах Черемшанского месторождения. Отчёт о результатах работ с. п. 5/12-3 на территории Черемшанского района Республики Татарстан. ООО «ТНГ-Групп», Бугульма, 2013.
2. Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С., Шаргородский И.Е., Войтович Е.Д., Войтович С.Е. Геология и освоение залежей природных битумов РТ. – Казань: Фэн АН РТ, 2006
3. Базаревская В.Г., Тарасова Т.И. Отчёт по теме: «Подсчёт запасов по 11 месторождениям сверхвязких нефтей (Нижне-Кармальское поднятие Черемшанского месторождения). Заказ-наряд № 07.2818.07. Бугульма, 2007. Фонд ТатНИПИнефть инв. № 4643 ДСП.

4.Ахманова Л.Г. Подсчёт запасов и обоснование КИН Верхне-Кармальского поднятия Черемшанского месторождения сверхвязкой нефти. Отчёт/ТГРУ ОАО «Татнефть, Казань, 2008.

Влияние разрешенности сейсмических данных на результаты инверсии на примере меторождения им. Р.Требса и А.Титова.

Логовской Валерий Иванович, Власов Сергей Викторович¹.

¹ ООО «БашНИПинефть», г. Уфа.

Всевозможные виды инверсии весьма уверенно вошли в состав стандартных работ при проведении интерпретации данных сейсморазведки, наиболее простая по техническому исполнению и временным затратам – акустическая, она же абсолютное обращение и т.д. Обусловлено это очень простым фактором, сейсмическое волновое поле после стандартной обработки – это изображение среды в терминах граничных условий, что естественно не удовлетворяет интерпретационным потребностям, ведь результат нужен для толщи, а не границы. С точки зрения теории все смотрится весьма привлекательно, просто и надежно, убрали импульс – отклик, получили вертикальный поток отражений в каждой точке, где есть трасса, «отнормировались» на данные ГИС и дальше работаем с послойными характеристиками массива. Простота исполнения, относительная прозрачность алгоритма, а соответственно и популяризация, как оказалось, в наших реалиях, сыграли отрицательную роль, как в качестве результатов самих инверсионных преобразований, так и в области их дальнейшего применения. В данной работе мы рассмотрим один из «подводных камней», на пути к оценкам характеристик толщи по данным сейсморазведки – разрешенность данных сейсморазведки (частотный диапазон) на примере данных по месторождению им. Р.Требса и А.Титова.

Как правило, результаты обработки в частотном диапазоне до 100Гц, не редкость, когда итоговые сейсмические разрезы характеризуются частотами 40-50Гц на уровне 70% от максимума энергии. Отталкиваясь от этих значений, и выполнен контроль качества инверсии, при этом мы отталкивались от одной из основных характеристик массива с позиций формирования волнового поля и инверсионных преобразований – вертикальные потоки коэффициентов отражений. Для выполнения работ привлечены результаты обработки данных сейсморазведки и они же отфильтрованные в диапазоне частот 5-8/60-80Гц (Рис.1), а так же отфильтрованные в диапазоне 5-8/40-60Гц.

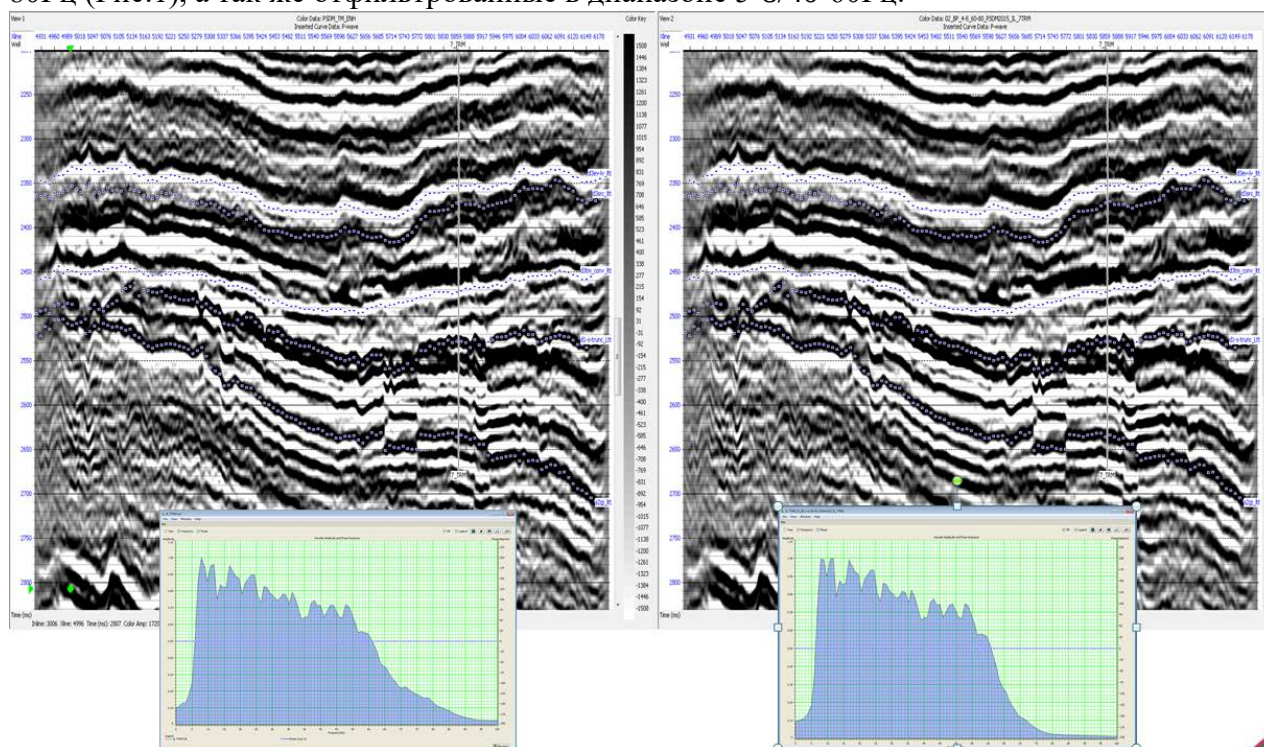


Рис. 1. Волновое поле. Слева – исходный частотный диапазон, справа отфильтрованное 5-8/60-80Гц.

Алгоритм выполнения инверсии один из самых распространенных в мире, и считающийся наиболее надежным:

1. Привязка сейсмических данных к данным ГИС на основе сейсмостратиграфического моделирования;
2. Извлечение детерменистического импульса для выполнения инверсии;
3. Построение фоновой низкочастотной модели на базе данных ГИС и структурного каркаса и контроль качества;
4. Подбор параметров акустической инверсии на основе контроля в точках скважин и по отдельным срезам;
5. Непосредственно инверсия сейсмических данных по алгоритму с жестким ограничением изменения импедансов относительно фоновой модели и контроль качества инверсионных преобразований, как в точках скважин, так и по площади.

Все работы выполнены в комплексе Hampson Russell (CGG), для трех наборов данных с идентичными настройками. Не останавливаясь на деталях выполнения работ, перейдем к сопоставлению результатов в точках скважин для узкого интервала 40-50 метров, в котором по данным интерпретации ГИС установлен коллектор (Рис.2).

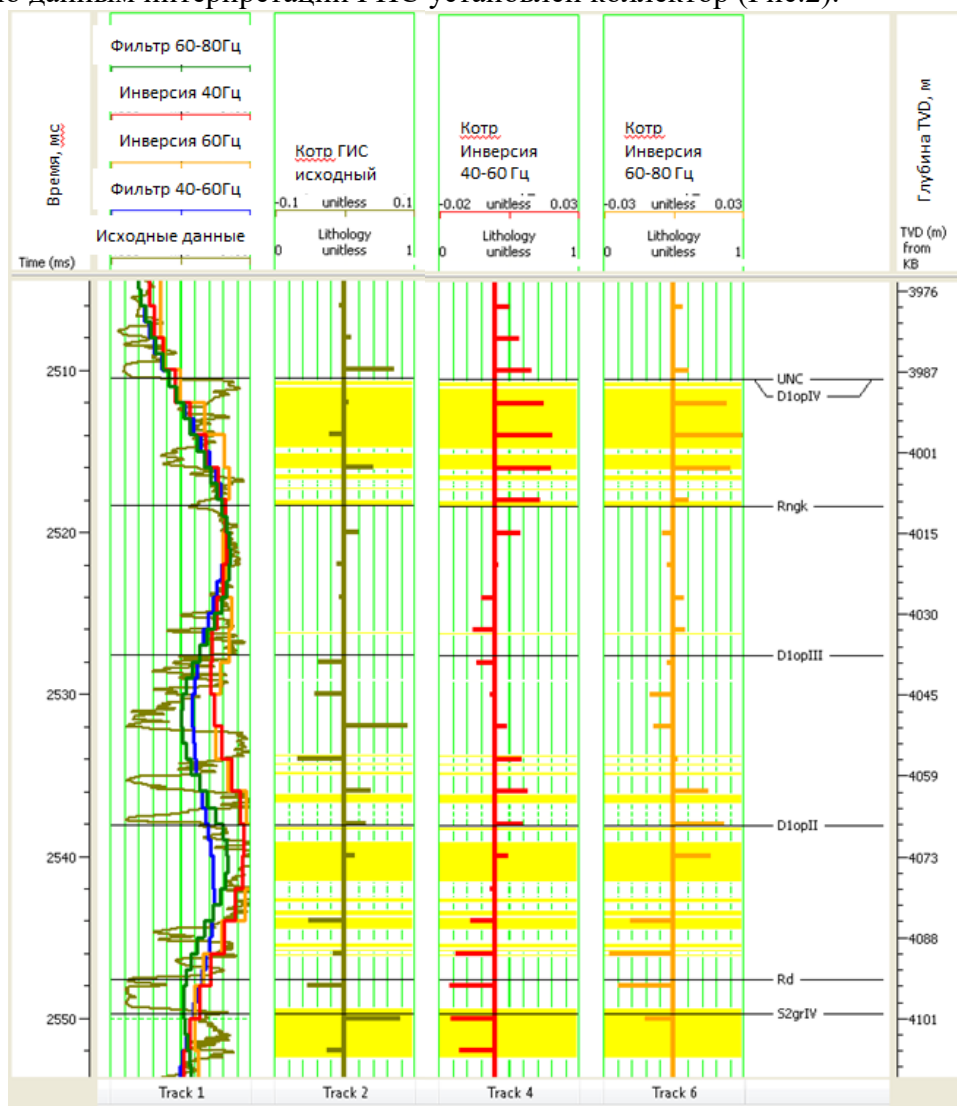


Рис. 2. Результаты инверсионных преобразований вдоль ствола скважины. Желтым цветом выделен коллектор.

При всей несуразности полученной картины и отсутствии в потоках отражений по результатам инверсии акустических границ I рода, общая оценка качества инверсии смотрится весьма эффектно и показывает весьма хороший уровень качества восстановления акустического импеданса (в данном случае скорости продольной волны). Так Ккор между восстановленными по результатам инверсии скоростями продольных волн и данными ГИС составляет порядка 0,7 в окне 500 метров и между данными в разном частотном диапазоне разница заключается в размере относительной ошибки (табл.1). После приведения данных ГИС к вертикальной разрешенности сейсморазведки Ккор и вовсе становится около 0,9. В то же время кросс-плот ошибка-скорость по данным ГИС, явно показывает, что как минимум 30% всех данных по результатам инверсии лежат за пределами допустимой ошибки (Рис.3).

Таблица 1.

№ п/п	Частотный диапазон	Относительная ошибка
1	Исходный	<12%
2	5-8/60-80 Гц	<15%
3	5-8/40-60 Гц	<20%

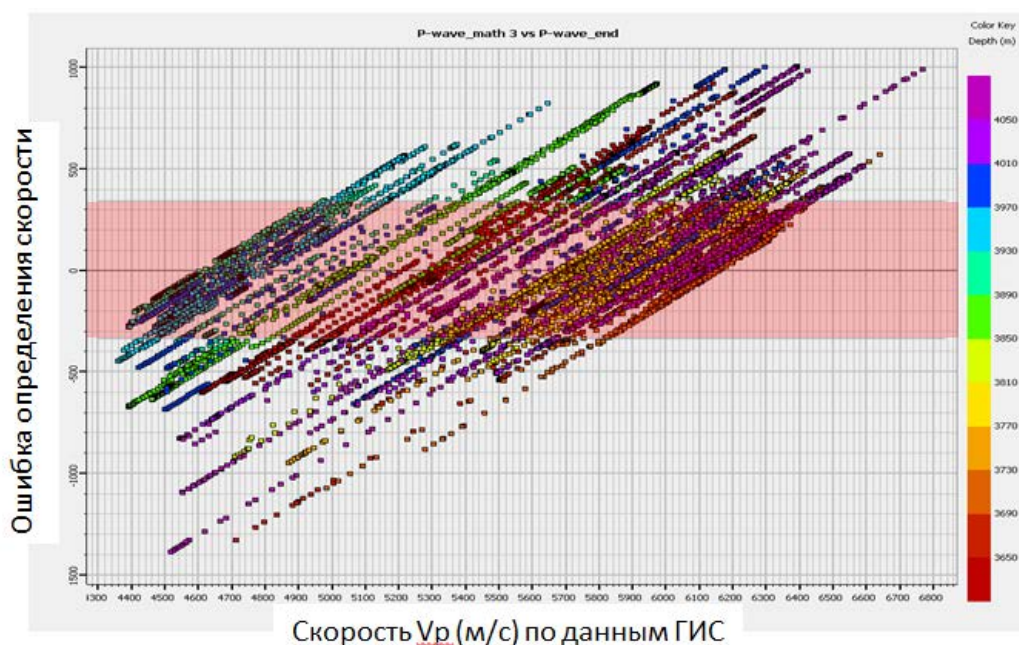


Рис. 3. Кросс-плот: ошибка определения скорости vs значение скорости по данным ГИС.

Все выкладки, приведенные выше, лишь еще раз свидетельствуют о несовершенстве инверсионных алгоритмов и различной вертикальной разрешенности данных ГИС и данных сейсморазведки. Фактически, уверенно можно говорить о том, что акустическая инверсия, как инструмент для изучения характеристик непосредственно массива, а не граничных условий, во многих случаях применима лишь на качественном уровне. Переход на количественный уровень для акустической инверсии можно ожидать, лишь, когда мы добьемся частотного диапазона превышающего видимые 120-140 Гц на окончательных сейсмических изображениях или в случае изучения неоднородностей мощностью много большей вертикальной разрешенности данных сейсморазведки. Соответственно при изучении интерференционной картины и «тонких» пластов акустический импеданс приобретает смысл не более чем сложно-рассчитываемого

атрибута волнового поля для оценки трендов или для использования его в построении линейных (нелинейных) математических моделей с целью прогноза ФЕС-параметров.

Опыт проведения опережающих исследований для прогнозирования оптимальной глубины заложения заряда при проведении сейсморазведочных работ в сложных условиях.

Матвеев Феликс Владимирович¹, Логовской Валерий Иванович².

¹ ООО «БашНИПНефть», г. Уфа.

² Центр анализа сейсмических данных МГУ имени М.В. Ломоносова, г. Москва.

При проведении полевых сейсморазведочных работ МОГТ-3Д в 2014г специалисты методико-технологического контроля полевых работ ООО «БашНИПНефть» столкнулись с проблемой сильного отличия поверхностных условий на участке работ, от смежных участков на которых проводились сейсморазведочные работы ранее. Из-за уменьшения мощности рыхлых отложений (в которых возможно бурение скважин глубиной 15 м, для возбуждения сейсмического сигнала) и выхода твердых пород к дневной поверхности существенно увеличилось количество пунктов возбуждения с группированием неглубоких скважин, глубиной 5м. Вследствие чего увеличения объема бурения из-за необходимости бурения группы скважин глубиной 5м с 15 пог.м на пункт возбуждения до 45 пог.м на пункт возбуждения выполнение проектного объема сейсморазведочных работ в 2014 году составило 34%. Плановый показатель 23 ПВ на 1 отряд/смену, из-за группирования скважин сократился до 8 ПВ на 1 отряд/смену.

Кроме того выявилась невозможность прогнозировать оптимальных мест под бурение скважин. 6%-8% производственного времени буровые станки пробовали бурением «найти» оптимальное место смещения пункта возбуждения.

Появилась необходимость найти метод опережающего прогнозирования оптимальной глубины заложения заряда. Для решения данной задачи оптимизации проведения буровзрывных работ и повышения геологической эффективности сейсморазведочных работ, в целом, были опробованы следующие способы прогнозирования глубин заложения зарядов:

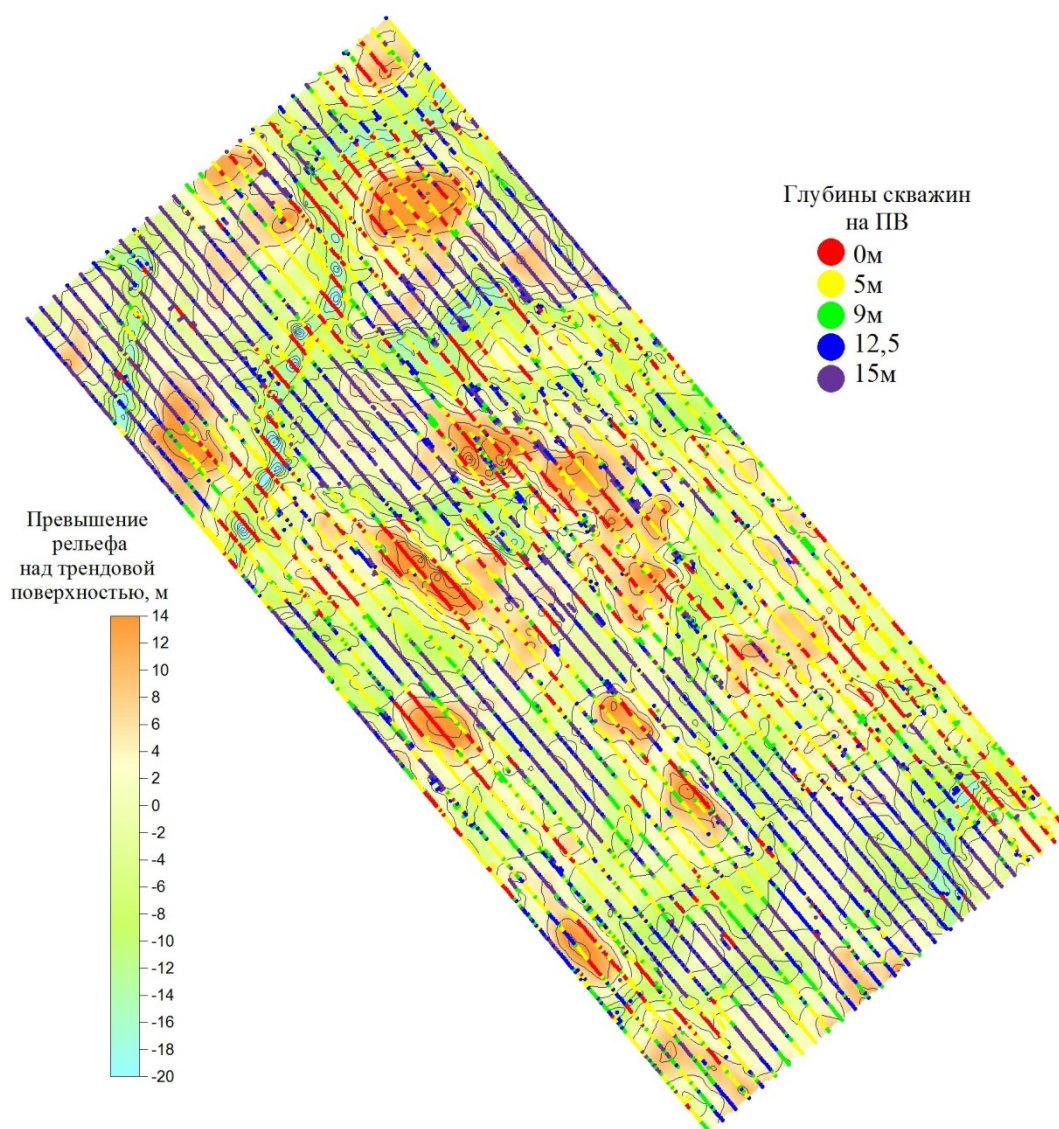
1. На основе взаимосвязи с формой рельефа;
2. На основе взаимосвязи с элементами дешифрирования материалов дистанционного зондирования (космоснимков сверхвысокого разрешения и различного спектрального состава).
3. На основе использования электроразведочных исследований методом электромагнитного сканирования в комплексе с георадиолокацией.

1. Прогнозирования по взаимосвязи форма рельефа – глубина скважины.

Прямое сопоставление абсолютных отметок рельефа с фактическими глубинами скважин, пробуренных в 2014г не позволило выявить взаимосвязи.

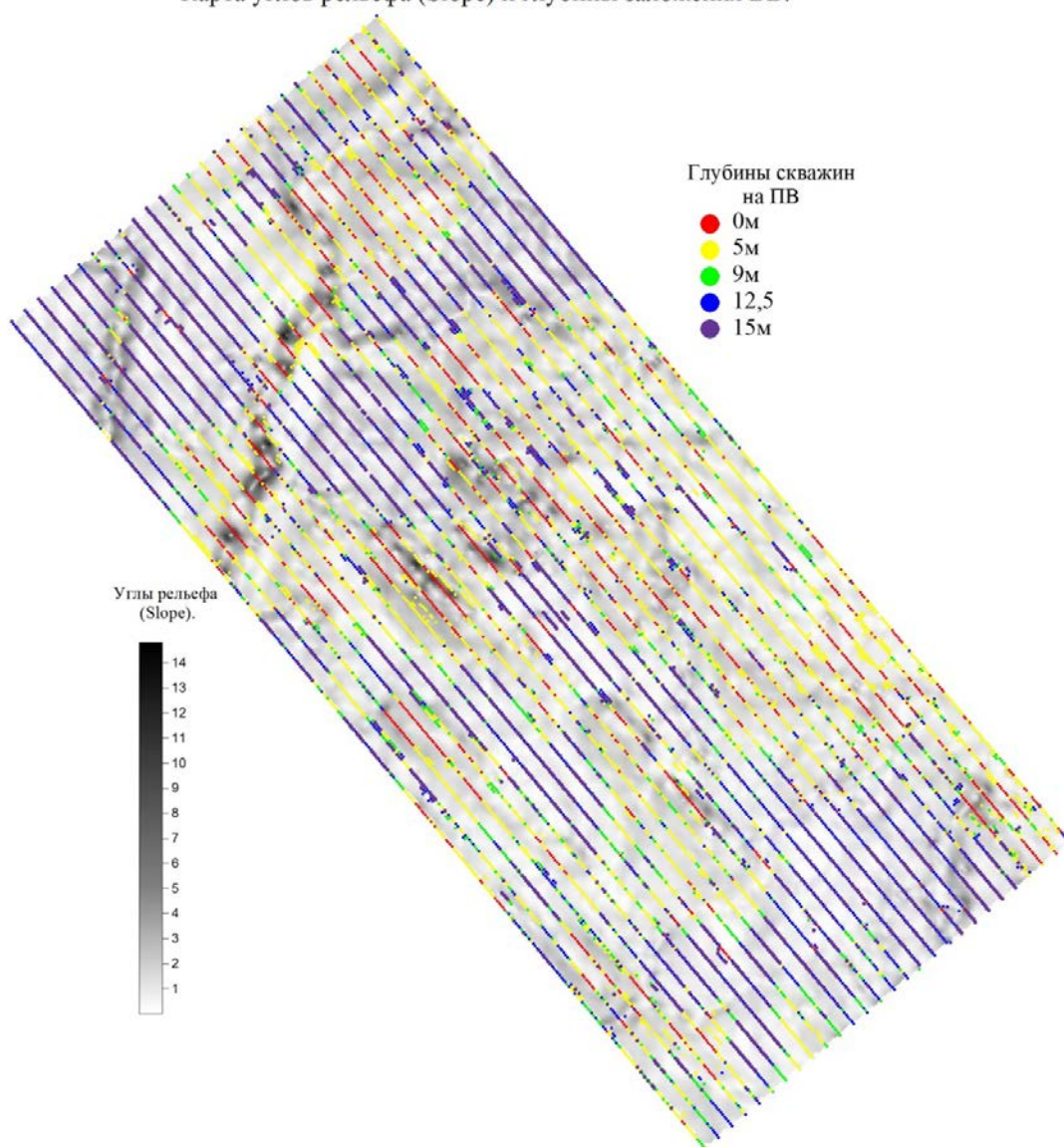
Опробована возможность прогнозирования глубины заложения заряда по относительным превышениям рельефа местности. Для этого выделены возвышенные и пониженные участки поверхности над сглаженным уровнем рельефа и сопоставлены с данными бурения. Величины относительных превышений рельефа так же не обнаружили надежной корреляционной связи с мощностью рыхлых отложений и областями выхода твердых пород на поверхность.

**Сопоставление возвышенных участков над трендовой поверхностью
(сглаживание 2000м x 2000м) и данных бурения.**



Опробована возможность прогнозирования глубины заложения заряда по особенностям рельефа местности: было выполнено выделение углов наклона поверхностей рельефа, с последующим сопоставлением с данными бурения. Данный метод не позволил прогнозировать распределения зон с неглубоким залеганием твердых осадочных отложений и выхода твердых пород на поверхность с необходимой точностью для оптимизации буро-взрывных работ.

Карта углов рельефа (Slope) и глубины заложения ВВ.



2. Прогнозирования с использованием материалов дистанционного зондирования и цифровой модели рельефа.

При проведении работ проведенных исследований включали следующие элементы:

- Ортоизображение на базе космических снимков с пространственным разрешением 0,5 метра синтез «естественное цвета», М 1:10000
- Ортоизображение на базе космических снимков с пространственным разрешением 0,5 метра синтез «NIR» М 1:10000
- Цифровая модель рельефа с градациями по высоте
- Крутизна склонов
- Экспозиция склонов
- Кривизна поверхности

В результате проведенных работ на прогнозируемом участке зеленым цветом (код 1) показаны области, где возможно прогнозирование с точностью:

Название прогноза	Прогноз с вероятностью до 50%	Прогноз с вероятностью выше 75%
Прогноз скв. глубиной не более 5м	70% ПВ	30% ПВ
Прогноз скв. глубиной 10-15м	28% ПВ	72% ПВ

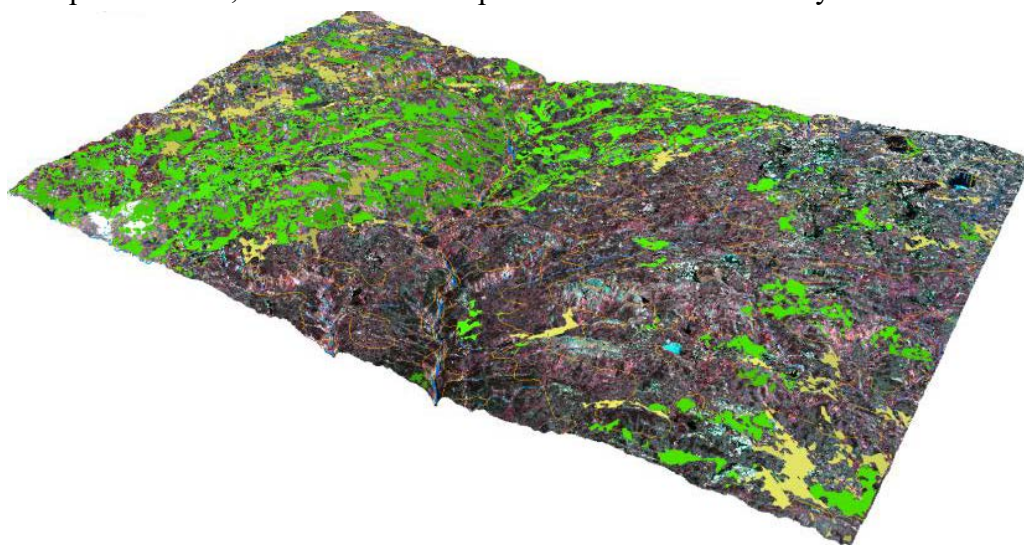
Оранжевым цветом (код 2) показаны области, для которых возможно прогнозирование глубины залегания коренных отложений с пониженной точностью. Розовым (код 3) показаны области, для которых прогнозирование чрезвычайно затруднено и возможно в основном экспертными методами



Посчитана вероятность отнесения конкретного сегмента к определенному классу глубины залегания коренных отложений.

Выделено 4 класса вероятности:

- 1-Вероятность 0,75-1 залегания коренных отложений на глубине 0-10 м;
- 2-Вероятность 0,5-0,75 залегания коренных отложений на глубине 0-10 м;
- 3-Вероятность 0,5-0,75 залегания коренных отложений на глубине 10-15 м;
- 4-Вероятность 0,75-1 залегания коренных отложений на глубине 10-15 м

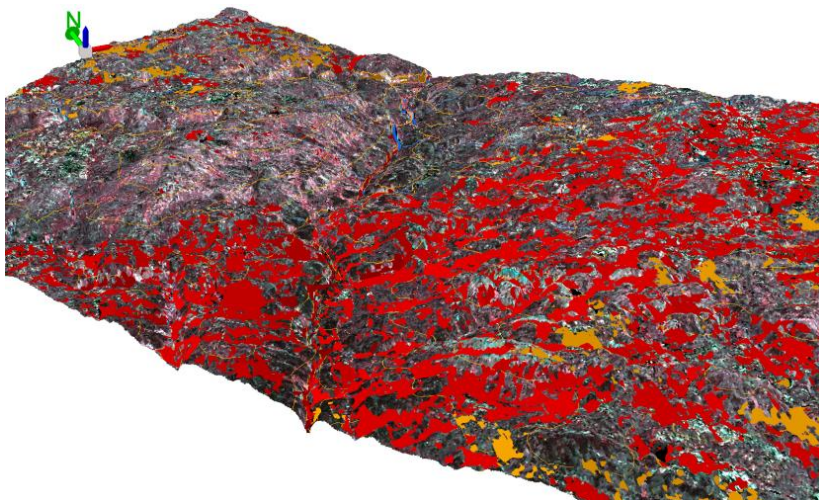


Проведена оценка качества разделения участков с глубиной залегания коренных отложений до 5 м. В рамках этой классификации было выделено 3 класса:

Вероятность 0.75-1 залегания коренных отложений до 5 м

Вероятность 0.5-1 залегания коренных отложений до 5 м.

Вероятность 0-0.5 залегания коренных отложений до 5 м.



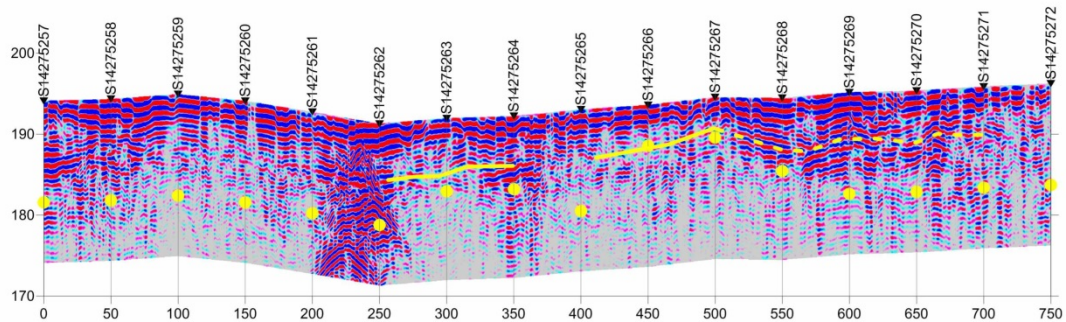
При сопоставлении участков с прогнозной глубиной бурения с фактическими данными бурения, после завершения буровых работ выяснилось, что не смотря на то, что прогноз мощности рыхлых отложений больше 10м более удачен, чем прогноз мощности рыхлых отложений менее 5м, Самостоятельно метод Прогнозирования с использованием материалов дистанционного зондирования и цифровой модели рельефа не дал результатов с требуемой точностью для оптимизации проведения буровых работ.

3. Прогнозирования с использованием электроразведочных исследований методом электромагнитного сканирования в комплексе с георадиолокацией.

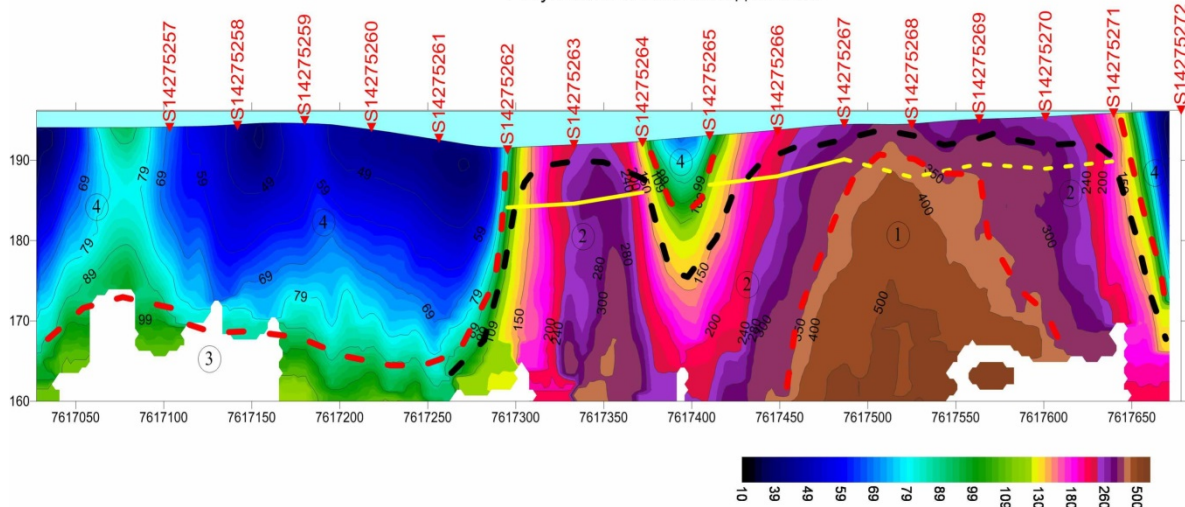
Анализ результатов комплексных исследований, проведенных методами электромагнитного сканирования (ЭМС) и георадиолокации (ГРЛП) на опытно-методическом участке показал достаточно низкую подтверждаемость основного результата – прогнозирования участков на которых невозможно бурить группу из неглубоких (5-7,5м) скважин. Однако последующие опытные работ показали, что при коррекции методики работ возможно улучшение.

Контрольный участок. Профиль 1427.

Результаты георадарной съемки



Результаты съемки методом ЭМС



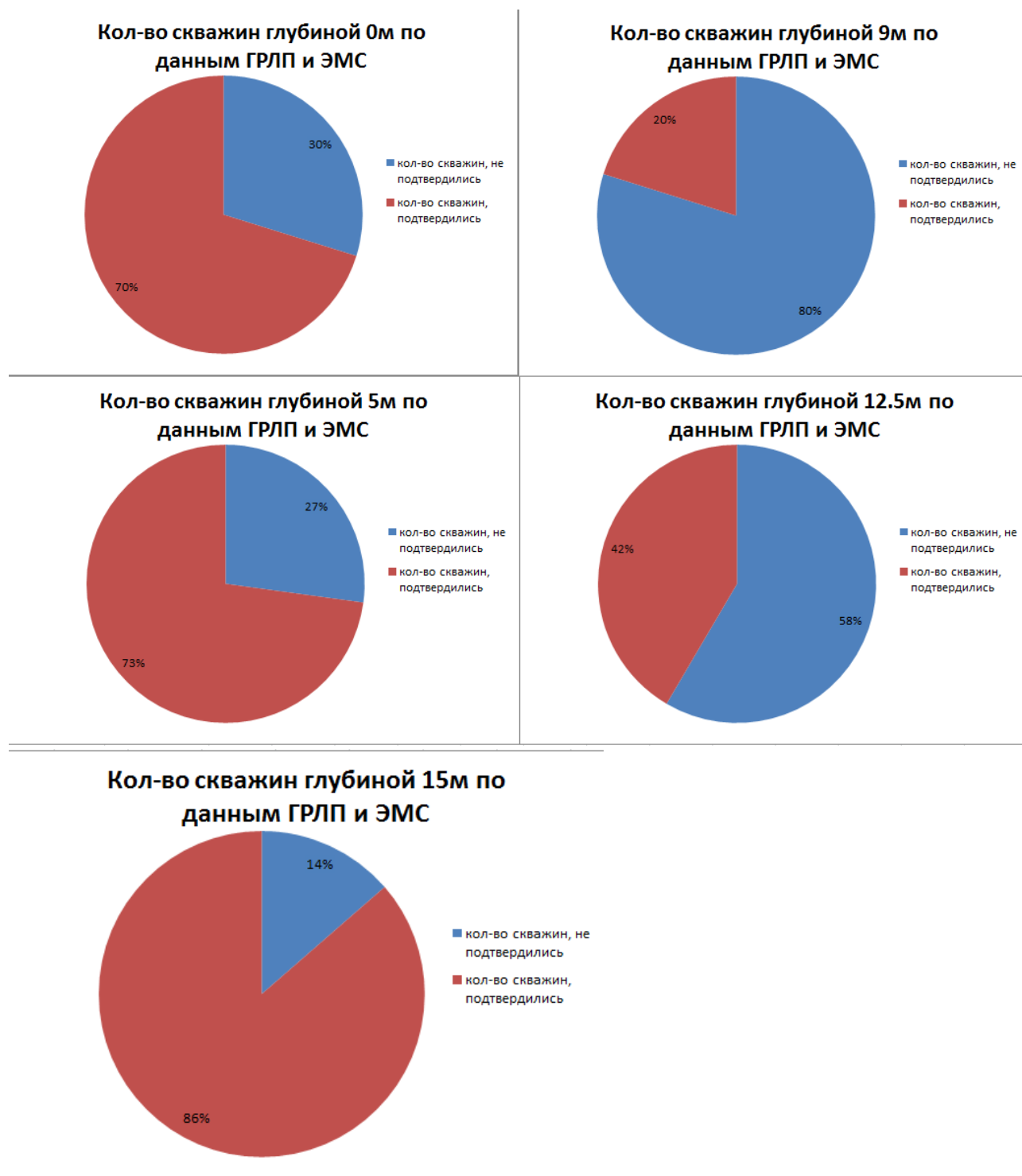
Условные обозначения к георадиолокационным разрезам:

- - георадиолокационные границы;
- - - - - предполагаемые георадиолокационные границы.
- - - - - границы слоев
- - - - - подошва прогнозируемой зоны "рыхлых" пород

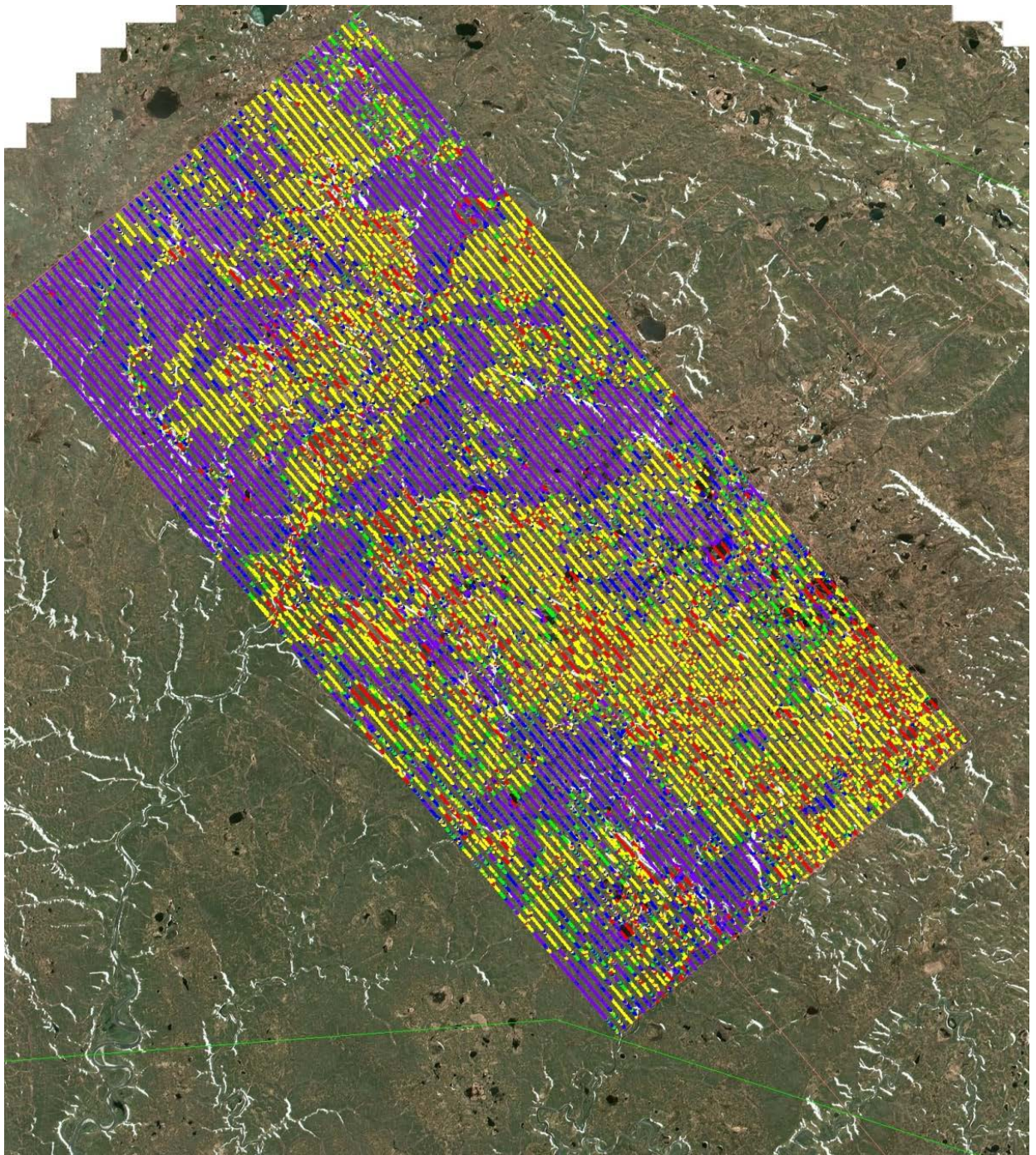
Условные обозначения к геоэлектрическим разрезам:

- ① - крепкие песчаники
- ② - интенсивно выветрелые, сильно трещиноватые песчаники
- ③ - интенсивно выветрелые, сильно трещиноватые коренные породы различного состава
- ④ - Отложения песчано-глинистого состава (возможно аллювий)

По результатам проведенных опытных работ были скорректированы методики работ ЭМС и ГРЛП, в результате чего достигнута высокая подтверждаемость прогнозируемых глубин скважин по данным ГРЛП и ЭМС.



Применение в 2015г опережающего изучения ВЧР с помощью ЭМС и ГРЛП позволило более оптимально смещать ПВ в эксклюзивных зонах и завершить работы 2014-2015гг.



Глубины скважин
на ПВ

- 0м
- 5м
- 9м
- 12,5
- 15м

Секция **Скважинные исследования**

Формирование изображений среды в методе вертикального сейсмического профилирования.

Шехтман Григорий Аронович.

ООО «Геофизические системы данных», г. Москва.

В методе вертикального сейсмического профилирования наилучшим образом совмещаются достоинства кинематического и миграционного подходов.

Устаревшие способы определения скоростей, использующие приведение к вертикали непродольных вертикальных годографов, все больше заменяются способами определения скоростей непосредственно по непродольным годографам без приведения их к вертикали. Для решения кинематической обратной задачи (кинематической инверсии) в настоящее время применяют разнообразные методы оптимизации, в которых в качестве минимизируемой целевой функции используют функционал, содержащий сумму квадратов разностей наблюдаемых и теоретически рассчитанных времен. Одновременное определение пластовых сейсмических скоростей и пространственной геометрии неплоских границ раздела позволяет с высокой точностью определять структуру околоскважинного пространства и тем самым формировать изображение толстослоистой среды (Савин, Шехтман, 1995; Шехтман, 2011).

Определение трехмерной модели среды путем кинематической инверсии записей ВСП позволило уверенно подойти к формированию изображений среды путем миграционных преобразований волновых полей в волновые временные и глубинные разрезы ВСП.

За рубежом миграцию записей ВСП начали применять в начале 80-х годов прошлого века. Записи ВСП преобразовывали в сейсмические разрезы при помощи лучевой миграции (на основе трассирования сейсмических лучей), путем дифракционного преобразования на основе интеграла Кирхгофа (миграция Кирхгофа), а также путем продолжения волновых полей на основе конечно-разностных решений волнового уравнения и др.

Лучевая миграция, в отличие от "истинной" миграции, являющейся многоканальной процедурой, опирающейся на аналитическое или численное решение волнового уравнения, имеет дело с каждой парой источник-приемник колебаний, т.е. является по существу одноканальной процедурой. После обработки всех трасс информацию представляют обычно в виде квазитрасс, каждая из которых соответствует фиксированному удалению от скважины с накоплением амплитуд в пределах заданного интервала относительно каждой из квазитрасс. За этим видом миграции за рубежом закрепилось, в отличие от истинной миграции, название "ВСП-ОГТ суммирование" или "ВСП-ОГТ преобразование" ("VSP-CDP stack" или "VSP-CDP transform"), а также "картирование по точкам отражения" ("reflection-point mapping») (Gaiser et al., 1983; Dillon and Thomson, 1984).

В первые годы лучевую миграцию применяли в рамках однородной либо горизонтально-слоистой модели реальной среды. Дальнейшее усовершенствование этого вида миграции позволило использовать ее для волн любого типа и сложно построенной среды, модель которой берут из априорных наземных, промыслово-геофизических данных, а также в результате решения обратной кинематической задачи ВСП (Шехтман, Зернов, 1987).

Миграцию Кирхгофа стали адаптировать к обработке записей ВСП, видя в ней альтернативу лучевой миграции (Keho, 1984; Wiggins, 1984; Wiggins and Levander, 1984; Dillon, 1988). Основные надежды на миграцию Кирхгофа возлагали в связи с тем, что она, по сравнению с лучевой миграцией, учитывает явление дифракции на элементах среды и в случае наличия тектонических нарушений должна отображать эти нарушения наиболее ярко; численные эксперименты эти ожидания вполне оправдали (Dillon, 1988). Миграция в случае сложно построенных сред потребовала для получения однозначных результатов значительных перекрытий и ухищрений с поворотами осей координат относительно преобладающего напластования наклонных границ. Существенным преимуществом данного вида миграции, подтвержденным на тестовых примерах (Wiggins, Levander, 1984), является подавление падающих волн непосредственно в результате миграции без предварительного их ослабления. К недостаткам миграции Кирхгофа следует отнести ее корректность лишь для однородной модели, а также получение ошибочных результатов, обусловленных весьма ограниченным при ВСП размером базы регистрации колебаний (ограниченность апертуры) (Wiggins, Levander, 1984; Lin, Gonzalez-Serrano, 1985). Вполне обоснованно преодоление ограниченности апертур при ВСП увязывалось с усовершенствованием систем полевых наблюдений, способных обеспечить соответствующее освещение целевых объектов.

В разные годы предпринимались попытки повысить эффективность процедур миграции записей ВСП путем учета особенностей наблюдений внутри среды. Так, в алгоритме миграции Кирхгофа, адаптированном к обработке записей ВСП (Dillon, 1988), учитывалось не только дальнее (как в наземной сейсморазведке), но и ближнее поле путем сохранения в интеграле Кирхгофа соответствующего члена (т.к. изображение формируется в скважине вблизи точек приема, расположенных вблизи границ).

Миграцию записей ВСП на основе конечно-разностных решений волнового уравнения применяют в рамках двумерных моделей с произвольным распределением скоростей. При этом, как и при миграции Кирхгофа, учитывают дифракцию поля на элементах среды (Whitemore, Lines, 1986). Данный способ миграции весьма трудоемок, и его применение считают оправданным для весьма сложных моделей, априорная информация о которых редко бывает доступна. Миграция Кирхгофа при обработке записей ВСП является более популярной вследствие, вероятно, ограниченных объемов обрабатываемых данных.

Как непосредственную реализацию обратной задачи дифракции можно рассматривать алгоритм миграции записей ВСП, описанный Ченгом и Мак-Механом (Chang, McMechan, 1986). Этот способ миграции, адаптированный ими к методу ВСП, ранее получил название *миграция в обратном времени* (Reverse-Time-Migration – RTM) (Baysal et al., 1983). Существенным преимуществом алгоритма RTM является отсутствие в нем каких-либо ограничений, накладываемых на сложность макроструктурной модели среды: сейсмические границы могут иметь любую форму и быть контрастными. Основывается алгоритм RTM на том, что зарегистрированное поле отраженных волн продолжается в среду в обратном времени с использованием волнового уравнения, которое решается конечно-разностным методом. В наземной сейсморазведке такой подход является дорогостоящим из-за больших затрат машинного времени, однако в методе ВСП небольшой объем данных делает эту миграцию вполне осуществимой и целесообразной при изучении сложно построенных сред. Данный подход в сочетании с трассированием лучей в сложно построенных средах с неплоскими границами раздела

был реализован в алгоритме трехмерной миграции записей ВСП, позволяющей получать срезы при площадных наблюдениях ВСП (Шехтман Г.А., Зернов А.Е., 1989).

Одним из недостатков алгоритма RTM, существенным для метода ВСП, является отсутствие возможности контролировать апертуру суммирования записей. Подавить возникающие при миграции артефакты потенциально позволяет LSM-подход, положенный в основу миграции записей многокомпонентного ВСП по методу наименьших квадратов (Least-Squares Migration – LSM) (Сильвестров, Неклюдов, 2008).

В настоящее время интенсивно развиваются различные способы миграции, однако выбор того или иного из них нередко является пока субъективным. Рассмотрим новые, пока еще не вполне устоявшиеся способы миграции записей ВСП.

Модифицированный алгоритм миграции в обратном времени (MRTM) записей непродольного ВСП (НВСП) позволяет формировать глубинные изображения целевых областей околоскважинного пространства без учета верхней части разреза (Неклюдов, Бородин, 2008). Основная идея состоит в том, что волновое поле падающей волны от источника, расположенного на земной поверхности, аппроксимируется в целевой области в обратном времени с помощью проходящей P -волны с помощью конечно-разностной схемы для скалярного волнового уравнения. На случай многокомпонентной RTM подход адаптируется путем конечно-разностного решения системы уравнений теории упругости. Данный подход позволяет формировать изображения по монотипным и обменным отраженным волнам, а также по обменным проходящим волнам. Данный подход можно считать динамическим (волновым) аналогом кинематического *метода полей времен*, предложенного в 1939 г. Ю.В.Ризниченко. Существенным ограничением MRTM является его приуроченность лишь к областям регистрации проходящих волн, так что изображения среды ниже забоя скважины получить изображения среды с помощью данного подхода невозможно.

Метод виртуальных источников (МВИ), так же как и MRTM, позволяет изучать околоскважинное пространство без привлечения информации о строении сложно построенной верхней части разреза (ВЧР) в интервале между источниками и приемниками (Bakulin, Calvert, 2006). Достигается такая возможность путем размещения виртуального источника колебаний в точке приема, расположенной внутри среды, с последующим формированием взаимно-корреляционной функции (ВКФ) между «опорным сигналом», регистрируемым в виртуальном источнике, и сигналами, регистрируемыми в остальных точках приема (предпочтительно – в горизонтальной скважине). Для формирования изображения по отраженным волнам, выделенным по ВКФ, достаточно знать скоростную модель в среде, непосредственно окружающей приемную расстановку и в целевом объекте, освещенном отраженными волнами. Убедительные результаты, иллюстрирующие эффективность данного метода, позволяют согласиться с его предполагаемым революционизирующим влиянием на технологии ВСП в условиях сложно построенных сред (Bakulin et al., 2007).

Положения доклада иллюстрируются модельными и экспериментальными примерами формирования изображений среды различными модификациями метода ВСП (профильными, а также двумерными дискретными и площадными). Приводятся изображения среды, полученные по волнам разных типов и классов. Анализируются примеры абсурдных результатов, полученных в результате промахов при проведении работ и при обработке результатов.

Литература

1. Неклюдов Д.А., Бородин И. Миграция данных непродольного ВСП для построения глубинных изображений среды с неизвестной верхней частью разреза в районах со сложным геологическим строением//Технологии сейсморазведки. 2008, № 4. 6-14.
2. Савин И.В., Шехтман Г.А., 1995, Обратная кинематическая задача ВСП для сред с неплоскими границами раздела: Прикладная геофизика, **129**, 34-46.
3. Сильвестров И.Ю., Неклюдов Д.А. Многокомпонентная миграция данных НВСП по методу наименьших квадратов с подавлением артефактов// Технологии сейсморазведки. 2008, № 4. 15-24.
4. Шехтман Г.А. Пути повышения точности при изучении сейсмических скоростей методом вертикального сейсмического профилирования//Технологии сейсморазведки. 2011. № 2. С. 23-31.
5. Шехтман Г.А., Зернов А.Е. Преобразование записей непродольного ВСП в сейсмические разрезы//Труды 32-го Международного геофизического симпозиума. 1987. Дрезден, с. 218-224.
6. Шехтман Г.А., Зернов А.Е. Развитие метода ВСП для поисков и разведки месторождений углеводородов в условиях сложно построенных сред//Труды 34-го Международного геофизического симпозиума. 1989. Будапешт.
7. Bakulin A., Calvert R. Virtual source: New method for imaging and 4D below complex overburden// Geophysics. 2006. **71**, S1139-S1150.
8. Bakulin A., Mateeva A., Mehta K., Jorgensen P., Ferrandis J., Simha Herhold I., Lopez J.//The Leading Edge. June 2007. 732 - 740.
9. Baysal E., Kosloff D.D., Sherwood J.W.C. Reverse-time migration//Geophysics, 1983. **48**. 1514-1524.
10. Chang W., McMechan G. Reverse-time migration of offset vertical seismic profiling data using the excitation-time imaging condition//Geophysics, 1986, **51**. 67-84.
11. Dillon P.B. Vertical seismic profile migration using the Kirchhoff integral//Geophysics, 1988, **53**, № 6. P. 786-799.
12. Dillon P.B., Thomson R.C. Offset source VSP surveys and their image reconstruction//Geophys/ Prosp., 1984. **32**. 790-811.
13. Gaiser J.E., DiSiena J.P., McCooles K.J. Deviated borehole VSP – offset reflection point mapping//Paper S19.5, 53rd Annual International Meeting of SEG, Technical Program Abstracts, p. 530-533.
14. Keho T.H. Kirchhoff migration for vertical seismic profiles//Paper 19.2, 54th Annual International Meeting of SEG//Technical Program Abstracts, p. 694-696.
15. Lin Y.S., Gonzalez-Serrano A. Dip discrimination during Kirchhoff migration//Technology Group, Geosource Inc., Houston, Texas.
16. Whitemore N.D., Lines L.R. Vertical seismic profiling depth migration of salt dome flank//Geophysics. 1986. **51**, 1087-1109.
17. Wiggins J.W., Levander A.R. Migration of multiple offset synthetic VSP data in complex structure//Advances in Geophysical Data Processing, v. 1, Marwan Simaan (editor), JAI Press, Greenwich, Connecticut.

Об актуальных проблемах разработки и применения аппаратуры для ВСП.
Багмут Виталий Алексеевич, Багмут Александр Витальевич.
ООО "Геофизприбор", г. Симферополь.

Постановка задачи. Несмотря на то, что с внедрением в РФ цифровых зондов разработан целый ряд модификаций метода ВСП, подтверждаемость прогнозов неуклонно снижается. В результате спрос на выполнение работ по изучению околоскважинного пространства падает, объемы работ сокращаются.

Анализ характеристик наиболее широко распространенных в РФ отечественных и иностранных приборов показал, что и те и другие не обеспечивают в полной мере качество регистрации, которое соответствовало бы требованиям ВСП, как метода многоволновой сейсморазведки. Данный доклад посвящен выявлению причин этой тенденции и поиску путей их решения.

Критерии и способы оценки параметров зондов.

Требования к характеристикам аппаратуры для ПМ ВСП были разработаны рядом специалистов во главе Е.И. Гальпериным к началу 80-х годов прошлого века, опубликованы в специальных "Рекомендациях" [1, 9] и реализованы в аппаратном комплексе АПМ ВСПУ-3-12 (далее АПМ) Крымской геофизической экспедицией (КГФЭ) ГГП "Крымгеология". В основу опытного образца АПМ, разработанного КГФЭ, была положена система с ВИМ, разработанная в ИФЗ АН СССР [1, 9]. К началу 90-х это был единственный в СССР 3-приборный 12-канальный зонд с электронным уплотнением информации ВИМ, доведенный до уровня серийного производства.

АПМ успешно применялся в РФ, Украине, Туркменистане, Казахстане. В 1992, 1995 годах АПМ были выполнены работы на Кольской сверхглубокой скважине [7]. В РФ в 1996 году он признан на уровне отрасли [5]. До 2014 года, а возможно и по настоящее время аппаратура применяется в Украине в скважинах глубиной до 6 км и температурой до 170°C.

С начала 90-х КГФЭ для РФ оказалась за границей. При создании цифровых зондов опыт разработки АПМ и требования Рекомендаций были проигнорированы, что привело к снижению качества получаемых материалов. Эту тенденцию мы рассмотрели в публикациях [2, 3, 4]. В подтверждение наших опасений авторы доклада [12] утверждают следующее.

1. Основная проблема современной скважинной сейсморазведки – низкое качество первичных записей.

2. Проблема усугубляется тем, что в методе отсутствуют пакеты программ, позволяющие своевременно и объективно оценивать качество получаемых записей.

Поскольку качество первичных записей в настоящее время определяется визуально, то его оценка не может быть объективной. Возможность объективной оценки качества получаемых записей зависит от особенностей конструкции и схемных решений, позволяющих выполнять ее с применением инструмента, в данном случае программ.

Рассмотрим с этой позиции наиболее широко применяемые в РФ зонды для ВСП. По данным [13] такими являются зонды АМК-ВСП, АМЦ-ВСП разработки ВНИИГИС и СейсмоСетСервис, (около 50 комплектов к 2010 году), а также зонды фирмы Sercel.

Спрос на внедрение зондов фирмы Sercel был обусловлен следующими их преимуществами по сравнению с зондами РФ.

1. По качеству первичных записей.

Главная причина низкого качества первичных записей отечественных зондов - уровень их разработки (высокий уровень шумов, наводки), а также упущения операторов при регистрации и недостатки или несовершенство программы приемы.

У зондов фирмы Sercel выше уровень разработки, при приеме исключаются ошибки операторов, в том числе за счет обязательного супервайзерства [13].

2. По числу разрядов АЦП.

АМК-ВСП, который активно внедрялся в практику ВСП с 1994 по 2004 год, оснащался 10-разрядным АЦП (ДД=54дБ).

АМЦ-ВСП-3-48М (далее АМЦ-ВСП) внедряется с 2004 года по настоящее время, в нем установлен 16-разрядный АЦП (ДД=90дБ). С 2015 года оснащается 24-разрядным АЦП.

Зонды фирмы Sercel оснащаются 24-разрядными АЦП.

3. По условиям применения.

Рабочая температура АМЦ-ВСП по описанию составляет 120⁰С, давление 80 мПа.

Рабочая температура SlimWave, работающего с кабелем КГ-3 производства РФ, 135⁰С, (пиковая 150⁰С), GeoWave -170⁰С (пиковая 180⁰С); давление 100 и 150 мПа, соответственно.

4. По числу приемных модулей в зонде.

Число приемных модулей в зондах АМК-ВСП и АМЦ-ВСП может варьироваться от 3 до 30, но на практике, как правило, они применяются в 3-приборном варианте.

Число приемных модулей зондов фирмы Sercel от 12 (24) в SlimWave до 120 в GeoWaveII. Зонды фирмы Sercel применяются также и в неполном комплекте.

Анализ схемных и конструктивных решений.

Точность преобразования (оцифровки). Чувствительность.

Для решения задачи построения полного вектора поляризации сейсмической волны с неидентичностью каналов по амплитуде до $\pm 5\%$ [1, 9], относительная погрешность преобразования на нижней границе диапазона должна быть на порядок ниже (до 0,5%).

Относительная погрешность D нижней границы диапазона преобразования согласно [10] определяется числом разрядов АЦП n , участвующих в нем.

$$Dn = 1 \times 2^{-n} \times 100\%$$

Если коэффициент усиления каналов регистратора установлен таким, что тепловой шум сейсмоприемников и усилителей занимает 7 разрядов АЦП, минимальное число его разрядов, участвующих в преобразовании полезного сигнала, ограничится значением 8. При этом относительная погрешность оцифровки составит.

$$D_8 = 1 \times 2^{-8} \times 100\% = (1 \div 256) \times 100\% = 0,39\%$$

Таким образом, задача построения полного вектора поляризации сейсмической волны при обработке сигналов, поступающих на вход АЦП с неидентичностью по амплитуде до $\pm 5\%$, может быть решена успешно если в каждом из трех каналов установки шум занимает не менее 7 его разрядов [3, 8].

В зондах АМК-ВСП коэффициент усиления устанавливается таким, что в преобразовании сигнала участвует вся разрядная сетка АЦП. Поэтому первичная запись АМК-ВСП содержит $7 \div (10-1) \times 100\% = 78\%$ брака. Несмотря на положительные отзывы авторов доклада [6] о результатах применения, этот зонд изначально был непригоден для выполнения исследований многоволновым методом.

В АМЦ-ВСП (16 разрядов, ДД = 90 дБ) в преобразовании сигнала участвует вся разрядная сетка АЦП, поэтому брак представляет собой сигналы, преобразованные числом разрядов меньше 8 ($7/(16-1)*100\% = 47\%$).

Если в последней модификации АМЦ-ВСП в преобразовании сигнала будет участвовать вся 24-разрядная сетка АЦП, брак составит $7/(24-1)*100\%=30,4\%$.

В зондах фирмы Sercel шум занимает 2 разряда АЦП поэтому брак составляет: $(7-2)/23*100\%=21,7\%$.

Для того чтобы исключить брак преобразования, шум на входе АЦП любого зонда фирмы Sercel должен занимать 7 разрядов. Для этого коэффициент усиления его усилителей сигналов сейсмоприемников необходимо увеличить в 32 раза.

$(7-2 \text{ разряда шума}) * 6 \text{ дБ} = 30 \text{ дБ}$ или 32 раза.

Параметры сейсмоприемников.

АМЦ-ВСП и зонды фирмы Sercel оснащаются миниатюрными, всенаправленными сейсмоприемниками OMNI-2400 и SMC-1850 [11]. Допуски на параметры СП при "оптимальной ориентации" находятся в пределах $\pm 5\%$ от номинального значения (степень затухания $0,57 \pm 15\%$). В рабочем диапазоне углов от 0 до 180° , они находятся в пределах от -15% до $+5\%$ по коэффициенту преобразования и от -5% до $+15\%$ по частоте. (Степень затухания OMNI-2400 находится в пределах от -20% до $+10\%$, для SMC-1850 не приводится).

В сейсмоприемниках SMC-1850 10 Гц степень затухания, от которой зависит коэффициент преобразования, при возрастании температуры только от 25 до 100°C увеличивается примерно на 20%. Эта зависимость проявляется во всем диапазоне амплитуд сигналов. Поэтому контроль идентичности сквозных трактов необходимо выполнять в каждой точке регистрации. Если в АМЦ-ВСП или в зондах фирмы Sercel это условие не выполняется, то характеристики каналов могут выходить за пределы допуска в любой точке наблюдений. При этом зонд будет регистрировать скрытый брак.

Многоуровневые зонды.

Их теоретические преимущества, которые состоят в регистрации сигнала от одного источника возбуждения и сокращении затрат на возбуждение колебаний, нивелируются разбросом параметров сейсмоприемников и заниженной чувствительностью каналов.

Расстановка сейсмоприемников. Системы контроля.

Ортогональная X, Y, Z расстановка сейсмоприемников в отличие от симметричной 1,2,3,Z не позволяет выполнять контроль идентичности АЧХ и ФЧХ каналов по рабочему сигналу и автоматическую отбраковку первичных записей при несовпадении суммы сигналов наклонных сейсмоприемников и вертикального более чем на 10% [1]. В результате контроль идентичности каналов, а значит, качества записи выполняется не автоматически, а по усмотрению оператора.

Паразитные колебания скважинных приборов АМЦ-ВСП и фирмы Sercel, по нашим данным, вносят искажения в регистрируемый сигнал.

Предпосылки к импортозамещению.

Результаты анализа показывают, что особенности конструкции и схемные решения, примененные в наиболее широко распространенных в РФ зондах АМЦ-ВСП и фирмы Sercel, не удовлетворяют в полной мере требованиям метода. Таким образом, проблему импортозамещения необходимо решать, но для этого следует внести изменения в

конструктивные и схемные параметры отечественных приборов, или заняться разработкой новых образцов.

В качестве примера устранения данных недостатков, можно рассмотреть технические решения, реализованные в зондах АПМ, в которых применены:

1. Конструкция скважинных приборов, позволяющая исключить паразитные колебания, а также заменить миниатюрные СП на стандартные российского производства.
2. Отечественная элементная база, работающая при высоких температурах.
3. Скорость передачи по кабелю, соответствующая полосе его пропускания, что позволяет работать на достаточно длинном кабеле в реальном режиме времени передачи.
4. Симметричная система расстановки СП, позволяющая решить проблему "мертвых зон" при приемке слабых сигналов, а также обеспечить контроль в реальном времени.

Зонды АПМ обладают рядом недостатков, в частности ограниченной канальностью, тем не менее, показывают что требования к качеству регистрации могут быть решены.

По нашему мнению, для решения проблемы импортозамещения в области аппаратуры для ВСП необходима консолидация усилий специалистов отрасли для реализации положительных наработок всех производителей отечественной аппаратуры.

Литература

1. Амиров А.Н., Герасимов М.Е., Алиев О.Г., 1984г. "Временные методические рекомендации по проведению сейсморазведочных работ ПМ ВСП с целью изучения околоскважинного пространства". МГ УССР ГГП "Крымгеология" г. Симферополь.
2. Багмут В.А., Багмут А.В., Рюмин В.А. «О чувствительности, динамическом диапазоне и глубине применения сейсмической скважинной аппаратуры ПМ ВСП». Технологии сейсморазведки № 1. 2008г.
3. Багмут В.А., Багмут А.В., Рюмин В.А. "О реальных и мнимых преимуществах цифровых зондов для вертикального сейсмического профилирования" Технологии сейсморазведки № 4. 2011г.
4. Багмут В.А., Багмут А.В., Рюмин В.А. «Пути повышения качества современной скважинной сейсмической аппаратуры». Приборы и системы разведочной геофизики. №04. 2014г.
5. «Временное дополнение к Инструкции по сейсморазведке» Порядок, состав и форма представления первичных материалов полевых сейсморазведочных работ в государственный банк цифровой геологической информации, М. 1996г
6. Гогоненков Г.Н., Табаков А.А., 2001, Состояние и перспективы развития ВСП: Гальперинские чтения - 2001г.
7. Караев А.А., Скотт Смитсон "Многокомпонентные исследования в районе Кольской сверхглубокой скважины", журнал "Геофизика" №1 1995г.
8. О.К. Кондратьев. «Теоретические основы цифровой записи сейсмических колебаний». М.:ВНИИГЕОФИЗИКА. 1992г.
9. «Методические рекомендации по применению поляризационного метода сейсмической разведки» Научные редакторы: Гальперин Е.И., Певзнер Л.А. КазВИРГ, г. Алма-Ата 1984г., стр. 37.
10. Микросхемы для аналого-цифрового преобразования и средств мультимедиа. Справочник. Издательство "ДОДЭКА" Москва, 1996г.
11. Сейсмоприемник SMC-1850, OMNI-2400 технические характеристики, интернет страница: <http://www.geospace.com/tag/geophone-sensors/>.

12. Шехтман Г.А. Кузнецов В.М. Редкоп В.А. Низкое качество полевых записей - причина нереализованных возможностей многоволнового ВСП.//Тезисы докладов научно-практической конференции "Гальперинские чтения -2008".

13. Шехтман Г.А. "Пути совершенствования скважинной сейсмической аппаратуры". ООО "Геофизические системы данных" г. Москва. Приборы и системы разведочной геофизики. №04. 2014г.

УДК 550.8.05. Качество установки скважинных зондов, оценка при помощи интерферометрии.

Яскевич Сергей Владимирович¹, Дучков Антон Альбертович², Левочкин Андрей Алексеевич², Керусов Игорь Николаевич³, Вингалов Вячеслав Михайлович⁴.

¹Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск.

²Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск.

³Центр сейсмических исследований ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг"

⁴Центр сейсмических исследований ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг"
"КогалымНИПИнефть", г. Тюмень.

В проектах по скважинному микросейсмическому мониторингу в России часто обсуждаются проблемы соотношения сигнал/шум. В работе с помощью интерферометрии проанализировано несколько наборов реальных данных скважинного микросейсмического мониторинга. Целью было оценка прижатия приборов к станкам скважины и исключение влияния этого фактора на качество данных как основного. Данные характеризовались низким соотношением сигнал/шум. Результаты интерферометрии говорят о хорошем прижатии. Следует отметить, что для одного набора данных, предположительно с очевидной проблемой прижатия на одном из приемников, проблема прижатия с помощью исследуемого метода выявлена не была. Также в рамках исследования показано, что интерферометрия может быть использована в качестве теста для анализа достаточности снижения уровня жидкости в наблюдательной скважине.

Ключевые слова: микросейсмический мониторинг, обработка данных, интерферометрия, прижатие прибора, затухание, слабый сигнал.

ВВЕДЕНИЕ

Микросейсмический мониторинг является популярной технологией, которая широко используется в практических приложениях добычи нефти и газа за рубежом и в России. Частота ее применения обусловлена тем, что различные операции, сопровождающие добычу сырья или закачку, вызывают значительную сейсмическую активность, которую можно регистрировать, а путем обработки зарегистрированных данных извлекать ценную информацию о состоянии, качественных или количественных признаках, выполняемых операциях.

Скважинные микросейсмические системы наблюдений, как правило, позволяют осуществлять сейсмическую запись с высоким соотношением сигнал/шум. Считается, что сейсмические приемники размещены в тихой (относительно наземных систем наблюдений) обстановке глубоких скважин, близко к наблюдаемым процессам. Обычно сейсмоприемники прижаты к стенке ствола скважины с помощью прижимного механизма, с отношением этого усилия прижима к массе зонда, равным 10 или больше. Технологически приемники должны быть очень хорошо прижаты для записи сигнала с частотой до 200-500 Гц. Когда приемники размещены в глубокой скважине, трудно проверить, что прижимной механизм хорошо работает. Кроме того, проблемой являются не только прижим, а также ряд параметров, таких как неровности поверхности стенок скважины, качество цемента и, возможно, некоторые другие. Основной трудностью выявления проблемы с установкой приборов является то, что для контроля качества установки необходимо проанализировать запись высокочастотного микросейсмического события, а последние начинают появляться, когда возможности поменять что-либо в установке уже нет.

Недавно Y. Vaezi и M. Van der Baan [1] предложили использовать интерферометрию для оценки качества прижима сейсмического зонда. Методы интерферометрии широко обсуждаются в современной сейсморазведке и сейсмологии [2, 3]. Постулируется, что записи шума содержат записи от событий, отношение сигнал/шум для которых намного ниже 1. Из этих записей можно восстановить прямые волны от одного приемника до остальных, если они одновременно записывали фоновый шум в течении промежутка времени с помощью достаточно простой обработки, объединенной под названием «интерферометрия». В микросейсмических приложениях было показано, что с помощью интерферометрии можно очень грубо калибровать скоростную модель для продольных волн [4]. Y. Vaezi и M. Van der Baan [1] выдвинули гипотезу о том, что чем более низкочастотный фильтр (пропускающий) используется, чтобы получить прямую волну из сумм кросс-корреляций записей, тем больше проблем с качеством прижима. Авторы называют частоту пропускания ФНЧ, при которой появляется отчетливая фаза прямой волны “emerging frequency”, частотой появления, и чем она выше, тем лучше прижатие прибора.

В работе мы проанализировали данные скважинного микросейсмического мониторинга с помощью интерферометрии по методике, описанной в [1].

МЕТОД

Представим последовательность применяемых процедур обработки, называемую позже нами, как интерферометрия.

На первом этапе из данных каждого сейсмоприемника удаляются средний и линейный тренды.

Далее наблюдаемые трассы корректируются за отклик приборов.

Далее важным этапом является выбор ширины временного окна, на котором впоследствии производится кросс-корреляция (окно должно быть достаточным, чтобы обеспечить появление сигналов прямых волн на результатах кросс-корреляций).

Далее отдельные окна нормируются во временной области, чтобы уменьшить влияние землетрясений, нестационарных источников шума и инструментальных помех на кросс-корреляционные функции (для этого применяется 1-битная нормировка (замена наблюдаемых амплитуд их знаком)).

Для очистки данных от влияния стационарных помех применяются процедуры спектрального отбеливания. При этом спектр сигнала нормируется на свое сглаженное представление.

На следующем этапе выбирается опорный геофон, с которым рассчитываются кросс-корреляции трасс, записанных всеми остальными сейсмоприемниками.

Результаты кросс-корреляций складываются, результат фильтруется и нормируется на максимум для каждой кросс-корреляционной функции.

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ

В данной статье мы имеем дело с тремя наборами данных, наблюдаемыми 210-метровой расстановкой скважинных трехкомпонентных приборов, всего восемь сейсмоприемников. Во всех случаях наблюдательная скважина вертикальна, в основном обсуждаются два набора и упоминается третий. В обработке участвовали 5 минут непрерывной записи, нарезанные на временные интервалы по 10 секунд. Мы применили последовательность обработки, описанную в предыдущем разделе. Сами данные были записаны до начала гидроразрыва.

Первый из наборов данных был обработан нами полностью по стандартной методике обработки данных микросейсмического мониторинга. Одной из проблем было малое количество высокоамплитудных микросейсмических событий, запись одного из них

представлена на рисунке 1 (эта запись не входила в выборку для интерферометрии). Для этого набора данных результаты интерферометрии приведены на рис. 1 с параметрами фильтра [2-5-60-80] и на рис. 2 без фильтра (слева) и с фильтром [2-5-30-40] (справа). Мы кросс-коррелировали записи только вертикальной компоненты; базовым приемником был выбран четвертый.

Также в этом наборе данных наблюдалось большое количество трубных волн, которых, однако, не было в пятиминутной выборке, которая анализировалась. На неотфильтрованных данных преобладает энергия трубных волн с кажущейся скоростью 1,5 км/с, после фильтрации мы получим четкую фазу Р-волн со скоростью, соответствующей акустическому каротажу, эта фаза также явно выделяется для обоих параметров фильтра.

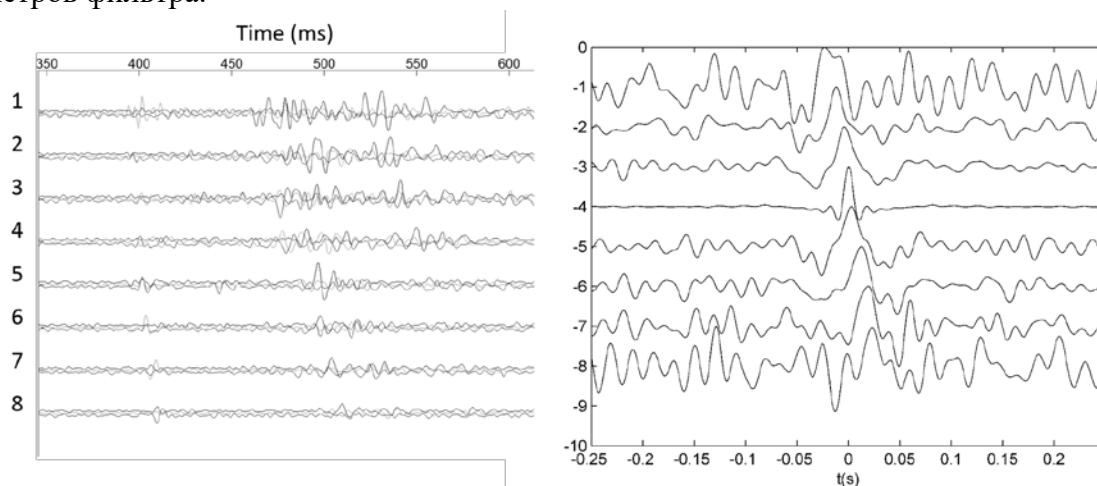


Рис. 1. На левом рисунке пример триггер файла для первого набора данных: три компоненты на приемник 1-2-3 соответствуют X, Y, Z; справа нормированные функции кросс-корреляций с параметрами фильтра 2-5-60-80, четвертый приемник выбран в качестве базового.

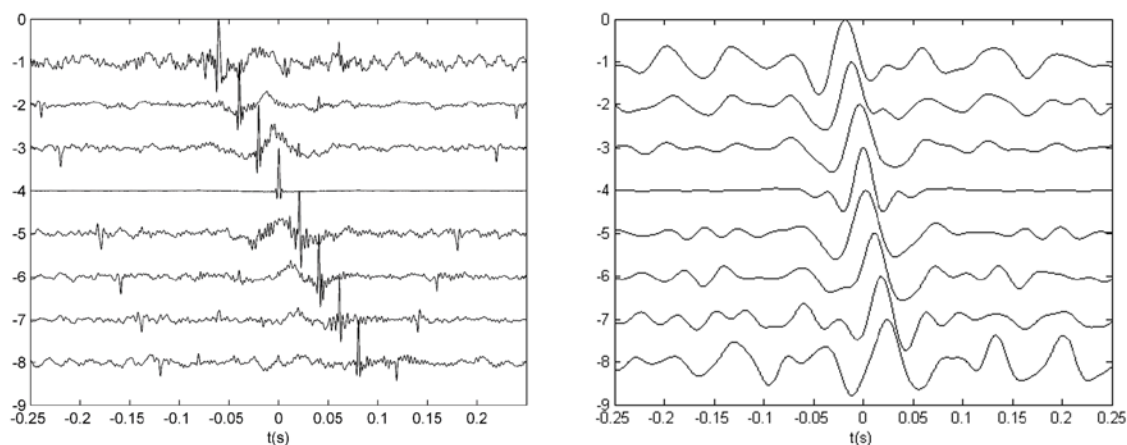


Рис. 2. Для первого набора данных слева нормированные функции кросс-корреляций без фильтра; справа с фильтром 2-5-30-40.

На рис. 3, 4 показаны результаты аналогичной обработки второго набора данных, только в качестве базового был выбран первый сейсмоприемник. На примере записи микросейсмического события для этого набора данных можно наблюдать проблему прижима 4-ого геофона (дребезг горизонтальной компоненты) (см. рис. 3 (слева)). Мы не видим отражение этого в полученных результатах интерферометрии. Результаты интерферометрии аналогичны результатам по первому набору данных, только трубные волны распространяются только вниз. При наблюдении третьего набора данных в наблюдательной скважине был значительно понижен уровень жидкости, и в результатах применения интерферометрии не содержится трубной волны вовсе. Это делает

проблематичным сравнение его с первыми двумя наборами данных, где спектры прямой и трубной волн накладываются друг на друга.

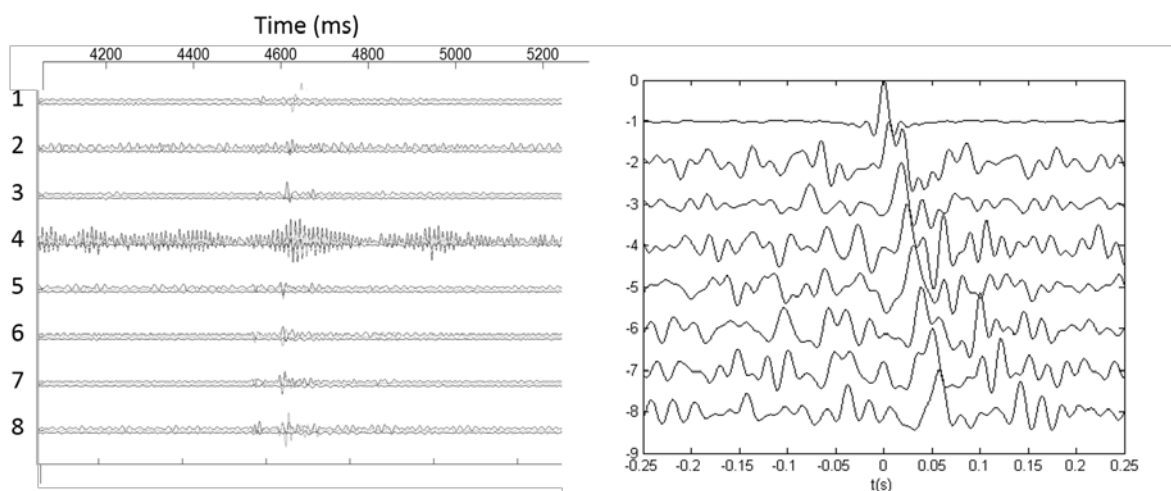


Рис. 3. На левом рисунке пример триггер файла второго набора данных: три компоненты на приемник, 1-2-3 (внутри троек) соответствуют X, Y, Z; справа нормированные функции кросс-корреляций с параметрами фильтра 2-5-60-80, первый приемник выбран в качестве базового.

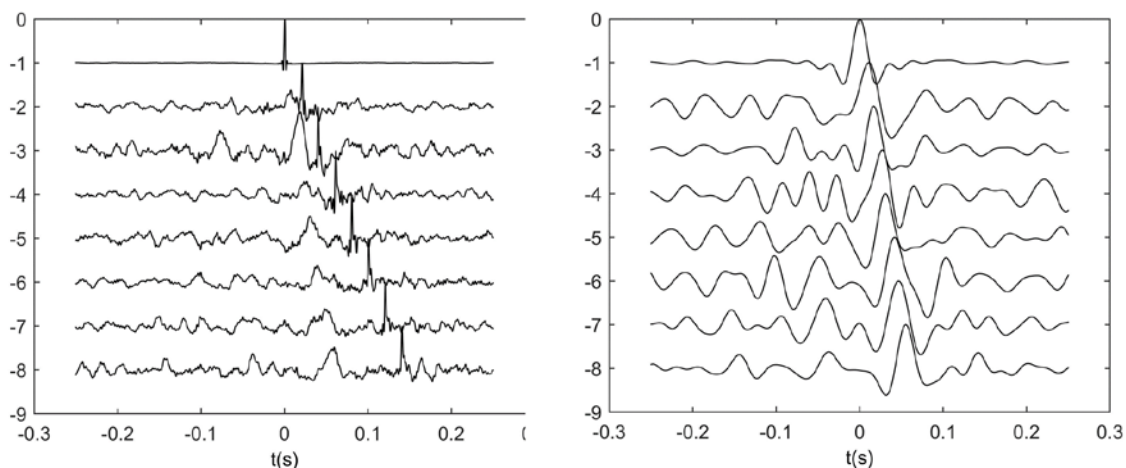


Рис. 4. Слева нормированные функции кросс-корреляций второго набора без фильтра; справа с фильтром 2-5-30-40.

ВЫВОДЫ

В нашем исследовании мы применили методику интерферометрии для нескольких реальных наборов данных скважинного микросейсмического мониторинга. Целью было понять, связано ли низкое количество наблюдаемых микросейсмических событий с качеством установки приборов в скважины.

Интерферометрия не показывает серьезных проблем прижатия в анализируемых массивах данных и говорит о необходимости поиска других причин недостаточного количества обнаруженных микросейсмическими событиями.

В работе с помощью интерферометрии были воспроизведены четкие фазы прямых Р- и трубных волн. Для двух из трех наборов данных кросс-корреляции необходимо было фильтровать для получения отдельно трубной и отдельно прямой волн. Считается, что появление трубной волны не характеризует качество установки прибора в скважине, поэтому здесь выбираемые параметры фильтрации не отражают качество установки приборов, так как в основном они определяют возможность отделить трубную волну от прямой.

Для одного из наборов данных мы наблюдали умеренные проблемы, предположительно связанные с прижатием у одного из сейсмоприемников,

интерферометрия, в свою очередь, не показывает каких-либо проблем для этого конкретного геофона в изучаемой частотной области. Предположительно, с помощью такой методики проблемы не выявляются.

С другой стороны, использование интерферометрии может послужить подсказкой для снижения уровня жидкости в наблюдательной скважине, чтобы снизить интенсивность трубных волн.

Работа выполнена в рамках соглашения со Сколтехом (№ 711-MRA).

Литература1. Vaezi Y., Van der Baan M. Interferometric assessment of clamping quality of borehole geophones // Geophysics. - 2015. - Vol. 80(6). - P. WC89-WC98.

2. Wapenaar et al. Tutorial on seismic interferometry: Part 1 Basic principles and applications // Geophysics. - 2010. - Vol. 75(5). - P. 75A195-75A209.

3. Schuster G.T. Seismic interferometry. - Cambridge University Press, 2009.

4. Grechka V., Zhao Y. Microseismic interferometry // The Leading Edge. - 2012 - Vol. 31(12). - P. 1478-1483.

Сейсмический контроль гидроразрыва пласта.

Ризанов Евгений Геннадьевич¹, Чиркин Игорь Алексеевич¹, Радван Ахмед Абдельфаттах¹, Юров Антон Александрович², Громыко Валентин Михайлович³.

¹ Государственный университет «Дубна», г. Дубна, Московская обл.

² ООО «ГЕОСЕЙС», г. Москва.

³ БелНИГРИ, г. Гомель, Беларусь.

В настоящее время для контроля гидроразрыва пласта (ГРП) разработаны и применяют разнообразные сейсмические технологии, которые различаются по классу и типу используемых сейсмических волн, схемам и режимам наблюдений, алгоритмам и результатам обработки.

По классу и типу сейсмических волн различают технологии, в которых используют волны микросейсмической эмиссии (МСЭ) или рассеяно отраженные волны, а по типу – только продольные Р-волны или комплекс продольных Р- и поперечных S-волн.

По схемам наблюдения различают, во-первых, на скважинные и поверхностные, а, во-вторых, на линейные, площадные и объёмные. Схемы наблюдения можно отождествить с сейсмическими антеннами. В технологиях, использующих для наблюдения одиночные скважины, применяют линейные 1D-антенны приёма, которые опускают в скважину. Формы площадных 2D-антенн разнообразны и обычно соответствуют многолучевой звезде или равномерной сетке в квадрате или круге. При совместном использовании поверхностных площадных и скважинных линейных наблюдений формируют 3D-антенну, которая является наиболее эффективной для контроля процесса развития трещиноватости и определения зоны техногенной трещиноватости от ГРП. По режимам наблюдения технологии различают на пассивные и активные.

При пассивном режиме наблюдения регистрируют естественное волновое поле сейсмической эмиссии, возникающее до, в процессе ГРП и его релаксации [3,4]. Гидроразрыв создаёт в геосреде наведенную активность микросейсмической эмиссии, что определяет высокую энергию волн наведенной МСЭ, соизмеримую с уровнем поверхностного сейсмического шума и превышающего его в отдельных случаях. Это создаёт благоприятные условия для выделения волн МСЭ.

При активном режиме наблюдения для изучения трещиноватости в геосреде искусственно создают (источниками) сейсмическое волновое поле. Чтобы определить техногенную трещиноватость от гидроразрыва, наблюдение в активном режиме выполняют до и после ГРП. Трещиноватость геосреды определяют по рассеяно отражённым волнам, которые образуются на открытых трещинах и присутствуют в искусственно возбуждённом волновом поле [2,3].

По алгоритмам и результатам обработки технологии можно разделить на два основных направления, в которых для решения поставленной задачи используют способы, разработанные в сейсмологии и локациях.

В алгоритмах сейсмологии используют естественное волновое поле, по которому определяют местоположение гипоцентров землетрясений (для ГРП –

микроразземлетрясений) по Р- и S-волнам, возникшим от одноимённых событий. Координаты (x,y,z) события определяют методом засечек лучами, исходящими из каждого пункта приёма. Длину лучей определяют по разности времен прихода Р- и S- волн. При наблюдении в одиночной скважине азимутальное направление луча определяют по векторной характеристике поляризации SV- и SH-волн, а длину луча - по вышеуказанной разности (Этот алгоритм можно назвать способом Галицина Б. Б., который впервые реализовал его в сейсмологии в начале прошлого века). Результатом обработки волн наведенной МСЭ является пространственно-временной процесс трещинообразования в геосреде.

В алгоритмах локатора используют естественное или искусственно возбуждённое 1-компонентное волновое поле (Р- или S-волн), по которому выполняют сканирующий локационный обзор нижнего полупространства с целью изучения открытой трещиноватости геосреды [1]. Локаторы разделяют на активные и пассивные, в которых наблюдают естественное и искусственное волновое поле соответственно, Сканирующий обзор локаторов основан на фокусировании сейсмического волнового поля в точки обзора, равноотстоящие с заданным шагом по осям x, y и z. Применение нескольких малоразмерных антенн приёма позволяет дополнительно использовать пеленгацию для повышения разрешённости результатов исследования. В активном локаторе для выделения зоны техногенной трещиноватости выполняют наблюдения до и после ГРП, осуществляют их обработку и по разности «после - до» определяют размеры, направления, неоднородность и другие характеристики данной зоны.

Сопоставительный анализ результатов контроля ГРП по различным сейсмическим технологиям позволяет выявить преимущества и недостатки использования разных классов волн, схем и режимов наблюдения, алгоритмов обработки и т.д.

Например, использование волн МСЭ позволяет контролировать процесс трещинообразования, показывает размеры среды, где происходит этот процесс, но не саму зону открытой техногенной трещиноватости, которая сформировалась в результате ГРП и последующих эффектов релаксации в этой зоне. Использование рассеянных волн (по наблюдениям "до" и "после" ГРП) позволяет получить более достоверную информацию о зоне техногенной трещиноватости, её размерах, структуре неоднородности и т.д. Поэтому изучение трещиноватости ГРП по рассеянным волнам можно считать более эффективным, чем по волнам МСЭ. Однако последние позволяют контролировать процесс ГРП в реальном времени, что актуально для управления процессом трещинообразования и возможным его прекращением при негативном (азимутальном или вертикальном) развитии зоны.

Учитывая, что сейсмический мониторинг ГРП применяют для решения двух основных задач: 1) контроль процесса трещинообразования и 2) изучение техногенной зоны, то представляется целесообразным использовать и волны МСЭ и рассеянные волны, выполняя их наблюдение с одних и тех же антенн. В этом случае могут быть использованы сейсмические локаторы активного и пассивного типов, которые применяют в технологиях "Сейсмический локатор бокового обзора" (СЛБО) и "Сейсмолокация очагов эмиссии" соответственно [1,2]. Подобные комплексные сейсмические исследования ГРП были выполнены в 2004-2005 гг. в ОАО "Оренбургнефть" ТНК - ВР на 15 скважинах на

глубинах от 1,7 до 4,5 км. В качестве примера можно отметить результаты мониторинга процесса ГРП в скв. 553 по технологиям СЛОЭ и СЛБО на площади 1 x 1 км и глубинной отметке -2250 м. При сопоставлении независимых результатов, полученных по волнам МСЭ и рассеянных волнам, получено хорошее соответствие положений зон аномально высокой трещиноватости и совпадение их гипоцентров, что указывает на высокую достоверность результатов. Ввод в эксплуатацию (после ГРП) нагнетательной скв. 553 и анализ изменения дебитов рядом расположенных добывающих скважин дополнительно подтвердил достоверность результатов комплексных сейсмических исследований.

Таким образом, можно сделать вывод о целесообразности комплексного использования рассеянных и эмиссионных волн для существенного повышения эффективности сейсмических исследований ГРП.

Учитывая результаты собственных сейсмических исследований ~ 30-ти ГРП и МГПР в России и Белоруссии, а также на основании анализа материалов аналогичных исследований в США и Мексике, был сделан ещё один вывод, что для выделения рассеянных и эмиссионных волн (в сейсмическом волновом поле) и их позиционирования (в заданном объёме геологической среды) использование алгоритмов локации является более предпочтительным по сравнению с алгоритмами сейсмологии.

Кроме того, по результатам теоретических и экспериментальных исследований, были получены количественные оценки точности и разрешённости сейсмических исследований ГРП, оптимальные параметры и форма площадных антенн.

Литература

1. Кузнецов О.Л., Чиркин И.А. и др. [2004]. Сейсмоакустика пористых и трещиноватых геологических сред (в 3 т.). Том 2. Экспериментальные исследования. – М.: Государственный научный центр Российской Федерации – ВНИИГеосистем, 2004. – 362 с.: ил.
2. Кузнецов О.Л., Чиркин И.А., др. [2007]. Сейсмоакустика пористых и трещиноватых геологических сред (в 3 т.). Том 3. Новые технологии и решение прикладных задач. – М.: ООО «Центр информационных технологий и природопользования», 2007. – 434 с.: ил.
3. Кузнецов О.Л., Дыбленко В.П., Чиркин И.А. и др. [2007]. Особенности аккумуляции энергии механических напряжений и аномальное сейсмоакустическое излучение в нефтеносных породах. Геофизика, №6, 2007. С. 8-15.9.
4. Чиркин И.А., Ризанов Е.Г., Колигаев С.О. [2014] Мониторинг микросейсмической эмиссии – новое направление развития сейсморазведки. Приборы и системы и системы разведочной геофизики. Научно - технический журнал. - Саратов: «ИнформГеофизСервис», №3(49)/2014. С. 6-15.

Секция. Инженерные изыскания



Изучение ВЧР комплексом ТЕЛСС-ВСП.

Федотов С.А.

ООО «ГЕОСИГНАЛ»

Инженерно-геофизические работы органично входят в состав инженерно-геологических изысканий при проектировании зданий, искусственных сооружений, трубопроводов и др. При этом важную роль занимает комплекс скважинных исследований, в который входят гамма каротаж, каротаж сопротивлений, видео каротаж и др.

В последние годы повышение качества инженерных изысканий связано с определением прочностных параметров грунтов не только по результатам исследований керна, но и в условиях естественного залегания. Указанные параметры связаны со скоростями сейсмических волн V_p , V_s в горных породах.

Используемые определения параметров V_p , V_s сейсмическим методом с земной поверхности таких, как метод преломленных волн ММП и метод поверхностных волн дают результаты для поверхностных слоев при возбуждении сейсмического поля ударом кувалды весом 3-8 кг по специализированным подставкам при возбуждении продольных и поперечных волн.

Однако, наиболее точное измерение скоростей продольных и поперечных волн возможно при использовании вертикального сейсмического профилирования (ВСП). В этом случае скважинный прибор принудительно прижимается к стенке исследуемой скважины, а возбуждение сейсмических волн происходит с земной поверхности.

Для проведения скважинных измерений методом ВСП в ООО «ГЕОСИГНАЛ» разработан и активно внедряется в производство комплекс ТЕЛСС-ВСП. С середины 2012 года в производство внедрены 14 скважинных приборов. Их эксплуатация показывает высокую эффективность проводимых работ ВСП. Отличительной особенностью комплекса является его компактность, малый вес и возможность проведения ВСП в скважинах до глубин 100-150 м без использования специальных подъемников.

Основные параметры комплекса:

- вес скважинного прибора, кг - 8;
- диаметр прибора, мм - 59;
- количество регистрируемых компонент - 3;
- мгновенный динамический диапазон, дБ - 130;
- разрядность АЦП, бит - 32;
- усилие прижима к стенке скважины, кг - 80;
- вес используемого телеметрического кабеля(100 м), кг - 8;
- система питания: - аккумуляторная батарея 10÷45, А*ч, 12 В.

Скважинный прибор перемещается в скважине с использованием троса диаметром 4 мм, телеметрический кабель размечен по всей длине и по нему определяется глубина погружения скважинного прибора.

Основные задачи проведения ВСП для инженерных исследований:

- определение скоростей распространения продольных и поперечных волн в исследуемых грунтах;

- корреляционная увязка данных ВСП по площади исследований с геологической информацией при наличии нескольких скважин на площади исследований.

Приведем пример использования ВСП на одном из объектов строительства. На рис.1 приведен пример азимутотраммы по одной из скважин при возбуждении на поверхности Р-волн, регистрация проводится по трем компонентам X,Y,Z. Как видно хорошо фиксируется первое вступление на Y и Z компонентах. Глубина скважины 46 м, измерения проводились с интервалом 1м.

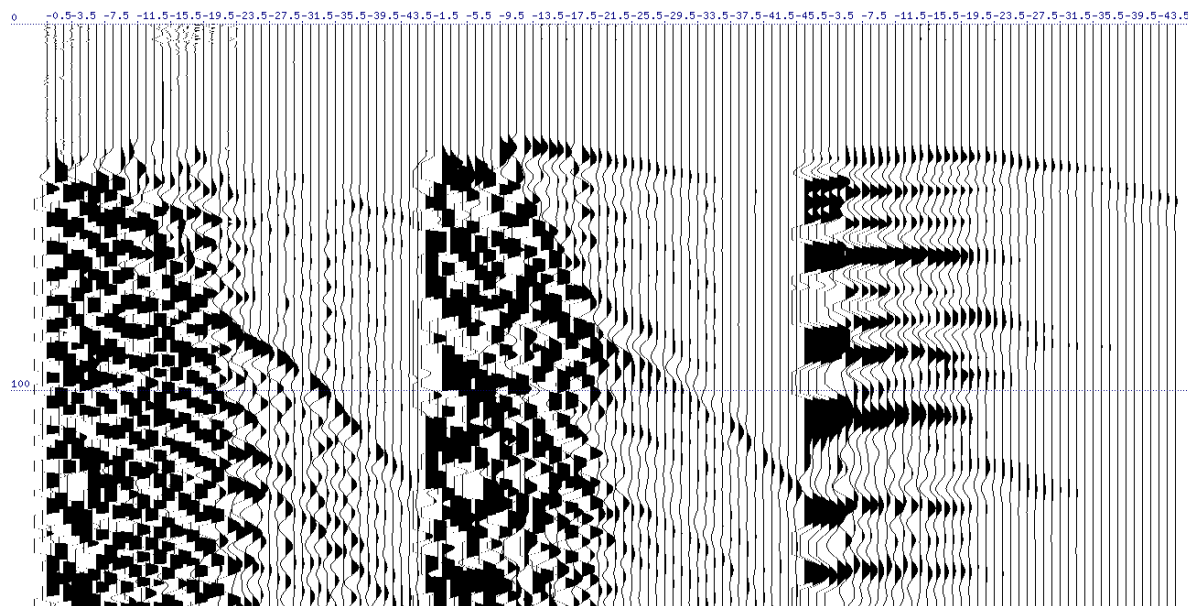


Рис. 1. Пример азимутотраммы на скважине (x,y,z -компоненты).

Результаты обработки представляются в виде графиков интервальных скоростей и первых вступлений приведены на рис. 2.

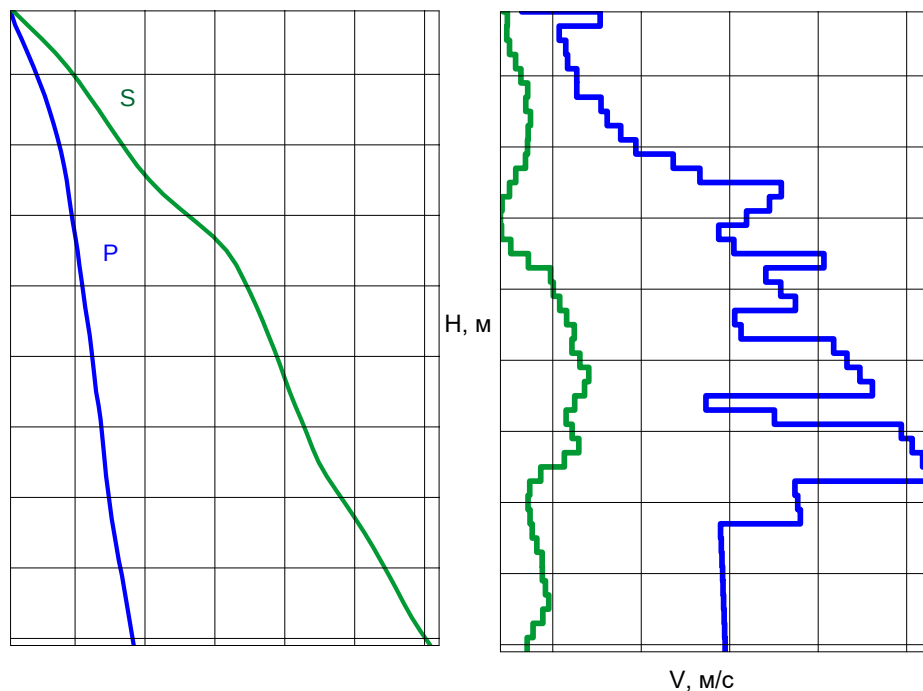


Рис. 2. Графики интервальных скоростей и приведённые годографы первых вступлений.

В таблице 1 приведены результаты расчета скоростных параметров, а также вычисленные значения отношения скоростей и коэффициента Пуассона.

Таблица 1. Результаты расчета скоростей по скважине

Наименование по данным бурения	Н м	Vp м/с	Vs м/с	Vp/Vs	Vs/Vp	μ
Песок серый, в подошве слоя желтый, мелкий, влажный, полимиктовый	7.5	773	432	1.79	0.56	0.27
	8.5	808	469	1.72	0.58	0.25
	9.5	884	262	3.38	0.30	0.45
	10.5	970	275	3.53	0.28	0.46
	11.5	1181	207	5.70	0.18	0.48
	12.5	1332	182	7.32	0.14	0.49
	13.5	1792	195	9.18	0.11	0.49
	14.5	1725	247	7.00	0.14	0.49
	15.5	1595	195	8.18	0.12	0.49
	16.5	1438	195	7.37	0.14	0.49
Мел белый, пастообразный, с прослоями мела твердого, хрупкого, сильно влажного	17.5	1523	237	6.42	0.16	0.49
	18.5	2032	471	4.31	0.23	0.47
	19.5	1704	549	3.11	0.32	0.44
	20.5	1788	502	3.57	0.28	0.46
Мел белый, липкий, неоднородный, переслаивание около 10 см пастообразного и твердого мела, в прослоях твердого мела следы ожелезнения	21.5	1871	515	3.64	0.28	0.46
	22.5	1528	702	2.18	0.46	0.37
	23.5	1564	618	2.53	0.39	0.41
	24.5	2087	632	3.31	0.30	0.45
	25.5	2163	644	3.36	0.30	0.45
Песок крупный, плотный, кварцевый, влажный, с включениями дресвы мела до 1.0 см	26.5	2236	780	2.87	0.35	0.43
	27.5	2306	796	2.90	0.35	0.43
Мел белый, пастообразный, неоднородный, переслаивание пастообразного и твердого хрупкого по 10 см	28.5	1366	582	2.35	0.43	0.39
	29.5	1753	588	2.98	0.34	0.44
Песок светло-серо-зеленый, средней крупности, влажный	30.5	2470	594	4.16	0.24	0.47
	31.5	2531	701	3.61	0.28	0.46

Наименование по данным бурения	Н м	Vp м/с	Vs м/с	Vp/Vs	Vs/Vp	μ
Песок от темно-серого до светло-серого, средней крупности, кварцевый	32.5	2590	708	3.66	0.27	0.46
	33.5	2647	420	6.30	0.16	0.49
	34.5	1869	321	5.81	0.17	0.48
	35.5	1884	383	4.93	0.20	0.48
	36.5	1899	383	4.95	0.20	0.48
	37.5	1448	351	4.13	0.24	0.47
	38.5	1452	426	3.41	0.29	0.45
	39.5	1456	477	3.05	0.33	0.44
	40.5	1460	427	3.41	0.29	0.45
	41.5	1462	428	3.41	0.29	0.45
	42.5	1465	545	2.69	0.37	0.42
	43.5	1468	481	3.05	0.33	0.44
	44.5	1471	355	4.15	0.24	0.47
	45.5	1474	355	4.15	0.24	0.47

При наличии нескольких скважин строятся графики распределения кинематических атрибутов по группе скважин на площади исследований.

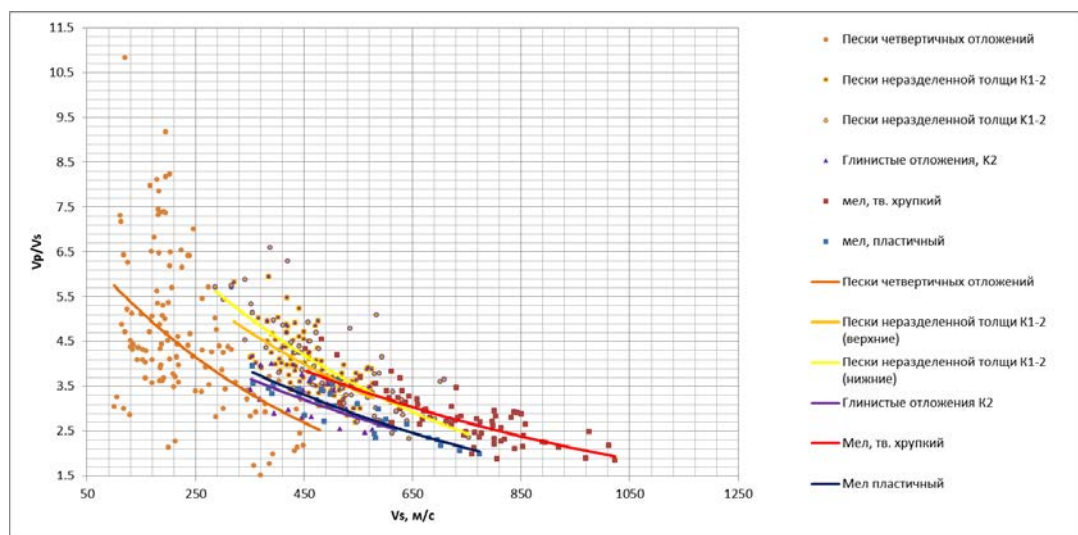


Рис. 3. Кросс-плот Vp/Vs от Vs по восьми скважинам.

Заключение

1. Комплекс ТЕЛСС-ВСП с телеметрической передачей данных от скважинного прибора обеспечивает высокое качество регистрируемой информации и позволяет получить значения интервальных скоростей по исследуемой скважине.
2. При проведении ВСП по нескольким скважинам появляется возможность прослеживания особенностей геологического строения среды по отдельным горизонтам на площади исследований.

Литература

1. С.А. Федотов, А.С. Федотов. «Технологическое обеспечение качества результатов малоглубинных сейсмических исследований». Тезисы конференции «Инженерная геофизика- 2014».

Многоканальный сейсмоакустический комплекс для межскважинного просвечивания и ВСП.**Гайнанов Валерий Гарифьянович, Зверев Алексей Сергеевич, Стручков Владимир Александрович.****Геологический факультет МГУ имени М.В. Ломоносова, г. Москва.**

При проведении инженерно-геологических изысканий под строительство крупных сооружений часто требуется провести исследование физико-механических свойств оснований с помощью межскважинного сейсмического просвечивания и ВСП в скважинах глубиной до 100 метров (Гайнанов, 2003, Гайнанов, Скворцов, 2006). Специфика таких исследований ограничивает применение оборудования, разработанного для проведения сейсмических работ в глубоких скважинах. Поэтому мы обычно использовали электроискровой источник для возбуждения упругих колебаний в скважине и одиночные гидрофоны в другой скважине. Естественно, это ограничивало производительность работ и возможности регистрации полной волновой картины.

В настоящее время для проведения таких работ нами разработан многоканальный сейсмоакустический комплекс, состоящий из электроискрового источника в специальном контейнере, 12-канальной косы с гидрофонами, 3-х компонентного зонда и многоканальной регистрирующей системы.

Источник – электроискровой излучатель в заполненном соленой водой контейнере диаметром 50 мм, рассчитан для работы в водонаполненных скважинах, но может использоваться и в сухих скважинах при применении специального прижимного устройства. Питание излучателя осуществляется от источника высоковольтной энергии напряжением 5 кВ и накопленной энергией 250 – 1000 Дж. Ведется работа также по разработке скважинного источника поперечных волн, однако пока по результатам испытаний нельзя сделать однозначных выводов.

Для приема продольных волн в скважине разработана 12 канальная коса с гидрофонами типа ПДС-22 с шагом 1 м. Диаметр косы 35 мм. Для многокомпонентной регистрации волнового поля в скважине разработан 3-х канальный 3-х компонентный зонд со специальными прижимными устройствами.

Разработанный комплекс оборудования позволяет проводить исследования в скважинах диаметром 90 – 120 мм.

Регистрация данных осуществляется 12 канальным цифровым регистратором на базе АЦП Е-440. Данный АЦП имеет 14 битный преобразователь, т.е. его динамический диапазон около 78 дБ. Для увеличения динамического диапазона сигналов в регистраторе применяются двухкаскадные усилители с перепадом усиления в 40 раз. Оба выхода усилителей подключены к соответствующим входам АЦП, в результате эффективная разрядность АЦП возрастает до 19 бит, т.е. около 108 дБ. Максимальная частота дискретизации равна 20 кГц, т.е. можно регистрировать сигналы в полосе частот до 5 кГц.

Сбор данных осуществляется специальной программой, достоинствами которой являются возможность визуального контроля принимаемых сигналов, как до накопления, так и в процессе накопления, возможность оперативного отбрасывания неудачных реализаций, и остановки процесса накопления в любой момент. Это реализовано с помощью многооконного интерфейса и кнопок оперативного реагирования.

Данные могут записываться от каждого фиксированного положения источника или приемной системы в отдельный файл, а также возможна запись в один файл всего профиля по скважине при движении источника или приемной системы.

Разработанный комплекс существенно повышает эффективность сейсмоакустических исследований в скважинах в составе инженерных изысканий.

На рис.1, а и 1, б приведены примеры зарегистрированных данных при ВСП и при межскважинном просвечивании.

Литература

1. Гайнанов В.Г. Высокоразрешающее межскважинное сейсмическое просвечивание с использованием отраженных волн // (Расширенные тезисы) – Международная геофизическая конференция «Москва 2003». М. 2003.
2. Гайнанов В.Г., Скворцов А.Г. Комплексное использование технологий скважинных сейсмических наблюдений при инженерно-геологических исследованиях // Разведка и охрана недр. № 12, 2006. с. 30-32.

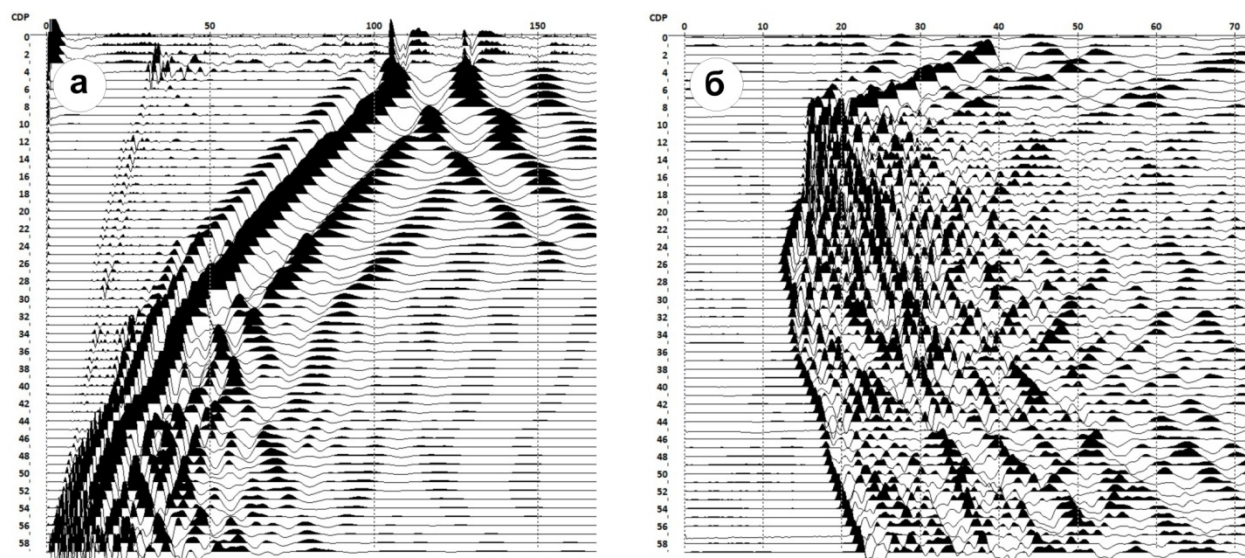


Рис. 1. Волновые картины, зарегистрированные с 12 канальной косой (5 положений косы по глубине): а – ВСП, источник на глубине 60 м; б – межскважинное просвечивание, источник на глубине 14 м.

Результаты технологического применения сейсмического метода дистанционной оценки риска потери прочности горного массива в процессе ведения подземных горных работ.

Лапин С.Э., Писецкий В.Б., Патрушев Ю.В., Чевдарь С.М.

Уральский государственный горный университет.

Принципиальный механизм формирования и внезапного изменения состояния устойчивости горных пород в границах природно-технической системы “геологическая среда – выработка – крепь” (далее – *горный массив*) в зоне влияния горно-технических работ определяется структурой и параметрами напряженного состояния (НДС) горного массива. Размеры зоны влияния подземных горно-технических работ на структуру и параметры НДС горного массива определяются многими факторами, включая технологии ведения работ и крепления выработок. Выбор и формулировка цели разработки систем и технологий контроля и оценки риска развития опасных геодинамических явлений (вывал, выброс, горный удар и т.п.) определяется не только очевидной необходимостью дистанционной оценки структуры и параметров зоны влияния с размерами несколько десятков метров во все стороны от забоя выработки, но и регламентными требованиями правил безопасности ведения подземных горных работ в соответствующих ведомствах.

Оценка упругих модулей и относительных значений горного давления вполне обеспечена сейсмическим методом локации на сигналах отраженных волн различной поляризации в активном режиме и сигналах сейсмической эмиссии в пассивном. В этой технологии основная идея связана с независимым отождествлением отражающих и активных в сейсмическом смысле элементов в представлениях упруго-пластичной модели блоковой структуры. Комплекс кинематических и динамических атрибутов сейсмических сигналов регистрируемых в упомянутых режимах позволяет, с одной стороны, получить упругие модули массива, а, с другой- градиенты давления. Опыт технологического применения обсуждаемого в докладе метода и аппаратно-программных реализаций 3D-3С сейсмолокации в подземном транспортном строительстве (тоннели) и в процессах разработки месторождений твердого сырья шахтным способом свидетельствует о достаточно высоком уровне достоверности прогноза опасной потери прочности горного массива по параметрам сигналов отраженных и эмиссионных упругих волн в ближней и дальней зонах забоя подземной выработки.

Основы и функционал системы сейсмического контроля горного массива МИКОН-ГЕО [1, 2] реализованы в методе 3D-3С сейсмической локации в подземных условиях. Известны и близкие этому методу аналоги в зарубежной практике (TRT - True Reflection Tomography, RockVision3d и сейсмический мониторинг GeoGuard, NSA Engineering, США, SUMMIT III DMT GmbH и др.). Поляризационные наблюдения осуществляются по системе регистрации волнового поля на нескольких линиях наблюдений трехкомпонентными геофонами, размещаемых на груди проходческого забоя или на его бортах за проходческой машиной. Принимая начало координат в центре груди забоя представляется возможным осуществить миграцию волнового поля для организованной совокупности азимутотграмм в различных вариантах “источник – приемник” в один общий расширяющийся конус обзора по типу авиационного радара, а затем представлять его в виде пространственной фигуры (куба) с различными вариантами сечений. Такая

схема реализуется последовательно в процессе подвигания забоя выработки вперед и позволяет обнаруживать объекты риска, закономерным образом “движущихся” к забою.

На рис.1 показан пример размещения 3С геофонов (серийный выпуск организован НПО СИБГЕОФИЗПРИБОР) на груди забоя транспортного тоннеля. В кубе сейсмического обзора уверенно фиксируются зоны дезинтеграции массива впереди забоя на дистанцию до 50 метров. На основе зарегистрированных в этом методе атрибутов сейсмических сигналов осуществляется оценка структуры и относительных значений параметров НДС на расстояниях от нескольких метров до первых десятков и сотен метров от подземной выработки. Такие оценки основаны на функциональной связи тензора «малых» напряжений сейсмической волны в точках отражения, прохождения или излучения сейсмических волн с тензором «больших» напряжений, действующим в этих же точках горного массива [3].

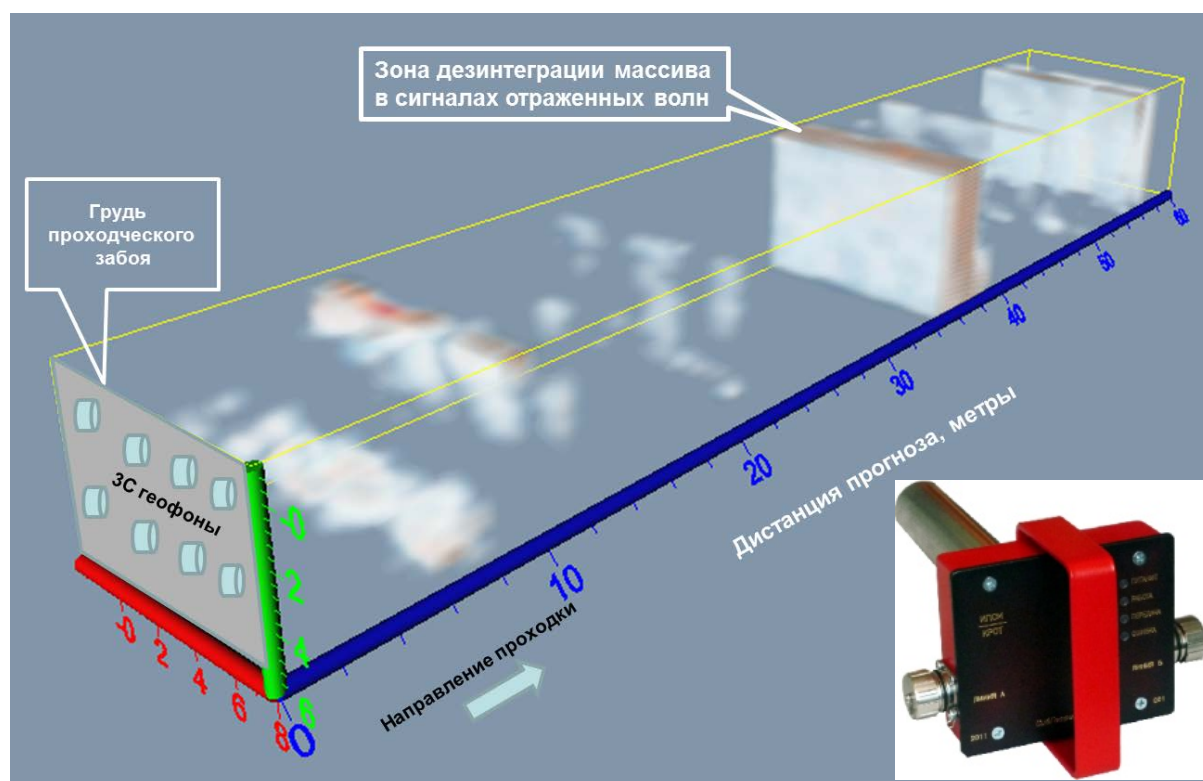


Рис. 1. Сейсмическое изображение горного массива впереди груди проходческого забоя (г. Сочи, 2014 г.).

В общем виде, система сейсмического контроля и прогноза параметров устойчивости горного массива ориентирована на оценку структуры и параметров НДС в некоторых относительных и регламентных значениях, которые устанавливаются по ряду критериев в конкретных инженерно-геологических обстановках района строительства подземных сооружений. На рис.2 приведены результаты оценки структуры и параметров характеристической устойчивости горного массива на дистанцию до 50-ти метров от груди проходческого забоя транспортного тоннеля (фрагменты “а” и “б”, критерии устойчивости по Булычеву Н.С.) и в условиях непрерывного контроля процесса проходки подготовительного штрека в шахтном поле угольного бассейна. В обоих вариантах контроля и прогноза параметров НДС на дистанцию 50-100 метров от зоны ведения горных работ можно достаточно уверенно контролировать область горного массива, которая гарантировано охватывает и зону опорного давления.

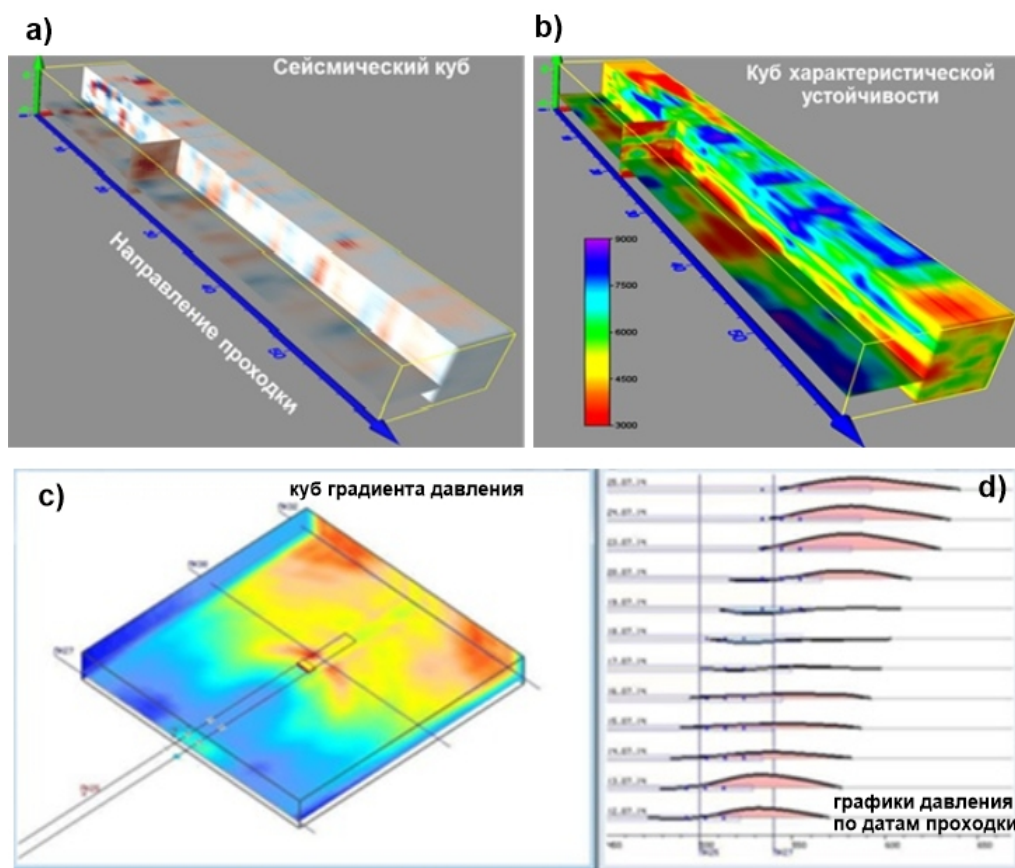


Рис. 2. Результаты дистанционной оценки параметров состояния устойчивости горного массива в транспортном тоннеле (фрагменты “а” и ”b”, г. Сочи, 2013 г.) и в подготовительном штреке угольной шахты (фрагменты “с” и ”d”, шахта “Комсомолец Донбасса”, 2014 г.).

Перспективным направлением развития обсуждаемой системы является решение проблем интегрирования сейсмических параметров дистанционного контроля горного массива в многофункциональную систему деформационного мониторинга строительства и эксплуатации подземных сооружений.

Литература

1. Писецкий В.Б., Лапин Э.С., Александрова А.В., Лапин С.Э. К задаче формулирования общих требований и практической реализации сейсмической системы контроля и прогноза внезапных выбросов и горных ударов// Безопасность труда в промышленности. № 12. – 2013. – С. 49-57.
2. Pisetski V., Kormilcev V., Ratushnak A., 2002. Method for predicting dynamic parameters of fluids in a Subterranean reservoir. US Patent. № 6, 498, 989 B1.
3. Biot M.A. Mechanics of incremental deformations// New York: GU, -1965, - P. 430.

Физические аспекты применения резонансного метода при исследовании состояния контакта фундаментной плиты с грунтовым основанием.

Кувалдин А.В., Капустин В.В.

ООО «НИИ ГЕОТЕХ»

Введение

В практике современного строительства довольно часто возникает потребность оценки прочности бетона и состояния контакта фундаментной плиты с грунтовым основанием, которое определяет распределение напряжений в плите и устойчивость возводимого на ней сооружения. Подобная проблема существует и при строительстве и эксплуатации тоннелей, где состояние контакта конструкций тоннеля с вмещающим грунтом также определяет распределение напряжений.

Целью данной работы является краткое рассмотрение теоретических основ и обоснование возможности применения акустического метода на примере обследования бетонных конструкций в форме плит, а также освещение некоторых, ранее не применяемых для данной задачи, процедур обработки.

Метод и/или Теория

Из опыта применения ультразвуковых методов неразрушающего контроля известны толщиномеры, применяемые для определения толщин пластин различных материалов основанные на явлении резонанса в пластине. Для фундаментных плит толщиной более 0.1 м значение частоты первого резонанса лежит уже в акустическом диапазоне.

При обследовании бетонных конструкций в форме плиты с помощью резонансного метода также можно использовать модель бесконечного слоя, ограниченного двумя плоскостями. Отличие состоит в том, что снизу фундамент граничит со слоем грунта, который обладает собственным акустическим импедансом, а сверху с воздухом, акустический импеданс которого стремится к нулю. Поэтому можно сказать, что плоскость, ограничивающая слой снизу, обладает поглощением, а плоскость, ограничивающий сверху, нет. Возбуждение и приём упругих колебаний производится в одной точке, находящейся на верхней плоскости.

Случай, когда изучаемая плита или слой ограничены сильно не параллельными плоскостями, нами не рассматривается, поскольку, во первых, в данной ситуации формулы для расчёта резонансных частот сильно усложняются и становятся малоприменимыми для решения практических задач. Во вторых, резонанс становится менее выраженным, что физически ограничивает применимость метода. Для целей контроля фундаментных конструкций вполне достаточно используемой нами модели.

Основное изучаемое явление – толщинный резонанс, образующийся, когда частота возбуждающего сигнала совпадает с собственной частотой колебания плиты. Если акустическая жёсткость нижележащих грунтов в два или более раз ниже акустической жёсткости фундамента, то первая, самая интенсивная, частота резонанса может быть определена по формуле:

$$f_0 = \frac{V_p}{2d} \quad (1)$$

где f_0 - первая собственная частота колебания плиты;

d – толщина плиты;

V_p — скорость продольных волн в среде.

Когда акустическая жёсткость нижележащих грунтов выше, чем акустическая жёсткость бетона, коэффициент отражения от границы бетон/грунт принимает отрицательные значения и выражение для первой собственной частоты плиты принимает вид:

$$f_0 = \frac{V_p}{4d} \quad (2)$$

Но, так как при изучении бетонных конструкций это встречается редко (например при использовании металлоизоляции), в дальнейшем выражение (2) нами использовано не будет.

Поскольку в плите существуют потери акустической энергии, то наблюдаемый резонанс будет иметь конечную амплитуду. Рассмотрим влияние различных факторов на амплитуду резонанса.

Допустим, что в плите был возбужден затухающий гармонический сигнал $y = U(t) \cdot e^{-\nu t}$ частотой, совпадающей с собственной частотой f_0 и спектральной амплитудой A_0 . Колебания в точке наблюдения можно выразить как результат интерференции прямого сигнала и переотражённых волн и представить в виде уравнения:

$$s(t) = \sum_{n=0}^{\infty} (k(1 - \nu))^n U \left(t - \frac{n}{f_0} \right) \quad (3)$$

n - в данной формуле обозначает номер отражённого от нижней плоскости плиты сигнала.

$\frac{n}{f_0}$ - равно нулю - прямой сигнал. Выражение $\frac{n}{f_0}$ определяет временную задержку прихода отражённых сигналов в точку наблюдения. k - коэффициент отражения равный $k = \frac{\sigma_b V_{pb} - \sigma_r V_{pr}}{\sigma_b V_{pb} + \sigma_r V_{pr}}$, где σ_b , σ_r – это плотность бетона и плотность нижележащих грунтов, а V_{pb} и V_{pr} соответственно скорости продольных волн в бетоне и грунте. Коэффициент отражения в данном уравнении является величиной, определяющей долю энергии остающейся в системе, а $(1-k)$ долю излученную во внешнее пространство. Иными словами, он характеризует внешние потери системы. Потери при отражении от верхней границы мы не учитываем, поскольку они незначительны и стремятся к нулю. ν – декремент поглощения, безразмерный коэффициент определяющий уменьшение энергии волны за счёт внутреннего поглощения при прохождении расстояния в одну длину волны. Удобство применения этого коэффициента обусловлено тем, что он мало зависит от частоты и толщины плиты и наиболее полно характеризует свойства самого материала. Кроме того, расстояние, которое проходит сигнал между моментом возбуждения (или отражения от поверхности бетон/воздух) и его приходом обратно в описываемой нами модели всегда равно длине волны.

Амплитуда резонанса, исходя из уравнения (3) будет равна:

$$A_p = \sum_{n=0}^{\infty} (k(1 - \nu))^n A_0 \quad (4)$$

Как правило, наибольший интерес представляет коэффициент отражения, поскольку он напрямую связан со свойствами нижележащих грунтов. Чем больше k , тем ниже их акустический импеданс $\sigma_{\Gamma} V_{\Gamma}$, который связан с прочностными и несущими свойствами основания.

Из уравнения (4) следует, что для расчёта коэффициента отражения необходимо знать спектральную амплитуду резонанса, спектральную амплитуду входного сигнала и декремент поглощения. Но, в целом, если сделать допущение о том, что слой состоит из относительно однородного материала с приблизительно постоянным декрементом поглощения, и использовать для возбуждения источник со стабильными амплитудно-частотными характеристиками, то можно считать, что амплитуда резонанса будет напрямую зависеть от коэффициента отражения и данный параметр может быть применен для оценки акустической жёсткости грунтов основания.

Ещё одним важным выводом является то, что сама возможность надежного определения частоты резонанса возможна только при высоких значениях отношения $k(1-\nu)$ (рис.1). Иными словами для тел, имеющих слабое затухание и находящихся в контрастной по акустическим свойствам среде. При $k(1-\nu)$ равном 1, в среде отсутствует как внешнее так и внутреннее поглощение и резонанс с бесконечной амплитудой ($A_p \rightarrow \infty$). В реальных средах это отношение ниже, для бетонных плит оно, как правило, находится в пределах от 0,4 до 0,8. При $k(1-\nu)$ меньше 0,2 – 0,3 резонанс слабо выражен и выделение соответствующей ей частоты является сильно затруднительным.

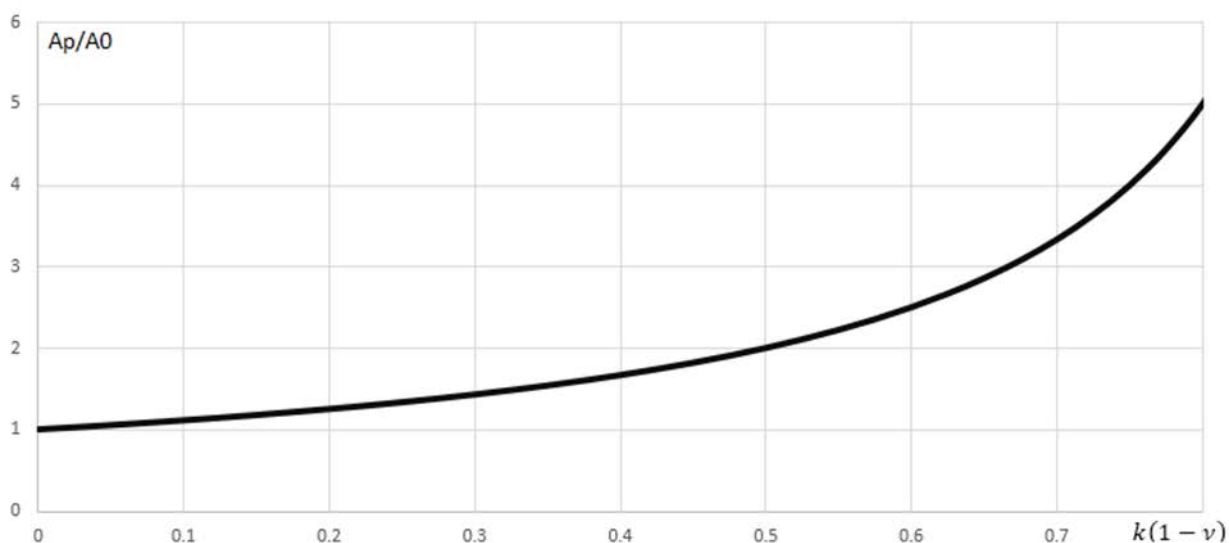


Рис. 1. Зависимость амплитуды резонанса от отношения $k(1-\nu)$.

В качестве иллюстрации вышесказанного приведём результаты моделирования для пятиметровой бетонной плиты, лежащей на различных грунтах (рис. 2, 3). Для модели №1 параметры нижележащих грунтов были подобраны близкими к пескам, а для модели № 2 к плотным глинам. В роли входного сигнала был использован широкополостный импульс произвольной формы.



Рисунок 2 Модель №1. Временная область.

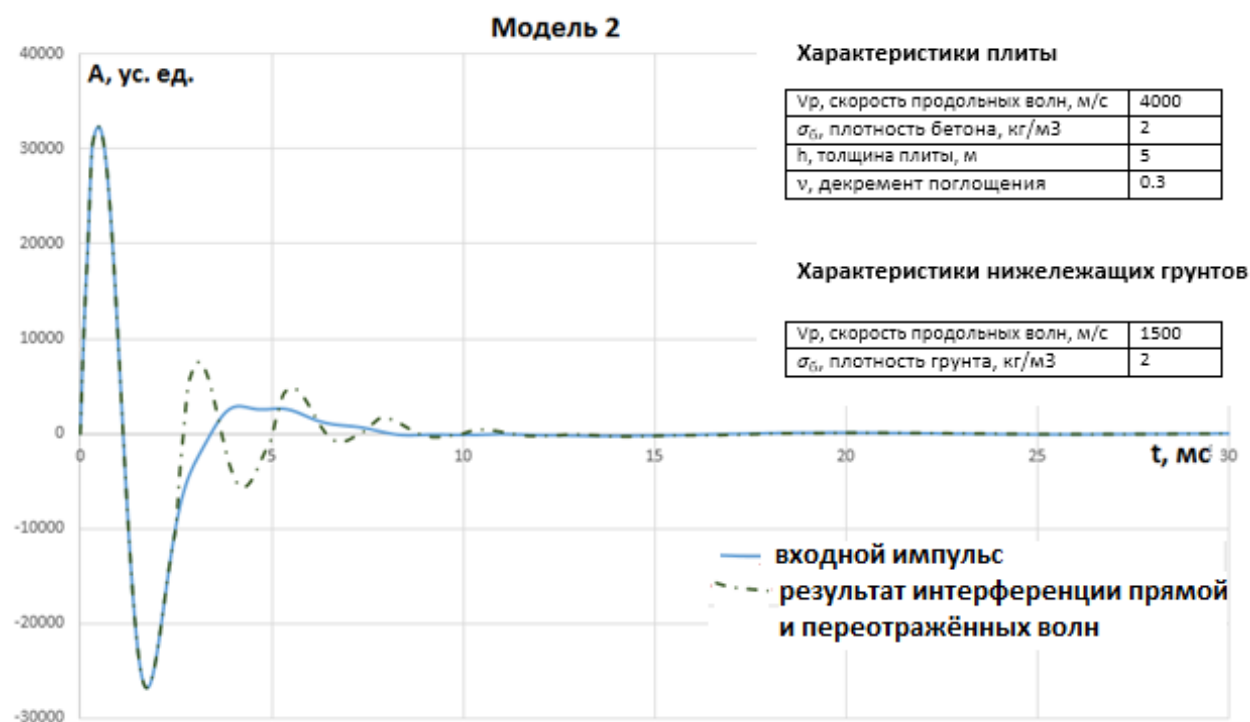


Рис. 3. Модель №2. Временная область.

При расчётах учитывалась потеря энергии за счёт излучения во внешнюю среду и за счёт частотно-зависимого затухания. Собственная частота резонанса для данных моделей составляет 400 Гц и не зависит от свойств нижележащих грунтов. Отношение $k(1 - \nu)$ для моделей 1 и 2 составляет 0,61 и 0,32, а отношение A_p/A_0 приблизительно 2,6 и 1,46 соответственно, что подтверждается результатами численного расчёта частотных характеристик(рис.4).

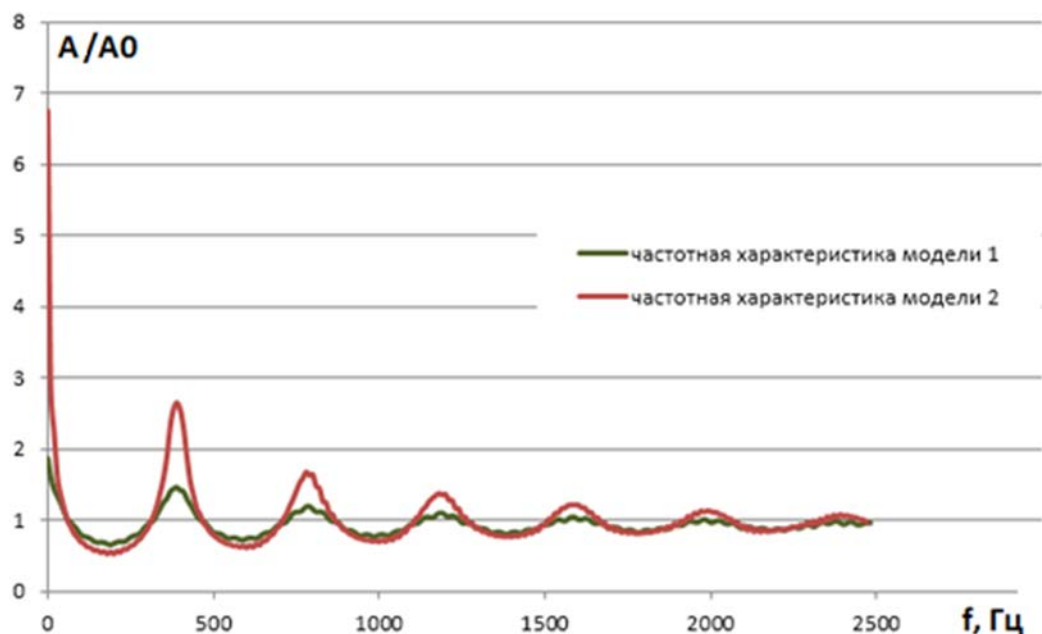


Рис. 4. Рассчитанная частотная характеристика моделей.

Как видно из рисунка 5, частоты резонансов надёжно выделяются на амплитудных спектрах, полученных путём свёртки исходного сигнала с частотными характеристиками фундамента.

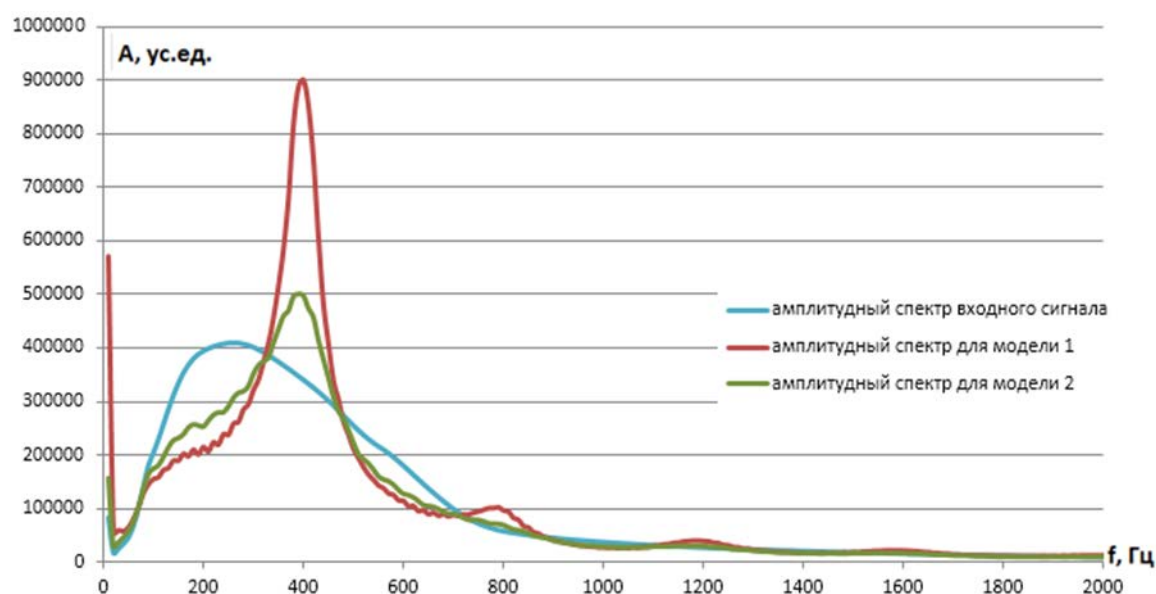


Рис. 5. Результат моделирования, амплитудные спектры.

Широко используемый на практике метод акустической добротности является приближенным методом, поскольку оценка потерь системы, определяемая из отношения частоты резонанса к ширине частотного диапазона, строго выполняется только для очень узких резонансных пиков.

Главным преимуществом метода акустической добротности является то, в данном случае не требуется наличие источника со стабильной амплитудой.

Основной проблемой резонансного метода является выделение в спектре сигнала резонансного пика на фоне помех существенно осложняющих суммарный спектр. Помехи могут иметь различную природу: различного рода техногенные вибрации, волны отраженные от краев плиты и других конструкции находящихся на плите и т.п. Для более надёжного выделения собственных частот фундаментной плиты могут использоваться различные приёмы обработки, такие как суммирование сигналов во временной области или мультипликативная обработка, заключающаяся в перемножении спектров сигналов, записанных с различными положениями источник-приёмник, но выполненных вблизи одной точки, к которой и относится результат перемножения.

Нами предложен и опробован другой способ определения резонансного пика основанный на использовании трехкомпонентной регистрации сигнала. Данным способом является расчёт отношения амплитудных спектров вертикальной компоненты к усреднённому спектру горизонтальных компонент (рис.6) и обратного отношения, записанных на одной и той же точке. За основу был взят метод спектральных отношений Накамуры, широко применяемый в сейсмологии для выделения пиков, соответствующих возможным резонансам при сдвиговых деформациях.



Рис. 6. Пример отношения спектров вертикальной компоненты к горизонтальной.

Таким образом, применение трехкомпонентного приема позволяет определить резонансные частоты для продольных и поперечных волн. И как легко видеть из формулы (1), что отношение резонансных частот равно отношению $\frac{V_S}{V_P}$, что позволяет определить коэффициент Пуассона фундаментной плиты.

Главным преимуществом данной модификации резонансного метода является то, что практически полностью исключается влияние мощности источника на амплитуду резонансного пика, поскольку при изменении энергии источника, энергия продольных и поперечных колебаний также меняются в примерно равной степени. Уменьшается влияние боковых и изгибных резонансов, которые в определённой степени так же могут осложнять запись. К недостаткам метода можно отнести, то, что для его применения необходимо использовать трёхкомпонентный датчик и регистратор.

Выводы

1. Было показано, что резонансный метод контроля может быть использован для контроля прочности и оценки состояния контакта с грунтовым основанием плит, ограниченных двумя параллельными плоскостями и обладающих малыми внутренними и внешними потерями энергии, к которым, безусловно, относятся фундаментные плиты. Возможность применения была подтверждена результатами моделирования.
2. Приведены связи амплитуды резонанса с коэффициентом отражения и декрементом поглощения.
3. Описаны некоторые методы обработки результатов, по которым можно выделить следующие модификации резонансного метода контроля бетонных конструкций:
 - Метод акустической добротности;
 - Метод с источником стабилизированной амплитуды;
 - Метод спектральных отношений продольных и поперечных компонент.

Методика двухуровневых трехчастотных сейсмоакустических наблюдений на акваториях, контроля качества и экспресс обработки данных.

Иванова В.И.¹, Бирюков Е.А.¹, Токарев М.Ю.³, Токарев А.М.¹, Исаенков Р.И.¹, Колюбакин А.А.²

¹ ООО «СПЛИТ».

² Арктический научно-проектный центр шельфовых разработок НК «Роснефть».

³ ООО «ЦАСД МГУ».

В рамках осуществления инженерной сейсмоакустической съемки в условиях арктических морей специалистами компании «Сплит» были протестированы различные вариации методики двухуровневых трехчастотных наблюдений.

Методика двухуровневых трехчастотных наблюдений предполагает, что одновременно (за один проход судна) выполняется пять различных видов геофизических и гидрографических методов, а именно:

- батиметрическая съемка многолучевым эхолотом (МЛЭ);
- гидролокация бокового обзора (ГЛБО);
- непрерывное сейсмоакустическое профилирование в двухчастотном варианте (НСП);
- двумерная сейсмическая заглубленная съемка сверхвысокого разрешения (2D-ССР);
- двумерная сейсмическая съемка высокого разрешения (2D-СВР).

Так же осуществляется навигационное обеспечение всех видов работ.

Сейсмоакустическое профилирование выполняется в трехчастотном диапазоне:

- Параметрический профилограф – центральные частоты записи 8 кГц и 100 кГц.
- Электроискровой источник «Спаркер» с регистрацией заглубленной 16-канальной косой – центральная частота сигнала около 500 Гц.
- Акустический пневмоисточник «пушка» с регистрацией 96-канальной косой – центральная частота сигнала около 200 Гц.

Схема расположения всего геофизического, гидрографического и навигационного оборудования представлена на Рисунке 1.

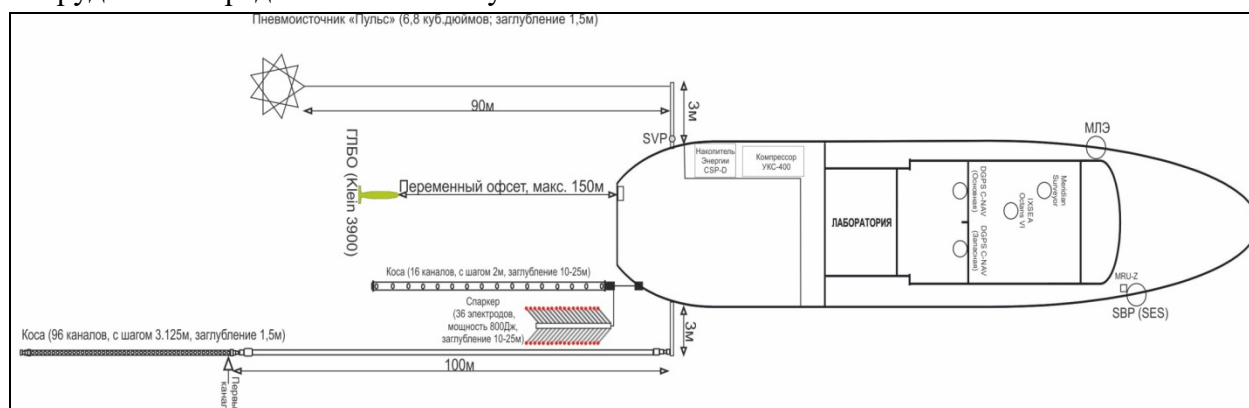


Рис. 1. Расположение геофизического оборудования на НИС.

Для осуществления съемки методикой трехчастотных наблюдений компанией «Сплит» был разработан аппаратно-программный комплекс Splitmultiseis. Комплекс представлен на рисунке 2.



Рис. 2. Аппаратно-программный комплекс Splitmultiseis.

Методика была успешно испытана и опробована.

В ходе первого этапа апробации были проведены Опытно-методические работы. Сначала оптимальные параметры съемки выбирались для каждого метода отдельно, для чего осуществлялось несколько проходов с различными параметрами по одному и тому же профилю. Затем были выполнялись замеры шумов судна при движении и при выключенном ВРШ, вдоль того же профиля. Последний проход по профилю выполнялся полным геофизическим комплексом. Затем подобные испытания повторялись в другом месте района работ, для других глубин моря. Одновременно тестировались процедуры контроля качества получаемых данных. В результате ОМР был разработан комплекс оптимальных параметров съемки для различных диапазонов глубин, а также создан алгоритм контроля качества данных.

Ниже приведены список процедур контроля качества методик СВР и ССВР.

Контроль качества и предварительная обработка сейсморазведки высокого разрешения (СВР)

Процедуры, выполняемые во время прохождения профиля (OnlineQC)

- 1) Контроль сигнала в ближней зоне (приемник, расположенный около пушек);
- 2) Просмотр RMS амплитуд сигнала и шума;
- 3) Просмотр данных 1-го канала (на малых удалениях).

Процедуры, выполняемые после прохождения профиля:

- 1) Загрузка данных в систему обработки;
- 2) Ввод статической поправки за аппаратную задержку (34мс);
- 3) Присвоение геометрии;
- 4) Построение суммарного временного разреза с постоянной скоростью;
- 5) Оценка стабильности амплитудно-частотных характеристик вдоль профиля;
- 6) Анализ помех, тестирование процедур устранения помех, оценка влияния различных факторов, создающих помехи;
- 7) Загрузка данных в систему интерпретации;
- 8) Проверка мест пересечения профилей и проверка цельности данных.

1) Контроль качества и предварительная обработка сейсморазведки сверхвысокого разрешения (ССР)

- 1) Контроль качества проводился каждый час и включал в себя следующие процедуры:
- 2) Загрузка данных в систему обработки
- 3) Просмотр данных одного канала
- 4) Контроль формы импульса, частоты сигнала
- 5) Вычисление RMS амплитуд сигнала и шума в окнах
- 6) Присвоение геометрии
- 7) Построение суммарного временного разреза с постоянной скоростью
- 8) Загрузка данных в систему интерпретации, проверка пересечений профилей.

Второй этап апробации методики двухуровневых трехчастотных наблюдений заключался в проведение съемки, получение крупного массива данных (около 1500пог/км)

В результате проведенных работ можно сделать следующие выводы:

- Нами разработана, опробована и успешно применена уникальная методика двухуровневой трехчастотной съемки
- Специально разработан аппаратно-программный комплекс Splitmultiseis для разноуровневных наблюдений в трехчастотном диапазоне
- Создан алгоритм набортного контроля качества данных для работы с методикой двухуровневых трехчастотных наблюдений
- Материалы, полученные с помощью методики, позволяют эффективно применять метод динамической интерпретации данных, проводить комплексную интерпретацию данных разной разрешенности и глубинности. Таким образом, можно с большей эффективностью выделять геологические опасности и оценивать риски.
- Уже в процессе работ созданная методика контроля качества данных позволяет провести предварительную интерпретацию, выделять целевые объекты
- Для повышения эффективности необходима разработка специализированного программного обеспечения для контроля качества данных в реальном времени

Примеры выделения геологических опасностей по данным сейсмоакустических наблюдений на шельфе.

Семенова Александра Александровна¹, Старовойтов Анатолий Васильевич²,
Терехина Яна Евгеньевна¹, Росляков Александр Геннадьевич¹.

¹ ООО "ЦАСД МГУ"

² кафедра сейсмометрии и геоакустики геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова.

Интенсивное освоение материковых окраин в связи со строительством инженерных сооружений, таких как подводные трубопроводы, буровые платформы, заводы по сжижению природного газа и другие нефтегазопромысловые строения, обуславливает необходимость исследования инженерно-геологических процессов, представляющих опасность при возведении описанных конструкций. Своевременный учёт этих рисков позволяет минимизировать возможные осложнения не только при строительстве, но и при эксплуатации технических сооружений.

Опасные инженерно-геологические явления можно определить как результат деятельности геологических процессов, возникающих в земной коре под действием различных природных, или антропогенных факторов, которые имеют потенциальную возможность стать опасными и причинить вред человеку, окружающей среде или сооружениям (Kvalstad, 2007).

Существуют различные классификации опасных геологических процессов. Есть более общие классификации, например, как в работе (Мазарович, 2012). В данной статье опасности подразделяются на глобальные, региональные и локальные, и именно к группе локальных относятся все явления, оказывающие негативное геологическое влияние на инженерные сооружения. Сюда входят такие процессы, как сейсмичность, грязевой вулканизм, гравитационные явления, разгрузка флюидов, соленосные комплексы, газогидраты, зоны АВПД и др.

В зарубежном аналоге СП 11-114-2004, который описывает руководящие принципы проведения морских буровых исследований в опасных зонах (OGP "Guidelines for the conduct of offshore drilling hazard site surveys", 2013), присутствует таблица воздействия опасностей на инженерные конструкции (буровые платформы, опирающиеся на дно, якорные или плавучие). Также таблица содержит требования к методам проведения исследований для соответствующих опасных явлений. Сами процессы разделены на следующие категории: особенности естественного морского дна, антропогенные объекты, экологически опасные природные условия, зоны морских военных тренировок, археологические объекты, мелководные грунты, мелководные разломные зоны, зоны распространения приповерхностного газа, потоки поверхностных течений, газогидраты, геология верхней части разреза. Принцип разделения на группы опасных явлений неоднозначный, что вызывает желание пересортировки по более конкретным характеристикам.

Другая классификация приведена в работе (Козлов, 2005), однако, она относится к условиям Западно-Арктического шельфа. Процессы и явления объединены в группы, каждая из которых включает отдельные виды и разновидности: геодинамические (природные и эксплуатационные), литодинамические (гидродинамические и гравитационные), геокриологические (мерзлотные и экзарационные), физико-химические и биохимические (выделение свободного газа, гумификация, битумизация и т.д.), гидрогеологические, техногенные механические. В таблице Козлова представлены

некоторые особенности, характеризующие определенный тип опасности, для одних – это особенности грунтов, для других – характерные формы рельефа.

В нормативных документах, которыми регулируются инженерные изыскания, тоже приводится описание возможных опасных процессов. Например, в СНиП 22-01-95 все явления подразделяются на 4 категории по степени опасности: умеренно опасные, опасные, весьма опасные и очень опасные (катастрофические).

В то же время существуют более узкие классификации, сконцентрированные на рассмотрении какого-то одного типа процессов. Например, в работе (Миронюк, 2014) подробно описаны явления, связанные с газопроявлением, и рассмотрены все элементы этой системы. В диссертации (Ионов, 2013) рассмотрены различные подводные гравитационные процессы, широко развитые на дне Мирового океана и Чёрного моря в частности.

Все вышесказанное демонстрирует, что существующие классификации либо посвящены отдельному типу явлений, либо отражают только некоторые характерные свойства

Авторы данного доклада предлагают свою систематизацию опасных геологических процессов, основанную в том числе и на классификациях предшественников. Система представлена сводной таблицей типизации всех существующих геологических процессов, представляющих опасность при строительстве и эксплуатации сооружений. Таблица включает в себя подробное описание опасного явления, методики для его обнаружения, геофизические характеристики (тип сейсмической записи, характер волновой картины, характерные углы падения отложений, мощность и т.д.), по возможности инженерно-геотехнические характеристики (плотность, проницаемость, влажность, пластичность, коэффициент пористости и т.п.), а также совмещает в себе сведения о степени опасности и к каким последствиям может привести несвоевременное обнаружение конкретного процесса. Ниже представлена схема классификации опасностей на шельфе и бровке шельфа:

1. Тектонические	1) Разломы 2) Зоны трещиноватости 3) Сейсмичность 4) Грязевые вулканы 5) Соляные купола 6) Глиняные купола
2. Геоморфологические	1) Склоны современных долин, выраженных в рельефе, а также более крутые участки поверхности дна 2) Долины верховьев подводных каньонов на внешней бровке шельфа 3) Погребенные эрозионные каналы (палеоврезы) 4) Устричные банки 5) Покмарки
3. Литодинамические	а) Гидродинамические 1) Абразия берега 2) Интенсивные вдольбереговые потоки наносов 3) Выносные потоки (разрывные)

	течения)
	б) Гравитационные 1) Оползни, оплывины 2) Течение разжиженных донных осадков
4. Инженерно-геологические	1) Газовые трубы 2) Сипы 3) Газовые факелы 4) Водоносные пески с повышенным пластовым давлением 5) Газонасыщенные осадки 6) Резкое изменение литологических типов отложений по латерали 7) Тиксотропные грунты 8) Плывунные пески 9) Грунты с повышенным пластовым давлением
5. Антропогенные	1) Взрыхление, траление 2) Затонувшие объекты 3) Погребенные трубопроводы 4) Места военного обучения
6. Геокриологические	1) Многолетнемерзлые породы 2) Плугмарки (борозды ледникового выпаживания) 3) Термокарст 4) Термоабразия 5) Булгунняхи, байджеяхи, пинго

Некоторые из перечисленных видов опасностей тесно взаимосвязаны между собой (например, покмарки и сипы, разломы и сейсмичность и т.д.). В докладе подробно описаны некоторые из вышеперечисленных явлений в соответствии с указанными характеристиками.

Литература

1. Kvalstad T.J., 2007, What is the Current Best Practice in Offshore Geohazard investigations? A State-of-the-Art Review, Offshore Technology Conference, pp. 1-14
2. OGP "Guidelines for the conduct of offshore drilling hazard site surveys", 2013
3. Мазарович А.О., Реальные и потенциальные геологические опасности на ложе, склонах и шельфе мирового океана, Вестник Российской Академии наук, 2012, том 82, № 8, с. 719–731
4. Козлов С.А., Опасные для нефтегазопромысловых сооружений геологические и природно-техногенные процессы на Западно-Арктическом шельфе России // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2005
5. СНиП 22-01-95
6. Миронюк, С.Г., Отто В.П., 2014, Газонасыщенные морские грунты и естественные газовыделения углеводородов: закономерности распространения и опасность для инженерных сооружений, ГеоРиск, №2, с.8-18.

7. Ионов В.И., «Инженерно-геологические условия формирования подводных оползней в отложениях шельфа Чёрного моря (между мысом Мал. Утриш и бухтой Хоста)», автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого–минералогических наук, 23 стр., 2013.

Возможность использования данных транзитной 3D сейсморазведки для решения инженерных задач и прогнозирования опасностей в ВЧР.

Маев Петр Андреевич¹, Горбачев Сергей Викторович², Понимаскин Алексей Игоревич, Терёхина Яна Евгеньевна¹.

¹ООО «ЦАСД МГУ им. М.В. Ломоносова», г. Москва.

²ООО «РН-Шельф-Арктика», г. Москва.

Введение

При исследовании месторождений углеводородов, расположенных на шельфе или в транзитных зонах, перед установкой буровой платформы проводится комплекс инженерно-геологических изысканий (ИГИ). Целью таких работ является изучение верхней части разреза (ВЧР) и поиск опасностей возникающих при установке буровых платформ и бурении. В верхней части разреза встречаются как объекты, ослабляющие устойчивость буровой платформы (0-50 м), так и объекты, увеличивающие риски самого бурения (0-400 м). Не учёт одних опасностей может привести к проседанию грунтов, потере устойчивости и «завалу» буровой платформы, а других - к различным аварийным ситуациям при бурении. Объекты ВЧР классифицируются по степени опасности и отображаются на карте рисков. В результате ИГИ выбирается положение устья планируемой скважины в зоне с минимальными рисками.

Поскольку скважина закладывается непосредственно над сводом нефтегазового объекта, то на площадке ИГИ часто распространены газонасыщенные осадки, встречаются зоны разгрузки УВ, газогидраты и другие объекты опасные для установки опор буровой платформы или ее якорей. Только после проведения ИГИ становится понятно, какие существуют риски, и, если опасностей слишком много, это приводит к переносу устья планируемой скважины или всей площадки ИГИ, увеличивая сроки и стоимость исследования участков. На рисунке 1 представлена последовательность работ при исследовании месторождения на акватории до разведочного бурения. В случае выявления опасностей по итогам интерпретации данных ИГИ, необходимо корректировать точку бурения и проводить новые ИГИ, что приводит к временным потерям на исследование участка и дополнительным денежным затратам.

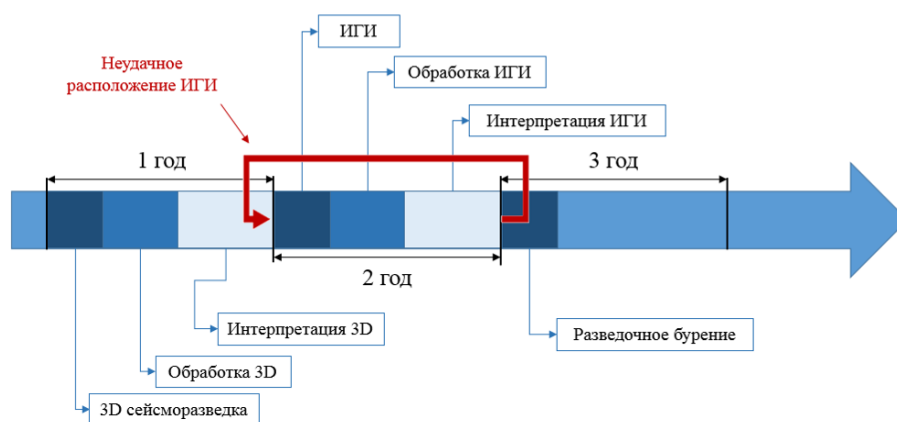


Рис. 3. Последовательность работ при исследовании участков и положение ИГИ.

Цели работы и постановка задач

Работы по поиску опасностей с применением данных 3D сейсморазведки проводятся в основном на глубоководных данных, при этом на мелководных участках и в транзитных зонах, из-за сильного влияния волн помех, а также специфики систем наблюдения 3D эти данные не используются. Данная работа показывает возможность и целесообразность проведения специализированной обработки данных сейсморазведки 3D полученных на мелководных акватория с применением донного оборудования для поиска и оконтуривания аномальных зон при заложении площадки ИГИ.

Для работы были использованы данные 3D сейсморазведки, выполненной в мелководной (транзитной) зоне шельфа Печорского моря. На данной территории также был проведен полный комплекс ИГИ и региональные высокочастотные сейсмические исследования. Основной целью работы была разработка методики и технологии комплексной обработки и интерпретации данных сейсморазведки 3D для выявления, оценки и прогноза опасностей при бурении, связанных с геологическим строением верхней части разреза. Работа проводилась с целью уменьшения вероятности заложения площадки ИГИ в зону повышенных геологических рисков. При решении данной задачи анализировались аномалии волнового поля, связанные с геологическим строением ВЧР.

Специализированная обработка и интерпретация данных сейсморазведки 3D

Переобработка данных. Данные 3D, обработанные по классическому графу (нацеленному на глубокие отражающие горизонты), обладают слабой информативностью в верхней части разреза (0-300 мс) из-за неоптимальности параметров системы наблюдений для изучения малых глубин (шаг ЛПП/ЛПВ=400/300 м). Наличие сильных футпринтов, малая или нулевая кратность на ближних удалениях осложняет обработку и интерпретацию сейсмического изображения. Регуляризация (интерполяция) ближних удалений приводит к чрезмерному сглаживанию аномалий и невозможности их точного оконтуривания. Также, можно отметить, что применение классических поверхностно-согласованных поправок (амплитудная коррекция, деконволюция, статика) приводит к искажению волновой картины в исследуемой области малых времен, поскольку эти процедуры призваны скорректировать деструктивное влияние ВЧР на более глубокие горизонты. В связи с этим, для выделения опасностей в ВЧР необходимо проводить специализированную обработку данных.

Выполненная специализированная обработка данных 3D позволила значительно повысить качество полученного сейсмического изображения в исследуемом интервале (0-1000 мс), по сравнению со стандартной обработкой, что дало возможность использования данных сейсморазведки 3D зарегистрированных на мелководье, для изучения опасностей в ВЧР (рис. 2.).

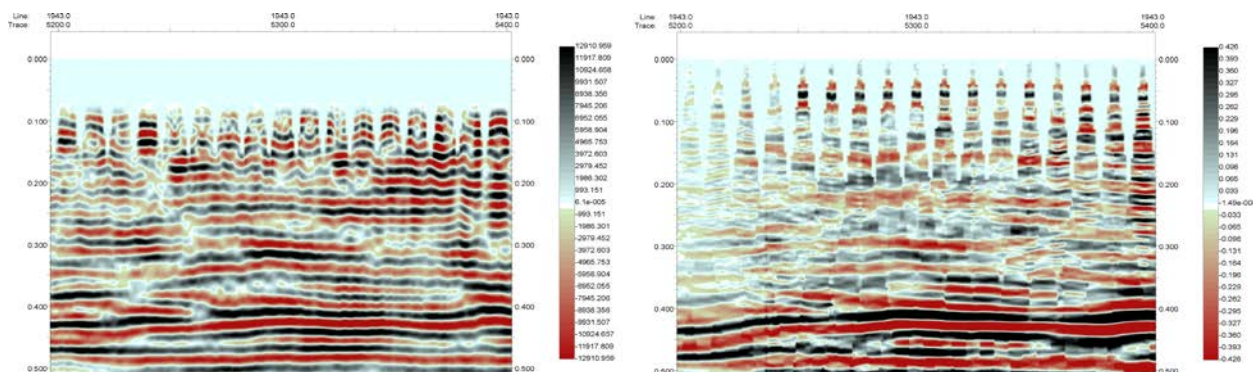


Рис. 2. Фрагменты временного разреза, обработанного по классическому графу (слева) и после специализированной обработки (справа).

Поиск аномальных зон ВЧР. Для поиска аномальных зон ВЧР по всей площади 3D съемки использовались различные методики. На сейсмических записях хорошо выделяются оси синфазности преломленных волн. Обработка первых вступлений этих волн методом сейсмической томографии позволило получить скоростную модель ВЧР. Информативным методом так же стал расчет (без применения) поверхностно-согласованных амплитудных поправок, а также атрибутный анализ как до, так и после суммирования. Поверхностно-согласованные поправки, рассчитанные по глубоким горизонтам, отвечают вышележащим аномалиям, следовательно, построенные карты поправок могут служить для выделения аномалий. На рисунке 3 представлены карта поверхностно-согласованных амплитудных поправок (слева) и карта среднеквадратичных амплитуд в окне прямой волны (справа), на которых выделяются схожие объекты (система палеорусел, газовые столбы и др.). Аналогичные аномалии наблюдаются и на других атрибутных картах (видимая частота и т.д.)

Аномалии, выделенные по различным методикам на основе только 3D данных, подтверждают друг друга, что дает возможность говорить о большей достоверности выделяемых объектов.

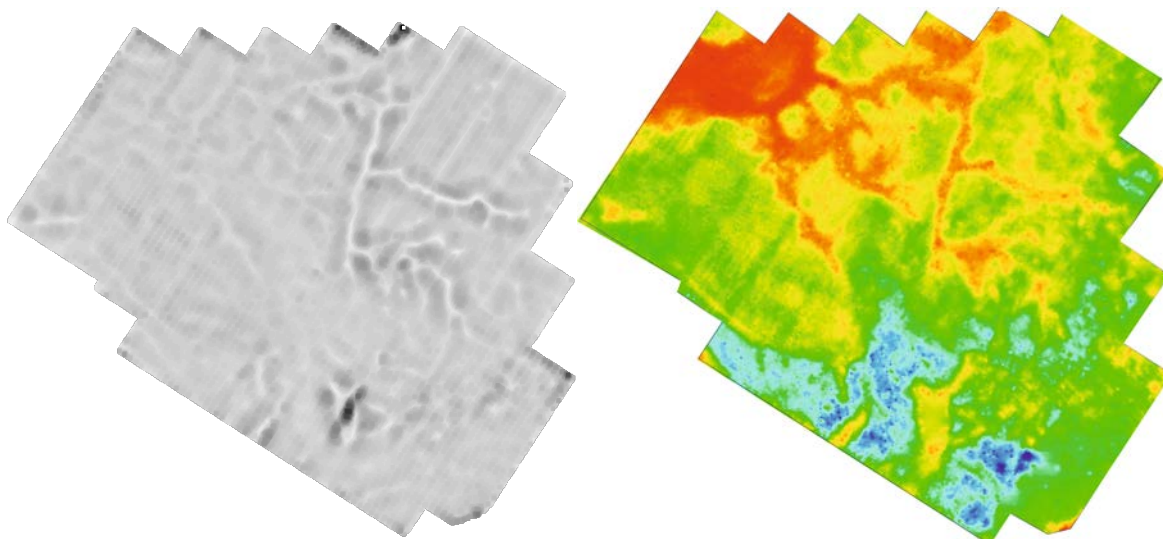


Рис. 3. Карты поверхностно-согласованных амплитудных поправок (слева) и среднеквадратичной амплитуды в окне прямой волны (справа).

Подтверждение выделенных аномалий по данным ИГИ.

На площадке ИГИ выделены опасные для бурения объекты (палеоканалы, газонасыщенные осадки и др.) покрывающие 90% от всей площади ИГИ. После

выделения аномальных зон по данным 3D результаты были сопоставлены и сделаны выводы о схожести результатов (рис. 4 слева). Не все объекты, обнаруженные по данным ИГИ, выделяются по 3D данным из-за малого линейного размера аномалий. При этом, по данным сейсморазведки 3D выделяется и распространяется за пределы площадки ИГИ контур газонасыщенных осадков, представляющий собой систему палеорусел. Анализ площадного распределения палеорусел и аномальных объектов по данным 3D позволил бы еще на этапе заложения ИГИ перенести всю площадку на более безопасный участок (рис. 4 справа).

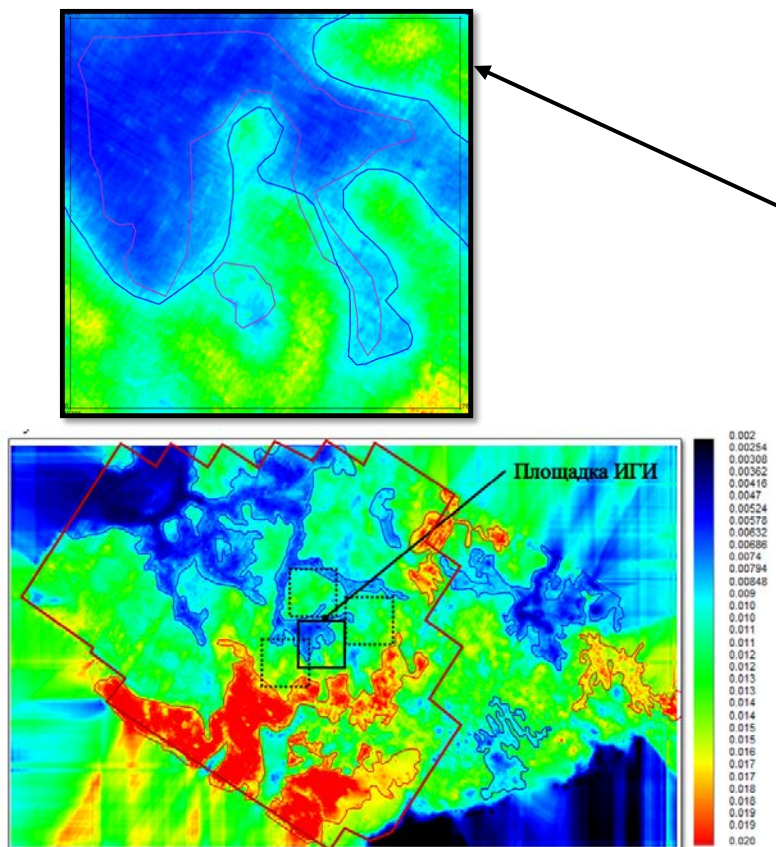


Рис. 4. Закартированные газонасыщенные объекты и их сопоставление по данным ИГИ и 3D сейсмики.

Выводы

Существует широкий спектр объектов ВЧР опасных для установки и эксплуатации буровых платформ, для изучения которых в районе предполагаемой закладки скважины проводятся ИГИ. Изучение этих объектов только в пределах площадки ИГИ не дает масштабного представления о геологии ВЧР в районе работ.

Специальная обработка и интерпретация данных 3D на этапе планирования ИГИ позволяет оценить геологическую обстановку, оконтурить опасности и выбрать наиболее оптимальную зону для проведения ИГИ. При этом, такой подход позволяет изучить (обнаружить) потенциально опасные для установки буровых платформ объекты и процессы, распространенные по всей площади 3D.

Проделанная работа показывает возможность проведения подобного анализа на мелководных данных транзитной зоны полученных с использованием донного оборудования.

Разработанная методика специализированной обработки может быть рекомендована к применению для обнаружения опасностей и позволит уменьшить риски неудачного заложения площадок ИГИ, а также увеличит достоверность интерпретации данных СВР, МСАП и НСП, полученных в процессе проведения ИГИ.

Литература

1. Fugro GeoConsulting. 2010. Effective assessment of top hole drilling hazards
2. Fugro GeoConsulting. 2010. Geohazards atlas
3. GL Global Denton. Technical policy board seabed and sub-seabed data required for approvals of mobile offshore units
4. NGI. 2005. Offshore geohazards
5. International Association of Oil & Gas Producers. 2009. Geohazards from seafloor instability and mass flow.
6. Строительные нормы и правила Российской Федерации. 2001. Инженерные изыскания для строительства. Основные положения.
7. Шматков А. А., Гайнанов В. Г., Токарев М. Ю. Обзор технологий трехмерных сейсмоакустических исследований на акваториях // Технологии сейсморазведки. — 2015. — № 2.

Программно-аппаратный комплекс для прогноза землетрясений по сейсмофлюидодинамическим полям Азербайджана.**Керамова Р.А.****Республиканский Центр Сейсмологической Службы (РЦСС) при НАН Азербайджана.**

На сегодняшний день в мире не разработаны надёжные математические методы прогнозирования основных параметров землетрясений (время, магнитуда, местоположение очага). С 1998 г. по настоящее время (2016 г.) в Отделении “Геохимия” РЦСС при НАНА сделаны первые шаги в этом направлении. Априори, при решении задач в этой области науки, а тем более в реальном режиме времени (“on-line”), необходимо осуществление нескольких важнейших вопросов: а) проведение длительного, круглогодичного, стационарного **СФД** мониторинга по вышеуказанным полям (не менее 5-ти лет); б) достоверность фактических первичных данных **СФД** мониторинга; в) оперативность интерпретации **СФД** данных в реальном режиме времени (“on-line”); г) высокий процент достоверности сейсмического прогноза до реализации землетрясения. Соблюдение указанных условий чрезвычайно сложная задача. Однако, в настоящее время (2015 г.), исходя из опубликованных в научной литературе данных, лишь в одной стране мира разработки в области оперативного сейсмопрогноза соответствуют вышеуказанным требованиям. Это – Азербайджан, который является одним из сейсмоопасных регионов нашей планеты. Здесь, в РЦСС при НАНА, в Отделении “Сейсмогеохимия”, были соблюдены все необходимые условия при разработке автоматизированных технологий оперативного сейсмопрогноза в режиме времени “on-line”. Эти исследования проводятся круглогодично, в течение 37 лет (1979-2016 гг.) на основе изучения короткопериодных аномалий в мониторинге **СФД** полей. Объекты наблюдений - подземные и морская воды Каспия, газы и эманации радиоактивных веществ на локальных участках поверхности Земли и растворённые в водах. **Регион работ** – азербайджанская часть мегантиклинория Большого Кавказа и Талышская сейсмогенная зона.

После реализации в регионе сильных землетрясений (Лерикское - 1998 г.; Каспийско-Бакинское - 2000 г.), здесь стали разрабатываться математическое и программное обеспечение для решения основных вопросов в области краткосрочного прогноза землетрясений **только по результатам круглогодичного СФД мониторинга** (определение времени реализации сейсмособытия, его магнитуда и координаты очага). **За период 1998-2015 гг., в результате проведённых исследований, Керамовой Р.А. и её сотрудниками были разработаны, внедрены и протестированы 2 (две) разные по содержанию “Автоматизированные технологии № 1 и № 2 для оперативной оценки сейсмической обстановки в регионе и оперативного сейсмопрогноза, только по СФД полям”.** Обе технологии решают следующие важные проблемы: а) ежедневная интерпретация данных круглогодичного **СФД** мониторинга (за 1 день: 305 значений по 17-ти параметрам на 26-ти объектах наблюдений); б) **одновременно, для отличающихся по местоположению, прогнозируемых землетрясений определяются “диапазон-интервалы” координат очага; магнитуды; времени, оставшегося до их реализации.** Однако, несмотря на автоматизацию программного обеспечения, которое включает 3 пакета программ. В целом, для данной “**Автоматизированной технологии № 1...**” было разработано 15-ть программ. Заключительный вывод (“**Докладная записка руководству**”) выполняется только на основе использования опыта и знаний высококлассного специалиста. Одним из фундаментальных моментов, на котором базируется данная технология, является разработка экспресс - метода выявления очагов, которые готовятся к реализации землетрясения и идентификации их местоположения по аномалиям в **СФГД** полях. Он получил название: **идентификационный график (ИГ) или СФД “портрет” сейсмического очага** и позволяет определить “диапазон-интервал”

координат и время, которое осталось до реализации землетрясения. В результате исследований были выявлены 2 важные закономерности: а) **“портрет” сейсмического очага стабилен и индивидуален**; б) **СФД аномалии возникают и обнаруживаются только на заключительном этапе подготовки землетрясения**. Оказалось, что этот период равен $1\div 16$ дня. На основе использования данного метода впервые были разработаны **“Атласы СФД “портретов” очагов землетрясений, готовящихся к реализации”** не только для Азербайджана и акватории Каспия, но и других регионов, в которых в течение 1986-2016 гг. произошли катастрофические и сильные землетрясения.

Но в октябре 2014 г. была создана фундаментальная платформа **нового программного обеспечения на принципиально новой основе**. Это – **“Автоматизированная технология № 2 оперативной оценки сейсмической обстановки по аномалиям в СФД полях Азербайджана”**. Скорость обработки данных **СФД мониторинга и оперативная оценка сейсмической обстановки в регионе выросла с 12-14 часов до 3-4 часов за 1 день**. При использовании данной технологии ежедневно выполняются следующие этапы работ: а) выявляется наличие или отсутствие аномалий (за 1 день: 305 значений по 17 параметрам на 26-ти объектах); б) по аномалиям в **СФД** полях оценивается сейсмическая обстановка в Каспии и Азербайджане ($m_l=3.0\div 4.0$) землетрясений; в) для прогнозируемого сейсмического события определяются **“диапазоны-интервалы”** его основных параметров: магнитуда, координаты и время реализации землетрясения в течение $1\div 16$ дней. В 2014 г. в указанном регионе произошло 7-м сильных землетрясений ($m_l=4.5\div 5.7$). Для 5-ти из них, был сделан корректный, правильный прогноз заранее, за $3\div 10$ дней. Положительный результат достоверности оперативной оценки сейсмической обстановки по аномалиям в **СФД** полях только за 2014 г. (результаты тестирования сразу после разработки) соответствовал 71%.

Главное различие между разработанными **“Автоматизированными технологиями № 1 и № 2...”** отражает 2 параметра: а) время, которое необходимо для получения конечного результата; б) формат **“Докладной записки руководству”**. В первом случае, для выполнения работы по оперативной оценке сейсмической обстановки по **СФД** полям требуется $5\div 6$ часов рабочего времени, а последний этап (**“Выводы”** – **“Докладная записка руководству”**) выполняется специалистом. Во втором, весь процесс работы целиком автоматизирован и завершается в течение $1\div 2$ часов, а автоматизированное заключение - **“Докладная записка руководству”** представляется в табличном и картографическом виде (табл. 1.; рис. 1.). Однако, достоверность полученных результатов при использовании 2-х указанных программных разработок для оперативной оценки сейсмической обстановки и оперативного сейсмопрогноза сильных землетрясений высока и достигает $70\div 75$ %. Отметим, что регионом использования вышеуказанных работ являются не только территория Азербайджана и акватория Каспия, но охватываются и более удалённые регионы: а) Каспий и Азербайджан- $m_l\geq 3.0$; б) сопредельные страны (Россия-Дагестан; Грузия, Армения, Турция, Иран- $m_b\geq 5.0$); в) страны, располагающиеся в области глубокофокусных ($h\geq 90$ км) очагов Гиндукушской сейсмозоны ($m_b\geq 6.0$); г) страны, в которых есть очаги катастрофических, планетарных землетрясений ($m_b\geq 5.0$) - (Индонезия, Япония, Чили). В настоящее время эти работы дублируются и уточняются 2-мя разными **“Автоматизированными технологиями № 1 и № 2”**. Однако, работа в указанном направлении полностью ещё не завершена. Отдельные программы тестируются и модернизируются.

На основе длительных (37 лет), круглогодичных **СФД** исследований, нами был сделан вывод о том, что решение главных вопросов в области достоверного сейсмопрогноза (определение **“диапазона-интервала”** координат, магнитуды и времени реализации готовящегося землетрясения) может быть осуществлено только по **СФД** полям, потому что именно флюиды в системе **“вода-порода”** являются чутким индикатором сейсмических, тектонических, физико-химических и др. процессов, которые действуют в сейсмическом очаге, на заключительном этапе подготовки землетрясений.

Факс отправлен: дата 12.01.2015
время 10:43:49

Председателю Прогнозной комиссии РЦСС при НАНА,
Ген. Директору РЦСС НАНА,
д.г.-м.н., Етирмишли Г.Д.
от нач-ка ОГХ, от нач-ка ОГХ, д.г.-м.н. Керамовой Р.А.

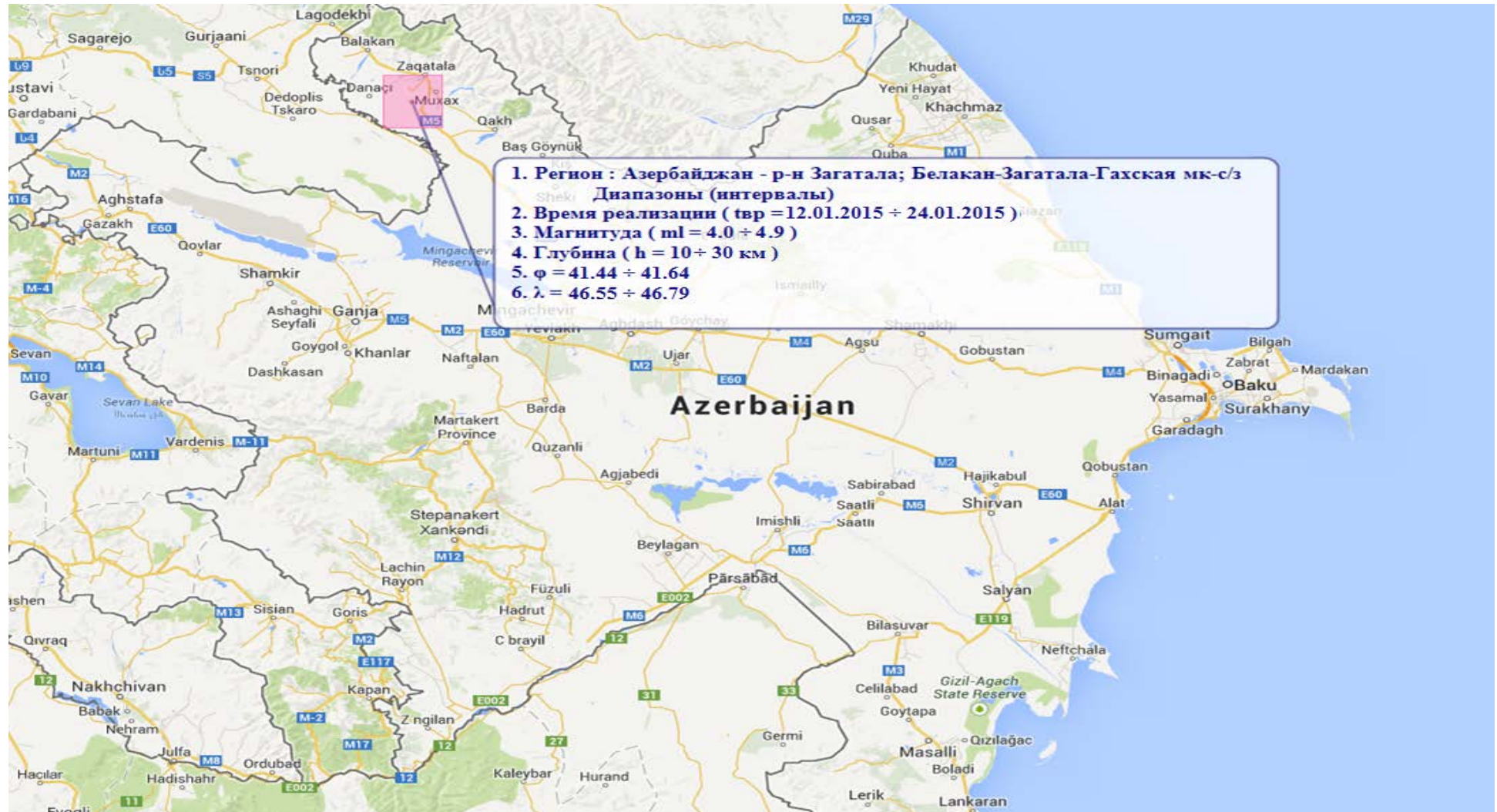
Докладная записка № 6 от 12.01.2015 г.

**Оценка сейсмической обстановки по сейсмофлюидодинамическим (СФД) полям Азербайджана
на период: 12.01.2015 – 24.01.2015 г.**

Регионы : Акватория Каспия и Анатолийско-Ирано-Кавказский тектонический блок (Азербайджан; Россия-Дагестан; Чечня; Грузия; Армения; Турция; Иран); сейсмозона Гиндукуша и Индийский океан

По результатам круглогодичного СФД мониторинга за период 27.12.2014-12.01.2015 г. в вариациях полей (гидро-, газо-, радиогеохимические и гидрогеодинамические) наблюдаются аномальные значения концентрации относительно фонового уровня для отдельных параметров: ионы Eh ; $\Sigma(Cl, Br, I)$; SO_4 ; Об.ж.; Ca ; Mg ; $\Sigma(Na, K)$. Аномалии наблюдаются на следующих станциях: гх/ст “Шамахи” (Шамахинский р-н), гх/ст “Бёюк-Гамья” (Сиазаньский р-н), гх/ст “Осакюджа” (Лянкяранский р-н). На остальных станциях значения параметров не превышают фоновые или близки к нему. Интерпретация данных СФД мониторинга указывает на вероятность возникновения землетрясения в следующем регионе :

№ п/п	Процент совпадения с эталоном, %	Название очага и микросейсмозоны	Параметры очага прогнозируемого землетрясения на период времени: 12.01.2015 – 24.01.2015 г.						
			Диапазоны (интервалы)						
			Значение диапазона, (min/max)	Координаты		Дата реализации прогнози- руемого земл-я	Время, оставшееся до реализации земл-я твр (дни)	Магнитуда, (ml/mb)	Глубин а, км (h)
				φ	λ				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	66	Азербайджан - р-н Загатала; Белакан-Загатала-Гахская мк-с/з	min	41.44	46.55	12.01.2015	0	ml = 4.0	10
			max	41.64	46.79	24.01.2015	13	ml = 4.9	30
2	80.00	СЗ Иран - 520 км к СЗ от г. Тегеран (30 км к ЮЗ от г. Ахар)	min	38.26	46.66	12.01.2015	0	ml = 5.0	10
			max	38.46	46.90	20.01.2015	9	ml = 5.9	30



Начальник ОСГХ РЦСС НАНА, д.г.-м.н. РАН и НАНА _____ Керимова Р.А.

Старший лаборант ОСГХ РЦСС НАНА _____ Гюлалиева Х.М.



Начальник ОСГХ РЦСС НАНА, д.г.-м.н. РАН и НАНА _____ Керимова Р.А.

Старший лаборант ОСГХ РЦСС НАНА _____ Гюлалиева Х.М

**Компьютерное моделирование сейсмических процессов в условиях Арктического шельфа высокоточными методами. Д. И. Петров.
Московский физико-технический институт.**

На сегодняшний день много внимание уделяется вопросу добычи углеводородов на Арктическом шельфе Российской Федерации. Работы по сейсмической разведке в таких условиях осложняются наличием водной толщи и ледовых образований на поверхности. В данной работе приводятся результаты компьютерного моделирования волновых процессов, происходящих в упругоакустической слоистой среде, соответствующей геологическим особенностям шельфа. Рассматриваются постановки задач, в которых имеют место слой воды, льда, грунта и углеводородсодержащий слой. Численный эксперимент проводится сеточно-характеристическим методом.

Ключевые слова: Арктический шельф, сеточно-характеристический метод, механика сплошных сред, сейсморазведка

Введение

Одной из наиболее важных стратегических задач экономики является поиск перспективных месторождений углеводородов, в особенности, в шельфовой зоне[1]. При сейсмических работах в таких условиях требуется высокая точность из-за высокой стоимостью ошибки.

1. Постановка задачи

В ходе данной работы решалась численно система уравнений, описывающих состояние сплошной линейно-упругой среды и полная система уравнений, описывающая акустическое поля. Для компонент скорости движения $\vec{v}$ и симметричного тензора напряжений Коши σ в линейно-упругой среде имеем:

$$\rho \frac{\partial}{\partial t} \vec{v} = (\nabla \cdot \sigma)^T \quad (1)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} \sigma = \lambda (\nabla \cdot \vec{v}) \mathbf{I} + \mu (\nabla \otimes \vec{v} + (\nabla \otimes \vec{v})^T) \quad (2)$$

В приближении идеальной жидкости для давления p и компонент скорости $\vec{v}$ получаем

$$\rho \frac{\partial}{\partial t} \vec{v} = -\nabla p \quad (3)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} p = -c^2 \rho (\nabla \cdot \vec{v}) \quad (4)$$

Где в (1), (2) λ , μ – параметры Ляме, определяющие свойства упругого материала, $\vec{a} \otimes \vec{b}$ – тензорное произведение векторов $\vec{a}$ и $\vec{b}$, $(\vec{a} \otimes \vec{b})^{ij} = a^i b^j$, $\mathbf{I}$ – единичный тензор второго ранга. В (4) за c обозначена скорость звука в идеальной жидкости. Скорость продольных волн в линейно-упругой среде можно найти по формуле

$$c_p = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}}, \quad (5)$$

а скорость поперечных волн вычисляется в соответствии с

$$c_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}}. \quad (6)$$

2. Численный метод

Для численного решения систем (1), (2) и (3), (4) используется сеточно-характеристический метод на криволинейных структурных сетках, позволяющий строить корректные численные алгоритмы для расчета граничных точек и точек, лежащих на поверхностях раздела двух сред с разными параметрами Ляме и (или) плотностями.

Систему (1), (2) в двумерном случае можно представить в следующем виде

$$\frac{\partial \bar{q}}{\partial t} + \mathbf{A}_1 \frac{\partial \bar{q}}{\partial x_1} + \mathbf{A}_2 \frac{\partial \bar{q}}{\partial x_2} = 0. (7)$$

В (7) под вектором $\bar{q}$ понимается вектор, составленный из двух компонент скорости и трех компонент симметричного тензора напряжений

$$\bar{q} \in \{v_1, v_2, \sigma_{11}, \sigma_{22}, \sigma_{12}\}^T.$$

Вначале применяется метод расщепления по пространственным координатам, в результате чего имеем две одномерных системы:

$$\frac{\partial \bar{q}}{\partial t} = \mathbf{A}_j \frac{\partial \bar{q}}{\partial x_j}. (8)$$

Каждая из этих систем является гиперболической и обладает полным набором собственных векторов с действительными собственными значениями, поэтому каждую из систем можно переписать в виде:

$$\frac{\partial \bar{q}}{\partial t} = \mathbf{\Omega}_j^{-1} \mathbf{\Lambda}_j \mathbf{\Omega}_j \frac{\partial \bar{q}}{\partial x_j},$$

где матрица $\mathbf{\Omega}_j$ – матрица, составленная из собственных векторов, $\mathbf{\Lambda}_j$ – диагональная матрица, элементами которой являются собственные значения. Для всех координат матрица $\mathbf{\Lambda}$ имеет вид (индекс j далее опускается, где это возможно):

$$\mathbf{\Lambda} = \text{diag}\{c_p, -c_p, c_s, -c_s, 0\}.$$

После замены переменных $\bar{p} = \mathbf{\Omega} \bar{q}$ каждая из систем (8) распадается на пять независимых скалярных уравнений переноса:

$$\frac{\partial \bar{p}}{\partial t} + \mathbf{\Lambda} \frac{\partial \bar{p}}{\partial x} = 0.$$

Одномерные уравнения переноса решаются с помощью метода характеристик, либо обычными конечно-разностными схемами.

После того, как все компоненты перенесены, восстанавливается само решение:

$$\bar{q}^{n+1} = \mathbf{\Omega}^{-1} \bar{p}^{n+1}.$$

Решение системы (3), (4) в двумерном случае, а также решение систем (1), (2) и (3), (4) в трехмерном случае проводится по аналогичным алгоритмам.

В программе реализовано применение TVD-разностных схем 2-го порядка точности [9], 15 различных лимитеров [10], в расчетах в основном используются ограничитель superbee [11] и сеточно-характеристические схемы 2-4 порядка точности [6].

3. Контактное условие между жидкостью и твердым телом

Пусть в части области интегрирования a решается система уравнений (1), (2) а в части области интегрирования b решается система уравнений (3), (4). Рассмотрим контактное условие между ними. Система (1), (2) в трехмерном случае имеет три выходящих характеристики, а система (3), (4) в трехмерном случае имеет одну выходящую характеристику. Таким образом, для нахождения всех четырех выходящих характеристик необходимо выполнение следующих контактных условий:

$$p^{b,n+1} = -(\sigma^{a,n+1} \cdot \vec{p}) \cdot \vec{p}, \quad (8)$$

$$\sigma^{a,n+1} \cdot \vec{p} - (\sigma^{a,n+1} \cdot \vec{p}) \cdot \vec{p} = 0 \quad (9)$$

$$\vec{v}^{a,n+1} \cdot \vec{p} = \vec{v}^{b,n+1} \cdot \vec{p}. \quad (10)$$

Условие (8) представляет собой равенство нормальной компоненты поверхностной плотности сил со стороны твердого тела давлению в идеальной жидкости, условие (9) обеспечивает равенство нулю тангенциальной компоненты поверхностной плотности сил со стороны твердого тела, а (10) задает равенство нормальных компонент скоростей в идеальной жидкости и твердом теле. В (8)-(10) за $\vec{p}$ обозначена внешняя нормаль к твердому телу, являющаяся внутренней нормалью к жидкости.

Вычисляется вектор скорости $\vec{V}$, такой, чтобы условия (8) - (10) были выполнены. Далее для твердого тела используется граничное условие с заданной скоростью, а для жидкости используется граничное условие с заданной нормальной компонентой скорости.

Исследование выполнено при финансовой поддержке Министерства образования и науки Российской Федерации в рамках Соглашения о предоставлении субсидии No 14.575.21.0084 от 20 октября 2014 года (уникальный идентификатор ПНИ: RFMEFI57514X0084), выполняемого в Московском физико-техническом институте (государственном университете).

Литература

1. P. C. Etter Underwater Acoustic Modelling and Simulation, 3rd edition //ред., London: Spon Press, 2003.
2. Магомедов К. М., Холодов А. С. Сеточно-характеристические численные методы. – М.: Наука, 1988 г., 287 с.
3. Favorskaya A.V., Petrov I.B., Sannikov A.V., Kvasov I.E. Grid Characteristic Method Using High Order Interpolation on Tetrahedral Hierarchical Meshes with a Multiple Time Step. // Mathematical Models and Computer Simulations. 2013. V. 5. No. 5. P. 409 - 415.
4. В. И. Голубев, И. Б. Петров, Н. И. Хохлов Численное моделирование сейсмической активности сеточно-характеристическим методом // Ж. вычисл. матем. и матем. физ., т. 53, № 10, с. 1709–1720, 2013.

Секция **Обработка сейсмических данных**



Волновой метод подавления кратных и однократных волн, не использующий знания глубинно-скоростной модели среды. Экспресс методика идентификации продуктивных коллекторов УВ.

Фатьянов Алексей Геннадьевич.

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт вычислительной математики и математической геофизики Сибирского отделения Российской академии наук (ИВМиМГ СО РАН), г. Новосибирск.

Вопросам распознавания и предсказания кратных волн посвящены многочисленные теоретические и экспериментальные работы. В работе [1] дан подробный обзор методов и приёмов, существующих на то время, решения данной проблемы. За прошедшее время появился ряд новых методов подавления кратных волн, но полностью решить данную проблему не удалось. В настоящее время метод подавления кратных волн от свободной поверхности (SRME) считается наиболее эффективным методом, который основан на моделировании (предсказании) кратных волн (например, [2]). Он, однако, имеет существенное ограничение, он не может подавлять внутренне кратные отражения [3]. Это принципиальное ограничение не позволяет использовать SRME для сред со сложным глубинно-скоростным строением. Ранее,

на основе полученного аналитического представления решения для однократных волн в спектральной области, разработан волновой метод подавления кратных и однократных волн, не требующий знания глубинно-скоростной модели среды [4]-[7]. С использованием метода подавления кратных и однократных волн разработана экспресс методика определения продуктивных коллекторов УВ по суммарному разрезу. Приведены результаты обработки реальных данных. Показано, что в месте нового бурения на Чайкинской площади (Восточная Сибирь) месторождения быть не может. При выполнении работы ни место, ни результаты бурения автору были неизвестны. Новая скважина оказалась “непригодной для промышленного использования”. Сделан прогноз продуктивных коллекторов для данного региона.

Подавление кратных волн для реальных данных

Для иллюстрации возможности метода подавления кратных волн без использования глубинно-скоростной модели среды проведена дообработка промышленного временного разреза. По временному разрезу глубинно-скоростную модель среды получить нельзя. Т.е. здесь в чистом виде будут иллюстрироваться возможности нового метода подавления кратных волн.

На рисунке 1 приведен промышленный временной разрез. На рисунке 2 приведен результат подавления кратных. Волновая картина стала существенно чище. Из геологии региона точно известно, что волна обозначенная стрелкой слева является однократной, а справа – кратной (По данным и с разрешения ОАО «НК «Роснефть»). Из рисунка 2 видно, что кратная волна полностью подавилась, а однократная осталась практически неизменной. Промышленный временной разрез строился на основании современных достижений с использованием промышленного пакета ProMAX. Тем не менее, использование нового метода позволило существенно повысить качество обработки.

Идентификация продуктивных коллекторов для Восточной Сибири

На основе метода подавления кратных и однократных волн разработана методика выделения коллекторов. На рисунке 3 приведён суммарный временной разрез 0005finalZ для Чайкинской площади с продуктивной скважиной (зелёная стрелка). Она расположена на 620 мск. На рисунке 4 - результат выделения всех коллекторов и красной стрелкой выделена новая скважина. Из рисунка 4 видно, что скважина заложена в месте наибольшего сосредоточения выделенных коллекторов. При этом до начала работы положение заложённой новой скважины автору было неизвестно. Это практически подтверждает разработанную методику выделения коллекторов на основе подавления кратных и однократных волн. Кроме того развитая методика позволила четко проследить Хамакинский горизонт, в котором находится вскрытое месторождение, что не удалось сделать по

стратиграфической привязке горизонтов [8]. Это позволило для идентификации продуктивных коллекторов использовать методику “яркого пятна”.

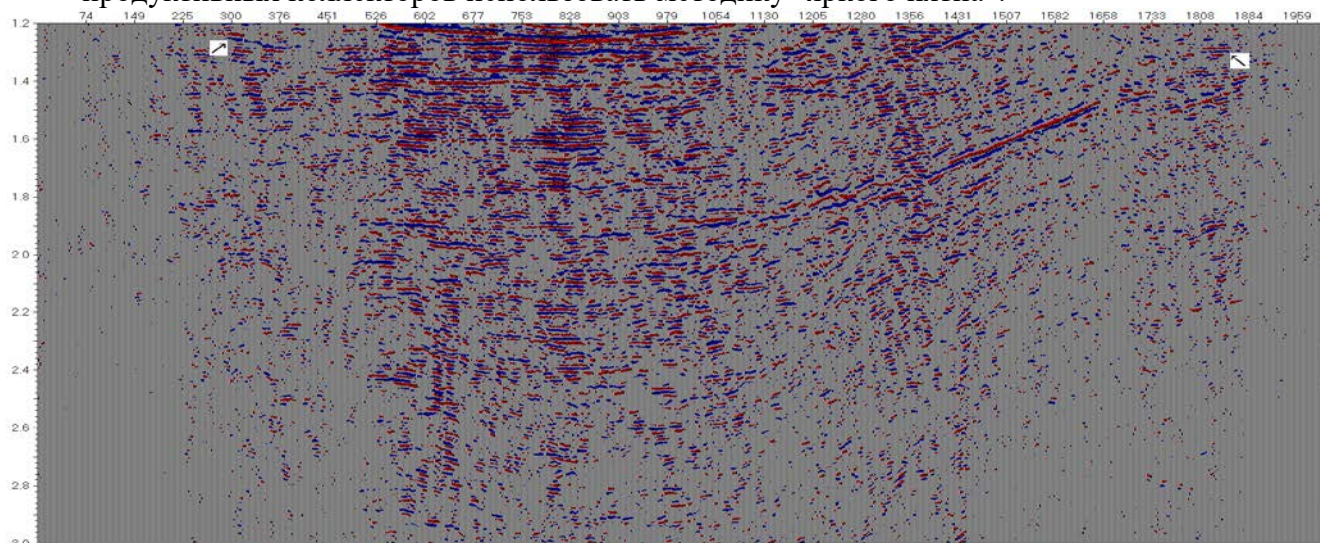


Рис. 1. Реальный промышленный временной разрез для Восточной Сибири.

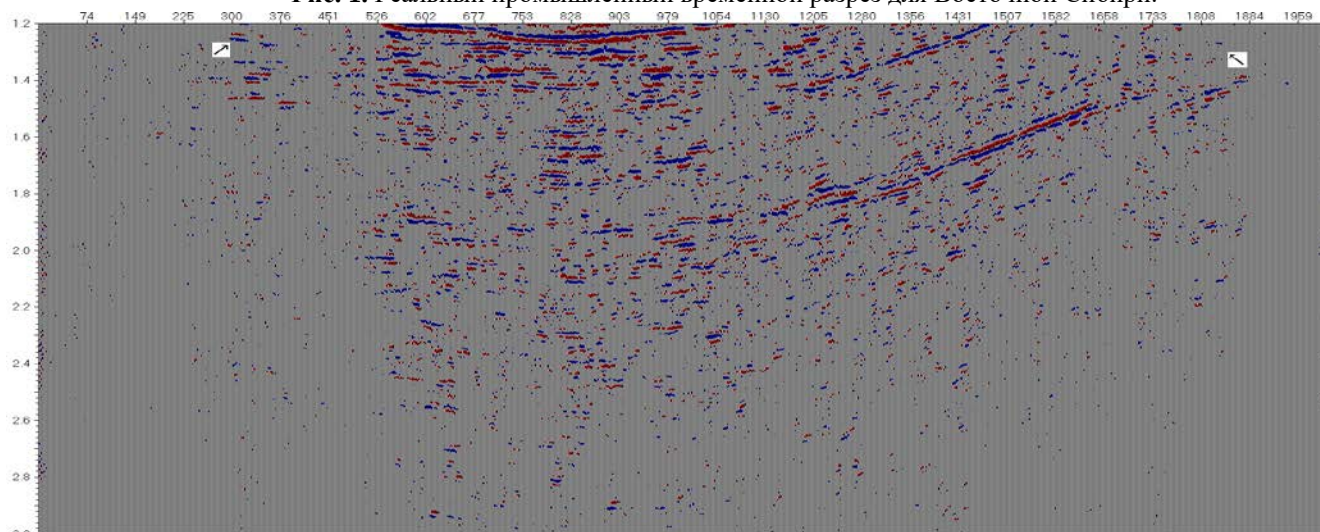


Рис. 2. Результат подавления кратных для реального временного разреза на рис. 1.

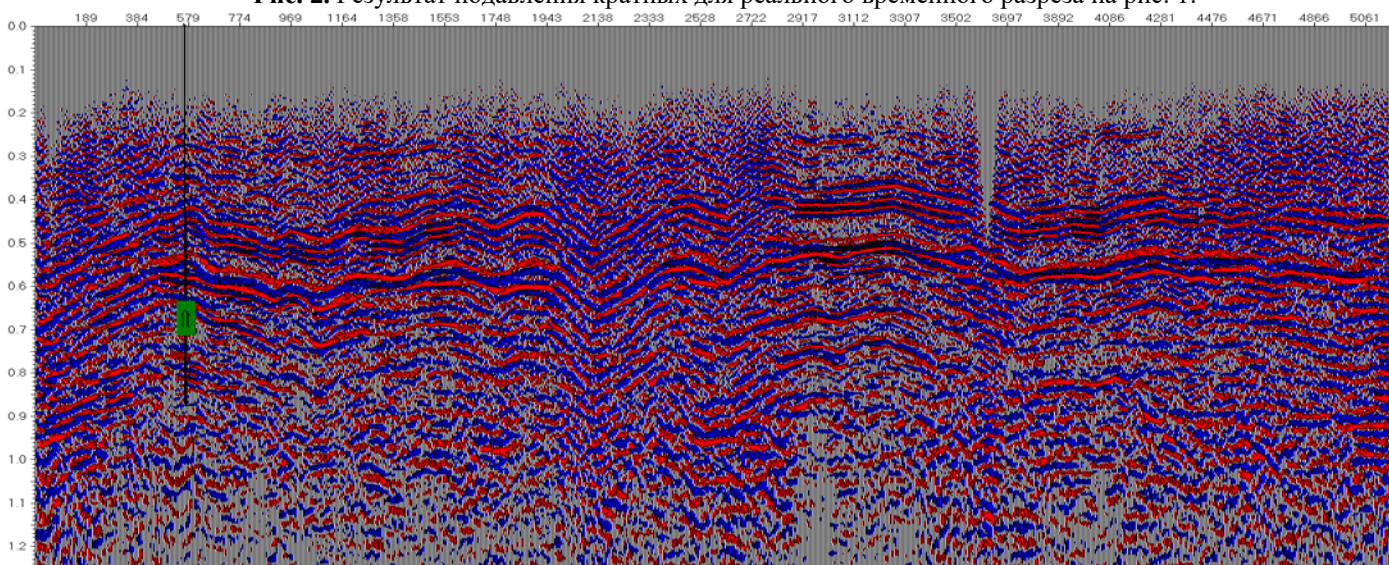


Рис. 3. Суммарный временной разрез для Чайкинской площади с продуктивной скважиной.

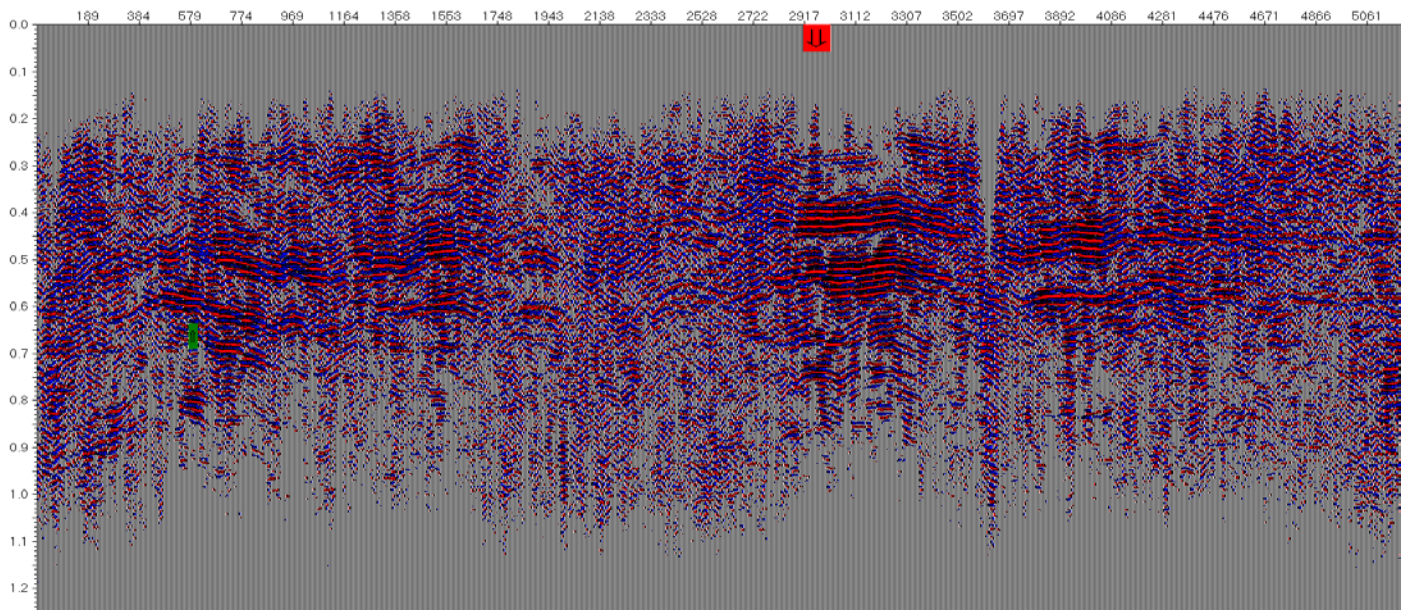


Рис. 4. Результат выделения всех коллекторов для разреза на рис. 3. Красной стрелкой обозначена новая скважина.

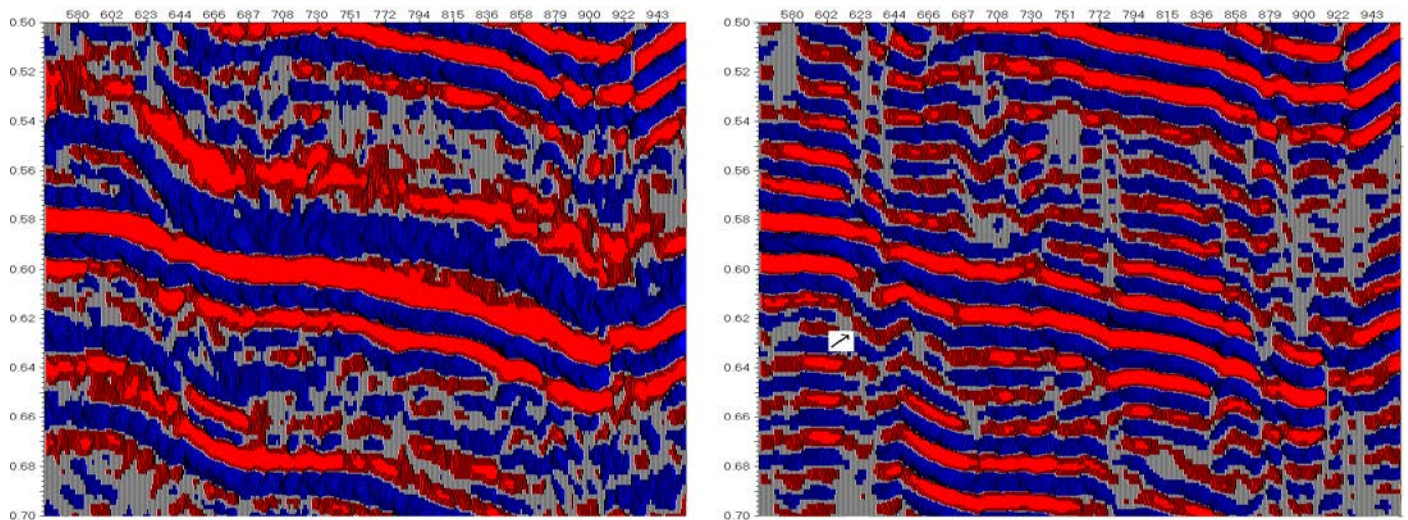


Рис. 5. Фрагмент временного разреза для Чайкинской площади, начинающегося на скважине. Справа – результат обработки. Стрелкой выделен эффект разрастания амплитуды (“яркое пятно”).

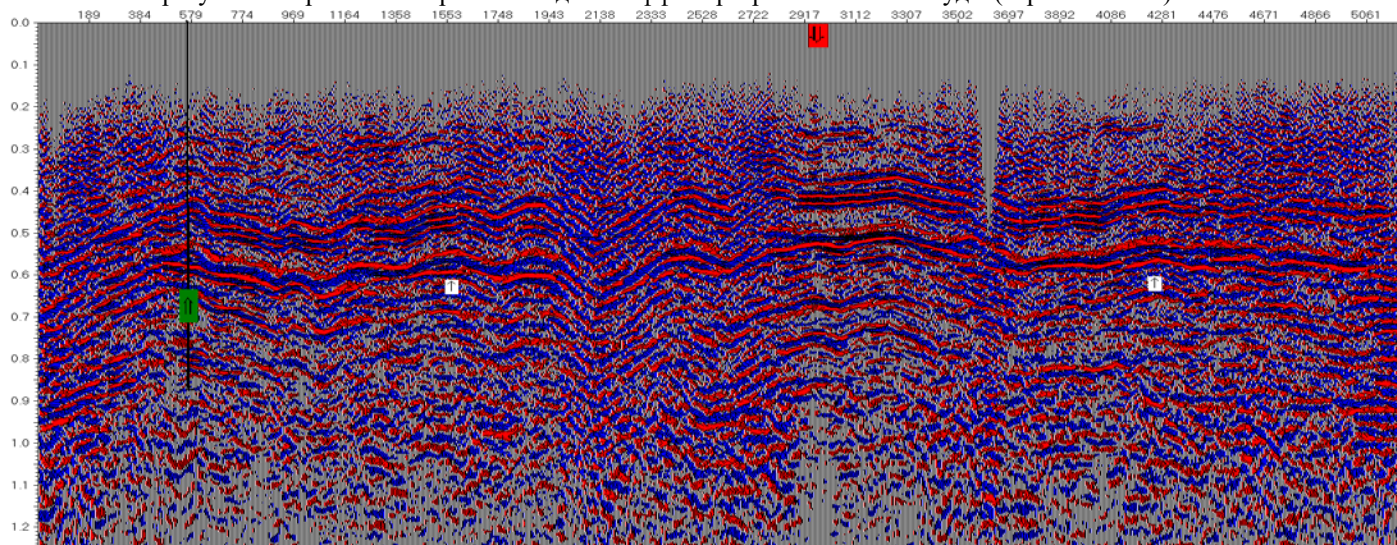


Рис. 6. Прогнозируемые коллектора (выделены черными стрелками). Действующее месторождение – зелёная стрелка. Красной стрелкой обозначена новая “сухая” скважина.

Анализ волнового поля вблизи скважины (рис.5) показывает, что в случае наличия залежи (рис.5, справа) после обработки возникает перераспределение интенсивностей волн.

Одни волны существенно ослабевают, а при наличии коллектора возрастают. Так, при наличии коллектора (рис.5, справа) чётко выделяется выделенная стрелкой покрывка (упор). Исходя из этого, проведен анализ временного разреза. При этом показано, что в месте нового бурения Хамакинский горизонт не является продуктивным. Новая скважина оказалась “сухой”. В работе получен также прогноз расположения продуктивных коллекторов. Он приведен на рис. 6. Прогнозируемые продуктивные коллектора выделены черными стрелками.

В [9] говорится: “Недорогое обоснование аномалий амплитуд на сейсмических записях часто является наиболее эффективным методом снижения геологоразведочного риска”. В данной работе обработка строится исключительно на основе методов математической геофизики поиска месторождений углеводородов без использования глубинно-скоростной модели среды. Это даёт возможность экспресс обработки с целью снижения геологоразведочного риска. Отметим, что при проведении обработки по Чайкинской площади ни место заложения новой скважины, ни результаты бурения автору были неизвестны.

Литература

1. Козлов Е.А. Распознавание и подавление многократных волн в сейсморазведке. – М.: Недра. 1982.
2. Брюс Вэбб, Татьяна Гречишникова, и Ричард Уайтбрэд, 2008, Технология подавления кратных волн 3D SRME на примере данных морской съемки района Черного моря. Международная конференция “Геомодель-2008”, Геленджик, Россия.
3. Денисов М.С. О подавлении кратных волн при обработке результатов морской площадной сейсморазведки. Части 1-2. Технологии сейсморазведки, 1, 2009, с. 18-35.
4. Фатьянов А.Г. Аналитическое моделирование сейсмических волновых полей и волновой метод подавления кратных волн. //Технологии сейсморазведки, 2010, 2, с. 16-22.
5. Фатьянов А. Г. Методы обработки сейсмической информации, не использующие знания глубинно-скоростной модели среды. Материалы 1-й научно-практической конференции «Геология, геофизика и минеральное сырье Сибири». – Новосибирск: СНИИГГиМС, т.2., 2014, с. 77-82.
6. Фатьянов А.Г. Аналитическое моделирование сейсмических волновых полей и некоторые результаты обработки сейсмических данных, не использующие глубинно-скоростную модель среды. Материалы 2-й научно-практической конференции «Геология, геофизика и минеральное сырье Сибири». – Новосибирск: СНИИГГиМС, т.2., 2015, с. 142-145.
7. А.Г. Фатьянов. Волновой метод подавления кратных волн для морских данных для сред произвольного строения. Сибирские электронные математические известия. Т. 12, с. 63-73 (2015).
8. А.В. Мигурский, В.С., Старосельцев, Н.В. Мельников и др. Опыт изучения Чайкинского поднятия – крупного объекта нефтегазопроисхождения на Сибирской платформе. //Нефтегазовая геология, 2010, 4, с. 14-25.
9. Фред Дж. Хилтерман, Интерпретация амплитуд в сейсморазведке. Издательство ГЕРС. 2010, 252с.

Использование метода динамического пересчета для изучения преломляющих границ в верхней части земной коры на опорном профиле 3-дв (Северо-восточный участок, Магаданская обл.).

Полянский Павел Олегович¹, Еманов Александр Федорович¹, Сальников Александр Сергеевич².

¹ Алтае-Саянский филиал Геофизической службы СО РАН, г. Новосибирск.

² ФГУП Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья, г. Новосибирск.

Введение

Представленная статья посвящена результатам автоматизированной обработки сейсмических данных головных волн с помощью метода динамического пересчета [1]. Данные были получены при проведении полевых работ ГПП «СПЕЦГЕОФИЗИКА» на Северо-Восточном участке профиля 3-ДВ. Эта работа непосредственно связана с работами [3, 4], где рассмотрены результаты обработки данных головных волн с помощью метода динамического пересчета, зарегистрированных на Центральном и Северо-Западном участках опорного профиля 3-ДВ, пересекающих северо-восточную часть Сибирской платформы и зону сочленения Сибирской платформы и Верхояно-Колымской складчатой области.

Северо-Восточный участок профиля 3-ДВ расположен между отметками 2100 км и 2650 км, (примечание – здесь и далее, расстояние отсчитываем от южного края профиля 3-ДВ, характеризующегося отметкой 0 км). Северо-восточный участок профиля 3-ДВ расположен в пределах Верхояно-Колымской складчатой системы. На всем протяжении исследуемый участок профиля поочередно пересекает несколько крупных геологических структур (рис.1): Аян-Юряхский антиклинорий (АЮА, 2100-2250 км), Иньяли-Дебинский мегасинклинорий (ИДС, 2250-2550 км) и Оротукано-Балыгычанское поднятие (ОБП, 2550-2650 км).

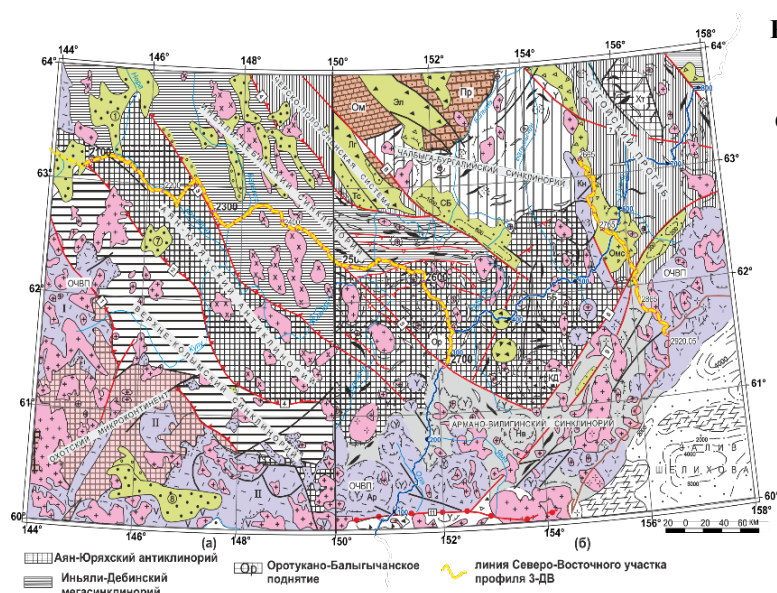


Рис. 1. Схемы тектонического районирования в полосе

Северо-Восточного участка профиля 3-ДВ.

а) – Сурмилова Е.П., 1999 г., ВСЕГЕИ;

б) – Корольков В.Г., 1992 г., ВСЕГЕИ.

Динамический пересчет головных волн с помощью фильтров Винера

Одним из немногих автоматизированных методов динамической обработки данных головных волн, полученных по системе многократных перекрытий, является динамический

пересчет, основы которого заложены Крыловым С.В. и Сергеевым В. Н. в [2], и усовершенствованный Емановым А.Ф. и Селезневым В.С. в [1].

Метод динамического пересчета головных волн основан на предположении о том, что изучаемая среда, на поверхности которой расположены источники и приемники колебаний, рассматривается как линейная система, свойства которой полностью определяются ее спектральной характеристикой. Идея динамического пересчета основана на теории оптимальной винеровской фильтрации: обеспечении минимума математического ожидания квадрата ошибки между сигналом, пропущенным через фильтр, и истинным сигналом на выходе линейной системы. Такая методика позволяет подавлять волны, нагоняющие годографы которых не параллельны, а также подавлять случайные помехи и выделять из первичного волнового поля волновые поля волн, нагоняющие годографы которых параллельны, и пересчитывать их в динамические временные разрезы и в сейсмограммы ОПВ.

В рамках метода, временным разрезом по головной волне на заданной базе обобщенной плоскости является набор трасс с фиксированным удалением источник-приемник, на котором присутствуют только волны с параллельными нагоняющими годографами. Термином “база” в рамках метода динамического пересчета головных волн, обозначаем не интервал, а фиксированное значение удаления источник-приемник, присущее точке обобщенной плоскости, в которую производим динамический пересчет.

Интерпретация временных разрезов головных волн (Северо-Восточный участок профиля 3-ДВ)

На рис.2 приведен результат динамического пересчета волнового поля, зарегистрированного на отрезке профиля 2240-2250 км (АЮА), в сейсмограмму ОПВ.

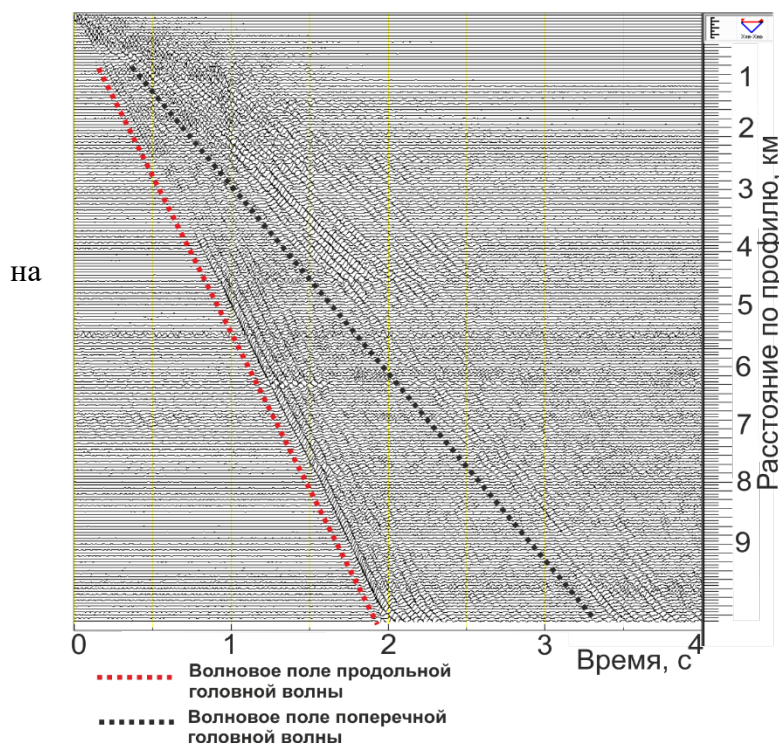


Рис. 2. Результат динамического пересчета волнового поля, зарегистрированного в пределах Аян-Юряхского антиклинория, в сейсмограмму ОПВ.

На сейсмограмме, показанной рис.2, в первых вступлениях прослеживается продольная головная волна, кажущаяся скоростью которой составляет 4.9-5.2 км/с. В последующих вступлениях прослеживается поперечная головная волна, кажущаяся скоростью которой колеблется в интервале 2.9-3 км/с. По-видимому, обе волны

соответствуют одной и той же преломляющей границе.

В рамках исследования, были построены временные разрезы головных волн по Северо-Восточному участку профиля 3-ДВ на базах 5000 м и 7000 м. На рис.3 показан временной разрез головных волн на базе 7000 м.

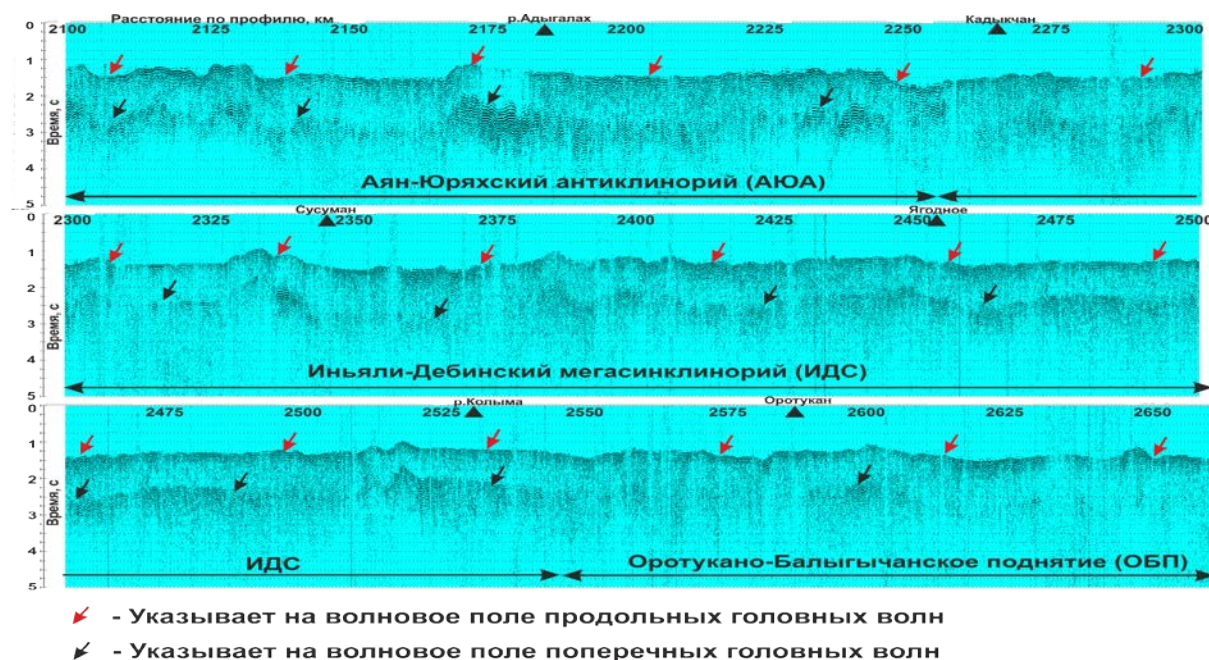


Рис. 3. Временной разрез головных волн на базе 7000 м по Северо-Восточному участку профиля 3-ДВ.

В первых вступлениях временного разреза прослеживаются волновые поля, показанные красными стрелочками. Эти волновые поля соответствуют продольным головным волнам, на исходных сейсмограммах прослеживаемым в первых вступлениях.

Необходимо отметить, что в отличие от временных разрезов отраженных волн, на временных разрезах головных волн, полученных с помощью динамического пересчета возможны случаи, когда в последующих вступлениях временного разреза прослеживаются волновые поля, соответствующие тем же преломляющим границам, что и волновые поля, фиксируемые в первых вступлениях. Например, отображения волновых полей продольных и поперечных головных волн, как на рис.3: в последующих вступлениях временного разреза прослеживаются волновые поля, которые соответствуют поперечным головным волнам (показаны черными стрелочками на рис.3). Глубина залегания преломляющих границ варьируется по профилю в диапазоне 0.7-1.7 км.

Два временных разреза, построенные по области прослеживания одной и той же головной волны, позволяют приближенно оценить граничную скорость этой головной волны: разность баз временных разрезов делим на разность времен пробега, зафиксированных для каждой трассы временного разреза. Для Северо-Восточного участка профиля 3-ДВ были оценены граничные скорости продольных (V_p) (рис.4, красный график) и поперечных головных волн (V_s) (рис.4, черный график).

Использував формулу (1), была получена оценка коэффициента Пуассона (ν), для горных пород слагающих преломляющую границу:

$$\nu = \frac{(V_p^2 / V_s^2) - 2}{2 \cdot ((V_p^2 / V_s^2) - 1)} \quad (1)$$

Значения коэффициента Пуассона приведены на рис. 4 (синий график). Граничные скорости

продольных головных волн варьируются по профилю в пределах 5-6.1 км/с, граничные скорости поперечных головных волн изменяются в диапазоне 3-3.7 км/с.

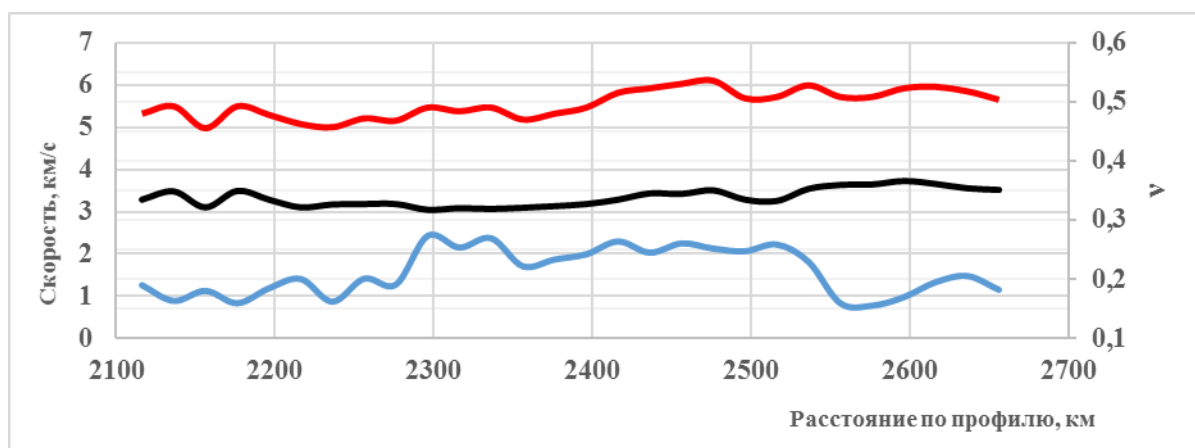


Рис. 4. Граничные скорости продольных (красный график) и поперечных (черный график) головных волн. Синий график – значения коэффициента Пуассона.

Значения коэффициента Пуассона колеблются по профилю в интервале 0.16-0.28. Область Аян-Юряхского антиклинория (АЮА) характеризуется значениями ν 0.16-0.2. В Зоне сочленения АЮА и Иньяли-Дебинского мегасинклинория (2250-2300 км) наблюдается резкий скачок значений ν : от 0.19 до 0.27. В пределах ИДС фиксируются повышенные значения коэффициента Пуассона: 0.22-0.28. На интервале профиля, секущем Оротукано-Балыгычанское поднятие, наблюдаются значения ν : от 0.17 до 0.2.

Заключение

- Динамический пересчет позволил выделить волновые поля как продольных, так и поперечных головных волн, соответствующие верхней части земной коры в различных частях Верхояно-Колымской складчатой системы: Аян-Юряхском антиклинории (АЮА), Иньяли-Дебинском мегасинклинории (ИДС) и Оротукано-Балыгычанском поднятии (ОБП).
- Граничные скорости продольных головных волн изменяются в диапазоне 5-6.1 км/с, граничные скорости поперечных головных волн варьируются в диапазоне 3-3.7 км/с.
- Значения коэффициента Пуассона варьируются по профилю в пределах 0.16-0.28, в пределах ИДС наблюдаются максимальные значения ν : 0.22-0.28.

Литература

1. Еманов А. Ф., Селезнев В. С., Коршик Н.А. Динамический пересчет головных волн при обработке данных сейсморазведки // Геология и геофизика, 2008. т. 49, № 10, с.1031-1045.
2. Крылов С. В., Сергеев В. Н. Свойства головных волн и новые возможности автоматизации их обработки // Геология и геофизика, 1985. №4, с.92-102.
3. Полянский П.О., Сальников А.С., Еманов А.Ф. Применение алгоритма динамического пересчёта головных волн к обработке данных ОГТ (Северо-Западный участок опорного профиля 3-ДВ) // Геофизические методы исследования земной коры. Материалы всероссийской конференции, посвящённой 100-летию со дня рождения академика Н.Н.Пузырёва (8-13 декабря 2014 г.). Новосибирск: Изд-во ИНГГ СО РАН, 2014. с.238-243.
4. Полянский П.О., Сальников А.С., Еманов А.Ф. Применение динамического пересчета головных волн на Центральном участке профиля 3-ДВ (респ. Якутия) для изучения преломляющих границ верхней части земной коры // Материалы XII Международного

научного конгресса и выставки «Интерэкспо Гео-Сибирь-2016». – Новосибирск: СГУГиТ., 2016, *(статья принята к публикации)*.

Анализ сейсмических скоростей, рассчитанных по технологии параметрической развертки отображений (ПРО).**Мраморова Ирина Михайловна, Глаголев Александр Юрьевич.****ЗАО Пангея, г. Москва.**

Основная цель настоящего доклада - показать опыт применения метода ПРО, позволяющего получать скоростные характеристики в среде, для решения задачи получения глубинно-скоростной модели.

Как известно, в интерпретации используются скорости, полученные в результате исследований в скважинах (ВСП, сейсмокаротаж); при наличии плотной сети скважин скоростная картина получается путем интерполяции между ними, но зачастую скважин на площади имеется ограниченное количество, а интерполяция при больших межскважинных расстояниях и неоднородном изменчивом геологическом строении разреза дает ошибочные представления о скоростном строении среды [5]. Поэтому возникает необходимость использования сейсмических скоростей, которые получают в процессе обработки и определены для всего разреза или куба.

Скорости ОГТ являются эффективным параметром накапливания, они значительно зависят от формы и углов наклонов границ, поэтому не имеют физического смысла и не являются близкими к реальным скоростям в среде. Отдельного внимания заслуживают скорости миграции, однако рассмотрение этого вопроса выходит за рамки данного доклада.

Для получения знаний о скоростях в каждой точке среды предлагаем обратиться к методу параметрической развертки отображений (ПРО). Как известно [1], метод не имеет ограничений на форму и углы наклона границ, и аналитически и практически на моделях доказано, что скорости суммирования ПРО очень близки к среднеквадратическим скоростям в среде. Теоретические основы метода ПРО изложены в работах [1, 2, 3]. Остановимся на определении сейсмических скоростей методом параметрической развертки отображений в сравнении с методом ОГТ [2].

Предельно-эффективная скорость ОГТ записывается формулой:

$$V_{\text{огт}}^2 = \left(\frac{1}{2} \frac{d^2 t^2}{dl^2} \bigg|_{l=0} \right)^{-1},$$

где $t(l)$ – годограф ОГТ.

В методе ПРО принципиально отличается подход к накапливанию и получению скорости: для накапливания используются произвольные расстановки ПВ-ПП относительно точки накапливания (в отличие от метода ОГТ, где используются только симметричные), вводится оператор, преобразующий время для ненулевых выносов во время, соответствующее нулевому выносу. Преобразованию и накапливанию подвергаются все трассы, ПВ и ПП которых находятся по разные стороны от заданной координаты. При этом синфазно

суммируются операторы в точке касания, что соответствует общей точке отражения. При соблюдении равенства углов падения и отражения, положения ПВ и ПП определяются некоторым параметром R – радиусом поверхности общих нормалей для однородной среды – окружности, которая является геометрическим местом точек отражений при фиксированном положении пунктов взрыва и приема и точки выхода нормали. С участием этого параметра записывается формула для предельно-эффективной скорости ПРО:

$$V_{\text{ПРО}}^2 = \left(\frac{1}{2} \frac{d^2 t^2}{dl^2} \Big|_{l=0} - \frac{t^2(0)}{16R^2} \right)^{-1},$$

где $l = x_r - x_s$, $t(l)$ – годограф общей точки отражения;

R – радиус поверхности общих нормалей, соответствующий этой точке.

Необходимо заметить, что в случае симметричной расстановки параметр R стремится к бесконечности, таким образом, формула приобретает вид формулы для скорости ОГТ. Формула для скорости ПРО усложняется в случае обменных волн, когда скорость падающей волны не совпадает со скоростью восходящей [2].

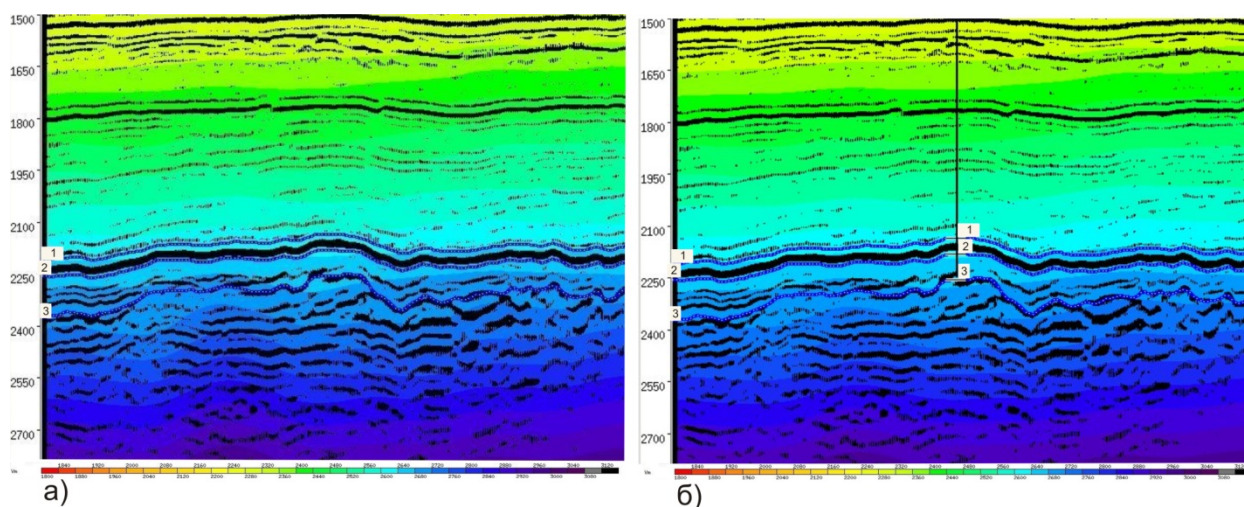


Рис. 1 Фрагмент сейсмического разреза: совмещенный с разрезом средних скоростей ПРО (а), совмещенный с разрезом средних скоростей ПРО после калибровки по скважинным данным (б).

В процессе скоростного анализа по методу ПРО определяются скорости накапливания, наиболее близкие к среднеквадратическим скоростям; из них рассчитываются интервальные скорости, а на их основе - средние скорости ПРО. Фактор преломления оказывает влияние на абсолютное значение скорости, завышая ее относительно средней, как показывает практика [4]. Поэтому получаемые в процессе обработки средние скорости отличаются от средних геологических скоростей с точностью до множителя. Такое различие можно откорректировать с использованием данных по ближайшим скважинам. При наличии информации об отметках глубин по каждой скважине на площади рассчитываются корректирующие множители на весь разрез или куб средних скоростей ПРО. На рисунке 1 (а) представлен фрагмент сейсмического разреза, наложенный на разрез средних скоростей

ПРО, а на рис. 1 (б) - этот же разрез после калибровки с учетом отметок в скважинах. На рис. 2 представлен фрагмент разреза, наложенный на разрез интервальных скоростей.

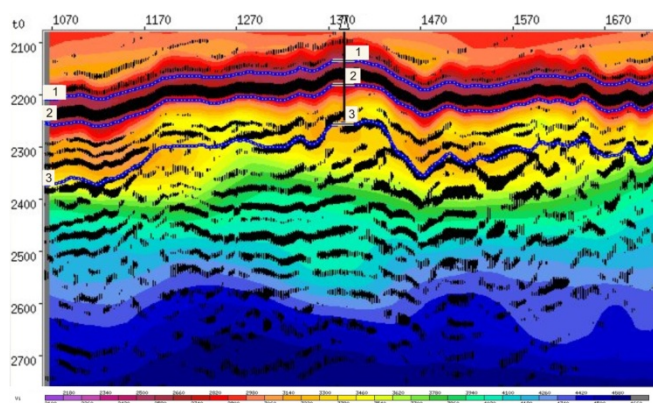


Рис. 2 Фрагмент сейсмического разреза, совмещенный с разрезом интервальных скоростей после калибровки средних скоростей по скважинным данным.

Скоростное распределение на данном рисунке, включая слой пониженных интервальных скоростей между горизонтами 1 и 2, отвечает ожиданиям, которые основаны на данных акустического каротажа в скважине, вскрывающей эти слои.

В качестве верификации полученных результатов представим сопоставление средних скоростей ПРО со средними скоростями по данным ВСП и акустического каротажа [6, 7]. На

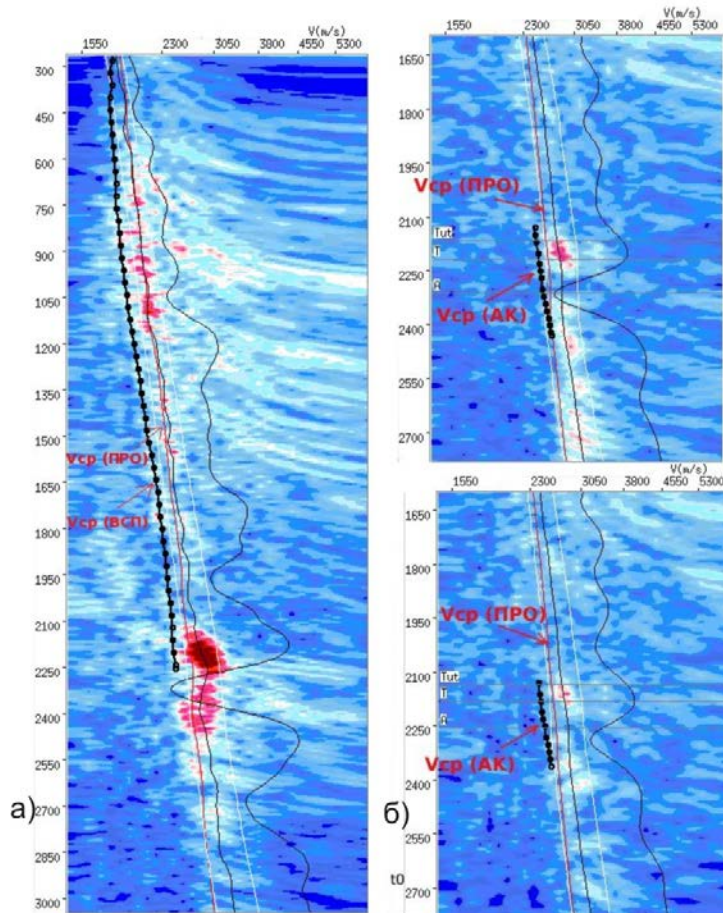


Рис. 3 Энергетические спектры ПРО в точках различных скважин на площади, сопоставление средних скоростей ПРО со скоростями: а - по данным ВСП, б - по данным АК

коллектора. Для этого применимы разрезы интервальных скоростей, на которых контрастно

скоростном спектре показаны кривые средних скоростей, определенные по методу ПРО и по данным ВСП (рис. 3а) и данным акустического каротажа (рис. 3б). Характер кривых $V_{cp}(ПРО)$ и $V_{cp}(ВСП)$ схож, скорости ПРО превышают скорости по ВСП на 8-10%; поведение кривых $V_{cp}(ПРО)$ и $V_{cp}(АК)$ также сходно, расхождение составляет около 5-8%. На наш взгляд, сопоставление кривых скоростей ПРО и скоростей по скважинным данным подтверждает корректность расчета скоростей ПРО.

Скорости ПРО в сочетании с другими атрибутами успешно используются в процессе интерпретации данных при решении задач прогноза

выделяются искомые зоны. Интервальные скорости ПРО являются полезным независимым атрибутом, подтверждающим или уточняющим проведенную интерпретацию сейсмических данных.

Обобщая выше сказанное, следует отметить, что использование скоростей ПРО корректно как для изучения скоростного распределения в среде с пликативным залеганием геологических границ и для построения временного разреза по методу ПРО, так и для дальнейшей интерпретации данных.

Литература

1. Кондрашков В.В., Анискович Е.М., Основы метода параметрической развёртки отображений (ПРО) как универсального способа обработки сейсмических данных // Физика Земли. 1998. №2. С.46-64
2. Анискович Е.М., Кондрашков В.В. Определение сейсмической скорости методом параметрической развертки отображений // Геофизика. 2004. Специальный выпуск
3. Анискович Е.М., Кондрашков В.В., Демущкин А.И. О принципах накопления и определения скоростей, сравнение методов ОГТ, ДМО и ПРО // Технологии Сейсморазведки. 2005. №4. С.60-79
4. Кондрашков В.В., Анискович Е.М., Богданов А.Н. Метод параметрической развертки отображений. Современное состояние и перспективы развития. Тезисы докладов Международной конференции EAGE «КазГео: Существующие ресурсы, новые горизонты», 2012
5. Левянт В.Б., Козлов Е.А., Хромова И.Ю. и др. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки для подсчёта запасов углеводородов в условиях карбонатных пород с пористостью трещинно-кавернового типа. М., ЦГЭ, 2010
6. Щекин С.Н., Алексеев К.Ю., Дружинин Д.Н., Ордин В.А. Примеры практического применения метода ПРО на объектах западной Сибири. Двенадцатая научно-практическая конференция «Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала. ХМАО - Югры», 2008
7. Labo, J. A Practical Introduction to Borehole Geophysics: An Overview of Wireline Well Logging Principles for Geophysicists // Geophysical References, Vol. 2, Society of Exploration, 1987

Новый подход к вычислению средне- и длиннопериодных статических поправок.

Мараев Сергей Леонидович, Мараев Владимир Сергеевич.

ООО "Сварог, г. Геленджик.

РГУ нефти и газа, г. Москва.

В данной работе рассматривается алгоритм расчета статических поправок по известным временам прихода отраженной волны, основанный на понятии разности N шага.

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ МЕТОДА

Разность N шага – разность двух значений функции отстоящих друг от друга на N значений. $Dx0(N) = F(x0) - F(x0 + N)$. Сумма N шага – $Sx0(N) = F(x0) + F(x0 + N)$

Рассмотрим схему прихода отраженной волны от горизонтальной поверхности (ось x) с введенной кинематической поправкой.



Рис. 1. Схема для вывода формулы для 2 факторной модели статической поправки.

Пусть функция $F(x)$ описывает линию отстрела и наблюдения, тогда время прихода отраженной волны от горизонтальной поверхности с введенной кинематической поправкой можно записать как:

$T(x1) = F(x1 + N1) + F(x1)$, где $x1$ - местоположение первого источника, $x1 + N1$ - местоположение первого приемника; $T(x2) = F(x2 + N2) + F(x2)$, где $x2$ - местоположение второго источника, $x2 + N2$ - местоположение второго приемника. Тогда разница прихода волны между 1 и 2 приемником:

$$T(x1) - T(x2) = F(x1 + N1) + F(x1) - F(x2 + N2) - F(x2)$$

или

$$T(x1) - T(x2) = F(x1 + N1) - F(x2) + F(x1) - F(x2 + N2)$$

можно записать

$$F(x1) - F(x2 + N2) = Dx1(R1) \quad \text{так как} \quad x2 + N2 - x1 = R1$$

$$F(x2) - F(x1 + N1) = Dx2(R1) \quad \text{так как} \quad x1 + N1 - x2 = R1$$

$$T(x1) - T(x2) = Dx1(R1) - Dx2(R1)$$

так как $x2 - x1 = R2$, то можно записать

$$T(x1) - T(x2) = Dx2(R2)(R1)$$

Можно доказать, что, просуммировав два раза это выражение с шагом $R2$ и $R1$ по правилам суммы N шага, можно восстановить функцию $F(x)$, то есть линию

наблюдения, что и является решением задачи вычисления статических поправок в рамках поверхностно-согласованной двухфакторной модели.

ТЕСТИРОВАНИЕ НА МОДЕЛЬНЫХ ДАННЫХ

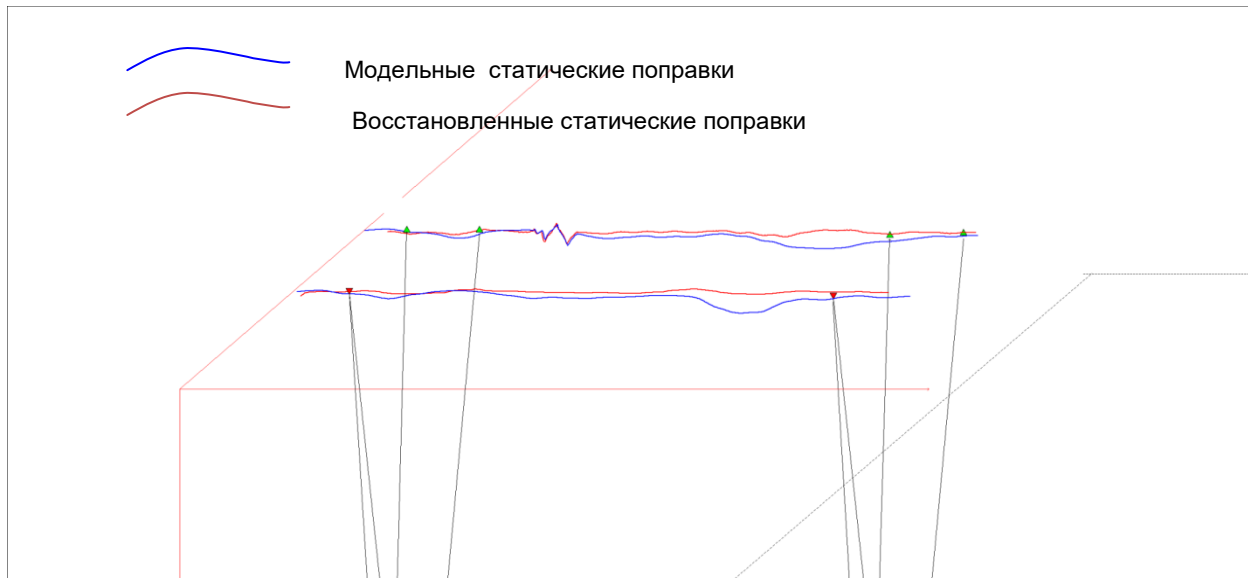


Рис. 2. Модельные и восстановленные статические поправки, вычисленные стандартным методом (решением системы уравнений).



Рис. 3. Модельные и восстановленные статические поправки, вычисленные методом N разности.

ПРИМЕРЫ ОБРАБОТКИ РЕАЛЬНЫХ ДАННЫХ

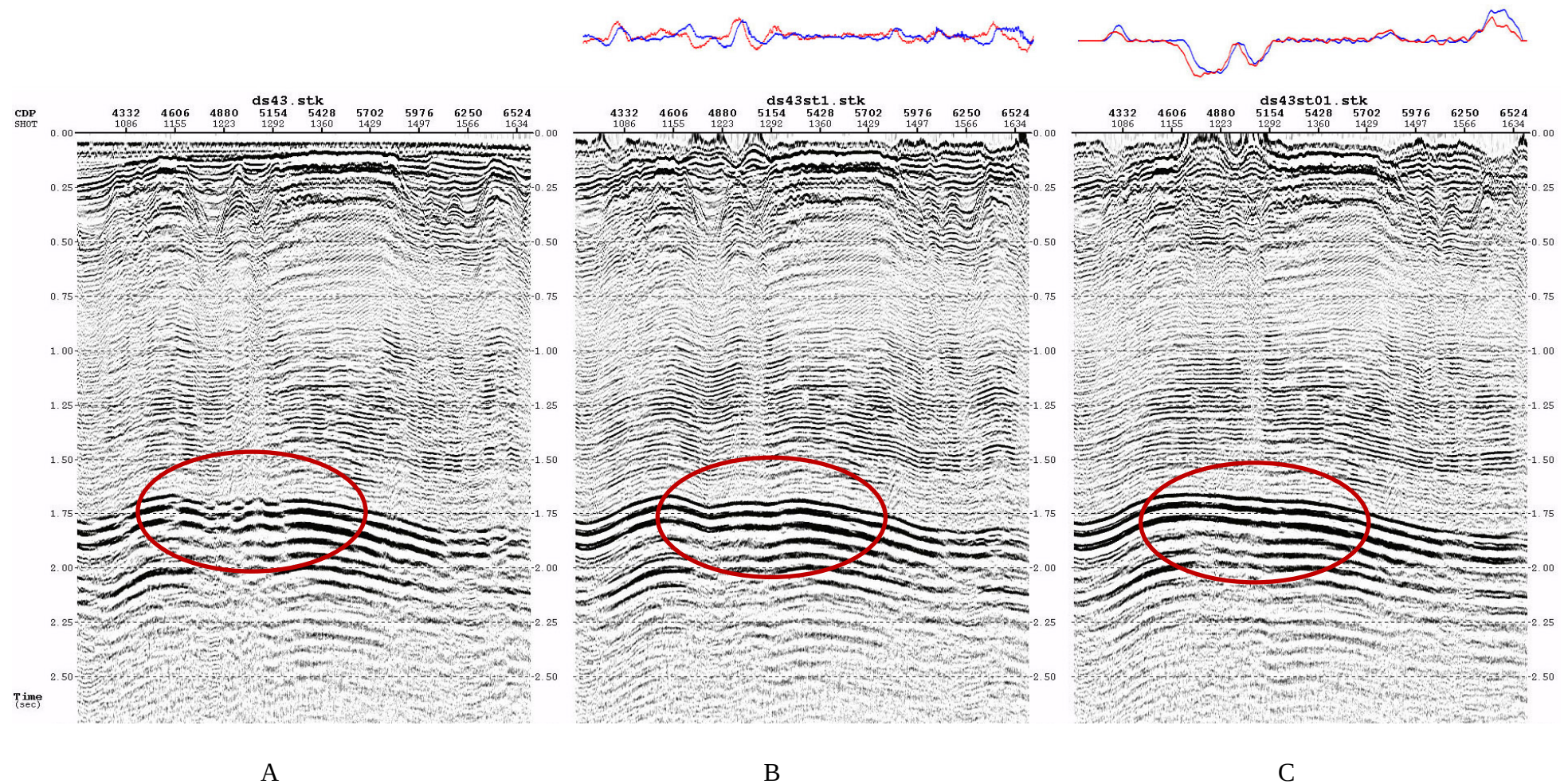


Рис. 4. Сравнение фрагментов сейсмических разрезов, описанных выше. А – исходный разрез. В – разрез, полученный с применением стандартной программы вычисления статической поправки. С – разрез с учетом статической поправки, рассчитанной с применением рассматриваемого подхода.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рассматриваемая методика позволяет решать задачу определения среднечастотных статических поправок при условии достоверного определения времен прихода отражений от горизонта. При определении низкочастотной поправки возникает необходимость в разделении статической поправки и остаточной кинематической поправки. Предполагая, что остаточная кинематическая поправка более низкочастотная, чем статическая, и, вычитая из решения низкочастотную составляющую, можно получить статическую поправку.

Авторы доклада выражают благодарность ООО "ТГС-Хазар" за предоставленные геофизические материалы, а также лично Джану Фазыловичу Исмагилову и Сергею Владиславовичу Долгову за помощь в подготовке доклада.

Теоретическое и экспериментальное исследование предельных возможностей низкочастотной деконволюции сейсмических записей.

Дергач Петр Александрович, Юшин Вячеслав Иванович.

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук (ИНГГ СО РАН), г. Новосибирск.

В настоящее время происходит значительное расширение сферы сейсмических измерений. Помимо традиционных областей – сейсмологии и сейсморазведки, сейсмические измерения внедряются в системы технического мониторинга промышленных объектов, в охранные системы и множество других приложений. При этом наблюдается тенденция к расширению полосы частот анализируемых вибрационных колебаний в низкочастотную область. Данное направление развивается с прошлого века, начиная с работ Б.Б. Голицына. Известны последующие работы Кирноса, Грайзера, Перепелицы и многих других. Новое дыхание проблема получила поле внедрения прецизионной цифровой аппаратуры с динамическим диапазоном 120 и более дБ. К этим исследованиям относятся работы В.И. Юшина [Юшин, 2001], А.Н. Бесединой, Н.В. Кабыченко, Г.Г. Кочаряна [Беседина и др., 2011(1)], [Беседина и др., 2011(2)].

Самым массовым датчиком для измерения сейсмических колебаний является электродинамический сейсмоприемник – геофон. Его главное препятствие для применения в вышеупомянутых новых областях – относительно высокая собственная (нижняя граничная) частота, порядка 10 Гц. Цифровая запись сигнала, полученного таким датчиком, с помощью математической вычислительной процедуры, называемой деконволюцией, может быть преобразована в запись аналогичного датчика с нижней граничной частотой в 20 и более раз ниже исходной. Основными ограничителями кратности снижения собственной частоты служат аппаратный шум измерительного канала и микронелинейности датчика.

Работа посвящена разработке теоретико-экспериментальной методики анализа предельных возможностей низкочастотной деконволюции.

С точностью до коэффициента частотная характеристика электродинамического датчика-велоциметра по скорости, выраженная в относительных частотах $\nu = \omega/\omega_0$, где ω_0 – собственная угловая частота датчика, имеет вид:

$$H(j\nu) = \frac{(j\nu)^2}{(j\nu)^2 + 2(j\nu)d + 1}. \quad (1)$$

Процедура деконволюции (восстановления истинного движения "почвы") состоит в пропуске сигнала датчика через систему с характеристикой, обратной (1):

$$H^{-1}(j\nu) = 1 + \frac{2d}{j\nu} + \frac{1}{(j\nu)^2}. \quad (2)$$

При этом обычный, всегда присутствующий, аппаратный шум (АШ) резко возрастает в области низких частот ниже собственной частоты датчика. Восстановленный сигнал формально выражается как:

$$\Psi(j\nu) = V(j\nu) + N(j\nu) H^{-1}(j\nu), \quad (3)$$

где $V(j\nu)$ и $N(j\nu)$ – спектры колебательной скорости корпуса датчика и аппаратного шума, соответственно. Однако практически реализовать процедуру (3) можно только в

ограниченном снизу частотной полосе, другими словами, пропустив дополнительно сигнал (3) через фильтр верхних частот, хотя и значительно более низкочастотный, нежели исходный датчик. Следовательно, нельзя полностью удалить из записи характеристику датчика, но вполне допустимо заменить ее на более подходящую к условиям задачи.

Назначим главным исходным параметром деконволюции кратность $q = \omega_0 / \omega_d = 1 / \nu_d$ снижения собственной частоты датчика, а основным показателем допустимости такой деконволюции – отношение стандартных отклонений шума деконволюции и исходного: $\theta = \sigma_{Nd} / \sigma_N$. Как показано в работе, в случае "белого" исходного шума шум деконволюции

превысит последний по амплитуде в $\theta = \frac{\sigma_{Nd}}{\sigma_N} = \sqrt{\frac{q^3 + 2}{3}}$ раз (см. Рисунок 1).

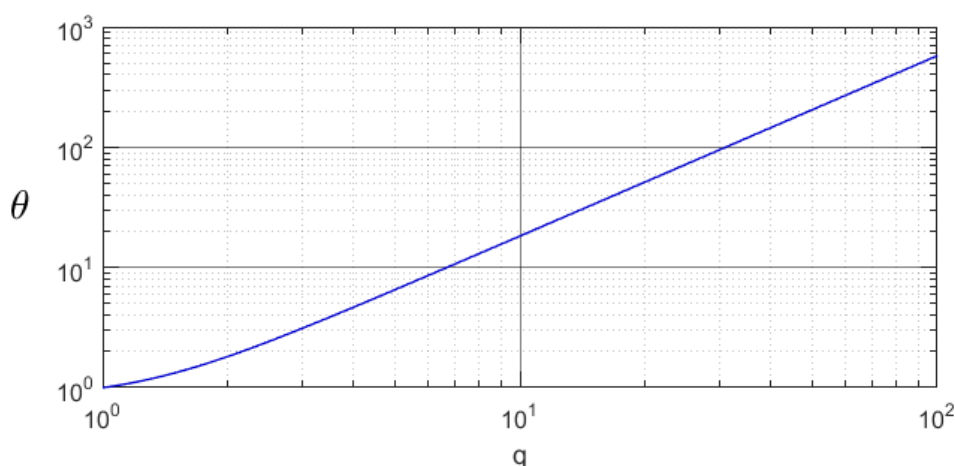


Рис. 1. Зависимость кратности θ возрастания среднеквадратического уровня шума деконволюции от кратности q виртуального снижения собственной частоты датчика.

Из графика видно, например, что при 10-кратном снижении собственной частоты датчика возрастание АШ составляет 26 дБ, то есть, всего лишь в 20 раз. Действительно, при исходном потенциальном амплитудном диапазоне записи, составляющем в современных сейсмических регистраторах 110-130 дБ, потерю 26 дБ можно считать несущественной. Более того, даже 100-кратное виртуальное снижение собственной частоты датчика оставляет в распоряжении экспериментатора все еще 50-60 дБ реального динамического диапазона.

С целью экспериментальной проверки теории и поиска возможных физических причин появления аномальных помех деконволюции построен простой тестовый стенд маятникового типа, обеспечивающий генерирование точно известных низкочастотных механических колебаний. Стенд реализует формулу горизонтальных смещений:

$$x(t) = x_0 \exp(-\omega_0 d \cdot t) [\cos(\sqrt{1-d^2} \omega_0 t) + \frac{d}{\sqrt{1-d^2}} \sin(\sqrt{1-d^2} \omega_0 t)], \quad t \geq 0, \quad (3)$$

и формулу вертикальных смещений:

$$z(t) \cong \frac{x_0^2}{2L} \exp(-2\omega_0 d \cdot t) \cos^2(\sqrt{1-d^2} \omega_0 t), \quad (4)$$

где L и x_0 – длина подвеса маятника и его начальное отклонение от вертикали.

Поскольку все параметры формул легко измеримы, для оценки качества деконволюции не требуется сопоставления ее результата с записями реальных желаемых низкочастотных датчиков, которые попросту недоступны.

На Рисунке 2 проиллюстрирован результат 100-кратной по собственной частоте низкочастотной деконволюции записи 10-герцового геофона к записи 10-секундного велосиметра. Реальная запись геофона, установленного на вышеупомянутом маятниковом стенде, подвергнута деконволюции к датчику с собственной частотой 0,1 Гц. В качестве записи эталонного датчика-велосиметра использована численная модель сигнала, полученного путем преобразования первой производной аналитического сигнала (2) рекурсивным фильтром верхних частот Баттерворта 2-го порядка с собственной частотой 0,1 Гц, идеально моделирующим желаемый датчик.

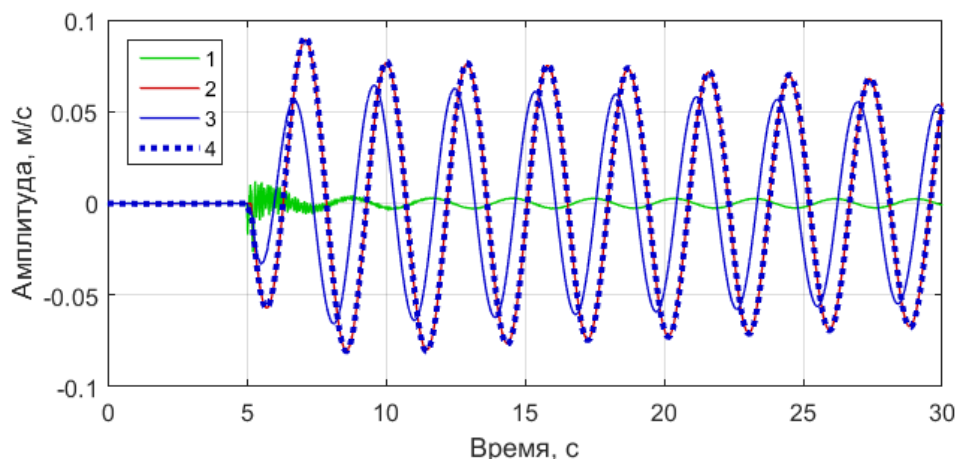


Рис. 2. Результат деконволюции тестовой записи геофона к записи 10-секундного велосиметра: (текст из рисунка).

На рисунке мы видим 4 линии. Линия 1 (зеленая) представляет собой исходную экспериментальную запись геофона, увеличенную графически в 30 раз (иначе она в сравнении с другими линиями просто не видна). Линия 2 (красная) – эталонный сигнал – теоретическая модель отклика желаемого датчика с собственной частотой 0,1 Гц на тестовое колебание маятникового стенда. Линия 3 (синяя) – показывает отклик виртуального датчика с более высокой собственной частотой (0,3 Гц) на то же самое тестовое воздействие. Эта линия приведена, чтобы наглядно показать чувствительность результата деконволюции к ошибочному заданию основного параметра. Наконец, линия 4 (пунктир) – результат деконволюции сигнала геофона к записи виртуального 10-секундного велосиметра.

Обсуждение

Следует понимать, что деконволюция не может ни улучшить, ни ухудшить отношение полезного сигнала к аппаратурному шуму. Она сохраняет его тем, каковым это отношение было в момент записи – она всего лишь переводит его в амплитудную область, обозримую человеком. Поэтому, предполагая дальнейшую обработку регистрируемых сигналов с использованием деконволюции, необходимо при регистрации устанавливать максимально допустимое усиление, не допуская, однако, перегрузки (зашкаливания) записи. Перегрузка канала делает деконволюцию практически невозможной.

Путем интегрирования скорости деконволюция записи велосиметра может быть выполнена по смещению. Однако в этом случае потребуются дополнительная регуляризация. По нашему опыту хороший эффект дает повторная рекурсивная фильтрация верхних частот со срезом на половинной частоте виртуального датчика.

Возникает закономерный вопрос, при каких условиях деконволюция наиболее эффективна? Поскольку она "вытаскивает" сигнал из области низкой чувствительности датчика, то положительной стороной этого факта служит возможность регистрации больших по амплитуде низкочастотных колебаний, таких, например, как ветровые колебания заводских труб, верхних этажей небоскребов, морской качки и сильных движений почвы вблизи эпицентральной зоны землетрясений. При этом препятствием может оказаться слишком высокая чувствительность датчика к высокочастотным колебаниям, сопутствующим низким частотам. Для пассивных датчиков единственным корректным способом борьбы с этим явлением может оказаться установка последних на правильно рассчитанную мягкую подстилку.

Литература

1. Беседина А.Н., Кабыченко Н.В. Исследование сейсмических колебаний в длиннопериодной части спектра. // ТРУДЫ МФТИ. – 2011. – Том 3, № 3, С. 51–55.
2. Беседина А.Н., Кабыченко Н.В., Кочарян Г.Г., Павлов Д.В. Коррекция частотных характеристик сейсмических датчиков и шумов соответствующих измерительных каналов // Сейсмические приборы. – 2011. - №2. - Т. 47 - С. 11-20.
3. Юшин В.И. Низкочастотная деконволюция цифровой записи короткопериодного сейсмометра // Геология и геофизика, 2001, 42, N 5, С. 852-863.

Перспективы использования анализатора собственных векторов и компонент сигнала при обработке сейсмических данных.

Грунская Любовь Валентиновна, Исакевич Валерий Викторович, Исакевич Даниил Валерьевич, Лукьянов Вадим Евгеньевич.

Владимирский государственный университет, ООО «Собственный вектор», г. Владимир.

Известно, что любой временной ряд, для которого на конечном интервале анализа задана ковариационная матрица, можно представить на этом интервале в виде суммы ортогональных компонент, каждая из которых пропорциональна соответствующему собственному вектору ковариационной матрицы. Подходы, основанные на представлении временного ряда в базисе собственных векторов — такие как анализ главных компонент и анализ сингулярного спектра — широко используются. Авторы настоящего доклада предлагают при анализе временного ряда акцентировать внимание прежде всего на анализе спектров собственных значений его ковариационной матрицы и собственных векторов, имеющих малые собственные значения; ими предложена конструкция анализатора, реализующего такой анализ [1].

Анализатор собственных векторов и компонент сигнала («айгеноскоп» от нем. «eigen» — «собственный» и греч. «σκοπέω» — «наблюдаю») — это цифровое устройство, позволяющее осуществлять анализ собственных векторов, спектров собственных значений и компонент сигнала в реальном времени. Подход, основанный на использовании айгеноскопа предложено именовать «айгеноскопией».

Рассмотрим работу айгеноскопа более подробно. Аналоговый сигнал, поступающий на вход айгеноскопа, преобразуется в цифровую форму. Отрезки полученного цифрового сигнала на конечных интервалах, содержащих одинаковое число отсчётов, представляют собой векторы-столбцы, принадлежащие M -мерному унитарному пространству. Из этих столбцов общим числом L формируется матрица ансамбля $\mathbf{Y}$, для которой вычисляется ковариационная матрица

$$\mathbf{R} = \frac{\mathbf{Y}\mathbf{Y}'}{L}, \quad (1)$$

характеризующая взаимосвязи отсчётов сигнала на конечном интервале анализа.

Собственные векторы $\mathbf{v}_k$ и собственные значения (СЗ) α_k матрицы $\mathbf{R}$ удовлетворяют известному соотношению

$$\mathbf{R}\mathbf{v}_k = \alpha_k \mathbf{v}_k. \quad (2)$$

Собственные векторы $\mathbf{v}_k$ образуют ортонормированный базис в M -мерном унитарном пространстве и характеризуют ортогональные компоненты сигнала на интервале анализа, а спектр собственных значений α_k характеризует среднюю энергию каждой из ортогональных компонент. Доля α_k в средней энергии всего сигнала на интервале анализа определяет нормированное собственное значение (НСЗ)

$$\beta_k = \frac{\alpha_k}{\sum_{m=1}^M \alpha_m}; \quad (3)$$

упорядоченная совокупность нормированных собственных значений образует нормиро-

ванный спектр ковариационной матрицы (НССЗ), а число компонент с ненулевой средней энергией — значимых компонент — определяет размерность D представления сигнала на конечном интервале.

Для анализа собственных векторов $\mathbf{v}_k$ и спектров собственных значений α_k ковариационных матриц сигнала необходимо исследовать типологию признаков собственных векторов и спектров собственных значений. Такие исследования, проведённые авторами, показали, что собственные векторы и спектр ковариационной матрицы существенно зависят как от вида сигнала, так и от способа формирования ансамбля $\mathbf{Y}$ [1-4]:

- Для выявления спектрально локализованных составляющих целесообразно в качестве ансамбля использовать траекторную матрицу.
- Для выявления периодических и квазигармонических компонент ансамбль должен состоять из отрезков сигнала на интервалах, сдвинутых друг относительно друга на фиксированное число отсчётов.
- Для выявления компонент в сериях импульсных сигналов следует использовать отрезки сигнала на интервалах, синхронизированных с положением импульсов.
- Для анализа стохастических сигналов в гауссовском приближении ансамбль следует формировать не из отсчётов сигнала на конечном интервале, а из их попарных произведений.

Авторами построена типология собственных векторов и спектров собственных значений ковариационных матриц для разных классов сигналов — периодических и квазипериодических, модулированных, нестационарных, шумовых, импульсных; рассмотрены сигналы, возникающие при наблюдении линейных и нелинейных колебательных систем [4]. Произведён анализ собственных векторов и спектров собственных значений для отклика линейных систем на периодические воздействия — в том числе параметрические.

За время, прошедшее с момента получения патента РФ №116242 [1], с использованием айгеноскопии получены первые результаты. С помощью айгеноскопии удалось:

- доказать существование ранее ненаблюдаемых медленных вариаций электромагнитного поля Земли, спектрально сосредоточенных вблизи частот лунных приливов и частот обращения двойных звёздных систем (в том числе известных пульсаров), что подтверждает теорию взаимодействия гравитационных волн с электромагнитным полем Земли [5, 6];
- создать эффективную систему сжатия электрокардиограмм (ЭКГ), позволяющую хранить сотни миллионов ЭКГ на одном терабайтном носителе [7-9];
- создать перспективную систему выявления значимых изменений концентрации почвенного радона, предшествующих сильным землетрясениям в сейсмически опасных районах [10-13];
- предложить новые технологии обнаружения переотражений [14, 15].

Доклад носит информационный характер и имеет своей целью ознакомление специалистов в области сейсмической разведки со свойствами и характеристиками айгеноскопа на примерах его использования при выявлении значимых энергетически недоминирующих компонент временных рядов. Авторы надеются, что использование айгеноскопа позволит повысить чувствительность и избирательность уже имеющихся методов — за счёт модернизации способов обработки временных рядов.

Айгеноскоп реализуется программно на отечественной процессорной базе «Эльбрус» от

ЗАО «МЦСТ» для частот дискретизации до 1 МГц с временем реакции прибора от 3 мсек.

Литература

4. Исакевич В.В., Исакевич Д.В., Грунская Л.В. Анализатор собственных векторов и компонент сигнала. Патент на полезную модель RUS 116242, 30.09.2011.
5. Исакевич В.В., Исакевич Д.В., Грунская Л.В., Сушкова Л.Т., Лещев И.А. О характеристиках анализатора собственных векторов и компонент сигнала при анализе квазипериодических временных рядов. / Методы и устройства передачи и обработки информации, 2014, №16, с.49-53.
6. Исакевич В.В., Исакевич Д.В., Грунская Л.В., Сушкова Л.Т., Лукьянов В.Е. Анализ собственных векторов матриц моментов четвертого порядка при выявлении амплитудной модуляции гауссовского шума. / Нелинейный мир, 2014, т.12, №1, с.29-34.
7. Исакевич Д.В. Основы анализа собственных векторов и компонент регулярных колебаний. — М.: Издательство «Перо», 2015. — 140 с. [Электронное издание]. ISBN 978-5-00086-934-5.
8. Исакевич В.В., Грунская Л.В., Исакевич Д.В. Выявление спектрально локализованных компонент на частотах лунных приливов во временных рядах вертикальной составляющей электрического поля пограничного слоя атмосферы Земли. / Пространство, время и фундаментальные взаимодействия, 2014, №2, с.43-53.
9. Исакевич В.В., Грунская Л.В., Исакевич Д.В., Сушкова Л.Т. Выявление спектрально локализованных компонент на частотах астрофизических процессов во временных рядах вертикальной составляющей электрического поля пограничного слоя атмосферы Земли. / Пространство, время и фундаментальные взаимодействия, 2014, №2, с.54-71.
10. Исакевич В.В., Исакевич Д.В., Батин А.С. Кардиоайгеноскоп. Патент на полезную модель RUS 128470, 09.08.2012.
11. Исакевич В.В., Исакевич Д.В., Сушкова Л.Т., Аль-Барати Б.С. Устройство хранения и анализа электрокардиограмм. Заявка на патент РФ на полезную модель №2015130397.
12. Исакевич Д.В., Исакевич В.В. Программная реализация устройства хранения и анализа электрокардиограмм. — Национальный суперкомпьютерный форум, Переславль-Залесский, 2015.
13. Исакевич В.В., Исакевич Д.В., Грунская Л.В., Фирстов П.П. Сигнализатор изменений главных компонент. Патент на полезную модель RUS 141416, 22.10.2013.
14. Исакевич В.В., Исакевич Д.В. Сигнализатор значимых отличий. Патент на полезную модель RUS 133642, 05.04.2013.
15. Фирстов П.П., Исакевич В.В., Макаров Е.О., Исакевич Д.В., Грунская Л.В. Применение методики айгеноскопии для поиска предвестников сильных землетрясений в поле почвенного радона (^{222}Rn) на Камчатке (август 2012 — август 2013 гг.) / Сейсмические приборы, 2014, т.50, №3, с.63-75.
16. Исакевич В.В., Исакевич Д.В., Лукьянов В.Е. Индикатор риска. Патент на полезную модель RUS 159604, 11.11.2015.
17. Исакевич В.В., Исакевич Д.В., Батин А.С. Обнаружитель переотражений. Патент на полезную модель RUS 128724, 24.08.2012.

18. Исакевич В.В., Исакевич Д.В., Грунская Л.В., Рубай Д.В., Лещев И.А. Обнаружитель слабых переотражений в импульсных помехах. Патент на полезную модель RUS 141582, 22.10.2013.

Геостатистический подход к использованию данных МСК для определения длиннопериодных статических поправок при сложном строении ВЧР.**Романченко Игорь Васильевич, Королев Евгений Константинович, Королев Александр Евгеньевич, Уразаева Дина Надировна.****ООО «ПетроТрейс Глобал», г. Москва.**

Искажающее воздействие неоднородной приповерхностной части геологического разреза на качество результативных сейсмических разрезов является источником проблем для наземных сейсмических исследований. При сложном строении верхней части разреза (ВЧР) в сочетании с неровным поверхностным рельефом, волны, проходящие через ВЧР, испытывают задержки, которые могут существенно исказить структурный план изучаемых геологических объектов. Возникает необходимость получения такой информации о строении ВЧР, которая обеспечила бы корректный учет этих искажений.

Одним из способов получения информации о ВЧР является использование специальных параметрических скважин (микросейсмкаротаж, МСК), характеризующих неоднородные поверхностные отложения до предполагаемого уровня стабилизации скоростей. МСК обеспечивает выделение основных слоев ВЧР и определение пластовых скоростей в них. МСК по сути является единственным способом, позволяющим корректно выполнить учет длиннопериодных, плавных составляющих временных сдвигов, искажающих временную структуру отражающих горизонтов на суммарных разрезах. Если считать, что выделяемые по МСК слои и скорости в них достаточно стабильны, для пространственной интерполяции данных МСК могут быть использованы результаты обработки преломленных волн, однако эти условия не всегда выполняются, и этот способ интерполяции имеет свои ограничения [3].

В данной статье на примере реальных данных (Поволжье) рассматривается применение кригинга с внешним дрейфом - геостатистического подхода для решения данной задачи. В общем случае, кригинг с внешним дрейфом заключается в интерполяции одной переменной с использованием дополнительной информации, предоставляемой другой переменной, статистически связанной с первой [1, 2].

Применительно к нашему случаю данные МСК (расчётные значения временных сдвигов до выбранного уровня приведения), будут служить первичной информацией (hard data), а расчетные значения временных сдвигов (до того же уровня приведения), определенные по первым вступлениям на записях основной съемки - вторичной информацией (soft data).

Изучение скоростной характеристики верхней части разреза проводилось на основе МСК скважин, специально пробуренных для этой цели, главным образом в точках пересечения ЛВ и ЛП. На этапе планирования была рассчитана схема проектных скважин, учитывающая проектную плотность и решение поставленных задач (рис.1). Все пробуренные скважины прошли зону малых скоростей (ЗМС), вскрыв коренные породы, что обеспечило расчет статических поправок с необходимой точностью. Микросейсмкаротажные работы проводились по методике прямого каротажа. Регистрация осуществлялась сейсмостанцией «Прогресс-Л» с шагом дискретизации 1 мс. В качестве источника возбуждения применялся источник сейсмических колебаний «Енисей КЭМ-2М». Шаг наблюдений по стволу скважины составил 2 м.

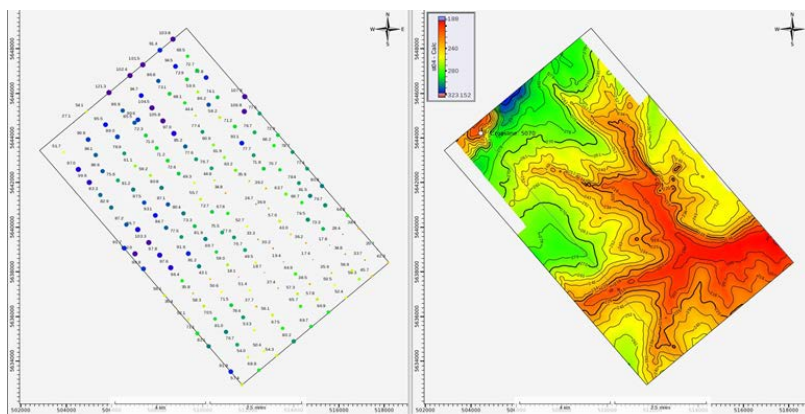


Рис. 1. Расположение скважин МСК и карта рельефа.

Формирование сводной сейсмограммы по вертикальному профилю выполнялось геофизиком-оператором полевой партии путем сортировки полевых записей на полевом компьютере, встроенном в сеймостанцию. Выходной формат сводной сейсмограммы – SEG-Y, позволял загрузить данные в систему для оценки скоростного разреза и расчёта статических поправок. В ходе интерпретации данных МСК составлены нивелировочные разрезы, (рис.2) ориентированные приблизительно по линиям пунктов приёма. Далее после интерпретации данных одиночных скважин были рассчитаны априорные статические поправки в точках МСК.

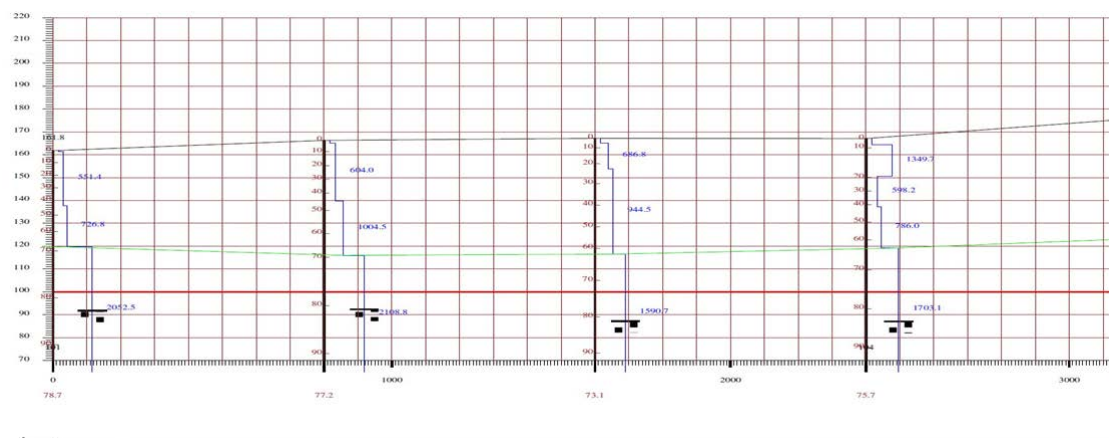


Рис. 2. Фрагмент нивелировочного разреза.

Таким образом, получены карты альтитуд дневной поверхности, априорных статических поправок до линии приведения, толщин ЗМС, средних скоростей распространения упругих волн в ЗМС, схема количества слоев в ЗМС, карты средних скоростей распространения упругих волн в коренных породах и от поверхности до линии приведения, а также сформирована первая переменная для геостатистики (hard data –вертикальная разрешенность ВЧР).

Для формирования второй переменной использовался метод вычисления статических поправок по первым вступлениям на основе алгоритма Гаусса-Зейделя [6]. Времена волн в первых вступлениях пикировались по всему объёму данных 3D. Были построены несколько вариантов моделей ВЧР. Устойчивое решение было достигнуто для трехслойной модели, именно этот вариант был выбран в качестве рабочего.

Статические поправки рассчитывались для двух уровней приведения – промежуточного (задается на уровне условной стабилизации скоростей - несколько ниже границы ВЧР) и плавающего (на сглаженном рельефе). Соответствующие формулы для расчета статических поправок за ВЧР по преломленным волнам (для трехслойной среды):

$$\Delta t_{\text{ст.пр}} = -\frac{h_1(x)}{v_1(x)} - \frac{h_2(x)}{v_2(x)} - \frac{h_3(x)}{v_3(x)}; \Delta t_{\text{ст.пл.}} = \Delta t_{\text{ст.пр}} + \frac{\Delta h_{\text{пл}}}{v_0}$$

Где: $h_1(x)$, $v_1(x)$ - глубина подошвы верхнего слоя относительно рельефа и скорость в нем, $h_2(x)$, $v_2(x)$ - глубина подошвы второго слоя относительно подошвы верхнего слоя и скорость в нем, $h_3(x)$ и $v_3(x)$ – глубина условного уровня стабилизации относительно подошвы второго слоя и граничная скорость для второго слоя, $\Delta h_{\text{пл}}(x)$, $v_0(x)$ - глубина промежуточного уровня приведения относительно плавающего уровня приведения и скорость приведения (постоянная).

Таким образом формируется вторая переменная для геостатистики – карта статических поправок по преломленным волнам (soft data –латеральная разрешенность ВЧР).

Основным условием возможности и полезности использования дополнительной информации является ее коррелированность с основной оцениваемой переменной. В нашем случае между трендом оцениваемой переменной и вторичной переменной существует линейная зависимость [4,5]. Это является одним из условий применения такой разновидности кригинга, как кригинг с внешним дрейфом [2].

Математическая модель кригинга с внешним дрейфом:

$$Z(x) = a_0 + a_1 S(x) + R(x)$$

Где: $Z(x)$ -первичная переменная, $S(x)$ -вторичная переменная. $S(x)$ -считается известной в каждой точке x , которая определяет $Z(x)$, $a_0 + a_1 S(x)$ -детерминированный внешний дрейфт и $R(x)$ -коррелированный в пространстве случайный остаток.

На рис.3 показана вариограмма, выбранная модель аппроксимации, карта кригинга и карта стандартного отклонения.

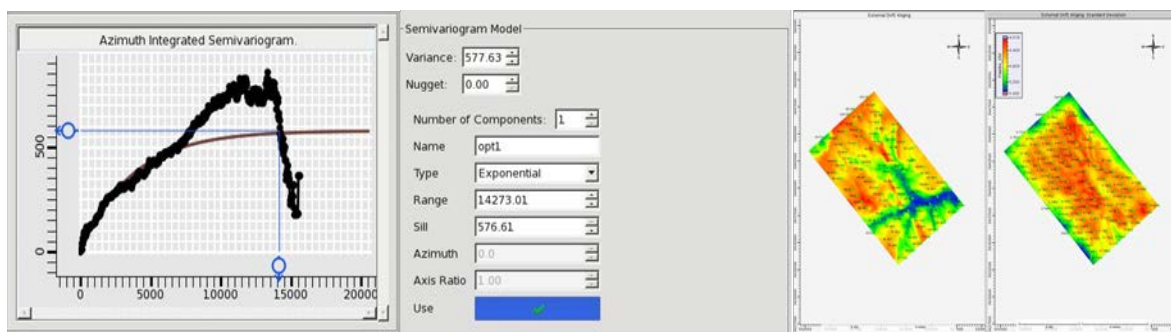


Рис. 3. Вариограмма, модель, карта кригинга и карта стандартных отклонений.

Полученные интерполированные значения статике вводились в данные как поправки за ПП и ПВ и выполнялось предварительное суммирование.

На рис.4 изображены слева - направо карта статике, представленная заказчиком, карта статике после применения геостатистического подхода, а также предварительные разрезы со статикой заказчика и статикой с использованием геостатистики.

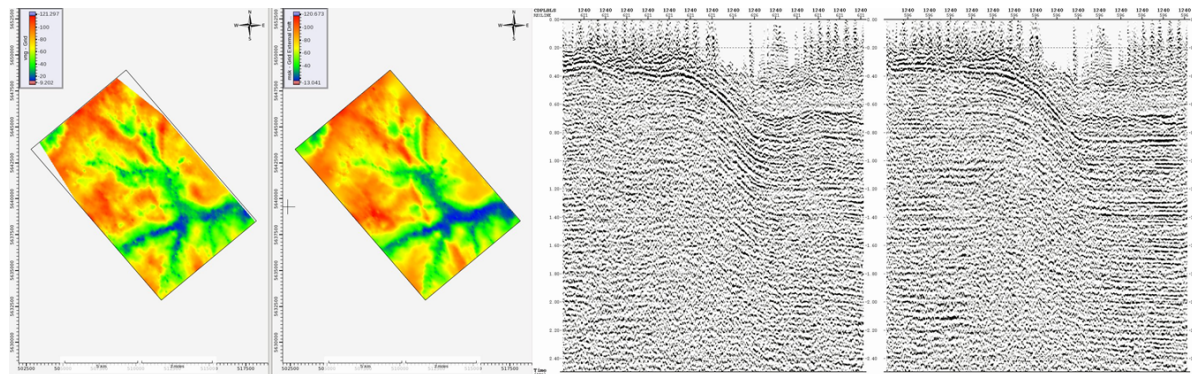


Рис. 4. Анализ полученных результатов.

Анализ полученных результатов показывает, что применение геостатистического подхода позволяет обеспечить лучший результат учета ВЧР, что выражается в лучшем качестве фокусировки и прослеживаемости отражений на суммарном разрезе. Поскольку в этом случае максимально учитывается вся доступная информация о влиянии ВЧР, полученный разрез можно считать более геологически обоснованным и в значительной мере защищенным от ошибок статике в длиннопериодной области. Более того, возможность анализа стандартного отклонения кригинга позволяет оценивать качество результатов геостатистической интерполяции данных и локализовывать зоны с разной степенью достоверности.

Хотелось бы подчеркнуть, что с расширением возможностей использования волн в первых вступлениях и коррекции остаточных поправок при обработке, применению МСК при учете ВЧР в последнее время уделяется все меньше внимания. Как показывает наш практический опыт, настоящая необходимость его применения для учета плавных составляющих временных сдвигов остается, особенно при использовании современных средств геостатистики для интерполяции этих данных по всей площади съемки, о чем свидетельствует данная статья и ряд работ зарубежных исследователей [4,5].

Литература

1. В. В. Демьянов, Е. А. Савельева «Геостатистика. Теория и практика» Наука, 2010г.
2. Оливье Дюбрул «Использование геостатистики для включения в геологическую модель сейсмических данных» EAGE, 2002г.
3. В.С.Козырев, А.П.Жуков, И.П.Коротков, А.А.Жуков, М.Б.Шнеерсон «Учет неоднородностей верхней части разреза в сейсморазведке» Недра, 2003г.
4. Adrian Peinado «3-D Refraction Statics: A Geostatistical Approach» SEG Annual Meeting, 1996г.
5. Ralph Bridle «Gaining a geostatistical advantage in near-surface modeling» SEG Annual Meeting, 2008г.
6. Чак Диггинс «Расчет статике по преломленным волнам. Курс лекций» 1995г.

Эффективность применения современных технологий временной и глубинной обработки широкоазимутальных сейсмических данных для формирования подсолевых отражений в юго-западной части Прикаспийской впадины.

Ужакин Борис Александрович, Булеев Сергей Евгеньевич, Калиниченко Геннадий Петрович, Сафронова Ольга Николаевна, Вороновичева Елена Михайловна, Смирнов Константин Александрович.

ООО СП «Волгодеминойл», г. Волгоград.

ООО «ПетроТрейс Глобал», г. Москва.

Введение

Юго-западная часть Прикаспийской впадины характеризуется сложным геологическим строением и глубоким залеганием целевых горизонтов, искаженных влиянием мощной соленосной толщи. Получение оптимального сейсмического изображения среды в условиях с сильными контрастами скоростей, вызванных соленосными и карбонатными отложениями сложной формы, требует глубокого знания геологии региона, оптимального планирования системы наблюдений и применения самых передовых технологий обработки сейсмических данных. Эти технологии должны включать в себя шумоподавление с сохранением характеристик сигнала, построение скоростной модели среды со сложной топологией границ и миграции данных с учетом особенностей геологического строения разреза и параметров 3D съемки. Глубинные преобразования с использованием современного алгоритма широкоазимутальной угловой миграции позволяют сформировать сейсмическое изображение подсолевых отражений высокого качества. В докладе описываются технологии и результаты их применения к данным одного из лицензионных участков ООО СП «Волгодеминойл» в юго-западной части Прикаспийской впадины.

Описание объекта исследования и системы наблюдений

Район работ находится в юго-западной части Прикаспийской нефтегазовой провинции. Объектом исследования являлась структура предположительно рифового генезиса, расположенная на краю карбонатной верхнедевонской платформы в подсолевом комплексе. Глубина залегания структуры – около 7 км. На рис. 1. представлен результат обработки прошлых лет одного из 2D профилей на указанной площади в глубинном масштабе.

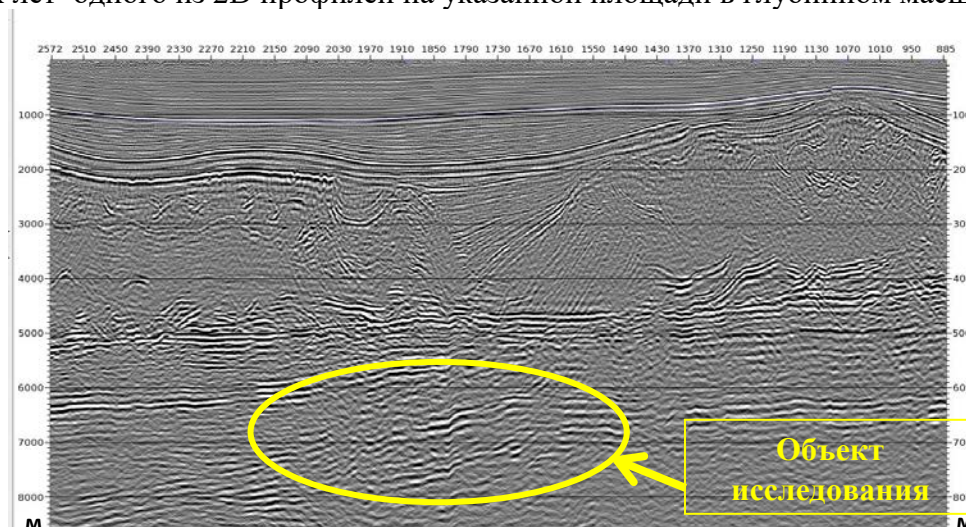


Рис. 1. Результат обработки прошлых лет одного из 2D профилей.

Площадь широкоазимутальной сейсмической съемки 3D составляла 700 кв. км. В активной расстановке находилось 28 линий приема с расстоянием 400 м между ними и 7168 каналами. Максимальное удаление ПВ-ПП составляло 8500 м. Размер бина – 25×25 м, номинальная кратность – 224.

Выделение полезного сигнала

Для подавления низкоскоростных поверхностных, промышленных и высокоамплитудных волн-помех была использована технология LIFT (Leading Intelligent Filter Technology). LIFT обеспечивает эффективное подавление помех различной природы с сохранением амплитудных и фазовых характеристик сигнала. Как видно из рис. 2, применение технологии LIFT позволило эффективно выделить полезный сигнал, сохранив при этом его частотные характеристики.

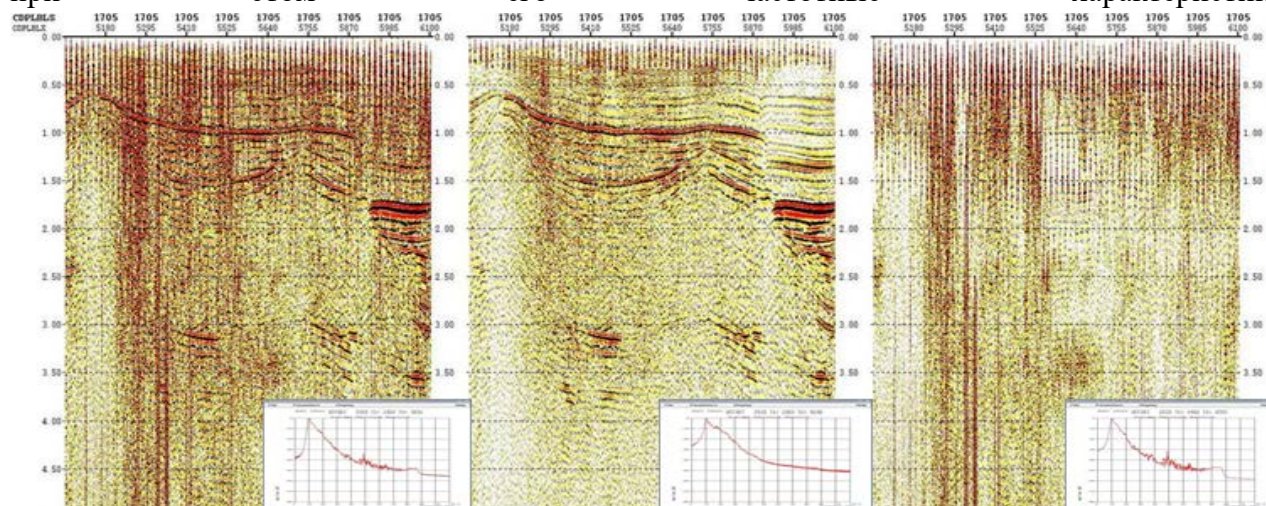


Рис. 2. Временной разрез и амплитудные спектры до (слева), после (в центре) применения шумоподавления на основе технологии LIFT и разница (справа).

Построение глубинно-скоростной модели и миграция

Для построения изотропной глубинно-скоростной модели выполнялся анализ скоростей по сейсмическим и скважинным данным, а также анализ результатов обработки и интерпретации данных 2D предыдущих лет. Для уточнения скоростной модели использовалось несколько итераций послойной и сеточной томографии. На рис. 3 представлено сечение глубинного куба изотропных интервальных скоростей до и после уточнения модели.

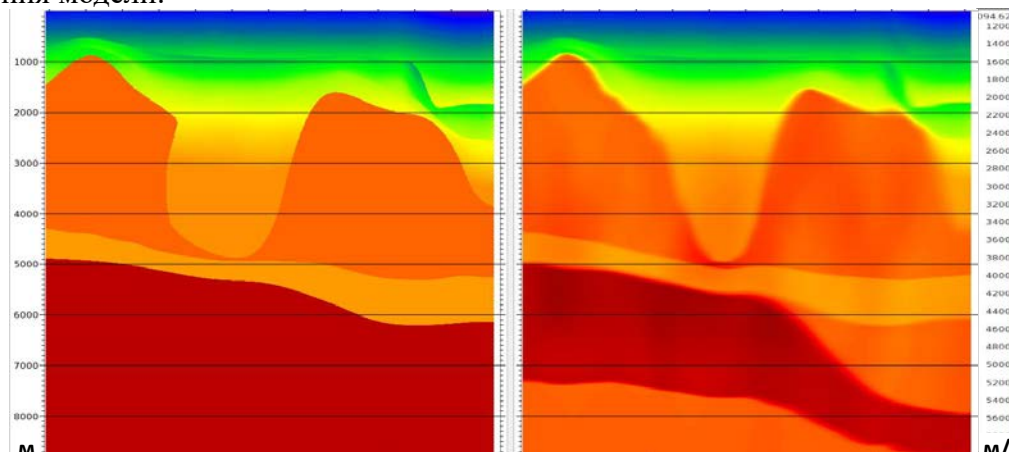


Рис. 3. Исходная (слева) и окончательная (справа) изотропная глубинно-скоростная модель.

Применение изотропной глубинной миграции данных до суммирования по алгоритму Кирхгоффа позволило значительно повысить фокусировку и прослеживаемость отражающих горизонтов по сравнению с результатом временной миграции.

Для учета анизотропии скоростей (анизотропии с вертикальной осью симметрии -VTI) производился анализ и расчет параметров Томсена - δ и ϵ . Выбор начальных значений параметра δ осуществлялся путем анализа глубин горизонтов, полученных по результатам глубинной миграции данных и глубин пластопересечений в скважинах. Уточнение анизотропных параметров проводилось с помощью локальной томографии. Анизотропная миграция позволила улучшить фокусировку и уточнить геометрию отражающих горизонтов, особенно в подсолевом комплексе.

Полноазимутальная миграция

Для того чтобы в полной мере использовать все преимущества широкоазимутальной системы наблюдений, которая была использована на площади исследования, сейсмические данные на последнем этапе были подвергнуты специальной процедуре полноазимутальной глубинной миграции и декомпозиции волнового поля в программном пакете Earth Study 360 (ES360) компании Paradigm Geophysical.

В основе работы ES360 лежит лучевое трассирование модели из каждой точки глубины на поверхность наблюдений с заданным шагом по вертикали, латерали, а также по углам и азимутам. В результате в распоряжении геофизиков имеется набор глубинных мигрированных сейсмограмм с полным распределением азимутов. Информация, извлеченная из этих данных, может значительно повысить достоверность структурных построений и использоваться в дальнейшем для прогноза свойств резервуара.

Благодаря эффективному использованию всей информации, которая предоставляет широкоазимутальная съемка, технология ES360 позволила значительно повысить кинематическую и динамическую разрешенность записи в целевом интервале. На рис. 4 представлены 3 варианта глубинной обработки, полученные в ходе выполнения данного проекта, которые иллюстрируют последовательное улучшение фокусировки и прослеживаемости целевых отражений в подсолевом комплексе по мере применения более эффективных технологий построения скоростных моделей и различных глубинных миграций данных до суммирования.

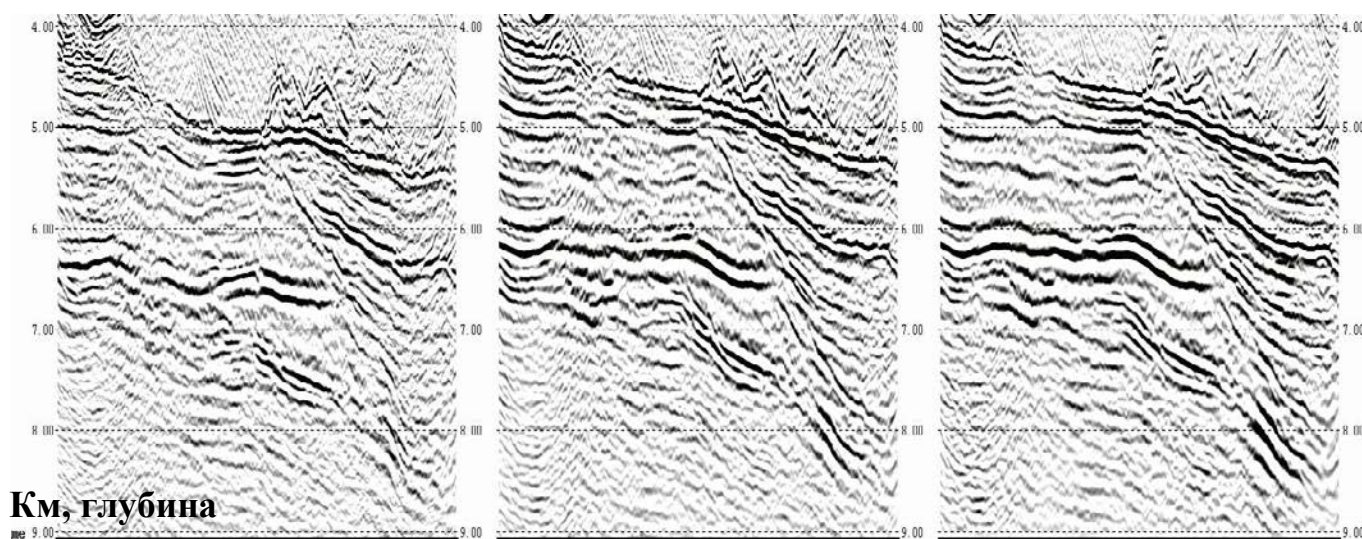


Рис. 4. Изотропная миграция Кирхгоффа (слева), анизотропная миграция Кирхгоффа (в центре) и полноазимутальная анизотропная миграция ES360 (справа) в целевом интервале 4 – 9 км.

Сравнивая полученные результаты с результатами обработки данных 2D прошлых лет (рис. 5), можно сделать вывод о том, что удалось достичь радикального повышения разрешенности записи и улучшения прослеживаемости отражающих горизонтов по всему разрезу.

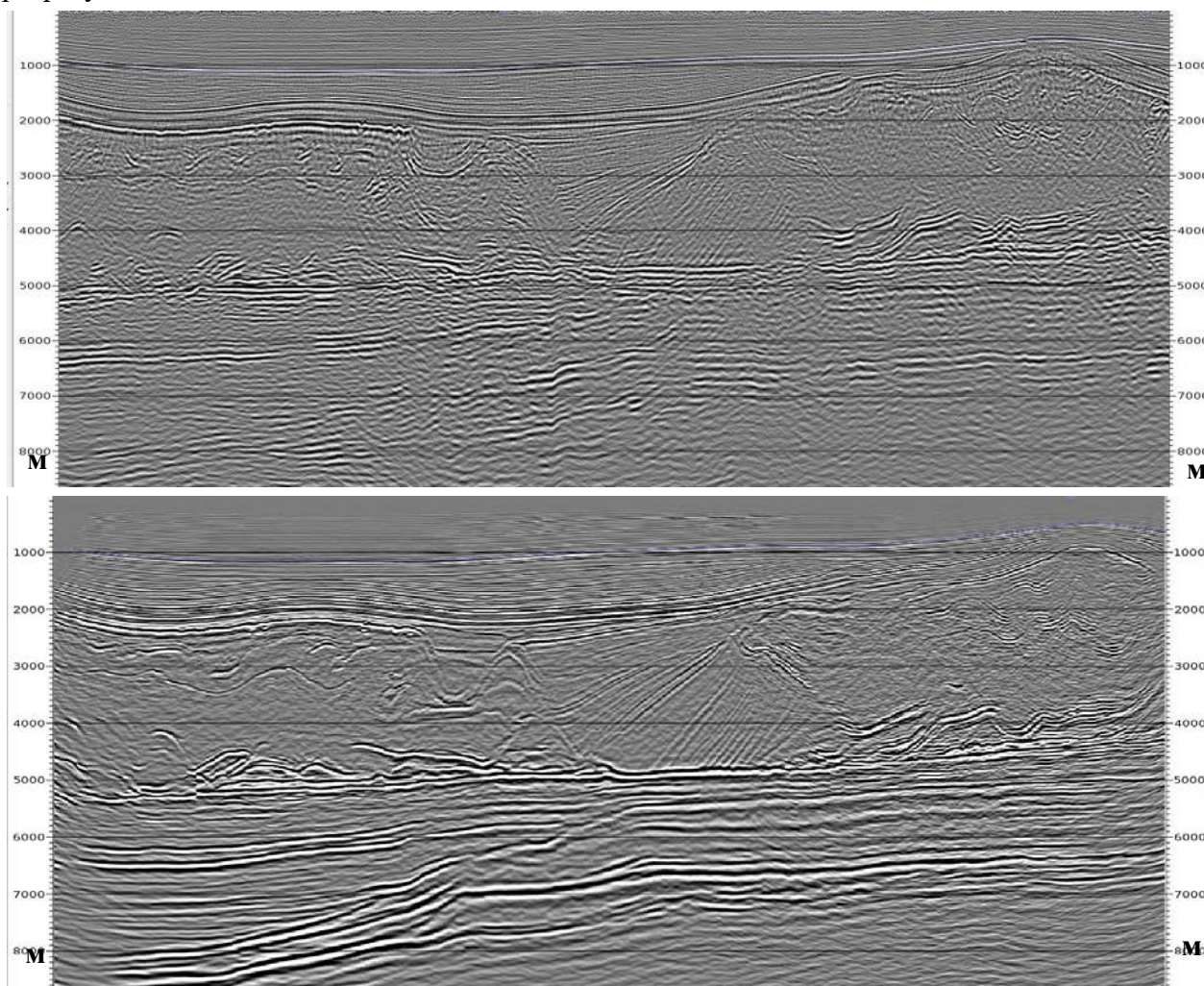


Рис. 5. Результат обработки прошлых лет одного из 2D профилей (сверху) и результат новой обработки 3D (данные извлечены из куба вдоль траектории 2D профиля).

Заключение

В результате выполнения проекта по обработке широкоазимутальных данных для одного из лицензионных участков ООО СП «Волгодеминойл» в юго-западной части Прикаспийской впадины были получены кондиционные результаты, позволяющие снизить риски при принятии решения о подготовке к глубокому бурению и оценке потенциальных ресурсов. Успешность выполнения данного проекта, во многом, определялась следующими факторами:

- Оптимальная система наблюдений и сейсмические данные высокого качества
- Применение инновационных технологий, позволяющих извлечь максимум полезной информации из сейсмических данных
- Совместная конструктивная работа геологов, обладающих глубокими знаниями о строении региона, и геофизиков, использующих эти знания в ходе применения высоко-технологичных процедур.

Алгоритм подавления волн-спутников для данных, полученных с сейсмической косой произвольной формы.**Егоров Антон Алексеевич, Денисов Михаил Сергеевич.****ООО "ГЕОЛАБ" МГУ имени М.В. Ломоносова.****Введение**

Волны-спутники – помехи, возникающие при проведении морских и наземных сейсмических работ. Они образуются при заглублении источников и приёмников и связаны с отражением упругих волн от свободной поверхности или других контрастных границ в нижнее полупространство. Лучевые траектории полезных волн и волн-спутников для рассматриваемого в данной работе случая морской сейсморазведки проиллюстрированы на рисунке 1.



Рис. 1. Схема образования полезных волн и волн-спутников (S – источник, R – приёмник).

Известно, что наличие волн-спутников искажает амплитудный и фазовый спектры сейсмического сигнала. Обычно их влияние проявляется в ослаблении высоких и низких частот, а также в появлении нулей амплитудного спектра на некоторых частотах (Хаттон и др., 1989), что ведёт к ухудшению разрешающей способности сейсморазведки. Подавление волн-спутников позволяет устранить эти эффекты. Кроме того, при наличии инструментов для подавления волн-спутников появляется возможность выбора большей глубины буксировки приёмного оборудования, что позволяет снизить уровень шума, связанного с волнением моря.

Для борьбы с волнами-спутниками зачастую используются нестандартные системы наблюдения, использующие многокомпонентную регистрацию, многоуровневое возбуждение, многоуровневую регистрацию, а также наклонную буксировку сейсмической косы. Существуют также способы подавления этих помех, применяемые исключительно на стадии обработки и не требующие никаких модификаций системы наблюдения (см., например, Денисов, Фирсов, 2015, где также приведён обзор соответствующей литературы).

Настоящее исследование посвящено решению проблемы подавления волн-спутников со стороны приёмника на данных, полученных с помощью систем наблюдения, предполагающих сложную геометрию сейсмической косы, или данных, в процессе получения которых из-за технических неполадок геометрия косы была изменена. Однако описанный далее алгоритм без каких-либо ограничений может применяться и к материалам, полученным с косой, буксируемой на постоянной глубине.

Алгоритм

Сейсмограмма общего пункта возбуждения (ОПВ) после шумоподавления $d(x,t)$ может быть представлена как:

$$d(x, t) = p(x, t) + g(x, t)$$

где, $p(x, t)$ – поле полезных отражений, $g(x, t)$ – поле волн-спутников. После преобразования Фурье по переменной t это равенство может быть переписано как:

$$D(x, \omega) = P(x, \omega) + G(x, \omega)$$

Здесь D , P и G – спектральные характеристики полей d , p и g соответственно.

С помощью алгоритмов продолжения волнового поля $G(x, \omega)$ может быть выражено через $P(x, \omega)$, что приведёт к равенству:

$$D(x, \omega) = P(x, \omega) + af(\omega) \sum_{y \in \Sigma} P(y, \omega) e^{j\omega\tau(y, x)} h(y, x), \quad (1)$$

где сумма по Σ (Σ – поверхность, содержащая сейсмическую косу) является дискретным представлением так называемого модифицированного интеграла Кирхгофа [Денисов, 2015], a – коэффициент отражения от поверхности воды, τ – форма годографа, по которому производится суммирование, f и h – фильтр и весовые коэффициенты, используемые при продолжении поля.

Нетрудно заметить, что множество равенств, подобных (1), записанных для всех приёмников на косе, формирует систему уравнений:

$$AP = D.$$

Регуляризация и последующее решение этой системы уравнений позволяют найти $P(x, \omega)$. Результат обратного преобразования Фурье от $P(x, \omega)$ – искомое поле полезных отражений $p(x, t)$.

Примеры результатов обработки

На рисунке 2 приведён пример работы описываемого алгоритма на модельной сейсмограмме, содержащей одно отражение. Выбрана наклонная геометрия косы.

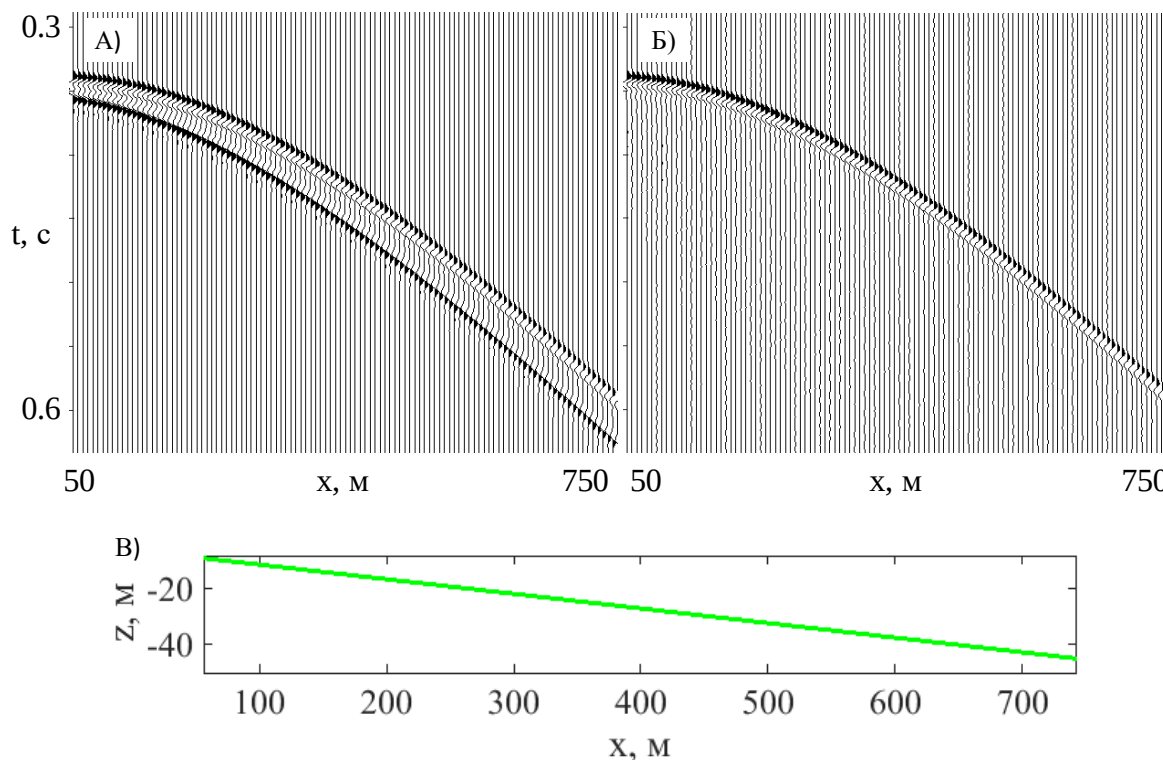


Рис. 2. Пример работы алгоритма на модельной сейсмограмме. (А) – сейсмограмма ОПВ до подавления волн-спутников, (Б) – сейсмограмма ОПВ после подавления волн-спутников, (В) – геометрия косы, используемая при моделировании.

На рисунке 3 приведён пример работы алгоритма на полевой сейсмограмме ОПВ. Волны-спутники со стороны приёмника были подавлены, благодаря чему амплитудный спектр сейсмограммы стал более широким. Оставшийся ноль спектра на частоте около 54 Гц связан с наличием волн-спутников со стороны источника.

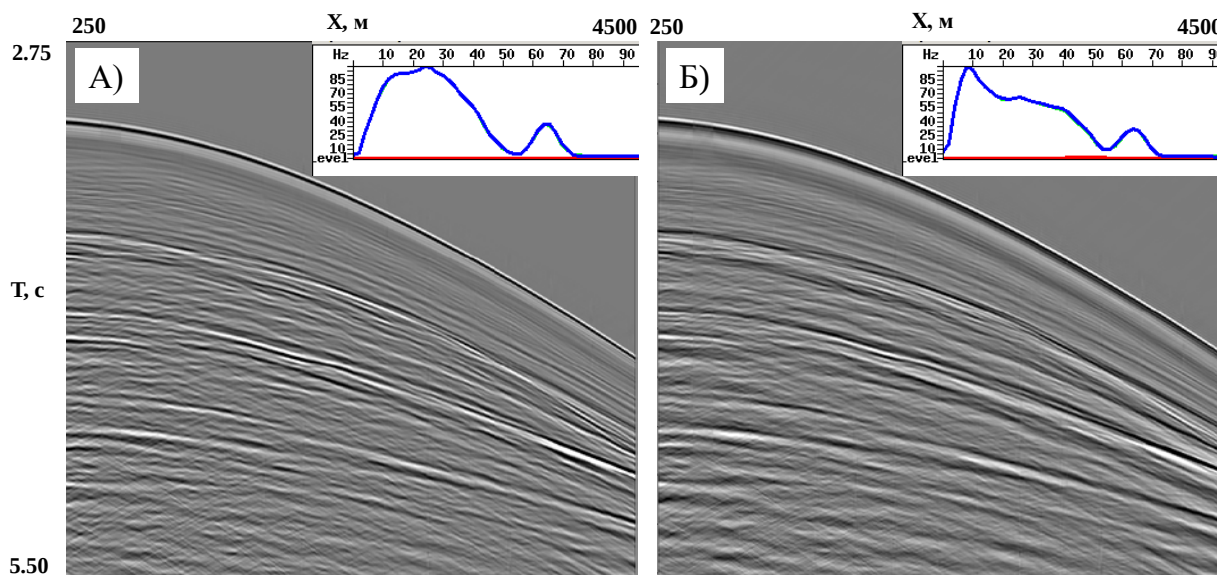


Рис. 3. Пример работы алгоритма на полевой сейсмограмме. (А) – сейсмограмма ОПВ до подавления волн-спутников, (Б) – сейсмограмма ОПВ после подавления волн-спутников.

Выводы

Нами был разработан алгоритм, способный производить подавление волн-спутников на данных, полученных с произвольной геометрией косы. Алгоритм опробован на модельных сейсмограммах с криволинейной геометрией косы и на полевых данных, полученных с косой, буксируемой на фиксированной глубине. Показано, что применение разработанного алгоритма позволяет произвести успешное подавление волн-спутников и добиться расширения амплитудного спектра сигнала.

Литература

1. Денисов М.С. Теоретические аспекты продолжения сейсмических волновых полей в слоистых средах. Технологии сейсморазведки. 2015. № 2. С. 7–17.
2. Денисов М.С., Фирсов А.Е. Оптимизационная процедура подавления волны-спутника. Технологии сейсморазведки. 2015. № 4. С. 23-32.
3. Хаттон Л., Уэрдингтон М., Мейкин Дж. Обработка сейсмических данных. Теория и практика. М.: Мир, 1989. 216 с.

3D кинематические фильтры в обработке сейсмических данных.

Рябинский Максим Андреевич, Фиников Дмитрий Борисович.

Яндекс. Терра (ООО "Сейсмотек"), г. Москва.

Кинематические фильтры – один из способов многоканальной фильтрации, предложенный в 80-е годы прошлого века В.М. Глоговским и Д.Б. Финиковым для решения задач миграционных преобразований, интерполяции данных и подавления помех. Расчет кинематических фильтров является неадаптивным (не зависящим от входных сейсмических данных) и полностью определяется кинематикой полезных волн и помех.

На прошлогодней конференции «Сейсмические технологии - 2015» был представлен доклад М.А. Рябинского, Д.Б. Финикова «Многоканальные фильтры обработки морских 3D наблюдений», в котором обсуждалось применение аппарата кинематической фильтрации для решения задачи подавления спутника при морских сейсмических наблюдениях. Был проведен анализ результатов работы данного подхода при различных системах наблюдений (с горизонтальной и наклонной приемными косами, с двумя горизонтально заглубленными косами) и в присутствии разного рода регулярных и нерегулярных помех. Кроме того, был проведен анализ зависимости результатов применения кинематической фильтрации от погрешностей в задании параметров системы наблюдений (глубины приемников и скорости в водном слое).

Для составления критерия кинематической фильтрации волны-спутника в 2D случае используется предположение о том, что регистрируемое сейсмическое поле локально (в пределах заданного числа каналов) может быть представлено в виде суммы плоских волн с лучевыми параметрами α , лежащими в заданном диапазоне $[\alpha^{(1)}, \alpha^{(2)}]$. Тогда каждая полезная отраженная плоская волна $s(x, t) = s(t - \alpha x)$ порождает спутник со стороны приемника $s'(x, t) = s(t - \gamma_\alpha x - \beta_\alpha)$, где γ_α – лучевой параметр волны-спутника, β_α – постоянная временная задержка спутника относительно полезного сигнала при заданном лучевом параметре α . Таким образом, зарегистрированный сигнал при каждом α представляет собой разность $s(x, t) - s'(x, t)$. Для подавления волны-спутника необходимо найти многоканальный фильтр $f(x, t)$, при свертке зарегистрированной записи с которым получится сейсмическая трасса, содержащая только полезный сигнал $s(t)$. При этом свертка производится на заданной локальной пространственной базе $x \in X$, а результирующая трасса ищется в центре данной базы, т.е. при $x = 0$. Итак, задача поиска наилучшего (в смысле среднеквадратического отклонения) фильтра на заданной пространственной базе $x \in X$ по всей длине трассы $t \in [0, T]$ в заданном диапазоне наклонов $\alpha \in [\alpha^{(1)}, \alpha^{(2)}]$ может быть сформулирована следующим образом:

$$J(f) = \int_{\alpha^{(1)}}^{\alpha^{(2)}} d\alpha \int_0^T dt \left(\sum_{x \in X} (s(t - \alpha x) - \sigma s(t - \gamma_\alpha x - \beta_\alpha)) * f(x, t) - s(t) \right)^2 \rightarrow \min \quad (1)$$

Здесь σ – коэффициент учета спутника, соответствующий коэффициенту отражения от дневной поверхности.

Решением оптимизационной задачи (1) для каждой выходной трассы является многоканальный фильтр $f(x, t)$, который применяется ко входным сейсмограммам. В результате сейсмограмма со спутником преобразуется в сейсмограмму без спутника (рис. 1).

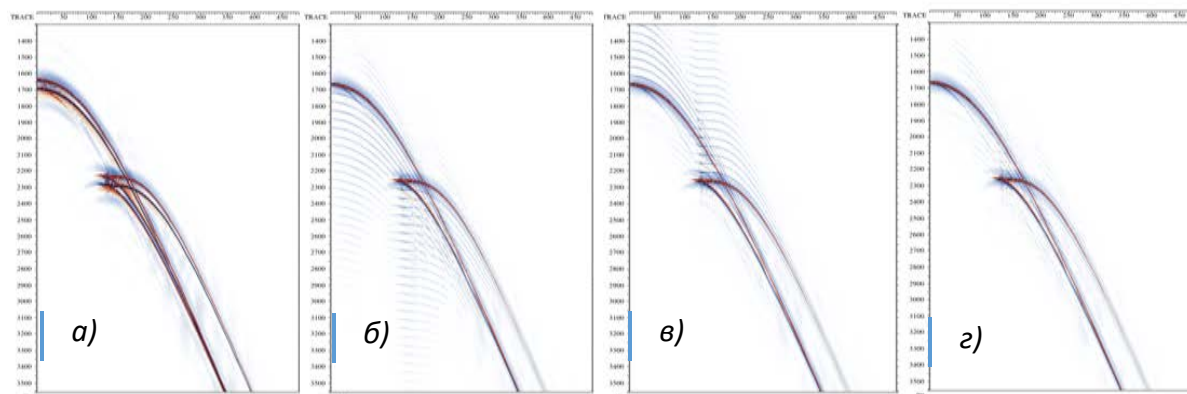


Рис. 1. Результаты кинематической фильтрации волны-спутника: а – исходная сейсмограмма со спутником, б – результат фильтрации в прямом времени, в – результат фильтрации в обратном времени, г – комбинированный результат.

На Рис. 1а представлена сейсмограмма ОПВ, рассчитанная для довольно сложной модели среды, порождающей «петлю», и содержащая некоторый уровень шума. На Рис. 1б изображен результат применения к этой сейсмограмме кинематического фильтра, полученного решением задачи (1). Здесь можно заметить, что спутник подавлен, однако проявились артефакты фильтрации, связанные с шумами на исходных данных. Эти артефакты можно подавить путем конструирования кинематического фильтра в обратном времени и адаптивного сложения получаемого с его помощью результата (рис. 1в) с результатом в прямом времени (рис. 1г).

Одновременно с подавлением спутника, методика кинематической фильтрации позволяет выполнять поднятие зарегистрированного волнового поля на дневную поверхность, что может быть полезным для дальнейшей обработки полученных данных, в частности, подавления кратных волн. Это достигается путем замены в функционале (1) выражения $s(t)$ на $s\left(t - \frac{\beta_\alpha}{2}\right)$. Кроме того, рассмотренным методом можно выполнить поднятие поля на дневную поверхность уже после подавления спутника, задав параметр ($\sigma = 0$). Аналогично имеется возможность преобразовать полученный полезный сигнал в спутник, а затем вычесть его из исходных данных с целью предотвратить потерю слабых полезных отражений, которая может возникнуть после адаптивного суммирования результатов фильтрации.

Рассмотренная методика легко обобщается на случай 3D морских наблюдений. Вид функционала (1) при этом останется без изменений, однако под лучевыми параметрами $\alpha = (\alpha_1 \ \alpha_2)$ и $\gamma_\alpha = (\gamma_{\alpha 1} \ \gamma_{\alpha 2})$, а также координатами $x = (x_1 \ x_2) \in X$ в данном случае будут пониматься двумерные величины, их произведение означает скалярное произведение соответствующих векторов. Кроме того, для расчета задержки β_α используется более сложная зависимость, учитывающая трехмерность распространения волн.

В случае горизонтального погружения всех линий приема на заданную глубину H равенство лучевых параметров полезной волны и спутника сохраняется, т.е. $\gamma_{\alpha 1} = \alpha_1$; $\gamma_{\alpha 2} = \alpha_2$, а задержка может быть вычислена следующим образом:

$$\beta_{\alpha} = \frac{2H}{v} \left(\sqrt{1 + tg^2 \varphi_1 + tg^2 \varphi_2} - tg \varphi_1 \sin \varphi_1 - tg \varphi_2 \sin \varphi_2 \right)$$

где:

$$tg \varphi_1 = \frac{\alpha_1 v}{\sqrt{1 - \alpha_1^2 v^2}}; \quad tg \varphi_2 = \frac{\alpha_2 v}{\sqrt{1 - \alpha_2^2 v^2}}; \quad \sin \varphi_1 = \alpha_1 v;$$

$$\sin \varphi_2 = \alpha_2 v.$$

φ_1 и φ_2 – углы подхода отраженной плоской волны в проекциях на плоскость инлайна и кросслайна, соответственно.

Многоканальная фильтрация в 3D случае осложняется еще и тем, что шаг между линиями приема, как правило, существенно больше, чем расстояние между соседними приемниками, лежащими на одной линии. Следовательно, во избежание эффектов наложения пространственных частот (aliasing), перед подавлением спутника требуется выполнить интерполяцию исходных данных. Эта процедура также может быть осуществлена при помощи кинематической фильтрации путем замены в функционале (1) выражения $s(t)$ на $s\left(t - \frac{\alpha \Delta x}{k}\right)$ и комбинирования результатов, получаемых в разных диапазонах наклонов $[\alpha^{(1)}, \alpha^{(2)}]$. Здесь Δx – расстояние между соседними линиями приема, которое требуется проинтерполировать в k раз.

Важной особенностью алгоритма интерполяции сейсмических данных методом кинематической фильтрации является отсутствие требования регулярности исходных данных, т.е. с его помощью может быть выполнена не только интерполяция, но и регуляризация зарегистрированных сейсмограмм. Данный алгоритм состоит в следующем:

1. Рассчитать набор оптимальных кинематических фильтров, соответствующий заданному набору диапазонов наклонов. Каждый фильтр предназначен для регуляризации и интерполяции исходных данных в соответствующем диапазоне наклонов.
2. Применить каждый фильтр из рассчитанного набора к исходным нерегулярным данным. В результате будут получены наборы регулярных данных, отфильтрованные в заданных диапазонах наклонов.
3. В каждом наборе выбрать трассы, соответствующие (геометрически) исходным нерегулярным данным. Подобрать коэффициенты проецирования выбранных данных на исходные трассы.
4. Полученные коэффициенты проинтерполировать на регулярную геометрию.

5. Результирующее поле коэффициентов применить для комбинирования ответов п.2 в окончательный результат интерполяции.

На Рис. 2 представлены результаты последовательного применения процедур интерполяции и подавления спутника к модельной сейсмограмме ОПВ. Исходная сейсмограмма со спутником была рассчитана с шагом 100 метров между пунктами приема (Рис. 2а). На первом этапе проводилась интерполяция в 4 раза, в результате была получена сейсмограмма со спутником с шагом 25 метров между каналами (Рис. 4б). На втором этапе к проинтерполированным данным применялась кинематическая фильтрация волны-спутника (Рис. 4в).

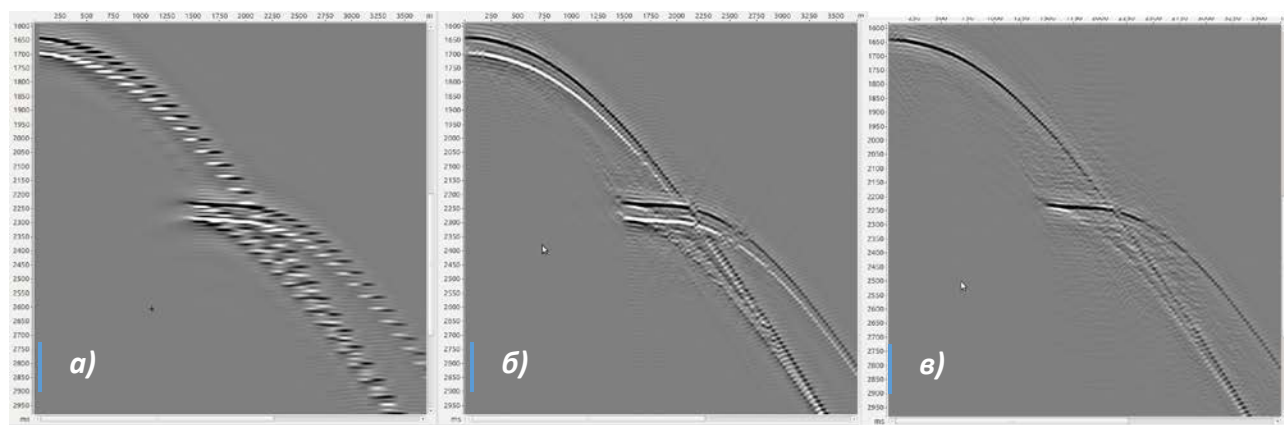


Рис. 2. Результаты интерполяции и подавления спутника методом кинематической фильтрации: а – исходная сейсмограмма со спутником и шагом 100м между каналами, б – результат интерполяции с шагом 25м, в – результат фильтрации спутника по интерполированным данным.

Полученные результаты свидетельствуют о том, что методика кинематической фильтрации позволяет решать задачи интерполяции и регуляризации сейсмических данных, а также подавления спутника со стороны приёмника, при любой из наиболее применяемых в настоящее время систем однокомпонентных морских наблюдений (с горизонтальными, наклонными и парами горизонтальных кос), причём как в 2D, так и в 3D случае. Аналогичным образом кинематические фильтры могут применяться для подавления спутника со стороны источника, с той лишь разницей, что обработку следует проводить по сейсмограммам ОПП. Помимо этого, данная методика может быть использована для поляризационной фильтрации и обработки донных наблюдений.

Возможности восстановления параметров анизотропии по сейсмическим данным.
Анисимов Руслан Гурьевич.
Яндекс. Терра (ООО «СейсмоТек»), г. Москва.

В процессе решения обратной кинематической задачи и построения глубинно-скоростной модели среды геофизики постоянно сталкиваются с проблемой выбора. Наличие выбора возникает из-за существования кинематически эквивалентных сред и, по существу, является следствием того, что мы пытаемся решать некорректную задачу, которая либо имеет неограниченное количество решений, либо его не имеет вовсе. Вследствие этого, а также вследствие наличия погрешностей в исходных данных, всегда ищутся решения, позволяющие отобразиться в исходные данные с достаточной для практики точностью. Но при такой формулировке существует бесконечное множество решений, поэтому для выбора какого-то определённого решения, обладающего желаемыми свойствами, обычно применяют технику регуляризации, позволяющую из некорректной задачи составить задачу условно корректную. И здесь очень важным является то, как данная регуляризация выполняется. Если параметризовать модель пластами и наложить на них ограничение локальной однородности, т.е. медленной изменчивости скоростей и локальной плоскости отражающей площадки, то задача становится корректной. Поэтому мы считаем, что именно в такой модели следует решать обратную кинематическую задачу геофизики, по крайней мере, до тех пор, пока это удаётся сделать.

Всё выше сказанное касалось изотропных сред и моделей, но на практике зачастую приходится работать с существенно анизотропными средами, которые ещё больше увеличивают область возможных решений. В таком случае класс локально-однородной пластовой модели приходится расширять, добавляя в модель параметры анизотропии и тем самым снова делая задачу некорректной. Её некорректность заключается в неединственности решения, которую мы продемонстрируем на следующем примере. Рассмотрим трёхмерную модель, состоящую из нескольких слоёв (рис.1). Второй слой характеризуется VTI анизотропией и параметрами: $V_0 = 2500$ м/с, $\epsilon = 0.15$ и $\delta = 0$. Если мы изменим исходную глубину подошвы данного слоя и сделаем её на 100 метров глубже, а затем подберём такие параметры VTI анизотропии, которые позволят отобразиться во времена отражённой волны, рассчитанной в исходной модели, то мы получим новые параметры: $V_0 = 3000$ м/с, $\epsilon = -0.06$ и $\delta = -0.16$. Оговоримся, что входные данные в наших экспериментах мы ограничиваем оффсет-фактором равным двум.

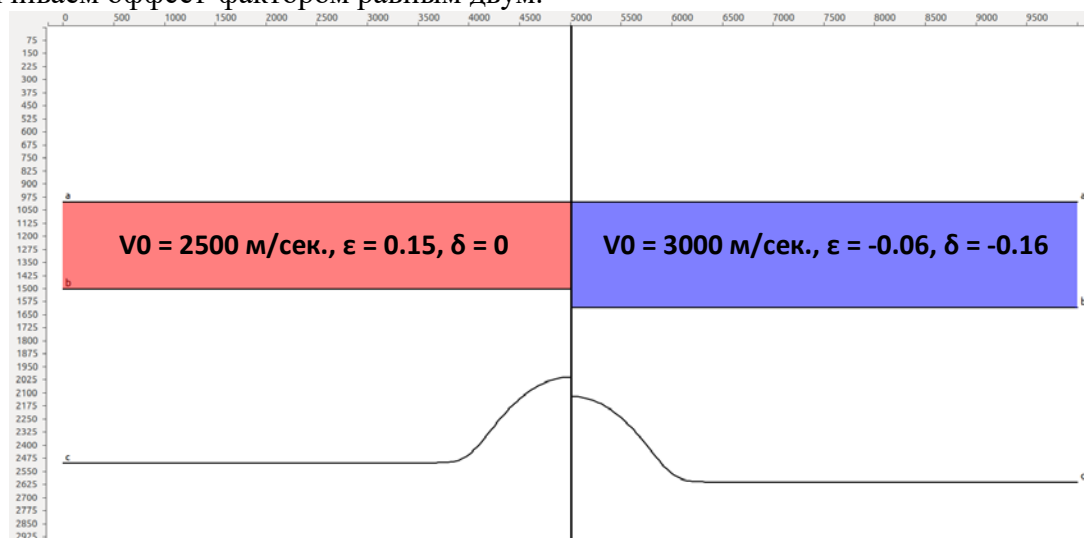


Рис. 1. Пример сечения двух совмещенных эквивалентных моделей. Левая половина изображает исходную модель, правая эквивалентную ей модель, полученную в результате решения обратной задачи определения оптимальных параметров анизотропии.

Выполнив миграцию сейсмограмм, рассчитанных в исходной модели, мы увидим, что её качество идентично в обоих случаях, но при этом глубинное положение горизонтов различно (рис.2). Таким образом, на данном примере мы показали некорректность задачи определения параметров анизотропии даже в рамках пластовой локально-однородной параметризации модели с известной осью анизотропии. Следовательно, для регуляризации данной задачи необходима дополнительная априорная информация. Исходя из приведённого примера, нетрудно догадаться, что в качестве такой информации разумно принимать глубинное положение отражающего горизонта [5].

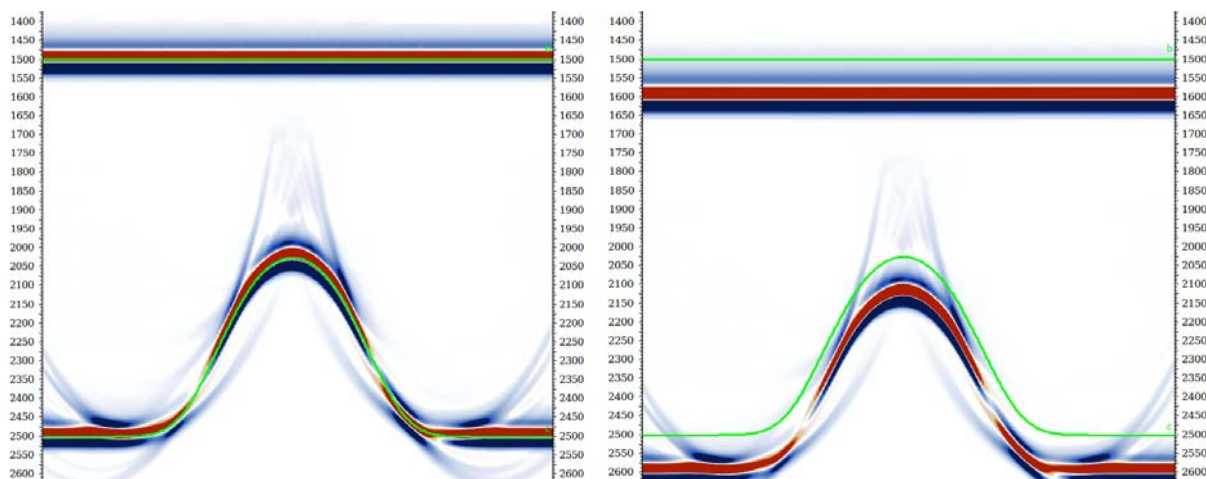


Рис. 2. Результат миграции в двух эквивалентных моделях. Качество изображения идентично, так как оси синфазностей на мигрированных сейсмограммах спрямлены в обеих моделях (в тезисах не представлены).

Но даже при использовании информации о глубинном положении отражающего горизонта нам не удастся избежать неединственности решения в случае, если мы пытаемся также идентифицировать ориентацию оси симметрии анизотропии. Помимо этого, в реальной жизни глубина горизонта в принципе не может быть задана правильно, так как у нас всегда имеется только ограниченное количество скважин, да и те могут быть с ошибками в привязке. В связи с этим хочется обладать ещё какими-либо априорными данными, которые позволят разрешить неединственность и/или оценить адекватность заданного глубинного горизонта. Для начала напомним, что мы строим толстослоистую скоростную модель и, следовательно, оцениваем интегральные параметры среды. В связи с этим можно с большой долей уверенности утверждать, что у нас имеются отражения от внутренних точек пласта, пусть даже они и фрагментарны по площади. Вопрос заключается в том, можно ли каким-либо образом использовать данный вид информации при решении обратной задачи. Для этого рассмотрим две эквивалентные модели, представленные выше, и проведём следующий эксперимент. В исходной модели добавим отражающий горизонт внутри анизотропного пласта, рассчитаем синтетические сейсмограммы, а затем выполним их миграцию в обеих моделях (рис.3). Заметим, что добавленный горизонт является только отражающим, но не преломляющим. Данное условие является существенным и обуславливается тем, что мы описываем весь рассматриваемый слой как единую толщу.

На результатах миграции мы видим, что во второй модели изображения горизонтов получились ниже на 100 метров. При этом результат миграции ниже подошвы анизотропного слоя можно не рассматривать, так как мы уже убедились в его идентичности ранее, поэтому сосредоточимся на изображении добавленного горизонта. В целом результат кажется сопоставимым, но если приглядеться внимательнее, то можно заметить эффекты расфокусировки изображения в некоторых местах. Рассмотрение мигрированных сейсмограмм подтверждает данный факт. Но главной особенностью является то, что такое поведение наблюдается не повсеместно, а только на участках, расположенных относительно высоко по пласту (рис.4). Данное явление происходит не потому, что мы выбрали плохую

эквивалентную модель, а потому что мы использовали конечный диапазон углов просвечивания нашего пласта, когда решали задачу определения параметров анизотропии, и поэтому определили модель, эквивалентную только на имеющемся диапазоне углов.

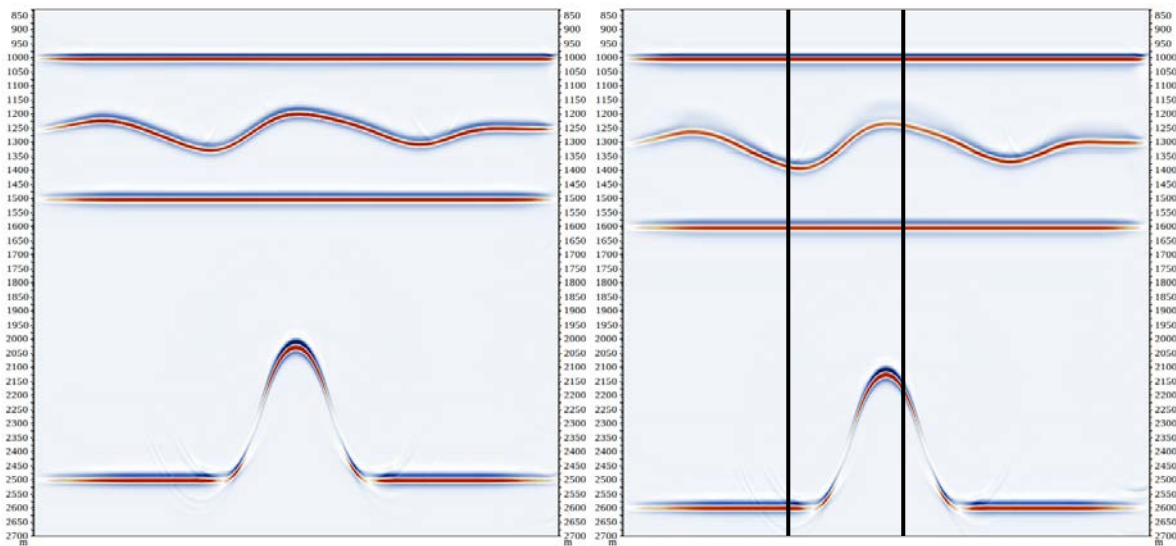


Рис. 3. Результат миграции в двух эквивалентных моделях при наличии промежуточного отражающего горизонта в анизотропном пласте. Изображение промежуточной границы во второй модели сфокусировано хуже.

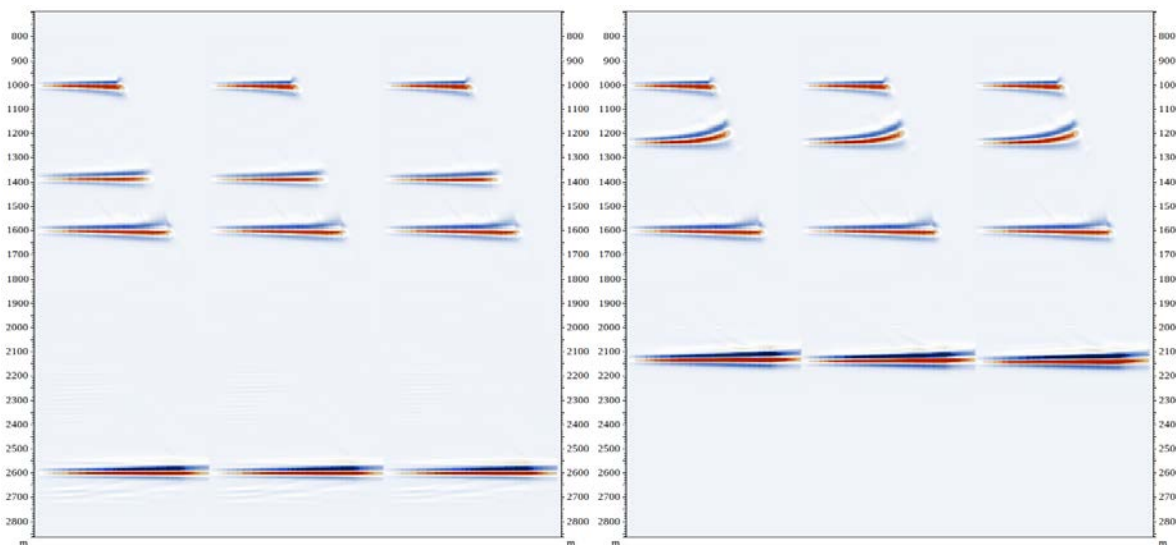


Рис. 4. Пример мигрированных сейсмограмм во второй модели. Слева – на пикете 3200 м, справа – на пикете 5200 м. Расположение соответствующих пикетов отмечено вертикальными линиями на рис.3.

Таким образом, чем выше по пласту находится внутренняя отражающая площадка, тем больший диапазон углов вовлекается в её освещение. В связи с этим мы наблюдаем спрямлённость осей синфазностей вплоть до удалений соответствующих максимальному углу просвечивания пласта, использованному при решении обратной задачи. Для более наглядной демонстрации сказанного проведём тесты, подобные вышеописанному, только теперь в качестве внутренней границы для простоты будем рассматривать горизонтальный отражатель с тремя различными положениями: на глубине 1400, 1250 и 1100 метров соответственно. Рассчитав синтетические сейсмограммы и произведя миграцию в эквивалентной модели, мы обнаружим, что расхождение моделей по отношению к отражениям от внутренних границ слоя тем выше, чем дальше такая граница расположена от подошвы изучаемого слоя. (рис.5). Данный факт подтверждает наше предположение о том, что модели начинают расходиться вследствие того, что для отражений от внутренних границ

диапазон углов просвечивания среды шире того, который использовался в обратной задаче. Поэтому данная информация является очень ценной и должна учитываться при решении задачи кинематической инверсии. Но тем не менее она не может дать гарантии в разрешении неединственности, так как на приведённых примерах мы видим, что для границ, расположенных посередине и ниже, модели эквивалентны с достаточной для практики точностью. Ввиду этого подход с использованием дополнительной априорной информации в виде поля времен отражённых волн от промежуточных границ может служить хорошим критерием для оценки правильности глубин подошвы исследуемого горизонта, а также выступать дополнительным стабилизатором решения. Но при этом он не позволяет однозначно решать обратную задачу с одновременным определением глубины отражающего горизонта, как может поначалу показаться, так как единственность не гарантирована.

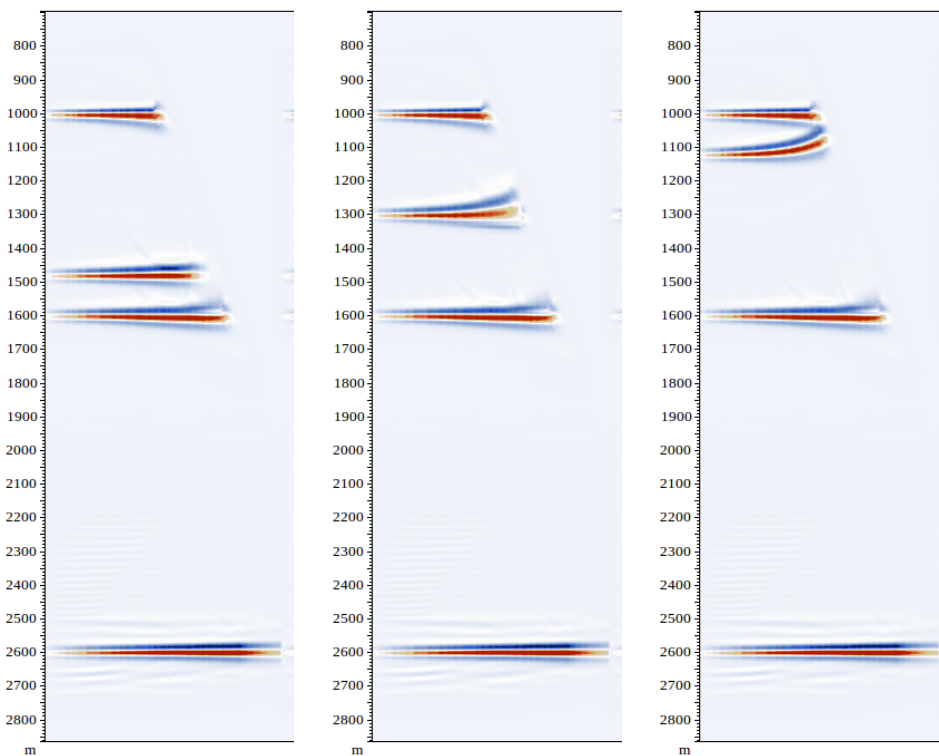


Рис..5. Пример мигрированных сейсмограмм в трёх эквивалентных моделях с различным положением промежуточного отражающего горизонта в анизотропном пласте. Слева – на глубине 1400 м, посередине – 1250 м, справа – 1100 м.

Литература

1. Глоговский В.М., Лангман С.Л. Свойства решения обратной кинематической задачи сейсморазведки. // Технологии сейсморазведки, 1/2009 – Москва, 2009 – 10 с.
2. Анисимов Р.Г. Восстановление параметров анизотропии в локально однородной пластовой модели по кинематике отражённых волн // Тезисы конференции «Геомодель-2014»
3. Лангман С.Л., Анисимов Р.Г. Построение пластовой глубинно-скоростной модели в сложных средах // Тезисы конференции «Тюмень-2015»
4. Анисимов Р.Г., Лангман С.Л., Фиников Д.Б. Возможности расширения класса пластовых моделей сред при решении обратной кинематической задачи. Часть 1. Реконструкция пласта. Вставка горизонта. Технологии сейсморазведки, 2015, №2
5. Анисимов Р.Г., Лангман С.Л., Фиников Д.Б. Возможности расширения класса пластовых моделей сред при решении обратной кинематической задачи. Часть 2. Реконструкция пласта в модели анизотропии. Технологии сейсморазведки, 2015, №3

Параметризация годографа для описания ВЧР.

Давлетханов Ришат Талгатович, Силаенков Олег Александрович.

Яндекс.Терра (ООО «Сейсмотек»), г. Москва.

В работах [6, 7] на модельном примере было показано, как ввод средне- и длиннопериодных статических поправок негативно сказывался на результате решения обратной кинематической задачи – глубины и пластовые скорости определялись с довольно большими погрешностями. С другой стороны, без использования этих поправок было бы проблематично описать годограф отражённой волны (из-за его сложной формы). В то же время демонстрировался альтернативный способ (кинематико-динамическое преобразование), который всё-таки позволял параметризовать отражённые волны без использования статических поправок (но не во временной, а в глубинной области после миграции). Недостаток этого метода заключается в его невысоком быстродействии – требуется многократное повторение миграции до суммирования сейсмограмм (хотя, возможно, и не всех данных, а только области, необходимой для идентификации отражённых волн от выбранного горизонта). К тому же не во всех ситуациях в результате кинематико-динамического преобразования можно гарантировать столь существенное упрощение годографа и улучшение прослеживаемости, чтобы считать этот подход «панацеей».

В этом докладе демонстрируется иной способ, который ближе к традиционному (т.е. средне- и длиннопериодные статические поправки всё-таки используются), но лишён его недостатков (глубинная модель восстанавливается с достаточно высокой точностью). Поверхностно согласованная система сдвигов используется для параметризации годографа, но не для коррекции статики. Суть метода состоит в следующем:

1. Гиперболическая параметризация годографа отражённой волны;
2. Расчёт статических поправок (относительно поля времён из п. 1);
3. Выделение трендовой (гладкой) составляющей из рассчитанных статических поправок;
4. Корректирование поля времён из п. 1 – вычитание из них трендовой составляющей статических поправок;
5. Решение обратной кинематической задачи с использованием скорректированного поля времён из п. 4.

Эта технология была опробована нами на синтетических 3D данных. На Рис. 1 представлена использовавшаяся для эксперимента пластовая глубинно-скоростная модель.

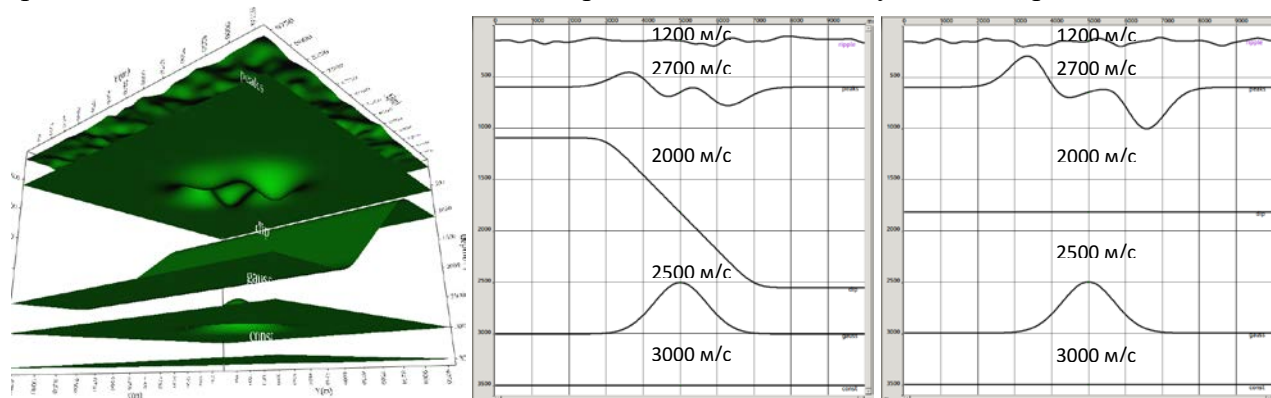


Рис. 1. Пластовая глубинно-скоростная модель, использовавшаяся для эксперимента. Слева – 3D представление модели, в центре – сечение поверхности глубин вдоль центрального инлайна, справа – вдоль центрального кросслайна.

Вся сложность модели сосредоточена в поведении глубинных границ, особенно в ВЧР, где они существенно трёхмерны. Для простоты пластовые скорости в пределах каждого пласта не меняются, но имеется инверсия скоростей – высокоскоростной второй слой «peaks» (2700 м/с), окружённый сверху и снизу более низкоскоростными слоями (1200 м/с и 2000 м/с, соответственно). Такая ситуация может наблюдаться в зонах развития вечной мерзлоты в сезоны оттаивания. Кровля мёрзлого слоя имеет короткопериодные низкоамплитудные вариации. Подошва, наоборот, характеризуется длиннопериодными высокоамплитудными изменениями.

В этой модели было осуществлено 3D волновое моделирование со следующими параметрами:

Размер грида	10000 м x 10000 м
Тип сейсмической расстановки	Крест
Шаг между линиями ПВ	300 м
Шаг между линиями ПП	300 м
Шаг между ПВ на линии	50 м
Шаг между ПП на линии	50 м
Максимальное удаление по X	3000 м
Максимальное удаление по Y	3000 м
Размер ОГТ-бина	25 м x 25 м

Пример сейсмограммы ОПВ, полученной в точке (5100 м, 5000 м), даётся на Рис. 2 слева (иллюстрируются несколько сечений 3D сейсмограммы вдоль приёмных линий). На Рис. 2 справа показаны трассы 3D сейсмограммы ОГТ, упорядоченные по удалению ПВ-ПП без учёта азимута. Дребезг трасс связан вовсе не со статикой, а с трёхмерностью глубинной модели и с неучётом азимута ПВ-ПП. Из этих рисунков видно, что форма годографа достаточно сложная.

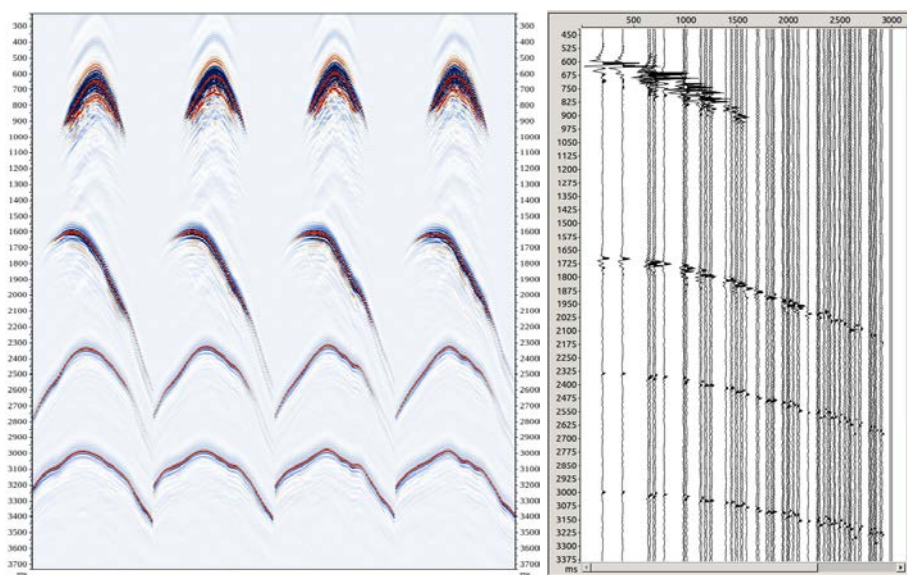


Рис. 2. Примеры модельных сейсмограмм. Слева – 3D сейсмограмма ОПВ (5100 м, 5000 м), показаны только четыре приёмные линии. Справа – 3D сейсмограмма ОГТ (5100 м, 5000 м), трассы упорядочены по возрастанию удаления, дребезг связан только с неучётом азимута.

Для полноты картины о сложности трёхмерных годографов они были рассчитаны от горизонта «const» в трёх точках площади: А (5000 м, 5000 м), В(5225 м, 3375 м), С(5000 м, 6575 м). Трёхмерные годографы ОПВ проиллюстрированы на Рис. 3 сверху. Ясно, что годографы ОГТ должны быть существенно проще. Это действительно так, хотя и не в полной мере (Рис. 3, снизу). Учитывая результаты, полученные в работах [6, 7], должно быть ясно, что простая гиперболическая параметризация в таком случае неприемлема, если планируется решать обратную кинематическую задачу.

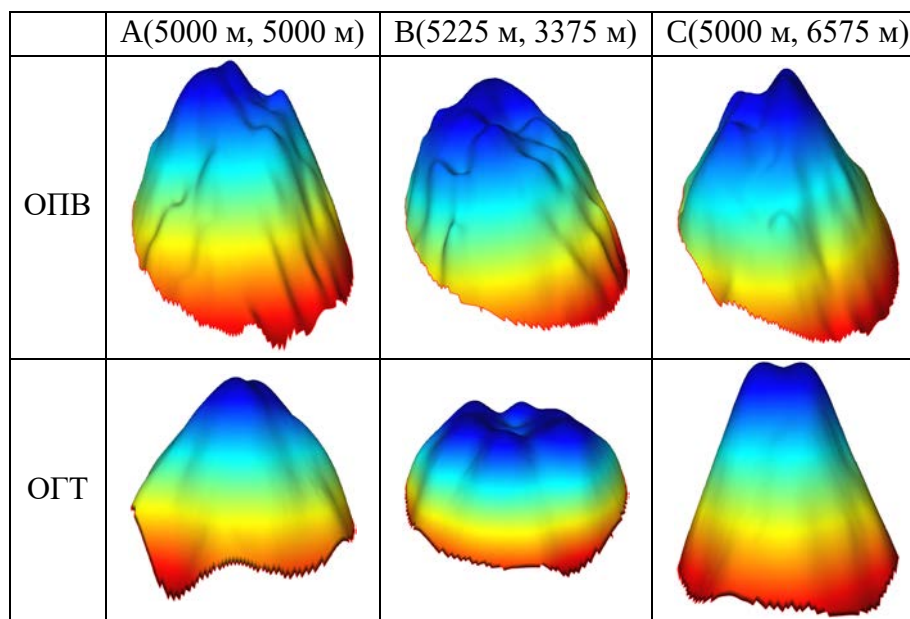


Рис. 3. Примеры трёхмерных годографов ОПВ и ОГТ в трёх точках площади. Годографы ОГТ сильно проще, чем ОПВ, но даже они существенно отличаются от гиперboloида.

Таким образом, для корректного восстановления глубинно-скоростной модели из наблюдаемых времён необходимо как можно точнее описать это поле времён, не путая две составляющие – собственно модель и статику. Конечно, можно использовать кинематико-динамическое преобразование, но его недостатки были описаны выше (низкое быстродействие, возможная негиперболичность остаточной кинематики [1]). Тем не менее, в данной работе мы его использовали, но только для нахождения параметров нижней части разреза (для слоёв «dip», «gauss», «const»). Главное новшество состоит в способе построения модели ВЧР.

Построение модели ВЧР

Отражение от первого горизонта «girple» мы не моделировали, т.е. считали, что отражённая волна от этого горизонта недоступна для наблюдения. Первым доступным горизонтом был «peaks». В таком случае использование кинематико-динамического преобразования некорректно, так как из-за пропуска сильно преломляющей границы «girple» (перепад скоростей с 1200 м/с до 2700 м/с) остаточная кинематика на сейсмограммах ОТИ не является гиперболой [1].

Частично последовательность действий, необходимых для построения модели ВЧР, была описана выше. Несмотря на сильную азимутальную зависимость (Рис. 2, справа), по сейсмограммам ОГТ был проведён гиперболический скоростной анализ вдоль горизонта «peaks», т.е. была произведена параметризация с помощью гиперboloида вращения (Рис. 4, слева). Далее относительно этого гиперboloида были оценены остаточные статические

сдвиги (хотя на самом деле статики не было), разложенные впоследствии на два фактора – за ПВ и ПП. Всего было проделано 4 итерации коррекции кинематики и статики. Понятно, что полностью «выбрать» статику таким образом не удалось, так как она не является поверхностно-согласованной (весь дребезг связан с неучётом азимута). Тем не менее, построив карту поправок за ПВ и ПП, была найдена общая для них трендовая составляющая (Рис. 4, справа) такая, что гиперboloид минус этот тренд описывают истинное поле времён, которое так необходимо для решения обратной кинематической задачи. Но опять-таки, они не обеспечат нам истинные глубины горизонта «peaks» и правильную пластовую скорость из-за пропуска сильно преломляющей границы «ripple». Очевидно, что её неучёт не позволит правильно восстановить параметры разреза и от остальных границ, расположенных ниже.

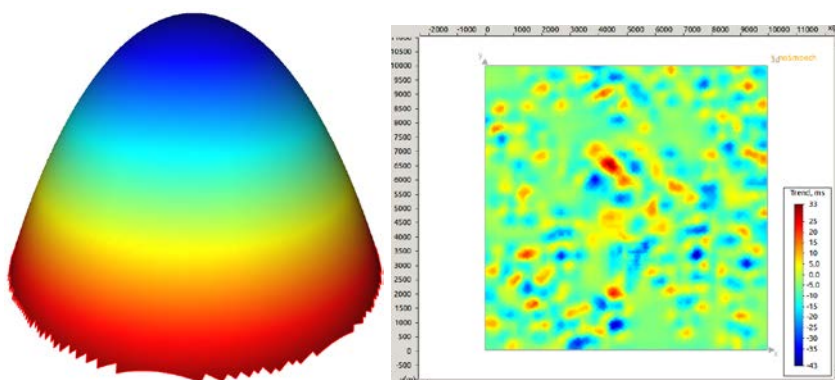


Рис. 4. Слева – гиперboloид вращения, полученный при скоростном анализе вдоль горизонта «peaks» в точке (5000 м, 5000 м). Справа – карта трендовой составляющей статических поправок. Гиперboloид минус тренд даст нам «мятый» гиперboloид, который неплохо описывает наблюдаемое поле времён.

Поэтому для восстановления «ripple» мы использовали реконструкцию (вставку). Данная технология подробно описана в [2]. Она представляет собой вставку горизонта перед выбранным (т.е. разбиение пласта на два слоя) таким образом, чтобы минимизировать невязку между имеющимися временами от выбранного горизонта и временами, которые получаются при решении прямой кинематической задачи. При вставке варьируются три параметра: конфигурация вставляемого горизонта и две скорости (над и под ним). В нашем случае опорным горизонтом, от которого известны времена, был «peaks», а вставлялся горизонт «ripple». Результат реконструкции показан на Рис. 5. Слева – истинная модель, в центре – ответ в случае использования времён гиперboloида, справа – ответ, полученный при использовании времён гиперboloида за вычетом трендовой составляющей статических поправок. Очевидно, что использование тренда помогает точнее восстановить положение реконструируемого горизонта и скоростью над и под ним.

Нахождение параметров нижней части разреза

Для решения этой задачи уже вполне годится метод кинематико-динамического преобразования. Его применимость была показана на 2D данных в [3-5]. На 3D случай метод легко переносится.

Выводы

В данной работе было показано, что использование комбинированной параметризации годографа (с помощью гиперboloида и трендовой составляющей статических поправок) позволяет существенно точнее восстановить параметры ВЧР. Это справедливо даже в том случае, если дребезг в данных статикой не является (а, например, связан с азимутальностью). Но надо отметить, что этот подход никоим образом не является заменой кинематико-

динамическому преобразованию. Они дополняют друг друга (первый – для ВЧР, второй – для нижней части разреза). Основная трудность предложенного метода состоит в нахождении тренда – при использовании скользящего среднего требуется выбор оптимального значения радиуса сглаживания статических поправок.

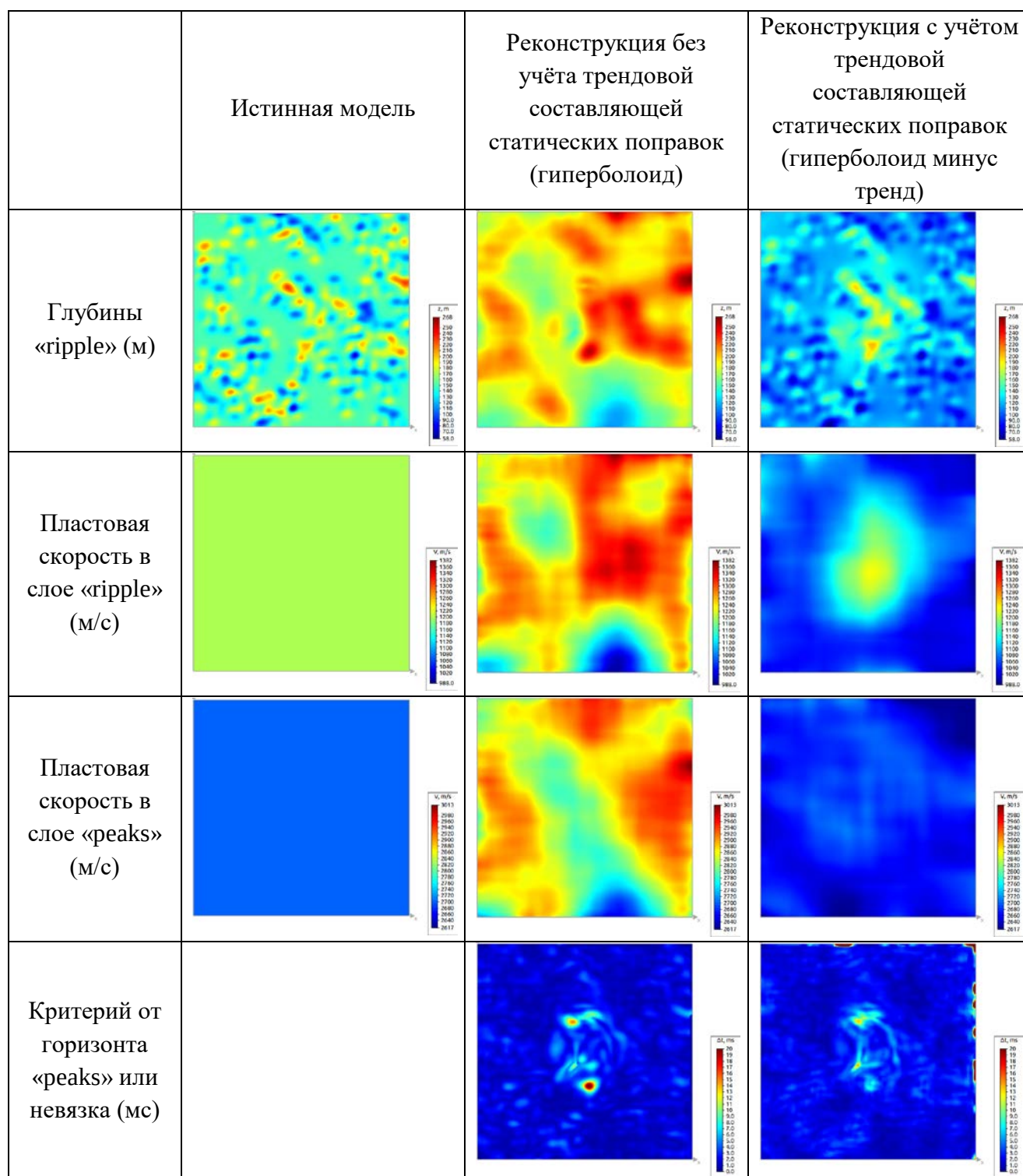


Рис. 5. Результат реконструкции (вставки) горизонта. Подобраны три параметра (глубина вставляемого горизонта, скорость над и под ним), такие чтобы невязка между используемыми временами (от «peaks») и теми, которые получаются при решении прямой кинематической задачи была минимальной. При учёте тренда невязка в центральной части площади меньше. В каждой строке таблицы используется один и тот же диапазон значений палитры.

Литература

1. Kamal Al-Yahya. Velocity analysis by iterative profile migration // GEOPHYSICS, 1989, Vol. 54, No. 6, pp. 718-729.
2. Анисимов Р.Г., Лангман С.Л., Фиников Д.Б. Возможности расширения класса пластовых моделей сред при решении обратной кинематической задачи. Часть 1. Реконструкция пласта. Вставка горизонта // Технологии сейсморазведки, №2, 2015, с. 69-76.
3. Давлетханов Р. Т., Лангман С. Л., Силаенков О. А. Коррекция статических поправок с сохранением кинематики отражённых волн, соответствующих пластовой модели среды // Геомодель 2012. 14-я конференция по проблемам комплексной интерпретации геолого-геофизических данных при геологическом моделировании месторождений углеводородов, 2012.
4. Давлетханов Р. Т., Лангман С. Л., Силаенков О. А. Кинематико-динамическое преобразование в задаче коррекции статических поправок // Тюмень 2013. Новые геотехнологии для старых провинций, 2013.
5. Давлетханов Р. Т. Учёт остаточных высокочастотных статических поправок в данных, соответствующих наблюдениям на неплоской линии приведения // Сейсмические технологии 2014, 2014
6. Давлетханов Р. Т. Учёт влияния ВЧР при построении глубинно-скоростной модели среды // Сейсмические технологии 2015, 2015.
7. Давлетханов Р. Т. Учёт неоднородностей ВЧР статическими поправками или включение их в пластовую модель среды – что выбрать? // Технологии сейсморазведки, № 1, 2015, с. 76-91.

Интерпретационное сопровождение обработки – необходимое условие успешной работы.

Силаенков Олег Александрович, Фиников Дмитрий Борисович.

Яндекс.Терра (ООО «Сейсмотек»), г. Москва.

В этом году исполняется ровно 30 лет со дня выхода сборника ТИИЭР, посвященного теории и практике решения обратных задач в сейсморазведке. Этот специализированный номер журнала переводился специалистами ЦГЭ и, надо сказать, произвёл немалое впечатление на геофизическую общественность. В нём, в частности, была одна из первых публикаций алгоритма SRME, который ещё тогда так не назывался, а трактовался как один из этапов решения обратной динамической задачи или многомерное обобщение схемы обращения алгоритма Баранова-Кюнэтца. Были рассмотрены многие алгоритмы миграционных и инверсионных преобразований, от которых в теоретическом плане и современная сейсморазведка недалеко шагнула.

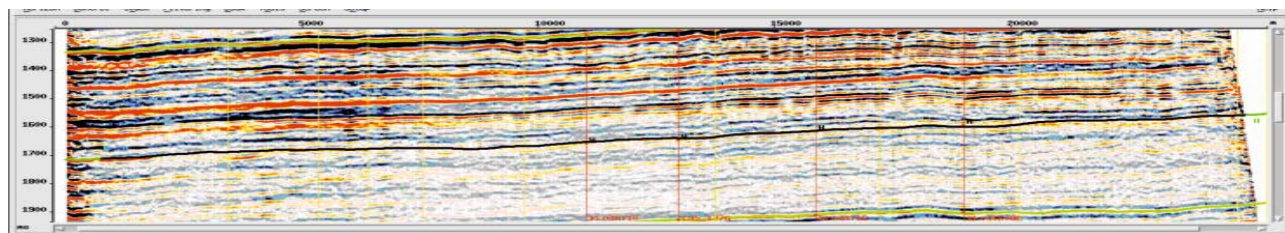
Уже тогда было понятно, что только вычислительные ресурсы сдерживают пыл геофизиков в построении моделей сред сколь угодно точно отображающих в наблюдаемые данные за вычетом некоррелированных шумов и случайных выбросов. Понятно было и то, что таких моделей можно построить великое множество, а вот доверие к ним у интерпретатора будет тем больше, чем более изощренным будет математический инструментарий, и чем больше априорной информации можно будет включить в ограничения оптимизационных процедур. Последнее не лишено смысла: учёт априорной информации, как это не банально звучит, единственный способ повысить степень определенности в решении обратных задач. Что это за информация, и как ею воспользоваться? Именно этими вопросами геофизики и озабочены на всём протяжении развития своей прикладной науки.

На этапе обработки этой информации очень мало. Здесь геофизики бьются преимущественно с тем, чтобы свести задачу к обработке монотипных, обычно продольных, отраженных волн, объявив всё остальное помехой и по возможности устраняя эту помеху из данных. При этом инверсия рассматривается как кинематическая задача, т.е. построение Глубинно-Скоростной Модели Среды (ГСМ) на основе оценённых времён прихода отражённых волн. Априорная информация здесь тоже имеет чисто геометрический характер – обычно это отметки глубин основных отражающих горизонтов, взятые с немногочисленных имеющихся скважин. Динамика в расчёт не принимается – задача обработки её не испортить, а по возможности улучшить. Вот в этом «улучшить» немалая доля лукавства, которая потом приводит к противоречиям, с которыми приходится справляться интерпретатору. А уж если с ними удастся справиться – доверие к результатам безоговорочное.

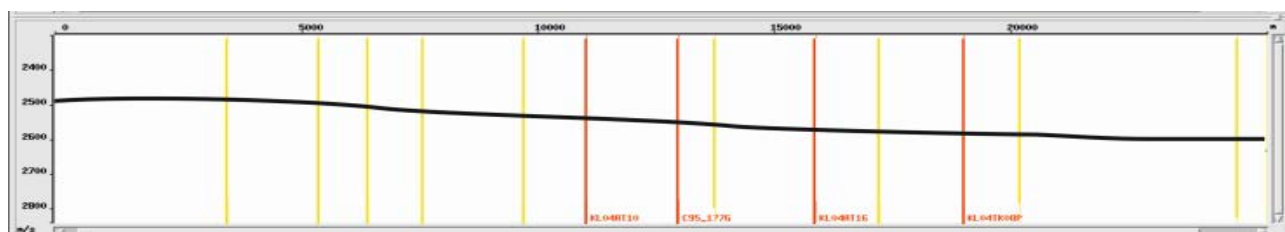
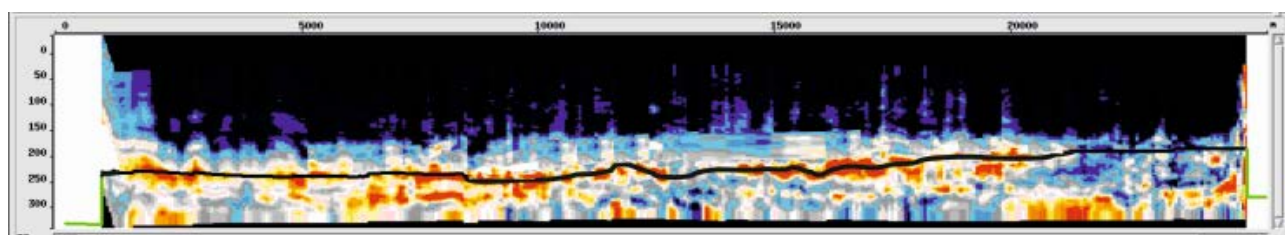
Процесс обработки сейсмических данных не может опираться только на критерии алгоритмического или технологического свойства, которые позволяют контролировать в основном технические аспекты деятельности, не увязывая их с геологической постановкой задачи.

Проиллюстрируем этот тезис на примере рутинной и необходимой процедуры коррекции скоростей ОГТ.

На временном разрезе прослежен очередной горизонт



Для него посчитан и пропиксирован горизонтальный спектр скоростей



Спектру соответствует кривая скоростей ОГТ

Рис. 1. Выбор скоростного закона на основе горизонтального спектра скоростей ОГТ.

На Рис.1. показан вариант выбора скоростного закона на основе горизонтального спектра скоростей ОГТ, не вызывающий формальных возражений (предыдущая обработка опиралась именно на этот уровень скоростей суммирования).

*Горизонты в
глубинной области*

*Интервальные
скорости*

*Критерий
контроля решения
обратной задачи*

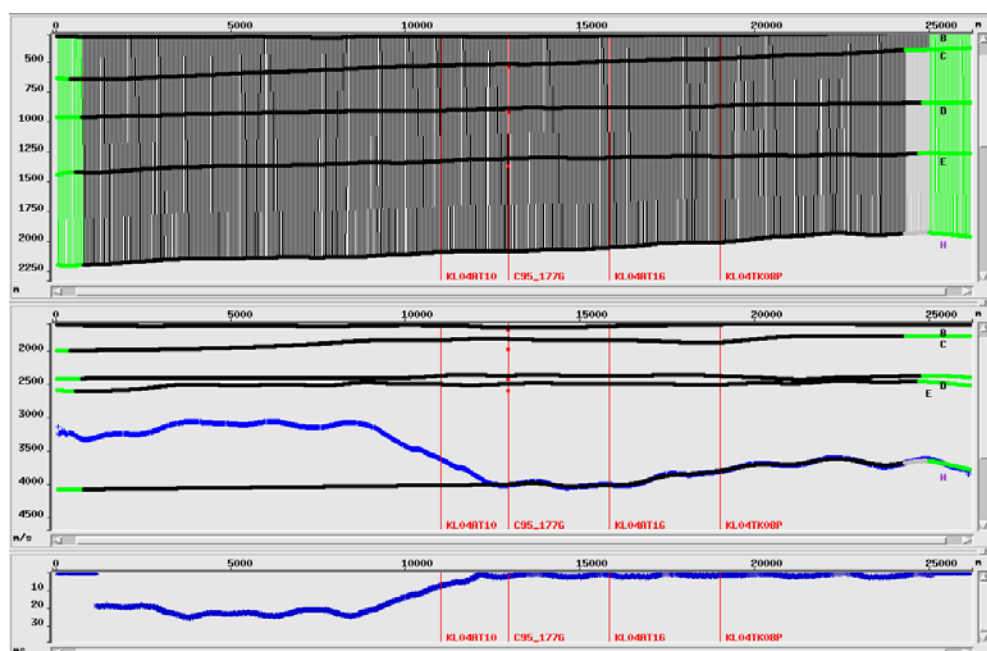


Рис. 2. Результат решения обратной кинематической задачи.

На Рис 2. показан результат решения обратной кинематической задачи и редакция интервальных скоростей на основе априорной геологической информации (на втором окне программы синяя кривая показывает результат решения, чёрная - исправленное решение).

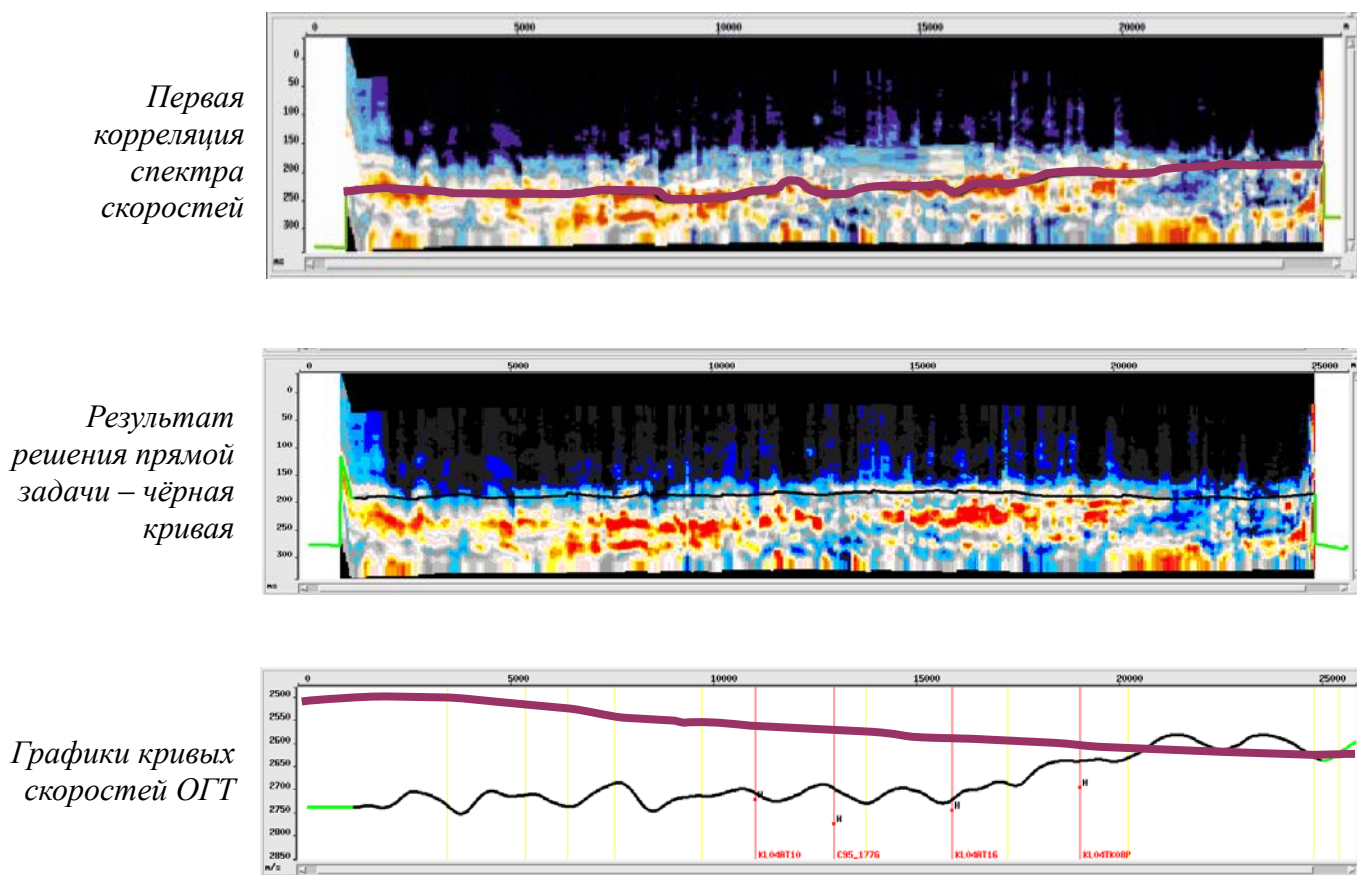


Рис. 3. Новый скоростной закон, соответствующий исправленной глубинно-скоростной модели.

На Рис 3. новый скоростной закон, соответствующий исправленной глубинно-скоростной модели. Очевидно, что, только опираясь на априорную информацию можно обосновать правильность такого выбора скоростей и последующей обработки на их основе.

Построение глубинно-скоростной модели (ГСМ) - типичное решение обратной задачи в математической постановке и, вне зависимости от конкретного алгоритма, отягощённое некорректностями разного рода, и, как следствие, приводящее к различным вариантам решения.

В процессе получения ГСМ обработчик должен определиться с различными вариантами параметризации геологической модели, подготовить данные в соответствии с требованиями этапа обработки, не исказив критически информацию, правильно учесть имеющуюся скважинную либо иную априорную информацию, адаптируя её к эффективным параметрам модели, проводя отбраковку и редакцию в соответствии с сейсмическим материалом в рамках текущей геологической концепции (звучит почти как издёвка, хотя и это - серьёзное упрощение реальных проблем).

Вся эта деятельность требует участия и геолога, и интерпретатора непосредственно в процессе работы, поскольку, не обладая точными знаниями, мы можем дать лишь внутренне непротиворечивую оценку геологической модели в выбранной параметризации, учитывающей априорную информацию в её конкретной редакции и соответствующей “преобразованной” предшествующей обработке сейсмике (как и “СОГЛАСИЕ” в известном произведении, результат должен быть непротивлением сторон). А ведь ещё неплохо бы оценить и точность результата хотя бы по наиболее критичным параметрам. И как бы скромно не выглядел этот пример по сравнению с различного рода рекламной продукцией и требованиями многих тендерных техзаданий, он демонстрирует, по-видимому, лучшее, что реально можно сделать в обсуждаемой задаче, решение которой требует времени и высокой квалификации специалистов.

Только в процессе совместной работы можно оценить возможность и точность, то есть разумность использования для геологической интерпретации каких-либо эффективных параметров сейсмического поля и построенной ГСМ, начиная с интервальных скоростей и заканчивая различными параметрами, полученными по азимутальным оценкам кинематики и динамики сейсмической записи (судьба столь любимого многими коэффициента Мю, на наш взгляд, столь же туманна).

Здесь мы обсудили кинематическую задачу, т.е. тот вид инверсии, который практически всегда присутствует в обработке. Однако интерпретатор озабочен зачастую тем, что ему предстоит по результатам обработки делать процедуры динамических инверсий. И вот здесь он сталкивается с тем, что в ходе трансформаций волновых полей мы никак не учитываем те упрощенные аппроксимации поведения динамических параметров, на которые опирается технология решения обратных динамических задач. Обработанные данные никак не укладываются в «прокрустово ложе» этих аппроксимаций. Это значит, что уже на этапе обработки об этом надо специально заботиться.

Кроме того, в понятие априорной информации необходимо включать и многие неформализуемые требования, которыми оперирует геолог: так, оценивая результат, мы видим потерю или наоборот проявление каких-либо объектов, которые и представляют важный поисковый интерес, но никак не вписываются в параметрическое описание среды. Примеров тому множество, и о них знает каждый практикующий геофизик.

Секция. **Интерпретация сейсмических
данных**

A solid blue horizontal bar spanning the width of the page below the section header.

Некоторые теоретические и практические аспекты в методологии интерпретации сейсмических данных.

Кузин Алексей Михайлович.

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва.

К основным явлениям, закономерностям и процессам непосредственно определяющих образование месторождений полезных ископаемых, сейсмичность, магматизм относятся: 1 – дегазация (тектоническая активизация), 2 - конвекция, 3 - конвергенция.

В настоящее время выделяют две ветви в дегазации Земли: холодную (П.Н. Кропоткин) и горячую (Д.С. Коржинский). Интенсивность дегазации Земли определяет интенсивность конвекции. Конвекция является главным механизмом преобразования литосферы. Конвекция установлена на различных масштабах и глубинных уровнях геологической среды от мантии и до самых верхов разреза. Мощность мантии, приблизительно 2900 км, наибольшая мощность земной коры около 80 км, а среднем 30-40 км. Мощность коры, это меньше 1,5% от мощности мантии. Отсюда мантийные процессы определяют процессы в земной коре. Конвекция наиболее интенсивна проявлена в верхней части земной коры за счет воды и её растворов. Существование мантийной конвекции приводит к необходимости совместного рассмотрения эндогенной и экзогенной составляющих процессов углеводородов и рудной минерализации независимо от их глубины образования и залегания. В качестве примера глубинной конвекции можно привести изотопный состав алмаза. У большинства алмазов изотопный состав углерода совпадает с изотопным составом углерода земной коры [Галимов, 1988].

Фундаментальным свойством геологической среды является конвергентность (лат. Convergentio – схождение, приближение) процессов. Уже давно известно, что на заключительных стадиях развития различных геологических процессов наблюдаются по сути идентичные, независимые от геохронологии и пространственного положения происходящих процессов преобразования вещественного состава и структуры. Конвергентность обнаруживается в подобие условий залегания месторождений углеводородов и рудной минерализации [Поспелов, 1967]. Наиболее ярко конвергенция проявляется для углеводородов. На проблему образование месторождений углеводородов существуют два диаметрально противоположных взгляда, миграционно-осадочная гипотеза и неорганическая, глубинная. Помимо основных гипотез, как показали экспериментальные и полевые исследования, образование углеводородов может происходить даже в поверхностных условиях в водной среде. Подобные изоморфические реакции объясняются одинаковой электронной конфигурацией С ($2p^2$) и Si ($3p^2$), однако энергия связи у С в кислородном тетраэдре (256 ккал/моль) намного больше, чем для Si (190 ккал/моль) [Стенина Н.Г. 2003]. Тесное переплетение эндогенного и экзогенного начала образования различных минеральных ассоциаций оставляет всё меньше и меньше возможностей в однозначности происхождении полезных ископаемых, флюидного генезиса. Принципиально эпигенетические изменения осадочных пород не отличаются от гидротермальных изменений рудных месторождений [Пустовалов, 1956].

Конвергентность в геологической среде ярко проявляется в разрушении горных пород. М.А. Садовским была установлена закономерность соседних уровней иерархии неоднородностей разных масштабов, которая состояла в том, что «отношение ее характерных размеров соседних уровней дают приблизительно одно и то же число 3,5, тем самым система неоднородностей проявляет подобие на различных масштабах. Законы, определяющие строение неоднородностей на разных ступенях иерархической системы, имеют существенные общие черты при огромной, около 9 порядков, разнице масштабов и независимо от конкретных условий образования неоднородностей» [Садовский 1979; Садовский и др., 1982]. В статье [Садовский, Писаренко, 1991] были показаны аналогии

между землетрясениями и фазовыми переходами 2-го рода, сходство поведения твердого тела при малых скоростях деформации (крипе) и вязкой жидкости [Садовский и др., 1995].

Кислородные связи в атомах породообразующих минералов объясняют закономерности фрагментации независимую от условий образования и перераспределения энергии. Кислород организует химические связи во всех породообразующих минералах, образует прочнейшие соединения с кремнием, железом, магнием, алюминием. Кислород входит в химический состав воды, тем самым, образуя общность свойств (в том числе упругих) между горными породами и водными растворами. Физико-химические свойства кислорода определяют фундаментальные свойства геологического пространства. Низкая поляризуемость атомов кислорода обеспечивает упругий и электромагнитный способы передачи энергии и соответственно определяет характер процесса разрушения. Именно упругие свойства являются доминирующим свойством, через которые в основном осуществляются энергетическое взаимодействие. Их вариации несут информацию об изменении структуры и состава геологической среды.

Конвергентность в локализации и сохранении полезных ископаемых по вещественному преобразованию структуре предопределяет относительный характер соотношений упругих свойств вмещающей среды и резервуара. Конвергенция геологических процессов в геофизике может рассматриваться как эквивалентность моделей среды и соответственно необходимость проверки нескольких гипотез (как принцип всестороннего анализа данных).

В рудной геологии в трудах выдающихся геологов В.А. Королева, В.М. Крейтера. «Наблюдения в районах развития рудных месторождений показывают, что с глубиной количество пустот, трещин, брекчий, тектонических глинок и т.п. уменьшается. Тектонические глинки, сопровождающие трещины скалывания постепенно уменьшаются в мощности и на некоторой глубине исчезают. На больших глубинах остаются только структуры течения, а трещины уже отсутствуют» [Крейтер В.М., стр. 122].

В нефтяной геологии, подстилающие или прилегающие экраны стали рассматриваться как значимый по отношению к залежи элемент геологического строения заметно позднее. В начале, эта закономерность описывалась, как особенность присущая данному региону. Для месторождений Самарской области: "Ниже подошв залежей почти всегда имеются плотные, практически горизонтальные слои, сформированные в результате вторичной цементации кальцитом, а также твердым или вязким битумом" [Аширов и др., 1984.]. В последующее годы роль экрана в подошве резервуара была признана одним из основных элементов его строения [Еременко Н.А., Чилингар Г.В. 1996., стр 41-42]: «Наличие подложки, необходимого элемента резервуара, далеко не всегда осознавалось, так как предполагалось образование залежей исключительно благодаря силам всплытия (архимедовых). Следует всегда помнить, что ПР (природный резервуар) является неотъемлемой частью гидродинамической системы, иногда открытой или с затрудненным сообщением с поверхностью (артезианские), либо элизионной (с обратным направлением изменений гидравлических давлений). Существование таких энергетических систем без подложки невозможно».

Перемещение флюидных потоков можно рассматривать как процесс релаксации упругой энергии в среде. Тогда роль жесткого тела будет заключаться в следующих двух функциях: 1 - энергетический барьер, поддерживающий определенные стационарность и интенсивность протекания геологических процессов при тектонической активизации. 2 - генератор и преобразователь упругой энергии в энергию физико-химических превращений вещества.

В геологической среде неоднородности могут быть распределены: - организованно; - частично-организованно; - хаотично. Отсюда сейсмическая граница, это (граница) пространственно-организованное изменение параметров и характеристик сейсмического поля.

Модель твердого тела со структурой [Родионов и др., 1986] твердое тело – сплошная среда, деформации в ней под действием внешних сил полностью обратимы. В этом теле равномерно рассеяны разномасштабные неоднородности, расстояния между

неоднородностями каждого размера много больше их собственного размера. Объем неоднородностей каждого размера в интервале, пропорциональном размеру неоднородности одинаков. Для модели принято, что скорость релаксации напряжений на неоднородности пропорциональна величине напряжений и обратно пропорциональна размеру неоднородности. При любой деформации в таком теле всегда найдутся неоднородности достаточно большого размера, на которых избыточное напряжение приведет к разрушению материала:

$$l = \frac{\sigma \eta}{\rho \varepsilon} (1/V^2 s)^2$$

l – минимальный размер неоднородности, на которой концентрируется предельное напряжение, ρ – плотность твердого тела, σ – предельное избыточное напряжение, ε – скорость деформации сдвига в твердом теле, η – константа, отражающая скорость релаксации напряжений, $V^2 s$ – скорость поперечных волн.

При постоянной скорости деформации появляется новый параметр с размерностью длины, твердое тело приобретает зависимость от масштаба. Для всякого тела можно подобрать такую низкую скорость деформации, при которой оно разрушаться не будет, рамках модели это соответствует крипу. При высокой скорости деформации сложение неупругих и упругих напряжений приводит к увеличению эффективной прочности (динамическая прочность). Условие пропорциональности скорости релаксации величине напряжений и обратной пропорциональности размеру неоднородности применительно к реальной среде может быть интерпретировано как развитие в каждом элементарном объеме среды преимущественно самой длинной трещины, независимо от того развивается она как равновесная или неравновесная. Развитие наиболее крупной трещины ведет к сохранности блоков пород примыкающих к трещине, в том числе служащих резервуарами для полезных ископаемых. Разрывные нарушения как бы «обтекают» более жесткую неоднородность, на которой или в которой может быть резервуар. Повышение трещиноватости ведет к снижению модуля упругости пород. В зонах с повышенной трещиноватостью вертикальные напряжения уменьшаются на 8-10 %, в сильно трещиноватых – до 30 %. В зонах разломов напряжения резко снижаются (в 2-2,5 раза), а в породах, расположенных вблизи разломов, - возрастают в 1,3 раза. Зона повышенных напряжений распространяется на расстояние, 1,5-3 раза превышающее мощность зоны дробления тектонического нарушения [Кузин, 2015_в].

Образование зон упрочнения в среде может происходить не только при неупругом деформировании, но и при флюидизации. За счет быстрого увеличения трещинно-пористого пространства флюидное давление падает, что приводит к увеличению эффективного давления и уменьшению кулоновых напряжений при сохраняющемся уровне девиаторных напряжений. При этом происходит некоторое уменьшение внутреннего сцепления ненарушенных участков горной породы, а из-за усилившегося всестороннего обжатия данная область упрочняется, что позволяет рассматривать ее как жесткое включение [Добровольский, 1991]. В статическом состоянии жесткое тело формирует разность вертикальных напряжений между его кровлей и подошвой [Теор. основы..., 1986].

Отображение жестких неоднородностей в скорости сейсмических волн: 1 – относительно повышенные значения скорости продольных волн (V_p); 2 – относительно повышенные значения скорости продольных (V_p) волн и поперечных (V_s) волн; 3 – относительно повышенные значения скорости поперечных (V_s) волн и пониженные значения скорости продольных (V_p) волн; 4 – относительно «нормальные» значения скорости поперечных (V_s) волн при относительно пониженных значениях скорости продольных (V_p) волн.

На рассеивающей границе происходит переход упругой энергии в последующую фазу импульса падающей волны [Караев, 1982], что приводит к кажущейся задержке волны и соответственно к кажущемуся понижению скорости (это свойство рассеивающих границ позволяет во многих случаях выделять границу между осадочным чехлом и кристаллическим фундаментом, как пласт пониженной скорости).

Твердое тело со структурой при деформировании приобретает свойство зависимости от масштаба. Каждая гармоника в падающей волне взаимодействует со своим масштабом неоднородностей. На разных по упругости неоднородностях в зависимости от частоты рассеяние увеличивается или уменьшается [Карпенко И.В. и др., 1984, 1988]. На мягких неоднородностях с увеличением частоты рассеяние уменьшается, на жестких неоднородностях с увеличением частоты рассеяние увеличивается.

Резервуар это жесткое и пористое тело с увеличением частоты рассеяние будет увеличиваться. С увеличением рассеяния будет наблюдаться кажущиеся понижение скорости. Описанная методика обработки и интерпретации была названа автором дисперсионным сканированием [Кузин А.М., 2000]. Более подробно отдельные вопросы, освещаемые в докладе, изложены в публикациях [Кузин, 1999, 2011, 2012, 2015_а, 2015_б].

Литература

1. Аширов К.Б., Андреев С.С., Цивинская Л.В., Хлуднев В.Ф., Шурунов М.В., Азаров С.С. Геолого-литологические критерии, определяющие возможность прямых поисков залежей нефти и газа // Проблемы количественного прогнозирования нефтегазоности. М.: Наука. 1984. 166 с.
2. Волярович М.П., Томашевская И.С., Будников В.А. Механика горных пород при высоких давлениях. М.: Наука, 1979, 152 с.
3. Галимов Э.М. Проблемы геохимии углерода // Геохимия, 1988. № 2, С. 258-279.
4. Добровольский И.П. 1991. Теория подготовки очага землетрясения. М. ИФЗ АН СССР, 1991. 224 с.
5. Еременко Н.А., Чилингар Г.В. 1996. Геология нефти и газа на рубеже веков. М. Наука, 1996, 176 с.
6. Караев Н.А. Волновые поля, формируемые на гетерогенных зонах // Вопросы динамической теории распространения сейсмических волн. Л.: вып. XXII, 1982. С. 110-130.
7. Карпенко И.В. Параметрическая сейсморазведка. Определение неидеальной упругости и характеристик неоднородности среды // Литологическая интерпретация геофизических материалов при поисках нефти и газа. М.: Недра. 1988, С. 65-135.
8. Карпенко И.В., Карпенко С.Г., Мельман А.Г., Ильницкий Л.П. О возможностях изучения неупругих свойств и особенностей неоднородности среды по спектрам рассеянных волн. // Геофизический журнал. Том 6. № 1, 1984. С. 61-71.
9. Кузин А.М. Некоторые особенности интерпретации волновых полей в зонах разрывных нарушений // Геофизика. 1999. № 5. С. 3 – 15.
10. Кузин А.М. Геофизическая среда и интерпретация сейсмических данных // Международная геофизическая конференция «300 лет горно-геологической службе России», Тезисы докладов, Санкт-Петербург 2000. С. 132 – 133.
11. Кузин А.М. Пространственно-фазовая локализация месторождений углеводородов и отображение конвергентности процессов флюидизации в геологической среде по сейсмическим данным / Сборник трудов «Дегазация Земли и генезис нефтяных месторождений. К 100-летию со дня рождения П.Н. Кропоткина. ГЕОС, Москва, 2011, С. 276-301.
12. Кузин А.М. О возможной природе относительно низких значений параметра V_p/V_s в рудных залежах флюидного генезиса // Геофизика. 2012. № 2. С. 11-17.
13. Кузин А.М. О некоторых закономерностях и особенностях распределения скорости продольных волн в зонах разрывных нарушений // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. № 7, 2015_б С. 38-46.
14. Кузин А.М. Дегазация и методологические аспекты интерпретации данных сейсмического метода. Часть 1. Методологические положения. // Пространство и время. № 1-2(19-20), 2015_а, С. 302-306. <http://www.space-time.ru/arxiv/zhurnal-prostranstvo-i-vremya-1-2-19-2015.html>

15. Кузин А.М. Дегазация и методологические аспекты интерпретации данных сейсмического метода. Часть 2. Методологические положения. // Пространство и время. № 3(21), 2015₆, С. 270-277. <http://www.space-time.ru/novyij-nomer.html>
16. Поспелов Г.Л. Элементы геологического подобия нефтяных и флюидогенных рудных месторождений // Геология и геофизика, 1967. № 11. С. 3-22.
17. Пустовалов Л.В. «Вторичные изменения осадочных горных пород и их геологическое значение». Тр. Геол. ин-та АН СССР, вып. 5, 1956. С. 49-52.
18. Родионов В.Н., Сизов И.А., Цветков В.М. Основы геомеханики. М. Недра. 1986, 301 с.
19. Ружич В.В. Разломные узлы, их механизм и роль в становлении напряженного состояния земной коры Байкальской рифтовой зоны // Математические экспериментальные методы в дизъюнктивной тектонике. М.: Наука. 1986. С. 68-94.
20. Садовский М.А. О естественной кусковатости горных пород // ДАН СССР, т 247, 1979. № 4, С. 829.
21. Садовский М.А., Болховитинов Л.Г., Писаренко В.Ф. О свойствах дискретности горных пород // Изв. АН СССР. Физика Земли, 1982. № 12, С. 3 – 19.
22. Садовский М.А., Голубева Т.В., Писаренко В.Ф., Шнирман М.Г. Характерные размеры горной породы и иерархические свойства сейсмичности. // Физика Земли, 1984, № 2, С. 3-15.
23. Садовский М.А., Писаренко В.Ф. Подобие в геофизике. Избранные труды: Геофизика и физика взрыва / Садовский М.А.; Отв. ред. В.В. Адушкин. – М.: Наука, 2004. С. 319-331.
24. Садовский М.А., Родионов В.Н., Сизов И.А. Критерии подобия и дезинтеграции медленно деформируемых твердых тел. Избранные труды: Геофизика и физика взрыва / Садовский М.А.; Отв. ред. В.В. Адушкин. – М.: Наука, 2004. С. 402- 405.

Визуализация комплексом петрофизических методов фрустумационного (кусковатого) внутреннего строения массивных горных пород и связанной с ним систем первичной микротрещиноватости. Доклад 2-й.

Поваренных Михаил Юрьевич¹, Владов Михаил Львович², Панасьян Лейли Леоновна³, Матвиенко Елена Николаевна⁴.

¹Ин-т Истории естествознания и техники РАН им. Н.И. Вавилова (ИИЕТ РАН), г. Москва

²Московский Государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра сейсмики и геоакустики (МГУ), г. Москва

³Московский Государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра инженерной геологии (МГУ), г. Москва

⁴Минералогический музей РАН им. А.Е. Ферсмана (ФММ РАН), г. Москва

Развитие в синергетическом смысле идей академика М.А. Садовского о дискретности геофизической среды («естественной кусковатости») привело к установлению нового макроскопического горнопородного явления – первичной кусковатости, скрытой текстуры или фрустумации (от латинского «фрустум» – кусок), существующей до разрушения горной породы и, возможно, регулирующей его, иногда визуализируемой системой первичной субмикротрещиноватости для полиминеральных и сложных по генезису горных пород. Предпосылки этого содержатся в работах С.М. Бескина, А.Г. Жабина, И.С. Делицина, А.Н. Никитина, О.А. Суставова, Н.З. Евзиковой, В.В. Индутного и М.Ю. Поваренных, а ещё ранее – в статье Д.С. Коржинского о локальном («мозаичном») равновесии в неравновесных геологических процессах и некоторых работах В.Ф. Левинсона-Лессинга.

Для выявления петрологической сущности фрустумации горных пород (от супертонкозернистых опалов до крупнозернистых кислых гранитных пегматитов и щелочных овоидофиров) проведён комплекс разномасштабных исследований (от нано- до дециметрового уровня) с использованием как традиционных минералого-петрографических методов, так и нейтронографического изучения текстур (метод малоуглового рассеяния нейтронов SANS), лазерно-ультразвуковой спектроскопии (Рис. 1), УФ-люминесценции (Рис. 2), акустической эмиссии (Рис. 3), УЗИ-томографии (Рис. 4-5) и сканирующей электронной микроскопии.

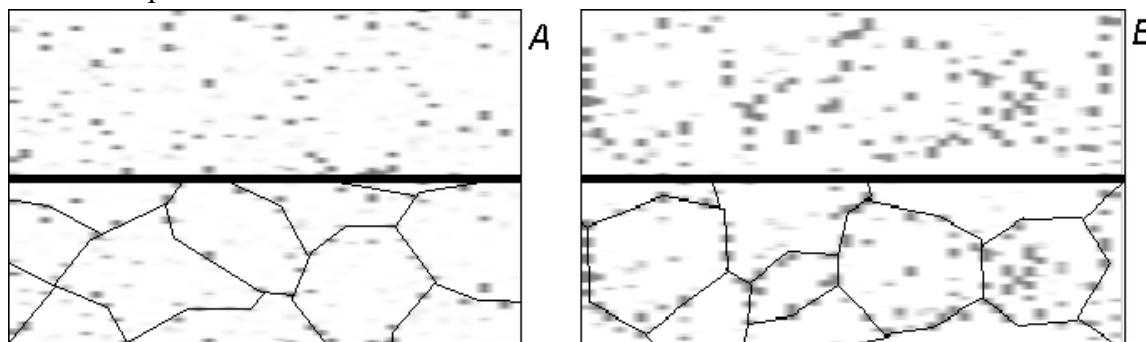


Рис. 1. Визуализированная методом лазерной ультразвуковой эхоскопии картина фрустумации (или первичной кусковатости) мономинеральных горных пород (кибик-кордонского мелко-среднезернистого кальцит-доломитового мрамора, А; кыштымского мелко-среднезернистого гранулированного кварцита, В). Толщина образцов – 13 и 12 мм соответственно. Верхняя часть рисунка – исходная картина, нижняя – ретушированная.

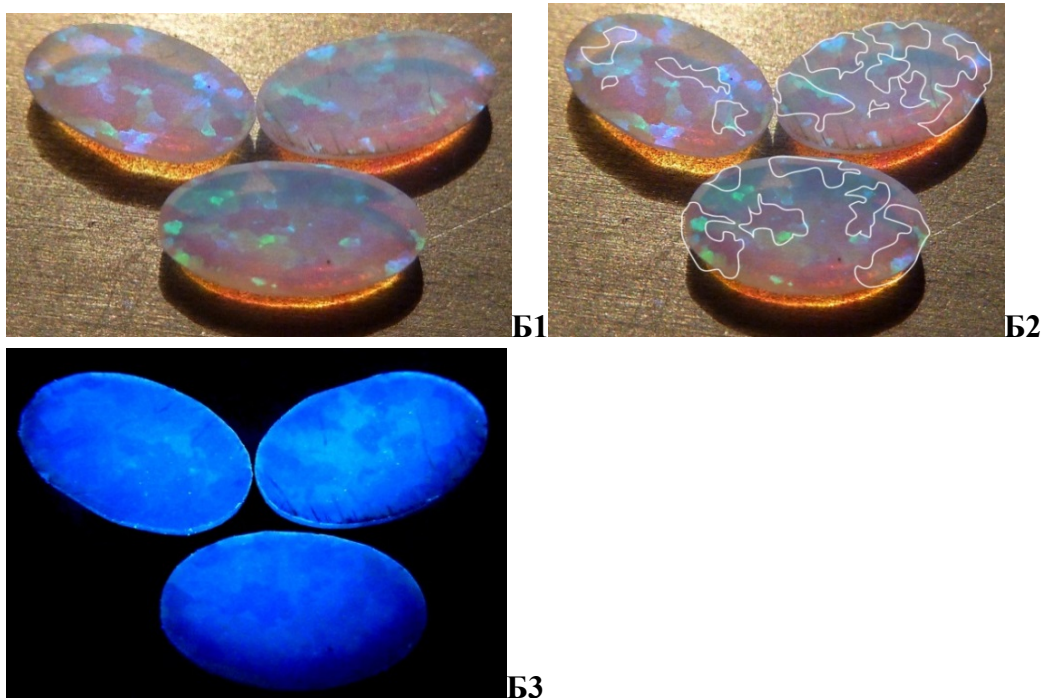
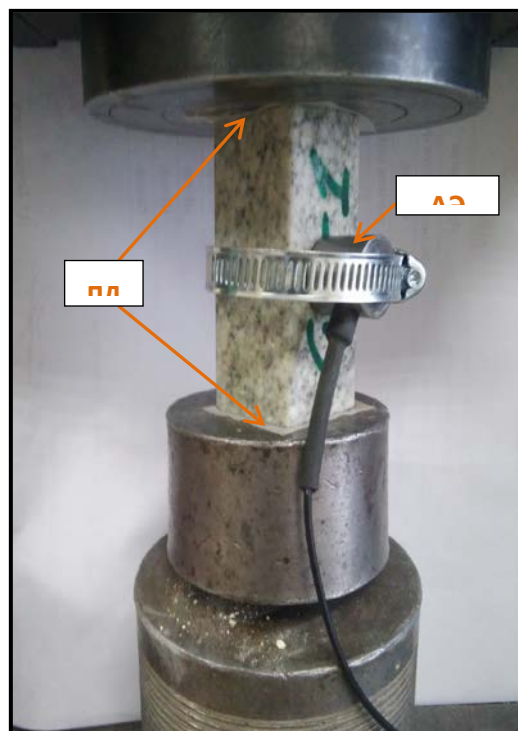
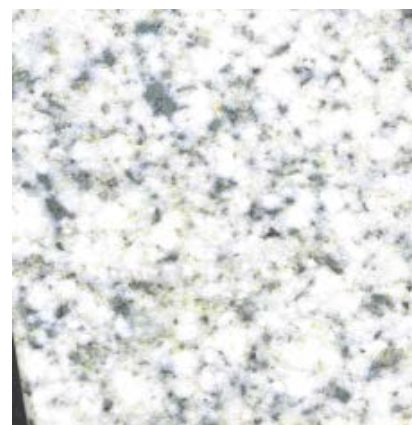


Рис. 2. Б1–Б3: Фрустурация в искусственном благородном опале (Япония). **Б1** – иризация в сине-зелёных тонах при естественном освещении; **Б2** – ретушированные границы фрустумов в **УФ-излучении** (белые контуры); **Б3** – фрустуры, выявленные в опалах при **УФ-излучении**. Длина образцов – 3 мм. Фото В.В. Морозкина (ФГУП «ВИМС»).

Изучение разномасштабной трещиноватости проводилось в образцах разных горных пород на малоугловом нейтронном спектрометре ЮМО-реактора ИБР-2 **методом SANS – малоуглового рассеяния нейтронов**. Рассеяние нейтронов проходило на пористо-трещиноватых структурах внутри вещества изученных образцов горных пород. Результаты свидетельствуют о наличии двух типов первичной субмикротрещиноватости: один - на размерном уровне апертуры трещин приблизительно от 4 нм (мы интерпретируем его как индукционные поверхности, растущих совместно и близодновременно зёрен минералов) и второй - на размерном уровне до 60 нм (мы интерпретируем его как некогерентные поверхности раздела между разрастающимися и входящими в соприкосновение первичными агрегатами минералов – фрустумами).

Перед началом опыта по **акустической эмиссии** гранитов, датчик закрепляется к грани образца цилиндрической формы, на зашлифованную «дорожку». В соответствии с ГОСТ 52727-2007, контактной средой между образцом и датчиком являлась вазелиновая смазка. Для уменьшения трения при сжатии, между поверхностями образца и обоймами пресса помещалась специальная пленка. Усилие на образец подавалось с помощью пресса с постоянной скоростью нагружения (в ручном режиме). В течение всего опыта происходила регистрация параметров АЭ (рис).



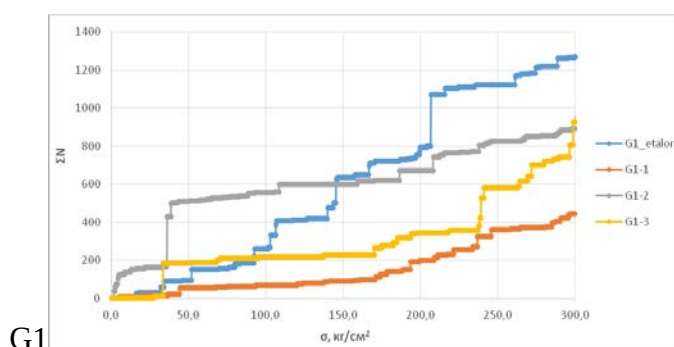


Красным пунктиром показана область отбора образца **m3** для исследования АЭ. **m3** – светло-серый мусковитовый гранит (Мансуровское месторождение, республика Башкирия).

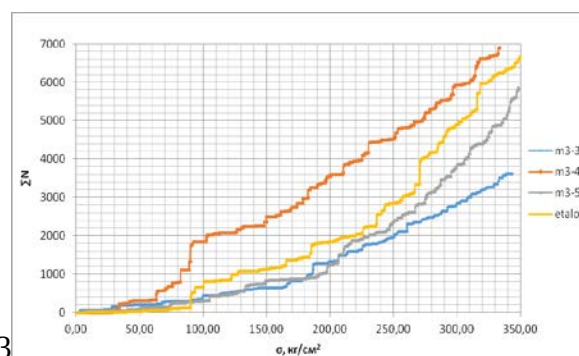
Область отбора образцов



Красным пунктиром показана область отбора образца **G1** для исследования АЭ. **G1** – тёмно-серый биотитовый гранит (Покостовское месторождение, Украина).

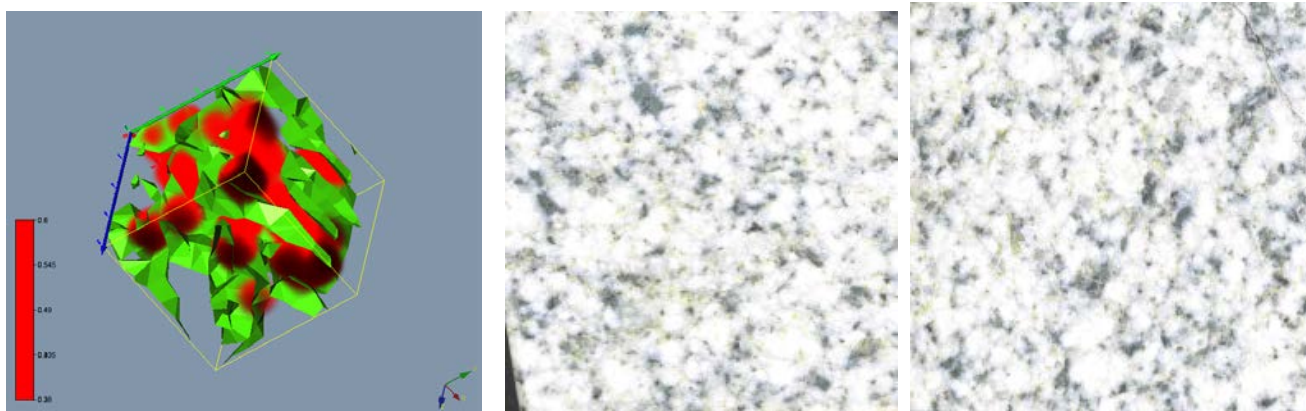


m3

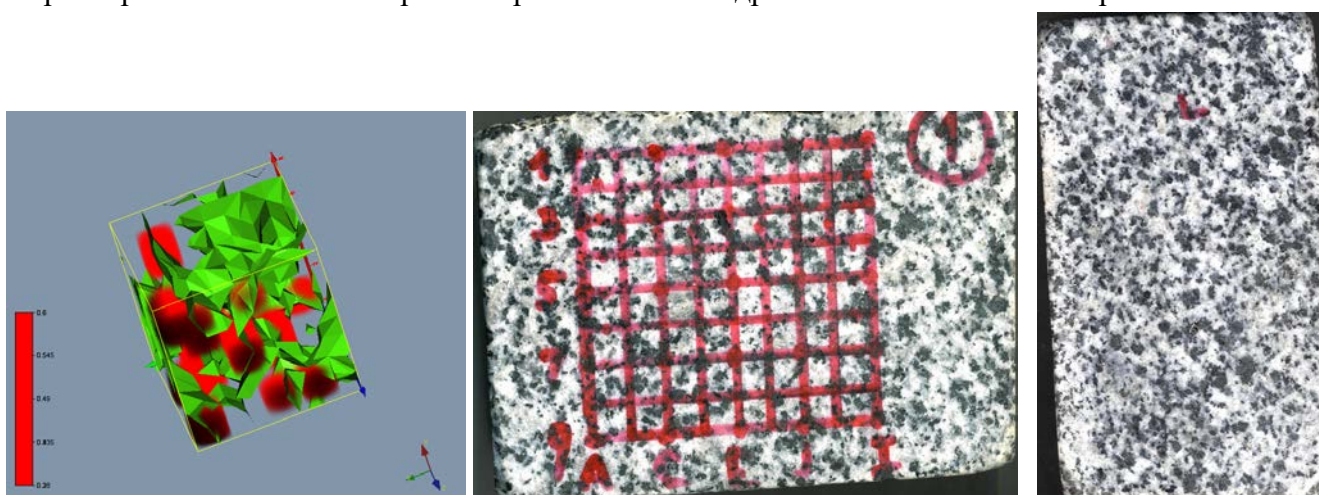


Визуализация фрустуационного внутреннего строения светло-серого мелко-среднезернистого гранита **m3** Мансуровского месторождения (Башкирия) с помощью

томографического просвечивания с применением дефектоскопа УД-У2Н ПМ, предназначенного для измерения скорости распространения продольных волн с постоянной скоростью – 4000 м/с. Центральная частота датчиков – 100КГц. Обработка 625 замеров. Точки возбуждения и приёма располагались на противоположных сторонах образца размерами 10х10х9 см по равномерной сетке с квадратными ячейками со стороной 2 см. Отметим, что размер выявленных фрустумов (порядка 2.5÷3 см, показаны разным цветом согласно их акустической крепости) соизмерим с длиной излучаемой волны – 4 см. На рисунке справа показана исходная порода (разные стороны одного и того же образца гранита кирпичеобразной формы), слева – результаты обработки данных **УЗИ-томографии**. Аналитик д.г.-м.н. Владов М.Л. (МГУ, Кафедра сейсмометрии и геоакустики геофизического отделения геологического факультета).



Визуализация фрустумационного внутреннего строения тёмно-серого среднезернистого гранита **G1** Покостовского месторождения (Украина) с помощью томографического просвечивания с применением дефектоскопа УД-У2Н ПМ, предназначенного для измерения скорости распространения продольных волн с постоянной скоростью – 4000 м/с. Центральная частота датчиков – 100КГц. Обработка около 700 замеров. Точки возбуждения и приёма располагались на противоположных сторонах образца размерами 10х10х9 см по равномерной сетке с квадратными ячейками со стороной 2 см.



Литература

1. Бескин С.М., Ларин В.Н., Марин Ю.Б. Редкометальные гранитовые формации. Л.: Недра. 1979. 280 с.; Делицин И.С. Структурообразование кварцевых пород. М.: Наука. 1985. 191 с.
2. Поваренных М.Ю. О пространственной регулярности («элементарной ячейке») горных пород. Труды конф. «Биохимические карбонаты антропогенных озер и источников». Пермь. 1989. с. 138–151.
3. Поваренных М.Ю. О фрустумации (свойстве первичной кусковатости, фрагментации) горных пород и её влиянии на их дробимость и возможность крупнокускового обогащения. Тр. Годичного собрания РМО. СПб. 2006. с. 168–176.
4. Поваренных М.Ю. Об установлении нового свойства горных пород – скрытой текстуры // Доклады РАН. 2008. Т. 419. № 2. с. 233–236.
5. Поваренных М.Ю., Матвиенко Е.Н. Развитие теории минералогии и петрографии. Теоретико-системное обоснование естественной классификации горных пород и построения Периодической Системы Минералов. Саарбрюккен. Изд-во LAP Lambert. 2014. 117 с.
6. Садовский М.А. Естественная кусковатость горной породы // ДАН СССР. 1979. Т.247. Вып. 4. С. 829–831.

О постановке обратной задачи акустического каротажа для скважин с некруговым сечением ствола в анизотропных породах.

Щелик Герман Сергеевич, Софронов Иван Львович.

Московский физико-технический институт (государственный университет), г. Москва

Московский исследовательский центр Schlumberger, г. Москва

Введение. Современные приборы акустического каротажа собирают большое количество информации с распределенных вдоль оси и по азимуту приемников. Обработка этих данных, как правило, сводится к усреднению измерений по нескольким приемникам с последующим выделением волновых фронтов и определением скоростей их распространения и затухания. Однако, классические подходы к интерпретации каротажных данных имеют серьёзные ограничения для определения свойств анизотропных пород. Естественным шагом для улучшения качества каротажа является применение методологии обратных задач. В данной работе сформулирована обратная задача, особенностью которой является учет специфики распространения упругих волн в волноводах.

Модельная задача каротажа. Рассмотрим скважину произвольного поперечного сечения, заполненную жидкостью, и будем считать, что на расстояниях, характерных для акустических каротажных измерений, свойства окружающей породы (подлежащие определению) и геометрия скважины не меняются вдоль оси. Измерения проводятся с помощью прибора, имеющего типовую схему расположения акустических источников и приемников (Рис. 1).



Рис. 1. Схема модельных измерений

В рамках данного исследования для измерений берутся поля, сгенерированные полным 3D моделированием задачи каротажа. Используется метод спектральных элементов [1,2], решающий задачу распространения волн в наполненной невязкой жидкостью скважине, помещенной в упругую анизотропную породу. Моделируемый измерительный прибор имеет шестнадцать групп приемников сигнала, фиксирующих давление в жидкости расположенных вдоль оси на равных расстояниях. Каждая группа содержит по восемь приемников, распределенных равномерно по азимуту. При моделировании источника акустических колебаний используются пространственно монопольные и дипольные функции возбуждения с вейвлетом Блэкмана-Харриса по времени (центральная частота сигнала 4 кГц).

Уравнения движения. Распространение упругих волн в окружающей скважину породе описывается уравнениями движения деформируемого твердого тела. В частотной области для вектора смещений вида $ue^{-i\omega t}$ и тензоров деформаций $ee^{-i\omega t}$ и напряжений $se^{-i\omega t}$ эти уравнения имеют вид:

$$\int_V^{(s)} \delta \varepsilon^* \sigma dv - \omega^2 \int_V^{(s)} \rho_s \delta \mathbf{u}^* \mathbf{u} dv = \int_V^{(s)} \delta \mathbf{u}^* \mathbf{f} dv + \int_{\partial V}^{(s)} \delta \mathbf{u}^* \mathbf{t} d\Gamma, \quad (1)$$

здесь $\mathbf{f}, \mathbf{t}$ — векторы объёмных и поверхностных сил, ρ_s — плотность. Интегрирование ведется по всему объёму твердой породы и вдоль внутренней поверхности скважины ∂V . Тензор напряжений σ связан с тензором деформаций ε через закон Гука $\sigma = \mathbf{C} \varepsilon$.

Уравнения движения в невязкой жидкости, заполняющей скважину, удобно сформулировать в терминах давления $p = -\rho_f \omega^2 \nabla \mathbf{u}_f$:

$$\int_V^{(f)} \nabla(\delta p)^* \nabla p dv - \omega^2 \int_V^{(f)} \frac{\rho_f}{\lambda} \delta p^* p dv + \int_V^{(f)} \nabla(\delta p)^* \mathbf{f} dv = -\omega^2 \int_{\partial V}^{(f)} \delta p^* \rho_f \mathbf{t} d\Gamma, \quad (2)$$

где λ — объёмный модуль упругости. На границе скважины выполняются условия равенства нормальных компонент смещений, непрерывности нормальных напряжений, а также отсутствия касательных напряжений.

Базисные функции нормальных мод. В случае постоянных вдоль оси z упругих свойств и геометрии скважины решение для искомых функций $\mathbf{u}$ и p может быть разложено в ряд Фурье по гармоникам e^{ikz} . Поэтому в разрабатываемом алгоритме решения обратной задачи для построения упругих полей, возбуждаемых источником используется полуаналитический метод конечных элементов SAFE [2]. Согласно этому методу в плоскости поперечного сечения неизвестные величины аппроксимируются на двумерной сетке конечных элементов, и исходная задача сводится к системе линейных уравнений вида:

$$\mathbf{L}(\omega, k) \mathbf{U} = \mathbf{F}, \quad \mathbf{L} = (\mathbf{K}_1 + ik\mathbf{K}_2 + k^2\mathbf{K}_3 - \omega^2\mathbf{M} + i\omega\mathbf{P}), \quad (3)$$

где матрицы $\mathbf{K}_1, \mathbf{K}_2, \mathbf{K}_3, \mathbf{M}, \mathbf{P}$ формируются из значений объёмных и поверхностных интегралов в уравнениях (1) и (2) на элементах сетки, $\mathbf{U}$ состоит из значений искомых величин вектора смещений или давлений в узлах каждого элемента, а $\mathbf{F}$ — заданная функция источника.

Для каждого значения частоты ω рассматриваем обобщённую задачу на собственные значения $\mathbf{L}\mathbf{U}_m = 0$, решением которой являются пары собственных значений и векторов $[k_m, \mathbf{U}_m]$, соответствующие различным нормальным модам системы. Приближённое решение системы (3) в частотной области записывается в виде:

$$\mathbf{U}(\omega, x, y, z) = i \sum_{m=1}^M \frac{\mathbf{U}_m^T \mathbf{F}(k_m) \mathbf{U}_m}{\mathbf{U}_m^T \mathbf{U}_m} e^{-ik_m z}, \quad (4)$$

где M — число рассматриваемых нормальных мод.

В практически важных случаях даже небольшое количество слагаемых в сумме (4) обеспечивает хорошее приближение решения в волноводе. Это связано с тем, что источник с ограниченным спектром возбуждает в волноводе небольшое число мод. Кроме того, расстояние между источником и приемниками сигнала достаточно велико, чтобы можно было пренебречь вкладом в сигнал от затухающих мод (для которых k_m содержит мнимую часть) и головных волн.

Функции $U(x, y)e^{-ik_m z}$, соответствующие модам с максимальной амплитудой в (4) выберем в качестве базисных для приближения измерений в приемниках в рамках предлагаемого алгоритма обращения. Запишем такое приближение для сигнала одного из азимутальных приемников на расстоянии z_i от источника в виде

$$\tilde{d}_j(z_i) = \hat{S}_j \tilde{U}(z_i) = \sum_{m=1}^M \alpha_m^j e^{-ik_m z_i}, \quad j \in \{1, \dots, N_A\}, i \in \{1, \dots, N_R\}. \quad (5)$$

Здесь $\hat{S}_j$ — оператор проекции численного решения в точки приемников, $\tilde{U}$ — приближенное численное решение (4).

Функционал невязки, обратная задача. Рассмотрим функционал невязки приближенного решения (5) и сигнатур с приемников $d_j(z_i)$ в частотной области

$$\Phi^2 = \frac{1}{2} \sum_{j=1}^{N_A} \sum_{i=1}^{N_R} \left| d_j(z_i) - \tilde{d}_j(z_i, \alpha_1^j, \dots, \alpha_{N_E}^j) \right|^2. \quad (6)$$

Значения комплексных коэффициентов α_m^j определены в (4), либо, если функция источника F известна недостаточно точно, находятся методом наименьших квадратов из условия минимума (6). Минимум и поведение в окрестности минимума функционала зависят от M и точности вычисленных собственных значений и векторов $[k_m, U_m]$.

Собственные значения и вектора $[k_m, U_m]$ являются функциями упругих параметров системы и не зависят от источника. Таким образом, суть предлагаемой обратной задачи состоит в нахождении упругих параметров, обеспечивающих минимум функционала (6).

О свойствах и решении обратной задачи. Для ряда цилиндрических и эллиптических в плане скважин в типичных изотропных и трансверсально-изотропных породах была проведена оценка точности приближения (5) в точках приемника. Относительная погрешность составила 2-5% при значении M от 3 до 7. Также исследовалась чувствительность функционала (6) к вариации основных упругих параметров. На Рис. 2 приведены результаты для породы Bakken Shale ($\rho = 2230$ кг/м³, $C_{11} = 40.9$ ГПа, $C_{12} = 10.3$ ГПа, $C_{13} = 8.5$ ГПа, $C_{33} = 26.9$ ГПа, $C_{44} = 10.5$ ГПа).

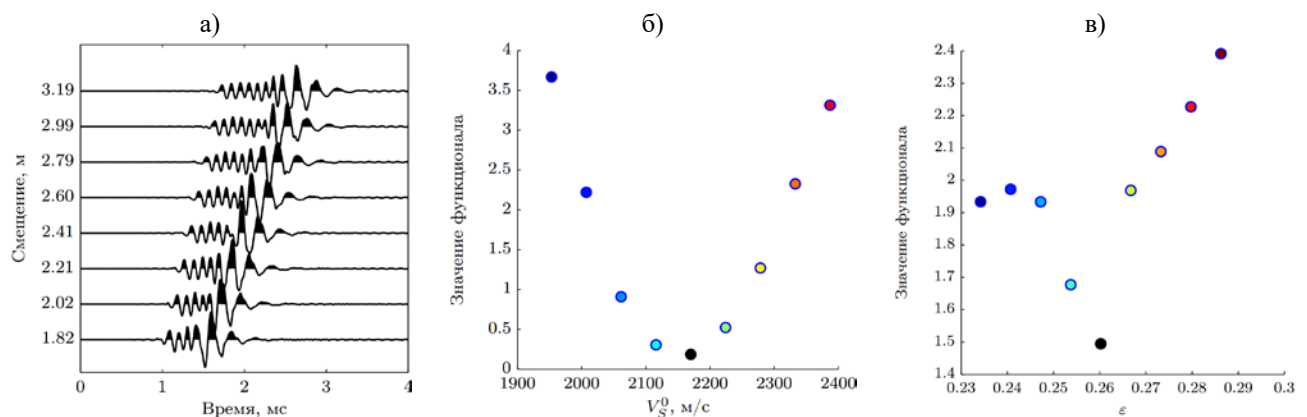


Рис. 2. Результаты моделирования и проверки чувствительности функционала для цилиндрической скважины ($R=15$ см) в породе Bakken Shale: а) исходные трассы с приемников; б) чувствительность целевого функционала к скорости поперечных волн в породе; в) чувствительность функционала к малому анизотропному параметру $\epsilon = (C_{11} - C_{33}) / (2C_{33})$.

При решении обратных задач широко применяются градиентные методы, важным элементом которых является расчет градиента функционала по параметрам системы с помощью решения сопряженной задачи (adjoint-state method). Следуя теории [3], сопряженная задача для нашей системы может быть записана в виде

$$\mathbf{L}^*(\omega, k) \mathbf{\Lambda} = \sum_{j=1}^{N_A} \hat{\mathbf{S}}_j^* \left(\sum_{i=1}^{N_R} \hat{\mathbf{S}}_j \tilde{\mathbf{U}}(z_i) - d_j(z_i) \right), \quad (7)$$

где $\mathbf{\Lambda}$ — вектор решения сопряженной задачи. Для класса решений соответствующих нормальным модам в уравнениях (1), (2) матрица $\mathbf{L}$ является самосопряженной, поэтому для собственных функций справедливо $\mathbf{\Lambda}_m = \mathbf{U}_m^*$, а решение сопряженной задачи представимо выражением (4) с функцией источника

$$\tilde{\mathbf{F}} = \sum_{j=1}^{N_A} \mathbf{S}_j^* \left(\sum_{i=1}^{N_R} d_j(z_i) - \hat{d}_j(z_i, \alpha_1^j, \dots, \alpha_{N_E}^j) \right), \quad (8)$$

Градиент функционала по вектору упругих параметров $\mathbf{m}$ определяется выражением

$$\frac{\partial \Phi}{\partial \mathbf{m}} = - \sum_k \sum_{\omega} \left\langle \mathbf{\Lambda}, \frac{\partial \mathbf{L}}{\partial \mathbf{m}} \mathbf{U} \right\rangle. \quad (9)$$

Матрица $\partial \mathbf{L} / \partial \mathbf{m}$ вычисляется путем аппроксимации конечными элементами продифференцированных по параметрам задачи уравнений движения (1) и (2).

Заключение. Сформулированный выше подход к нахождению упругих параметров среды особенно актуален для анизотропных сред и обработки измерений в скважинах с нарушением цилиндрической геометрии, так как естественным образом учитывает вклад данных эффектов в акустическое поле. Используемый для решения вычислительный метод достаточно экономичен по компьютерным ресурсам благодаря малому числу базисных функций и хорошо подходит для параллельного счета.

Работа выполнена при частичной поддержке РНФ, проект 15-11-00015.

Литература

1. Komatitsch D., Tromp J. Introduction to the spectral element method for three dimensional seismic wave propagation // Geophysical Journal International. — 1999. — V. 139, N. 3. — P. 806-822.
2. Charara, M., Vershinin, A., Deger, E., Sabitov, D., Pekar, G. 3D spectral element method simulation of sonic logging in anisotropic viscoelastic media // SEG Technical Program Expanded Abstracts — 2011. — P. 432–437.
3. Zharnikov T. V., Syresin D. E. Repulsion of dispersion curves of quasidipole modes of anisotropic waveguides studied by finite element method. // The Journal of the Acoustical Society of America. — 2015. — V. 137, N. 6. — P. EL396-EL402.
4. Plessix, R.-E. A review of the adjoint-state method for computing the gradient of a functional with geophysical applications. // Geophysical Journal International. — 2006. — V. 167, N. 2. — P. 495–503.

Технология ФРС для прямых поисков нефтегазовых залежей.

Сибгатулин В.Г., Кабанов А.А.

СКТБ «Наука» КНЦ СО РАН, г. Красноярск

Технология флюидной резонансной сейсморазведки (ФРС) основана на регистрации низкочастотными сейсмоприёмниками (0,1-10,0 Гц) собственных (вынужденных) колебаний флюидных нефтегазовых объектов под воздействием энергии резонансов гравитационных приливов.

Принципиальное отличие ФРС от известных технологий так называемой «пассивной сейсморазведки» (технологии АНЧАР и др.) заключается в том, что если в «пассивной сейсморазведке» конкретный источник сейсмических шумов нефтегазовой залежи (НГЗ) неизвестен, то технология ФРС базируется на стабильном источнике воздействия на НГЗ – энергии резонансов приливов.

Резонансы гравитационных приливов вызывают стоячие волны в нефтегазовых залежах. Это позволяет устойчиво регистрировать низкочастотную составляющую (от 0,1 до 5,0 Гц) в спектре на фоне помех без использования искусственных источников возбуждения.

Резонансы приливов влияют на НДС геологической среды усиливают эмиссию углеводородных газов (метана, пропана), что повышает достоверность прямого прогноза положения НГЗ. Поэтому, целесообразно, одновременно с регистрацией сейсмических шумов, вести регистрацию эмиссии углеводородных газов.

Время резонансов предварительно рассчитывается. При этом наряду с известными типами приливных воздействий учитывается также влияние колебаний барицентра системы Земля-Луна. Вынужденные низкочастотные колебания залежей при резонансах гравитационных приливов длятся до трёх-четырёх суток. В течение лунного месяца (28–29 суток) обычно фиксируется не менее двух сильных резонансов, что позволяет для поиска залежей ограничить регистрацию сейсмических шумов интервалом от 3 до 5 суток.

Данные регистрации сейсмических шумов подвергаются спектральному анализу, по результатам которого выявляются аномалии в спектрах шумов, связанные с наличием (отсутствием) нефтегазовых залежей в геологической среде.

Технология ФРС для прямого прогноза залежей углеводородов применима в различных горно-геологических и климатических условиях – от тундры до горно-таежной местности в летнее и зимнее время. Она отличается технологической простотой: низкочастотные сейсмоприемники-велосиметры (0,1–10 Гц) устанавливаются на исследуемой площади на срок от 3 до 5 суток с густотой, соответствующей детальности решаемой задачи (обычно для площади 200 квадратных километров достаточно установить 100 приборов). Дополнительно устанавливается аппаратура для регистрации углеводородных газов (метан, пропан).

Стоимость технологии ФРС на порядок ниже стоимости традиционного комплекса геофизических нефтегазопроисловых работ. Естественно, технология ФРС не исключает применение традиционной сейсморазведки МОВЗ-ОГТ, но позволяет оптимизировать объемы «тяжёлой сеймики» и затраты на геолого-геофизические работы на нефть и газ как при поисках в малоизученных регионах, так и при детализации нефтегазовых месторождений.

Изучение геологического строения верхнепалеозойских отложений Анабаро-Хатангской НГО на основе данных сейсморазведки и материалов ГИС.**Маслов Дмитрий Викторович, Единархова Наталия Евгеньевна.****Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г. Новосибирск**

В статье приводятся результаты изучения геологического строения верхнепалеозойского терригенного комплекса Анабаро-Хатангской НГО на основе комплексной интерпретации материалов ГИС и сейсморазведки. Приведены выводы о предполагаемых нефтегазоносных объектах в пределах изучаемой территории. Анабаро-Хатангская нефтегазоносная область (НГО) находится на севере Восточной Сибири, на побережье моря Лаптевых. В административном положении нефтегазоносная область располагается в Северо-Западной части Республики Саха (Якутия) и в северо-восточной части Красноярского края (рисунок).

В нефтегазоносном отношении наибольший интерес представляет верхнепалеозойский терригенный комплекс, представленный мисайлапской, верхнекожевниковской, нижнекожевниковской, тустахской свитами.

Для уточнения геологического строения территории проанализированы материалы ГИС 38 глубоких скважин и материалы сейсморазведочных работ МОГТ 2D, проведенных ГНЦ ФГУПП «Южморгеология» в период с 2008 по 2012 год.

На первом этапе проводилась корреляция разрезов перми, и уточнялись стратиграфические разбивки.

На втором этапе была выполнена интерпретация материалов МОГТ 2D. Для привязки временного разреза был использован сейсмокаротаж скважины Улаханская 2, которая расположена в непосредственной близости от профиля. Реперными отражающими горизонтами являлись VIa, VIб, VII, соответствующие кровлям нижнекожевниковской, тустахской свит и карбонатного комплекса, соответственно. Стоит отметить, что для территории исследования характерны латеральная литологическая изменчивость, дизъюнктивная и соляная тектоника, которые затрудняют интерпретацию сейсмических данных.

Таким образом, редкая сеть сейсмических профилей, наличие лишь одной скважины, «привязанной» к ней, а также перечисленные выше геологические особенности региона не позволяют с полной уверенностью говорить об однозначности представленной корреляции.

Из-за недостатка информации о скоростных характеристиках отложений (сейсмокаротаж проведен в одной скважине) в пределах территории исследования принято, что интервальные скорости в разрезе постоянны для всей территории Хатангского залива и юго-восточной части полуострова Таймыр. Таким образом, был определен скоростной закон, использовавшийся для преобразования временных разрезов в глубинные.

Следующим этапом было построение структурных карт по кровлям основных стратиграфических уровней внутри пермских отложений. Основой послужили сеточные модели структурных карт по основным отражающим горизонтам, построенные в ИНГГ СО РАН в 2011 г. Уточнение структурного плана происходило путем сравнения сеточных моделей с данными глубокого бурения и результатами интерпретации временных сейсмических разрезов, преобразованных в глубинный масштаб. Структурные карты по свитам, которые не прослеживались на временных разрезах (мисайлапская свита и верхнекожевниковская свита), построены с использованием регрессионного анализа.



Обзорная карта Анабаро-Хатангской НГО

Условные обозначения: 1 – административные границы, 2 – населенные пункты, 3 – гидросеть, 4 – аэропорты, 5 – речные, морские порты, 6 – скважины глубокие, 7 – граница мезозойско-кайнозойского осадочного чехла, 8 – проинтерпретированные сейсмические профили

Проведенные исследования позволили установить более глубокое залегание пермского комплекса, чем предполагалось ранее, а также выявить серию разрывных нарушений в центральной и северо-западной части Анабаро-Хатангской НГО.

В нефтегазоносном отношении на территории исследования наибольший интерес будут представлять замкнутые антиклинальные структуры, а также структуры, связанные с разрывными нарушениями и соляными диапирами. В пределах Анабаро-Хатангской НГО уже были открыты месторождения с тектонически экранированными антиклинальными залежами – Южно-Тигянское, Кожевниковское, Ильинское. В связи с этим сделан вывод о положительной роли дизъюнктивной тектоники на нефтегазоносность региона, также принятый во внимание при обосновании перспективных объектов.

Необходимо констатировать, что степень изученности большей части территории глубоким бурением и сейсморазведкой совершенно недостаточна для выделения участков под поисково-оценочные работы. Тем не менее, по результатам проведенных исследований рекомендовано, помимо уплотнения региональной сети сейсмических профилей, бурение поисковых скважин на подтвержденных сейсмическими методами локальных структурах, которые расположены в близости от Южно-Тигянского и Кожевниковского месторождений.

Оценка неопределенностей данных сейсморазведки для построения многовариантной структурной модели.

Канищев Георгий Александрович, Дьяконова Юлия Александровна, Мачукаев Дауд Ширваниевич.

ООО «Роксар Сервисиз», г. Москва

Цифровая геологическая модель на сегодняшний день является неотъемлемым инструментом при работе с месторождением углеводородов. При помощи геологической модели решаются задачи по подсчету запасов, прогнозу добычи, принимаются решения по планированию бурения и разработки. Процесс создания геологической модели требует использования разнородных данных. Ограниченность информации об исследуемом объекте, присущие всем типам данных ошибки, трудности точного описания реальной геологической среды математическими методами приводят к тому, что оцениваемые по модели показатели отличаются от действительных. Возникает необходимость использования вероятностного подхода для их оценки.

Структурная модель является каркасом геологической модели. Влияние параметров структурной модели на показатели геологической модели может быть существенным. Так, например, в условиях низкой изученности месторождения, сложного тектонического строения, размер и положение структуры будут оказывать значительное влияние на величину запасов. Структурная модель строится на основе результатов интерпретации данных сейсморазведки. В силу ряда причин, связанных с ограничениями метода, качеством интерпретируемых данных и субъективностью специалиста, результат интерпретации носит неоднозначный характер. Использование стохастического моделирования позволяет создавать множество реализаций структурных моделей на основе единственного варианта интерпретации с проведенной оценкой неопределенности.

На неопределенность сейсмических данных влияют факторы, возникающие на этапе проектирования систем наблюдения и сбора информации – характеристики системы наблюдения (удаления, кратность, азимутальность, размер бина, параметры возбуждения, условия приема и т.п.). На этапе обработки – набор процедур графа (учет ВЧР, подавление помех, миграция, скорости, анизотропия и т.п.). Влияние этих факторов обуславливает ограничения, возникающие при интерпретации. Их количественная оценка сводится к оценке неопределенности глубин и точности трассировки.

В настоящей работе продемонстрирован подход по оценке неопределенностей результатов структурной интерпретации. Исследуемое месторождение характеризуется сложным тектоническим строением, имеет два продуктивных интервала: верхний хорошо изучен и разрабатывается, нижний находится на стадии разведки и являлся целевым в данной работе. Исходными данными для структурной интерпретации и оценки неопределенности послужили объединенные глубинные сейсмические кубы съемок разных лет, скважинные данные, результаты работ ВСП по нескольким скважинам, из которых только одна вскрыла целевой интервал.

В процессе корреляции для каждой точки задавалась область неопределенности её положения, минимальный размер определялся величинами невязок между скважинными отбивками и сейсмическим горизонтом, определёнными по результатам анализа стратиграфической привязки. Максимальный размер оценивался визуально в соответствии с

качеством волновой картины в конкретной области. В результате были получены карты характеризующие неопределенность корреляции горизонтов, а для разломов определены области возможной вариации их положения.

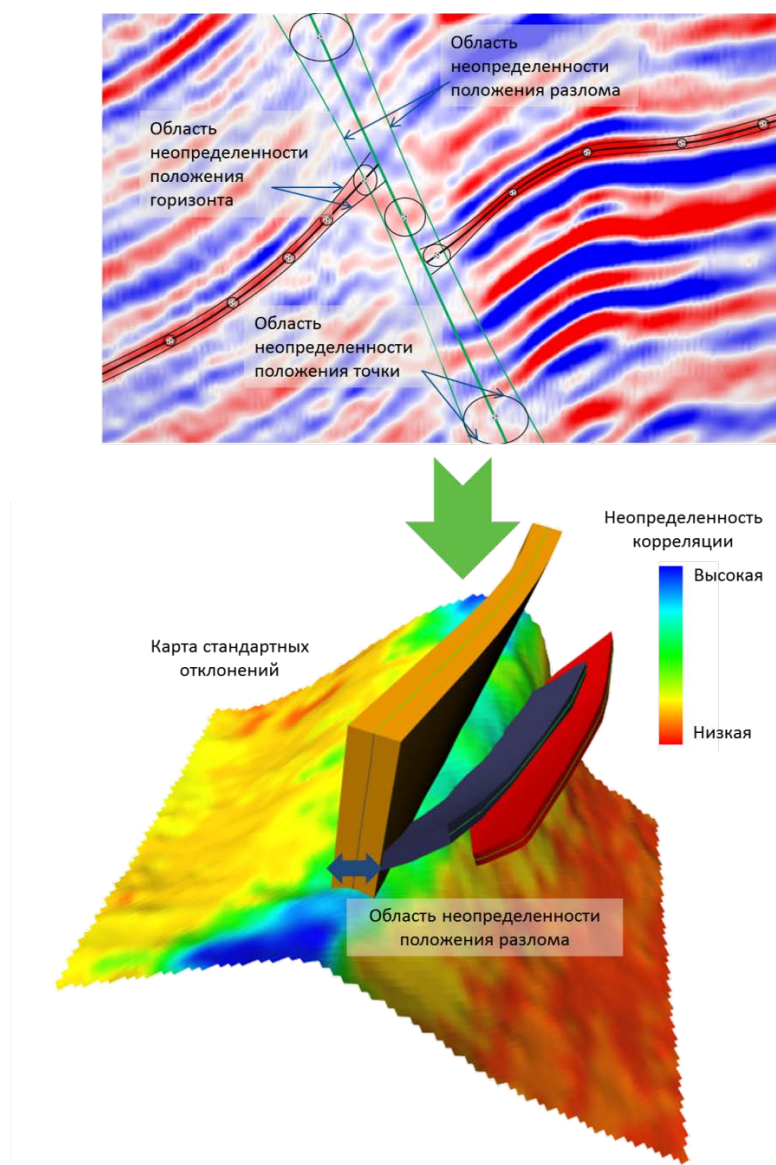


Рис. 4. Корреляция с учётом неопределенности.

Анализ неопределенности глубин проводился на основе данных, использующихся при построении скоростной модели. В каждом конкретном случае скоростная может являться результатом различных вычислений, и методология оценки неопределенности глубин зависит от того, какой информацией располагает интерпретатор. В данном случае глубинно-скоростная модель основывалась на данных ВСП. Их анализ позволил выявить тренд в изменениях скорости с глубиной и оценить разброс наблюдаемых значений относительно тренда. Полученная зависимость и величина отклонения скоростей использовались для расчета карт неопределенностей глубин.

Также была оценена неоднозначность, обусловленная артефактами обработки. На волновой картине объединенного куба проявлялись зоны сшивок. На границах съемок были определены сдвиги отражающих границ, что позволило построить карты невязок.

Итоговые карты неопределенности объединили полученные дифференцированно оценки, послужив основой создания многовариантной структурной модели, которая позволит оценить неопределенность количества запасов и принять эффективное решение при освоении месторождения.

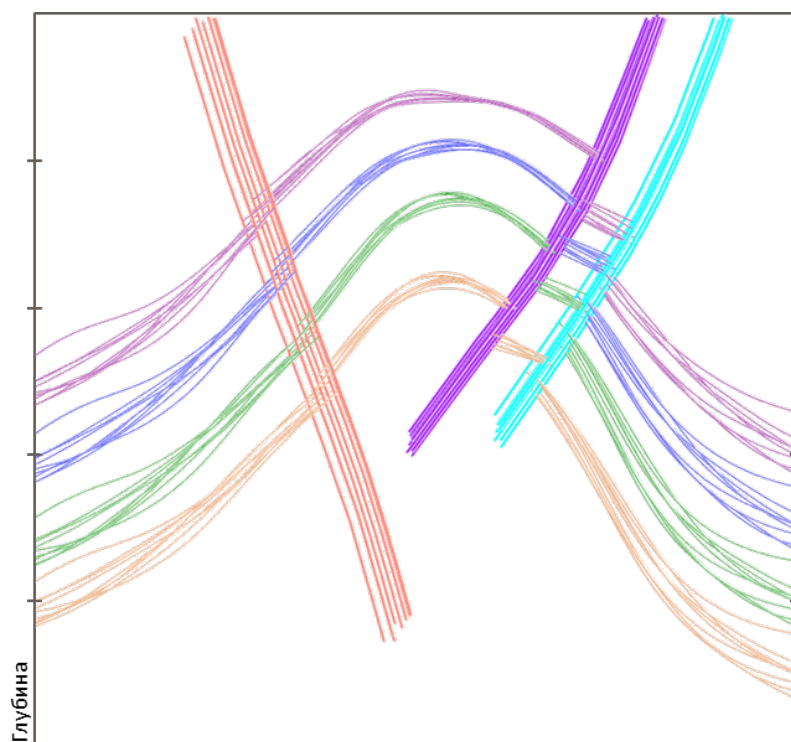


Рис. 5. Ансамбль реализаций поверхностей горизонтов и разломов.

Контроль качества при структурных построениях на основе сейсморазведки 3D.

И.Г.Бабинцев¹, В.В.Масюков, М.А.Попов, В.В.Федоров, О.С.Юрченко.¹ООО «Петротрейс Глобал», г.Москва

ООО «Славнефть-НПЦ», г.Тверь

Технологии контроля качества при обработке и интерпретации сейсмических данных требуют постоянного совершенствования. В своих исследованиях авторы обобщили производственный опыт и сформулировали требования к структурным построениям на основе данных сейсморазведки 3D, а также разработали технологии, необходимые для удовлетворения этим требованиям.

В технологиях контроля качества структурных построений условно можно выделить три направления: контроль качества со стороны математиков для выявления артефактов картопостроения (спайки, футпринты, краевые эффекты, значения на конформных срезах по горизонту и т.п.), со стороны геофизика (качество регрессии время-глубина, изобахический треугольник, скорости, соответствие отражающему горизонту и пр.), со стороны геолога (соответствие общим априорным геологическим представлениям, соотношение с соседними геологическими пластами, максимальные углы наклона, тектонические нарушения, палеорусла и пр.). При этом необходима обратная связь геофизиков с обработчиками, геологов с геофизиками. Чем раньше выявятся какие-то несоответствия, проблемы, тем легче их будет исправить. Контроль качества должен проводиться на всех промежуточных этапах структурных построений. При выполнении корреляции отражающего сейсмического горизонта, при переходе к глубинным построениям, при дальнейших операциях со структурными поверхностями (сшивка площадей и т.п.). Обязательным финальным этапом контроля качества должны стать тесты типа Cross-Validation. При этом мы считаем целесообразным последовательное исключение из анализа именно по одной скважине, а не сразу по две или три, как требуют некоторые заказчики.

Как отмечалось авторами доклада в статьях [2, 5, 6] при "посадке" на скважинные данные необходимо использовать аппроксимационный фитинг (приближенную «посадку»), при котором не нарушается гладкость финальной поверхности, даже если значения в близко расположенных скважинах сильно отличаются. Действительно, всегда есть погрешность в скважинных данных (как в положении пласт-пересечения, так и по глубине). Предположим, что мы разбуриваем площадь с очень густой сеткой и осуществляем точную посадку. Теоретически при этом поверхность должна постоянно уточняться и добавление новых скважин должно ее менять все меньше и меньше. Однако за счет ошибок инклинометрии структурная поверхность у нас, напротив, будет постоянно искажаться при каждой вновь пробуренной и учтенной скважине. Выход – аппроксимационный фитинг. Заметим, что при аппроксимационном фитинге "посадка" поверхности на отдельно стоящие скважины (удаленные от соседних на расстояние большее базы фитинга) будет точная, а на скважины, находящиеся близко друг к другу и имеющие сильно отличающиеся значения, – приближенная. Важно, что при аппроксимационном фитинге мы можем учитывать все скважины (и разведочные, и эксплуатационные) и осуществлять мониторинг структурных построений. Очень осторожно следует использовать при структурных построениях дополнительную информацию (данные скважин вне площади съемки и, так называемые, виртуальные скважины, которые не вскрывают данный горизонт).

В последнее время все чаще используется сшивка структурных поверхностей нескольких съемок. Различным методикам сшивки и их сравнению в докладе уделено

достаточное внимание, а также соответствующим принципам контроля качества этих операций. Пример сшивки двух частично перекрывающихся структурных карт показан на рисунке 1.

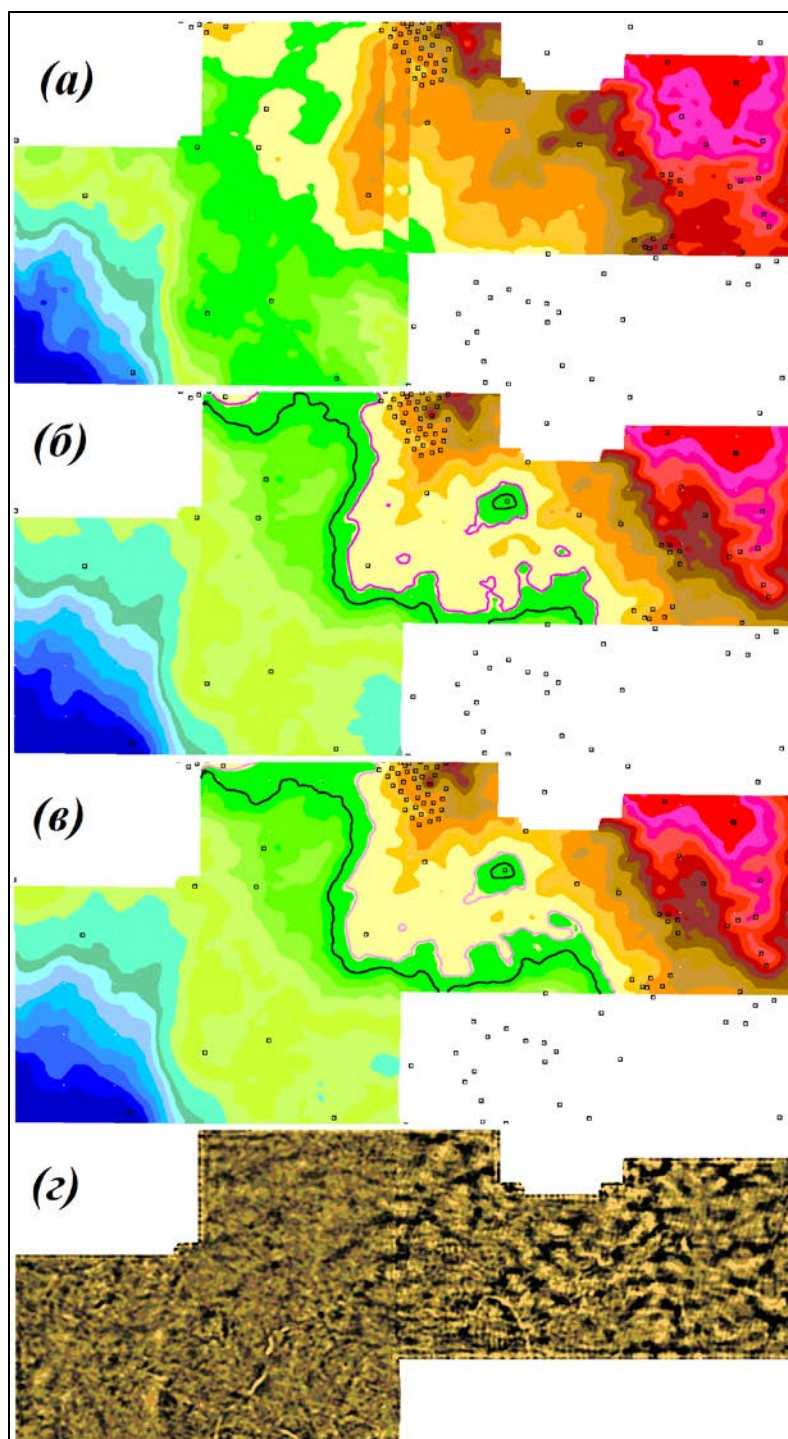


Рис. 1. Пример сшивки двух структурных поверхностей:(а) - объединение горизонта 1 и 2 (в области пересечения взято среднее значение),(б) - сшитые глубинные поверхности без учета и (в) - с учетом скважин вне съемки, (г) - проверка качества "сшивки" посредством дифференциального оператора Лапласа.

Заметим, что все более высокие требования предъявляются к структурным построениям не только для выявления на них структурных ловушек и стратиграфического анализа, но и для динамического анализа срезов сейсмических кубов, выполненных конформно полученным горизонтам. Небольшие по амплитуде (до 2 мс) артефакты на структурных картах глаз интерпретатора практически не улавливает, но они существенны при выполнении нарезки сейсмических данных. Поэтому и нужны специальные

дифференциальные процедуры, выявляющие даже малоамплитудные дефекты (см. рис. 1). Просто попытаться их скрыть сглаживанием неправильно, т.к. это размывает артефакты и искажает результат.

В докладе также обсуждается апостериорная проверка качества структурных построений бурением новых скважин. Уделено внимание вопросам точности, надежности, информативности корреляционных связей [3, 5], технологии использования нескольких регрессионных зависимостей для одной площади [6, 8] и другим актуальным вопросам, связанным со структурными построениями на основе данных сейсморазведки 3D. Обсуждается роль неопределенности картопостроений для оценки запасов и рисков. Показано, что эффект использования различных методов интерполяции при посадке на скважины при заданном уровне ВНК приводит к существенным различиям в оценки запасов (рис. 2).

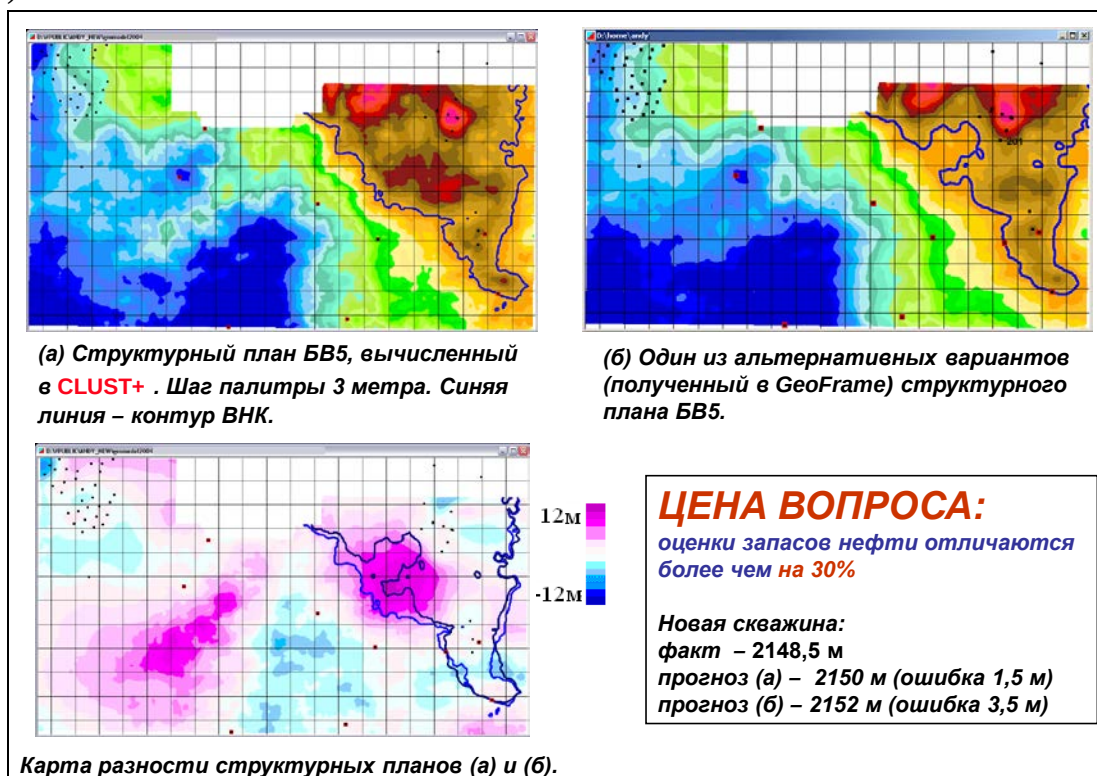


Рис. 2. Пример использования различных методов интерполяции при «посадке» структурных карт на скважинные данные.

Авторы убеждены, что при структурных построениях необходимо использовать наиболее адекватные геолого-геофизическому моделированию итерационные мультимасштабные методы интерполяции [1, 2, 7, 9, 10]. Известно, что любые методы, использующие масштабный параметр (такие как, например, Kriging), неизбежно порождают артефакты [4] на интерполяционных поверхностях, особенно при редком и нерегулярном расположении скважин по площади (рис.3).

Авторы выражают свою признательность всем коллегам, принявшим участие в обсуждение предлагаемых методик и актуальных вопросов структурных построений.

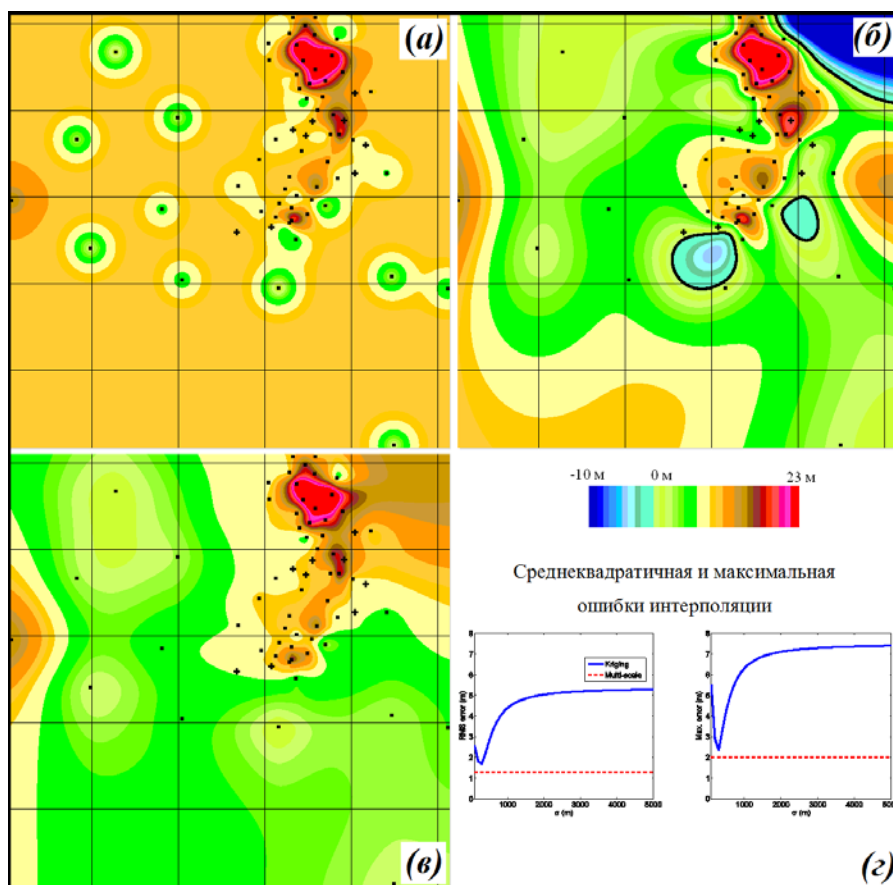


Рис. 3. Сравнение результатов фитинга при интерполяции невязок методом Kriging (с длиной ковариации 300 м (а) и 5000 м (б)) с современным мультимасштабным методом интерполяции (в). Результат тестов Cross-Validation (г) (Kriging – синяя линия). Результаты Kriging имеют не только большие ошибки, но и выглядят негеологично (артефакты на рисунке (а) получились в виде «пуговиц», на рисунке (б) появляются нереалистичные значительные отрицательные значения).

Литература

- 1 Масюков А. В., Масюков В. В. Итерационный метод интерполяции, основанный на масштабируемом сглаживании // Математическое моделирование, 2005, Т. 17, № 2, С. 46-56.
- 2 Масюков А. В., Масюков В. В., Шленкин В. И. Повышение точности геолого-геофизического моделирования на основе скейлинговой интерполяции // Каротажник, 2006, № 2-4, С. 143-145.
- 3 Масюков А. В., Масюков В. В., Шленкин В. И. Проверка значимости корреляционных связей в геолого-геофизическом прогнозировании // Технологии сейсморазведки, 2007, № 1, С. 80-86.
- 4 Масюков А. В., Масюков В. В., Шленкин В. И. Крайгинг как частный случай радиальных базисных функций // Международная конференция "Геомодель-2008", С. 116-119.
- 5 Масюков В. В., Попов М. А., Тюнегин С. П. Практика атрибутивного прогнозирования требует совершенствования // Технологии сейсморазведки, 2013, №3, С.76-87.
- 6 Шленкин В. И., Тюнегин С. П., Масюков А. В., Масюков В. В. Методика уточнения структурных построений для эксплуатационных площадей Широкого Приобья на основе представлений о пространственном спектре ошибки сейсмического горизонта // Технологии сейсморазведки, 2005, № 1, С. 57-66.
- 7 Шленкин В. И., Федоров В. В., Масюков А. В., Масюков В. В. Методика объективного сравнения методов интерполяции // Геофизический вестник, 2005, № 1, С. 17-21.

- 8 Шленкин С. И., Федоров В. В., Масюков В. В. Исследование и совершенствование технологий атрибутивного прогнозирования свойств терригенных коллекторов на основе данных ГИС и 3D-сейсморазведки // Каротажник, 2006, № 2-4, С. 454-468.
- 9 A.V. Masjukov, V.V. Masjukov. A new fast iterative method for interpolation of multivariate scattered data // Computational Methods in Applied Mathematics, 2005, v.5, №3, pp. 1-18.
- 10 Masjukov A., Masjukov V. Multiscale modification of Shepard's method for multivariate interpolation of scattered data // *Mathematical modelling and analysis*, vol.10, 2005, pp.467-472.

Эффективная визуализация или искусство представления результатов.

Смирнов Константин Александрович.

ООО «ПетроТрейс Глобал». г. Москва

Проекты по регистрации, обработке и интерпретации сейсмических данных требуют значительных ресурсов. Многолетние наблюдения показывают, что даже если полевые данные отличаются высоким качеством, их обработка и интерпретация выполнена на самом высоком уровне и получены блестящие результаты, то эти результаты, к сожалению, часто представляются не совсем удачно. Обычно это связано с нехваткой времени из-за перегруженности каждодневной рутинной работой, однако, иногда специалист просто не знает, как можно представить результаты своего труда в более выгодном свете. Между тем, оптимально представленные результаты помогают не только повысить общее впечатление от выполненной работы, но и более быстро понять строение исследуемой площади. В докладе представлены примеры эффективной визуализации результатов выполнения различных проектов по обработке и интерпретации сейсмических данных.

В первой части доклада демонстрируется сравнение традиционного и объемного представления результатов обработки и анализа сейсмических данных. Показано, как объемная визуализация помогает быстро понять сложную топологию исследуемых интервалов (рис.1-3).

Рис. 1. Вертикальное сечение куба амплитуд (слева) и объемное представление тех же данных (справа). Объемная визуализация позволяет быстро понять особенности поведения структурного плана.

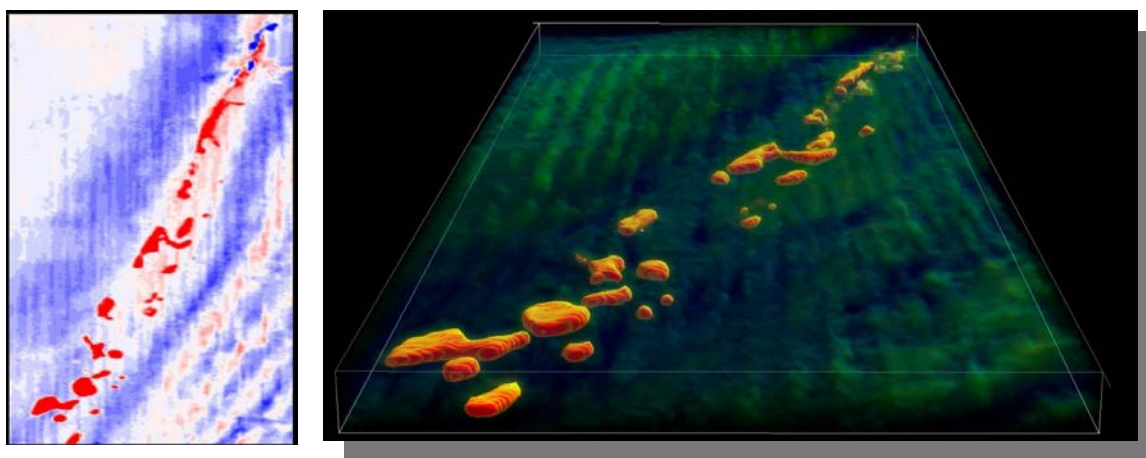


Рис. 2. Горизонтальное сечение куба амплитуд через аномалии типа «яркое пятно» (слева) и объемное представление тех же данных (справа). Объемная визуализация позволяет быстро понять геометрию и связанность аномалий в 3-х мерном пространстве.

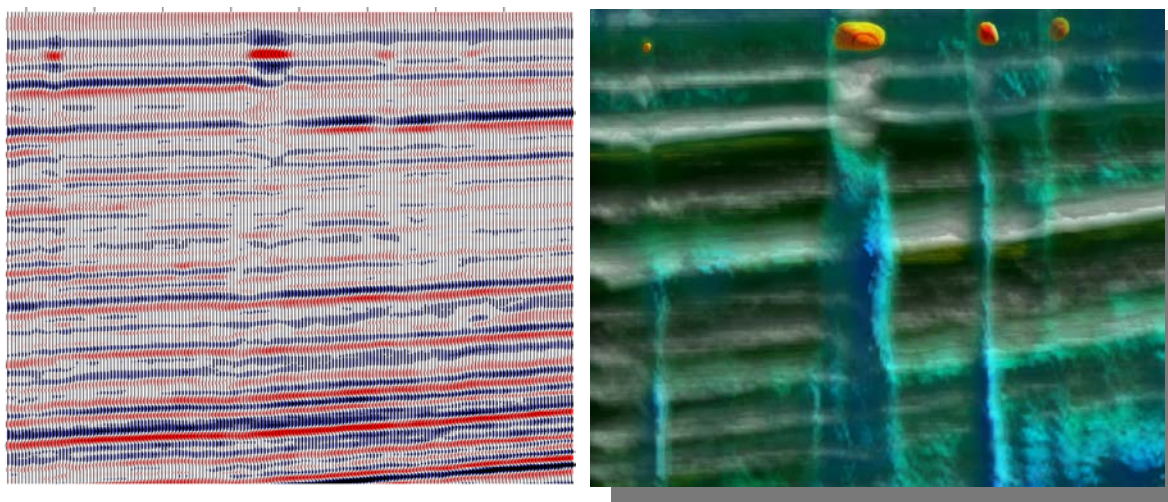


Рис. 3. Вертикальное сечение куба амплитуд через аномалии типа «яркое пятно» (слева) и объемное представление тех же данных совместно с дополнительным сейсмическим атрибутом (справа). Совместная объемная визуализация позволяет быстро увидеть и оценить характер пространственного распределения «газовых труб».

Вторая часть доклада посвящена анимированным изображениям (видео роликам). Демонстрируется, как подобный формат представления информации помогает эффективно иллюстрировать результаты выполнения различных этапов обработки и интерпретации сейсмических данных.

В заключительной части доклада представлены примеры использования эффективной визуализации сейсмических данных для целей маркетинга и дизайна.

Азимутальная упругая AVA инверсия сейсмического волнового поля на примере одного из месторождений Западной Сибири.

Гриневский Антон Сергеевич, Мирошниченко Дмитрий Евгеньевич, Керусов Игорь Николаевич, Бояркин Роман Юрьевич, Попова Людмила Андреевна, Баранцев Алексей Андреевич.

ЛУКОЙЛ-Инжиниринг / ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», г. Москва

В докладе рассматривается одна из технологий анализа анизотропных свойств пород по сейсмическим данным – азимутальная динамическая инверсия сейсмограмм (AVAz-инверсия), которая подразумевает анализ и инверсию сейсмических трасс для набора углов падения и азимутов. В качестве примера приводятся азимутальные исследования на одной из сейсмических съёмок в Западной Сибири, характеризующейся достаточно высокой кратностью (144) и оптимальным распределением удалений и азимутов для анизотропного анализа. Обработка данных проводилась по графу полноазимутальной VTI-анизотропной глубинной миграции в области локальных углов (Koren, Ravve, 2011).

По сейсмограммам после глубинной миграции был проведен анализ азимутальной анизотропии. Она проявляется, во-первых, во временах пробега волн до горизонтов (характерные колебания осей синфазности на сейсмограммах), а во-вторых, в амплитудах отражений (они изменяются в зависимости от азимута). Оба признака (кинематический и динамический) позволяют оценивать параметры анизотропии.

Оценку азимутальной анизотропии по кинематическим признакам отражённых волн (азимутальный скоростной анализ) принято проводить следующим образом. Сначала определяется величина остаточных кинематических сдвигов в зависимости от азимута наблюдения, затем по ним определяется характер азимутальных вариаций среднеквадратических и интервальных скоростей (Grechka et al., 2009; Koren, Ravve, 2014). Такой подход, примененный на рассматриваемой площади, дал возможность оценить направление и коэффициент азимутальной анизотропии (рис. 1). Принято ассоциировать значения коэффициента анизотропии и направление оси симметрии с направлением и величиной преобладающего напряжения в породах. В то же время эти данные характеризуются невысокой разрешённостью (сглаженностью) по вертикали и по латерали.

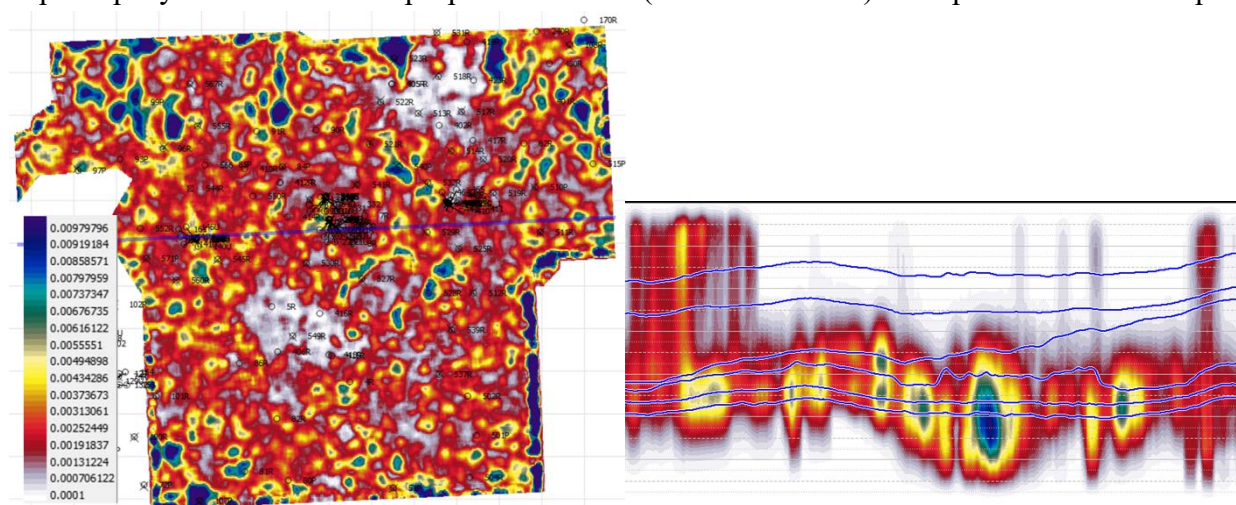


Рис. 1. Пример карты и фрагмента разреза атрибута «коэффициент азимутальной анизотропии интервальных скоростей».

Параметры азимутальной анизотропии возможно оценить и по динамическим признакам отражённых волн. Один из наиболее распространённых методов основывается на уравнении

Рюгера – аппроксимации выражения для коэффициента отражения от плоской границы между изотропной средой и средой типа НТИ (Ruger, 2002):

$$R(\varphi, \theta) = A + [B_{iso} + B_{ani} \cos^2(\varphi - \varphi_{sym})] \sin^2 \theta,$$

Где θ – угол падения, φ – азимут падающей волны, φ_{sym} – азимут плоскости симметрии НТИ-среды, $R(\varphi, \theta)$ – коэффициент отражения, A – AVO-интерсепт, B_{iso} – изотропный градиент (оба эти параметра аналогичны соответствующим коэффициентам в выражении для двучленной аппроксимации Шуэ уравнения Цёппритца), B_{ani} – анизотропный градиент. Последний параметр содержит сведения об анизотропных свойствах среды.

Результат анализа азимутальных угловых сейсмограмм общей точки изображения по уравнению Рюгера представлен на рис. 2.

Однако интерпретация этого параметра затруднена из-за косвенности его связи с параметрами НТИ-среды. Кроме того, как и для случая изотропного AVO-анализа, результат – параметры A , B_{iso} , B_{ani} характеризуют изменение свойств на границе пластов, а не сами пласты, а также подвержен искажающему влиянию формы сейсмического импульса. Наконец, уравнение Рюгера – это аппроксимация, корректная лишь для углов падения, не превышающих 30° , в то время как для больших углов падения влияние анизотропии на амплитуды более существенно и повышает устойчивость определения свойств.

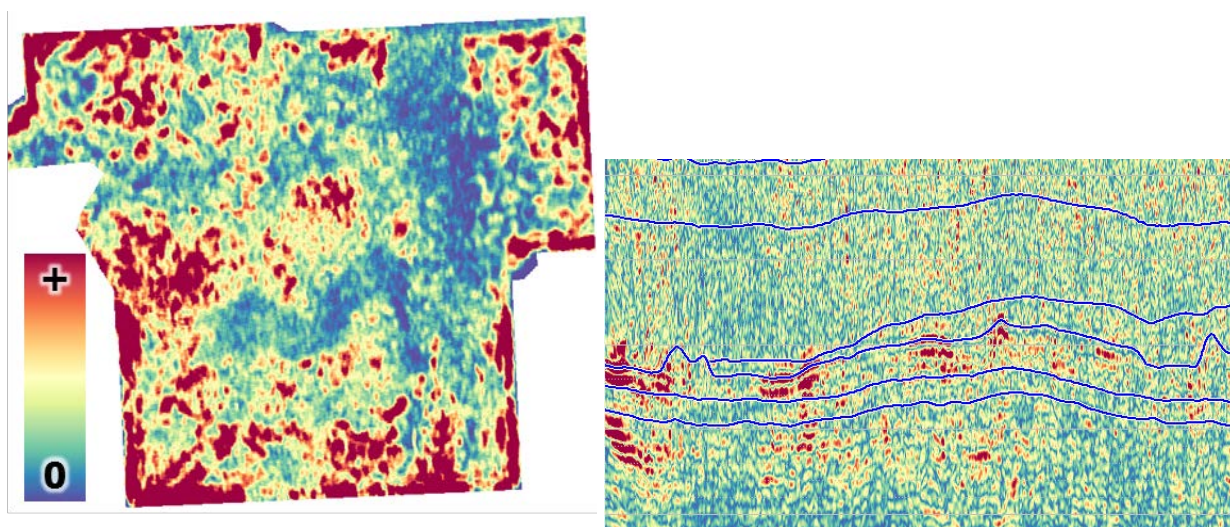


Рис. 2. Пример карты и фрагмента разреза атрибута «анизотропный AVO-градиент».

Для повышения достоверности определения анизотропных параметров среды была проведена азимутальная синхронная инверсия волнового поля. Для этого данные (угловые сейсмограммы общей точки изображения) были разбиты на 8 азимутальных секторов, и для каждого сектора синхронная AVA-инверсия рассчитывалась отдельно (рисунок 3). Определялись Р-импеданс и S-импеданс. В изотропной среде результат был бы одинаков для всех азимутальных секторов. Отличие же результата для разных азимутов свидетельствует о наличии в среде азимутальной анизотропии. Превышение импеданса для каждого азимута относительно среднего значения характеризует интенсивность анизотропии, а азимут наибольшего значения импеданса – направление оси симметрии.

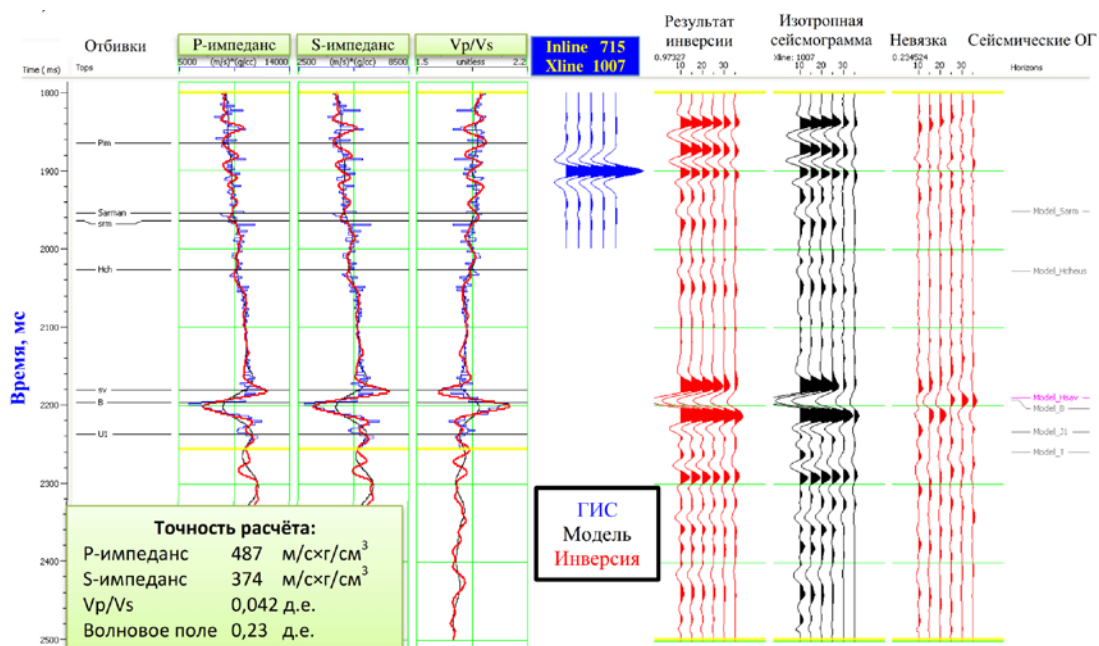


Рис. 3. Пример упругой AVA-инверсии в точке скважины.

Для расчёта этих параметров зависимость импедансов от азимута была аппроксимирована эллипсом (рисунок 4). Точность аппроксимации определялась по среднеквадратическому отклонению наблюдаемых значений от аппроксимирующей функции.

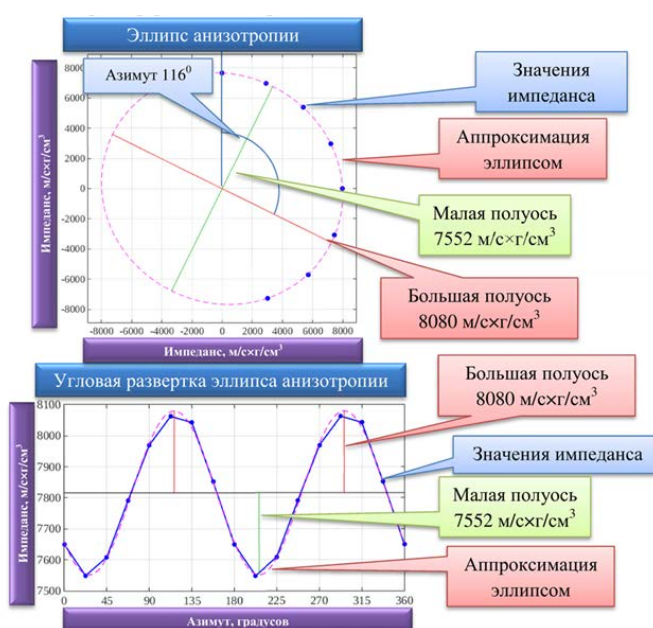


Рис. 4. Пример эллиптической аппроксимации зависимости P-импеданса от азимута.

Таким образом, были рассчитаны параметры: коэффициент и азимут анизотропии по P- и S-импедансу (рисунок 5), величина достоверности аппроксимации, а также производные атрибуты (например, импеданс вдоль оси симметрии в сейсмической полосе частот).

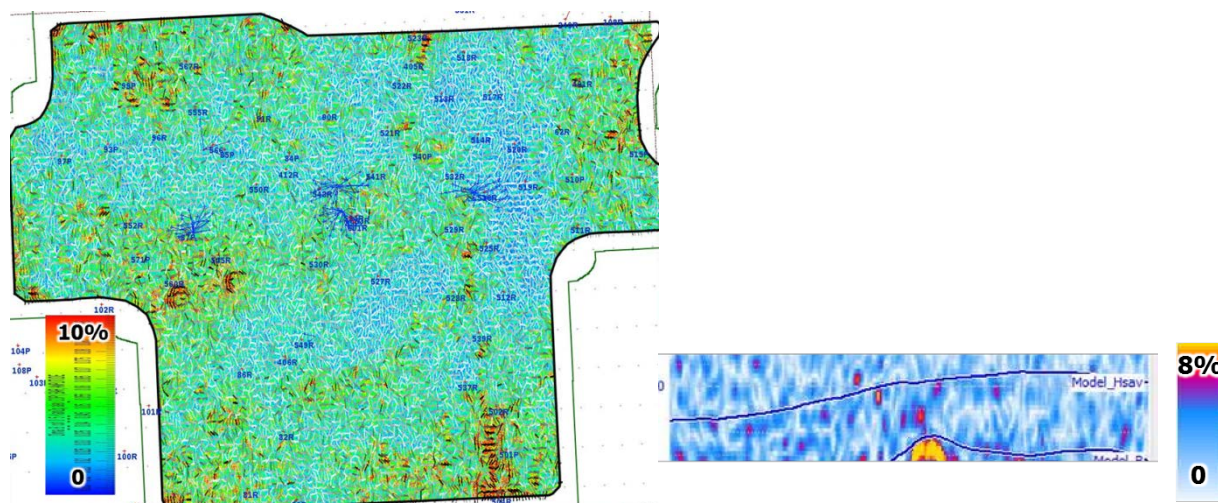


Рис. 5. Пример карты и фрагмента разреза атрибута «Коэффициент анизотропии Р-импеданса».

Анализ результатов азимутальной AVA инверсии позволил выявить неравномерный характер пространственного распространения анизотропных свойств в юрско-меловом интервале разреза. Наибольшие значения анизотропии (5-11%) выявлены в баженовской свите и ачимовской подсвите сартымской свиты. В дальнейшем полученные результаты могут позволить прогнозировать области распространения коллекторов трещинного типа, ориентировано проводить гидроразрыв пласта и забуривание горизонтальных и наклонных скважин, проводить различные гидродинамические мероприятия и воздействия на пласты при эксплуатации месторождения.

Литература

Grechka V., Tsvankin I., and. Cohen, J.K., 1999, "Generalized Dix equation and analytic treatment of normal-moveout velocity for anisotropic media", *Geophysical Prospecting*, 47, 117-148.

Rüger, A., 2002, *Reflection coefficients and azimuthal AVO Analysis in anisotropic media: SEG Geophysical Monograph Series No. 10.*

Zvi Koren and Igor Ravve (2011). "Full-azimuth subsurface angle domain wavefield decomposition and imaging." *GEOPHYSICS*, 76 (1-2).

Zvi Koren and Igor Ravve (2014). "Azimuthally dependent anisotropic velocity model update." *GEOPHYSICS*, 79(2), C27-C53.

Новые алгоритмические решения CGG для численной оценки сейсмической анизотропии.

Романенко Марина Юрьевна, Харитонов Андрей Евгеньевич.

ООО «СЖЖ Восток» (CGG), г. Москва

Введение

Одним из эффективных и наиболее распространенных способов повышения информативности сейсмических данных является высокоплотная широкоазимутальная съемка (WAZ). Множество публикаций, появившихся в последнее время, убедительно показывают, что WAZ делает возможным получение более надежные характеристики изучаемой среды. Новые подходы к обработке позволяют увеличить отношение сигнал-шум (за счет повышения кратности, улучшения возможностей шумоподавления, уменьшения артефактов миграции), строить более точные изображения среды, особенно для небольших объектов и разломной тектоники и, что наиболее важно, оценить азимутальную анизотропию изучаемых пластов. Возможности по изучению азимутальной информации дают прямой выход на определение направленной трещиноватости, изучение напряженных состояний и построение геомеханических моделей.

Одновременно с развитием технологий специализированной широкоазимутальной обработки появляются и активно развиваются методы расчета азимутальных характеристик на основе анализа динамических характеристик сейсмических данных, позволяющие существенно расширить возможности по расчету и интерпретации параметров анизотропии, переходя от карт, к объемным параметрам.

В данной работе будут рассмотрены новые подходы к расчету параметров анизотропии на основе разложения в ряды Фурье. Такой подход позволяет снять некоторые вычислительные ограничения с до сих пор использующихся алгоритмов, о чем будет сказано ниже. Новые алгоритмы численной оценки анизотропии доступны в коммерческом ПО (HRS), но кроме этого существует ПО, которое используется в CGG только для сервисных услуг и о котором мало кто знает.

Обзор методик расчета азимутальных атрибутов на основе разложения в ряды Фурье

На текущий момент в распоряжении нашей компании существует целая линейка алгоритмов расчета азимутальных атрибутов сейсмических данных, в основе которых лежит разложение коэффициента отражения продольной волны в ряды Фурье:

- Азимутальный AVO анализ (ProAz, HRS)
- Нелинейная инверсия коэффициентов Фурье (FOUAZ, Geovation)
- Азимутальная упругая инверсия (INVAZ, Geovation)

В основе методик анализа анизотропии по динамическим характеристикам сейсмических данных лежит изменение AVA-отклика продольной отраженной волны в зависимости от азимута ПВ-ПП. В общем виде они описываются уравнением Цепприца, которое имеет очень сложный вид. Поэтому для анализа используются различные аппроксимации коэффициента отражения.

Из них самая простая и широко используемая (в том числе и в модуле ProAz, HRS) – это аппроксимации Рюгера для ближних удалений (Ruger, 2002):

$$R(\theta, \phi) = A + (B_{iso} + B_{ani}(\sin^2(\phi - \phi_{iso}))\sin^2\theta \quad (1)$$

где: $R(\theta, \phi)$ – коэффициент отражения для угла падения θ и азимута ПВ-ПП ϕ ; A – стандартный интерсепт; B_{iso} – изотропный градиент; B_{ani} – анизотропный градиент; ϕ_{iso} –

азимут направления анизотропии. Т.е. по сути это азимутальный AVO-анализ, однако по сравнению с классическим AVO анализом для дальнейшей интерпретации добавляются два дополнительных параметра: B_{ani} и ϕ_{iso} .

Среди преимуществ данного подхода является, во-первых, возможность рассчитывать объемные атрибуты, и во-вторых, атрибут B_{ani} для ряда моделей (Hudson, 1981) пропорционален плотности трещин (crack density), что позволяет использовать его для расчета количественных параметров среды. Из недостатков этого метода необходимо упомянуть как минимум два. Как и в классическом AVO анализе объектом исследования является амплитуда, т.е. по существу мы анализируем свойства границы, а не слоя, плюс к этому при анализе амплитуд мы не можем уйти от эффектов интерференции. Вторым недостатком является неоднозначность определения знака B_{ani} , что приводит к неоднозначности в 90 градусов в определении плоскости анизотропии.

Расширить возможности азимутального анализа позволяет альтернативный подход, основанный на разложении коэффициента отражения продольной волны в ряды Фурье, подробно рассмотренный в ряде публикаций, например (Downton, 2011).

В основе подхода лежит предположение о том, что среда представлена одним набором вертикальных трещин в изотропном слое, параметризованных в терминах теории линейного проскальзывания (Linear Slip Theory, Schoenberg, 1980). Эта теория позволяет описать трещины как пертурбацию податливости изотропной породы без трещин и описать такие параметры как нормальная B_N и тангенциальная B_T податливость трещин. На практике более удобными для работы являются относительные величины нормальной ослабленности (weakness) $\delta_N = MB_N / (1 + MB_N)$ и тангенциальной ослабленности $\delta_T = \mu B_T / (1 + \mu B_T)$, где $M = \lambda + 2\mu$, изменяющиеся в диапазоне от 0 до 1. По сути, параметры δ_N и δ_T описывают, насколько трещины меняют упругие свойства изотропной породы без трещин: чем ближе они к 0, тем меньше влияние трещин. В контексте данных рассматриваемых методик важен тот факт, что через эти параметры могут быть записаны как свойства трещин, так и уравнения для коэффициента отражения продольной волны.

Ikelle (1996) и затем Sayers and Dean (2001) показали, что азимутальный AVO отклик может быть записан в виде рядов Фурье, а коэффициенты этого разложения можно использовать для описания анизотропных характеристик среды.

В работе (Downton, 2011) показано, что уравнение Рюгера (Ruger, 2002) может быть представлено через коэффициенты Фурье (КФ), и записано в виде:

$$R_{pp}(\theta, \phi) = r_0 + r_2 \cos(2(\phi - \phi_{sym})) + r_4 \cos(4(\phi - \phi_{sym})) \quad (2)$$

Где

$$r_0 = A_0 + B_0 \sin^2 \theta + C_0 \sin^2 \theta \tan^2 \theta$$

$$r_2 = \frac{1}{2} B_{ani} \sin^2 \theta + \frac{(1-g)}{4(1-3g)} (B_{ani} - \Delta \eta) \sin^2 \theta \tan^2 \theta$$

$$r_4 = \frac{1}{16} \Delta \eta \sin^2 \theta \tan^2 \theta$$

Величина второго КФ для малых углов падения, где членом при $\sin^2 \theta \tan^2 \theta$ можно пренебречь, пропорциональна углу подхода и B_{ani} , соответственно, последний может быть оценен напрямую из амплитуды второго КФ для любого угла подхода. По сравнению с использованием уравнения Рюгера для ближних удалений, преимущество данного подхода в том, что для расчета B_{ani} достаточно одного набора азимутальных стеков для определенного угла падения, и нет необходимости использовать данные с ближних удалений, которые в

наших реалиях часто некондиционны. Сравнение результатов расчета B_{ani} , двумя способами показывает их высокую сходимость (Рис 1).

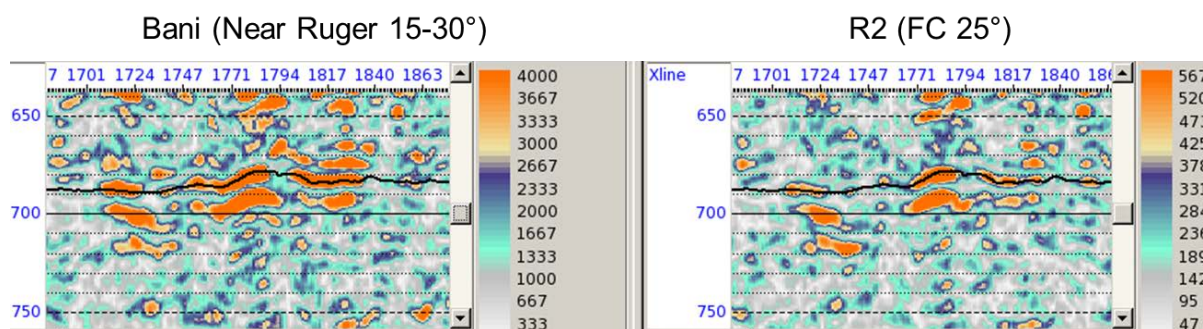


Рис. 1. Сравнение результатов расчета анизотропного градиента на основе уравнения Рюгера для ближних удалений (слева) и второго коэффициента Фурье (справа), величина которого пропорциональна анизотропному градиенту.

Однако более интересно рассмотреть дополнительные возможности использования КФ для анализа анизотропии (FOUAZ).

Величины B_{ani} и $\Delta\eta$ в уравнении (2) могут быть записаны через параметры нормальной и тангенциальной ослабленности теории линейного проскальзывания, о которых уже упоминалось выше:

$$\begin{aligned} B_{ani} &= g(\Delta\delta_T - \chi\Delta\delta_N) \\ \Delta\eta &= 2g(\Delta\delta_T - g\Delta\delta_N) \end{aligned}$$

где δ_N нормальная ослабленность, являющаяся функцией флюида, плотности трещин и их апертуры, δ_T тангенциальная ослабленность, являющаяся функцией плотности трещин, $g = (V_p/V_s)^2$ и $\chi = 1 - 2g$, знак Δ обозначает разницу свойств между двумя слоями. Использование 2-го и 4-го КФ для нескольких углов падения позволяет решить уравнения относительно этих параметров (нелинейная инверсия коэффициентов Фурье), а так же снять неоднозначность определения знака B_{ani} , и как следствие азимута плоскости анизотропии, что является основными преимуществами подхода по сравнению с использованием уравнения Рюгера для ближних удалений. Поскольку для реализации этого подхода используется 4-й КФ, который рассчитывается менее устойчиво и является более шумным, по сравнению со 2-м, то повышаются требования к сейсмическим данным, как по качеству так и по полноте (большие удаления, равномерная кратность по азимутам, количество азимутов)

На основе представления коэффициента отражения через коэффициенты Фурье решается упругая азимутальная инверсия (Downton and Roure, 2010). Это модель базированный подход, предполагающий один набор трещин параметризованный в терминах ослабленности теории линейного проскальзывания (Schoenberg, 1980). В инверсии одновременно участвуют наборы угловых кубов для различных азимутов, и решается задача глобальной оптимизации трехчленного функционала. Первый член этого функционала – это разница между наблюдаемыми сейсмическими трассами (представленными в виде разложение Фурье) и синтетическими, рассчитанными на основе полного анизотропного уравнения Цеприца или одной из его линейных аппроксимаций. Второй член функционала контролирует насколько решение отклоняется от заданной априорной модели. Третий член функционала отвечает за пространственную выдержанность свойств и контролирует гладкость и стабильность решения. На выходе инверсии мы получаем набор изотропных свойств (продольный и сдвиговый импеданс и плотность) и свойства, описывающие трещины (δ_N , δ_T и направление трещин).

Самым главным преимуществом упругой азимутальной инверсии, как и любой другой, является переход от свойств границы к свойствам слоя. При этом к уже описанным требованиям к качеству сейсмических данных добавляется необходимость иметь хороший набор скважинной информации для описания априорной модели свойств и оценки углозависимых сейсмических импульсов.

Таким образом, выбор новых инструментов для анализа анизотропии широк и определяется качеством и полнотой имеющихся данных. Если есть широкоазимутальные данные, характеризующиеся невысокой кратностью и небольшими максимальными удалениями, можем получить *Vani* на основе уравнения Рюгера для ближних удалений или расчета второго коэффициента Фурье. Если данные характеризуются хорошей кратностью (в том числе равномерной по азимутам и удалениям) и большими удалениями, то становится возможным выполнение нелинейной инверсии коэффициентов Фурье и получение дополнительных параметров с устранением неоднозначности в определении азимута плоскости анизотропии. Если в дополнение к хорошим сейсмическим данным есть надежные скважинные данные, то становится возможным расчет упругой азимутальной инверсии и получение кубов анизотропных свойств, которые, в свою очередь, могут быть откалиброваны на скважины и участвовать в построении трехмерных геомеханических моделей.

Заключение

В настоящий момент выполнены тестовые расчеты всех описанных методов на одной из площадей Восточной Сибири, где есть хорошие сейсмические данные, но, к сожалению, данные о трещиноватости по скважинам весьма скудны, что не позволяет верифицировать полученные результаты и надежно их интерпретировать.

Пока приходится отметить, что опыт применения этих новых технологий на российских данных весьма ограничен. И вызвано это отнюдь не отсутствием интереса к этому вопросу, а отсутствием кондиционного набора данных. Тем не менее важность изучения азимутальной анизотропии для повышения эффективности бурения и добычи уже осознана многими передовыми организациями и мы надеемся, что в ближайшее время будет появляться все больше и больше широкоазимутальных сейсмических съемок обеспеченных соответствующей скважинной информацией.

Со своей стороны, мы видим большой потенциал этих технологий, продолжаем накапливать опыт их применения на месторождениях Восточной Сибири и Тимано-Печорской провинции с тем, чтобы быть готовыми к новым технологическим вызовам.

Литература

1. Downton, J., B. Roure, and L. Hunt, 2011, Azimuthal Fourier coefficients: CSEG Recorder, 36, 22–36
2. Downton, J. and B. Roure, 2010, Azimuthal simultaneous elastic inversion for fracture detection: SEG Technical Program Expanded Abstracts 2010: pp. 263-267.
3. Ikelle L.T. 1996. Amplitude variations with azimuths (AVAZ) inversion based on linearized inversion of common azimuth sections. In: Seismic Anisotropy (eds E. Fjaer, R. Holt and J.S. Rathore), SEG
4. Hudson, J. A., 1981, Wave speeds and attenuation of elastic waves in material containing cracks: Geophysical Journal of the Royal Astronomical Society, 64, 133–150
5. Rüger, A., 2002, Reflection coefficients and azimuthal AVO Analysis in anisotropic media: SEG geophysical monograph series, number 10

6. Sayers, C., and S. Dean, 2001, Azimuth-dependent AVO in reservoirs containing non-orthogonal fracture sets: Geophysical Prospecting, 2001, 49, 100-106.
7. Schoenberg, M., 1980, Elastic behavior across linear slip interfaces: Journal of the Acoustical Society of America, 68, 1516–1521.

Технологии изучения анизотропии по сейсмическим данным.Яковлева И.¹, Филиппова К.¹, Павловский Ю.²¹CGG²Газпромнефть НТЦ**Введение**

Изучение сейсмической анизотропии и различных эффектов, связанных с ней, является предметом пристального внимания большинства специалистов, сфера интересов которых включает в себя трещиноватые и нетрадиционные коллектора. Причиной проявления сейсмической анизотропии может быть наличие трещиноватого интервала, либо различия в горизонтальных напряжениях в рассматриваемом геологическом разрезе. И в том, и в другом случае учет причин, вызвавших сейсмическую анизотропию, окажет существенное влияние на планирование ГРП, оптимизацию планов разработки месторождения и т.д. В рамках данной работы рассматриваются возможности использования результатов интерпретации азимутальной инверсии для оптимизации планов разработки низкопроницаемых коллекторов на примере одного месторождения.

Методология решения

Определение степени влияния анизотропии среды на динамические характеристики волнового поля является сложной задачей, для решения которой необходимо привлечение наиболее современных наукоемких технологий. Использование подходов, основанных на тонкой и детальной работе с сейсмическими данными, накладывает очень высокие требования к системам полевых наблюдений и графу обработки сейсмических данных. В случае когда обработка широкоазимутальной съемки высокой кратности выполнена с соблюдением всех процедур контроля качества и соответствует всем критериям оценки результата, данные могут быть использованы для дальнейших работ по анализу азимутальных вариаций динамических характеристик волнового поля. Наиболее передовой технологией для изучения изменчивости свойств в зависимости от азимутального направления является азимутальная анизотропная инверсия.

Азимутальная инверсия выполнялась в программном пакете Jason (JGW). Алгоритм азимутальной синхронной инверсии реализован с использованием уравнения Рюгера. На первом этапе происходит расчет упругих параметров для различных азимутальных секторов с использованием полного уравнения Кнотта-Цепритца. Для расчетов детерминистической синхронной AVO инверсии по каждому азимутальному сектору используется алгоритм CSSI – Constrained Sparse Spike Inversion (инверсия редких импульсов с ограничениями). В дальнейшем по результатам восстановления упругих параметров для разных азимутальных секторов, а именно отношения V_p/V_s и плотности (если ее можно восстановить), как наиболее чувствительных к проявлению анизотропии, происходит оценка коэффициента и азимута анизотропии. Отдельно следует отметить, что в интервалах с низкими значениями анизотропии, где горная порода практически изотропна, достоверность определения азимута анизотропии сильно снижается. Поэтому направление анизотропии следует оценивать только для участков разреза с выраженной анизотропией. Известная проблема двойственности решения задач азимутального анализа, а именно определение того, чем является найденное направление: осью изотропии или перпендикулярной ей осью симметрии, разрешается путем калибровки на скважинные данные.

Пример интерпретации результатов анизотропной инверсии

Сейсмические данные, использованные для расчета азимутальной инверсии, были получены на одном из месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. На изучаемом месторождении причина анизотропии в изучаемом интервале разреза – это напряженное

состояние низкопроницаемого терригенного пласта с карбонатным цементом, характеризующееся напряжением сжатия. Широкоазимутальная сейсмическая съемка высокой кратности (рис.1) позволила в ходе обработки сейсмических данных сформировать по 5 частично-кратных сумм (0-600, 500-1100, 1000-1800, 1700-2400, 2300-3000м) по 6 азимутальным секторам (0-30, 30-60, 60-90, 90-120, 120-150, 150-180°). Ввиду недостаточной кратности ближних азимутальных сумм для удалений 0-600 м была сформирована единая частично-кратная сумма для всего диапазона азимутов. Таким образом, в ходе выполнения азимутальной инверсии использовалось 25 сейсмических кубов. Максимальный угол падения сейсмического луча на кровлю целевого горизонта составляет всего 30°, что не позволяет достоверно восстанавливать абсолютные значения плотности в результате синхронной AVO инверсии, но обеспечивает возможность восстановления инвертированных значений акустического импеданса и отношения V_p/V_s , которые с довольно высокой точностью совпадают с соответствующими им скважинными данными. Контроль качества результатов выполненных инверсий по каждому азимутальному сектору показал возможность использования полученных кубов упругих свойств для выполнения количественной интерпретации и прогноза коллекторских свойств.

Важным этапом контроля качества инвертированных параметров анизотропии является их сопоставление с соответствующими параметрами, определенными другими методами. Так как на рассматриваемом примере, диапазон углов падения на целевой интервал недостаточно широк для достоверного количественного прогноза коэффициента анизотропии по сейсмическим данным, то значения коэффициента анизотропии, определенные в результате азимутальной инверсии, могут быть использованы лишь в качестве дополнительно параметра, характеризующего точность определения направления анизотропии. Критерием достоверности прогнозных направлений анизотропии являются данные в точках скважин, если в них есть замеры кросс-дипольного акустического каротажа, проведено НВСП, имеются данные микросейсмического мониторинга в процессе гидроразрыва пласта. Особенностью рассматриваемого примера является очень хорошая охарактеризованность скважинами с замерами кросс-дипольного акустического каротажа, кроме того в одной из скважин был выполнен скважинный микросейсмический мониторинг в процессе многостадийного гидроразрыва пласта.

Сравнение прогнозных направлений максимального горизонтального напряжения и направлений быстрой волны по данным кросс-дипольного акустического каротажа в точках 7 скважин и по данным НВСП в 1 скважине приведено на рисунке 1. Разница между прогнозным направлением максимального горизонтального напряжения и этим же направлением по скважинным данным не превышает один азимутальный сектор, что фактически является точностью анизотропной инверсии. Особое внимание стоит уделить сопоставлению результатов инверсии с данными микросейсмического скважинного мониторинга (рисунок 2). Ствол наклонной скважины, в которой было выполнено МГРП, пересекает разрывное нарушение. Севернее разлома трещины ГРП по данным мониторинга направлены вдоль 2-го азимутального сектора, прогнозное направление максимального горизонтального напряжения в этой области – 1-ый азимутальный сектор, т.е. точность – один сектор. Южнее разлома направление трещин ГРП – 4-ый азимутальный сектор, который и прогнозируется по результатам азимутальной инверсии.

Данные микросейсмического мониторинга не только подтвердили результаты прогноза направлений максимального горизонтального стресса, полученные в результате анизотропной инверсии, но и показали, что на рассматриваемом участке действительно наблюдается сильная латеральная изменчивость этих направлений, связанная со сложным тектоническим строением месторождения.

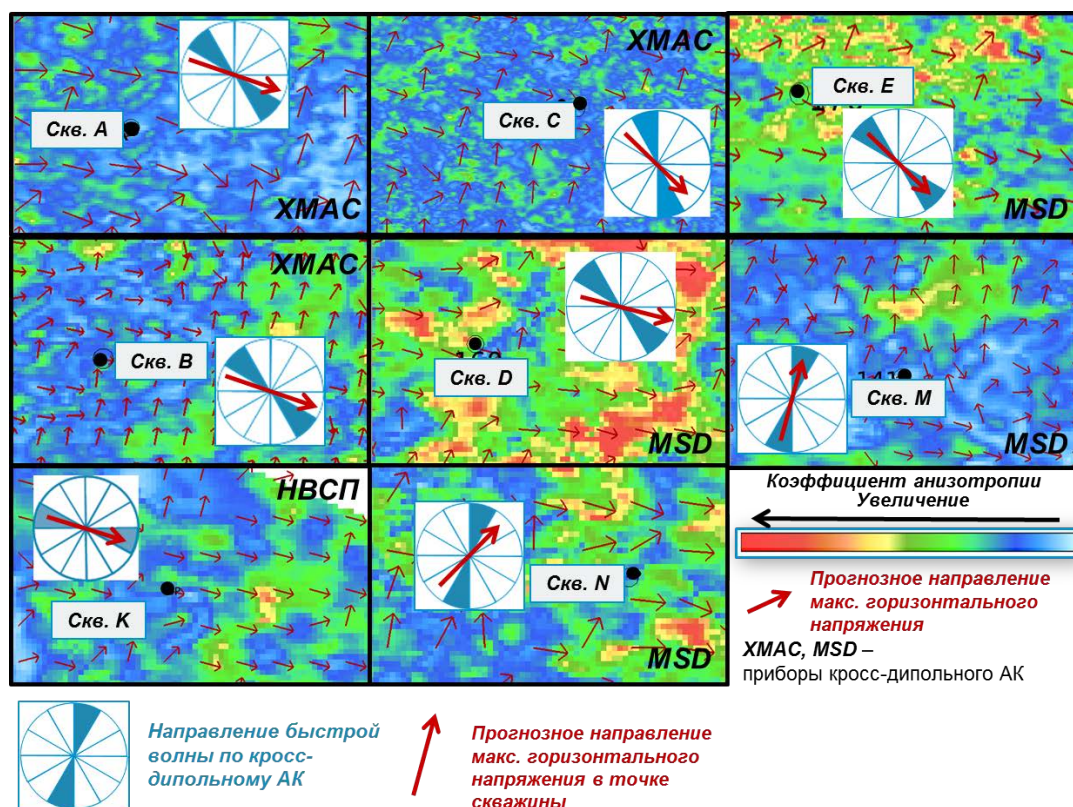


Рис. 1. Сравнение направлений максимального горизонтального напряжения в точках скважин с результатами азимутальной инверсии.

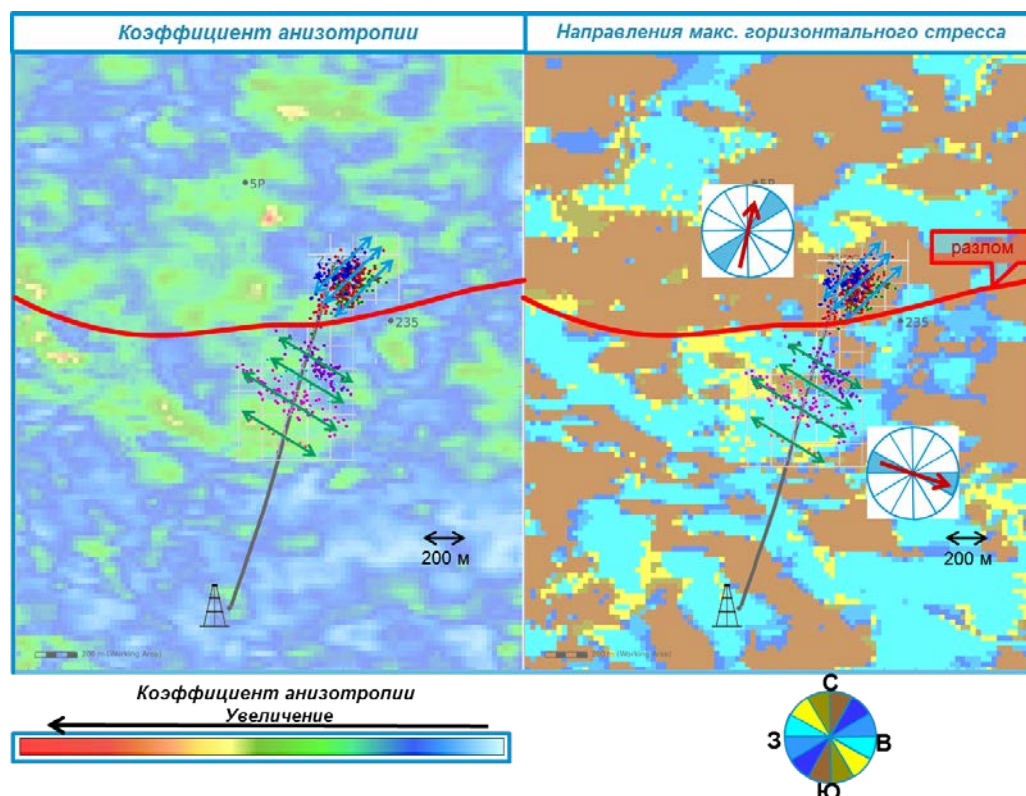


Рис. 2. Сравнение прогнозных направлений максимального горизонтального напряжения и результатов микросейсмического мониторинга (цвет точек зависит от стадии МГРП, направления трещин ГРП показаны синим и зеленым цветом).

Результатами анизотропной инверсии являются кубы упругих параметров для каждого азимутального сектора и параметры анизотропии. Необходимо отметить, что при наличии выраженной анизотропии сейсмических данных использование азимутальной инверсии

позволяет достовернее восстанавливать упругие свойства, и, следовательно, точнее выполнять прогноз порового коллектора, чем «стандартная» синхронная инверсия, использующая полноазимутальные данные.

Известно, что при разработке низкопроницаемых коллекторов с использованием горизонтальных скважин и многостадийного ГРП, особенно важным моментом является построение достоверной геомеханической модели резервуара, позволяющей выбрать правильное направление стволов и интервал проведения гидроразрыва. Знание профиля напряжений в пласте позволяет предсказать направление трещины ГРП. Если максимальное напряжение в земной коре является сжимающим, то образующиеся трещины будут иметь тенденцию к линейной упорядоченности параллельно главной оси сжатия. Поэтому при бурении наклонных и горизонтальных скважин (для последующего ГРП) направление ствола скважины должно быть перпендикулярно направлению максимального горизонтального напряжения в пласте. Корректное восстановление в объеме упругих параметров разреза, и как следствие, возможность для расчета геомеханических параметров позволяет выполнить прогноз в межскважинном пространстве зон, наиболее благоприятных для проведения высокодебитных ГРП. Таким образом, прогноз величины и направления анизотропии по сейсмическим данным позволяет планировать дальнейшую разработку месторождения.

Выводы

Использование результатов анизотропной инверсии позволяет уточнить геологическую модель месторождения, получить объемную модель распределения коллекторов, которая будет согласовываться со скважинными данными и характеризоваться большей латеральной стабильностью, чем результаты интерпретации синхронной инверсии по полноазимутальным данным. Уточнение пространственного распределения коллекторов позволяет оптимизировать положение новых скважин.

Прогнозные направления максимального горизонтального напряжения являются ценным источником информации при планировании горизонтальных стволов скважин, в которых в дальнейшем для интенсификации притока будет выполнен гидроразрыв пласта. Для успешного выполнения ГРП ствол скважины должен быть направлен перпендикулярно направлению максимального горизонтального напряжения.

Информация о направлениях максимального горизонтального стресса является существенным дополнением при построении геомеханической модели резервуара. Использование результатов сейсмических инверсий при построении объемной геомеханической модели позволяет учесть латеральную изменчивость свойств в пределах изучаемого участка.

Таким образом, правильное определение анизотропных свойств является ключевым вопросом при идентификации перспективных зон и задании ориентировки стволов скважин, что и позволяет оптимизировать схему разработки и снизить затраты благодаря уменьшению количества низкодебитных ГРП.

Методы аппроксимации годографа ОГТ через параметры центрального луча.**Гонтарь Юрий Станиславович, Каштан Борис Маркович.****Санкт-Петербургский государственный университет**

При интерпретации параметров ОГТ в случае сложно-построенных сред (анизотропия) достаточно эффективным может оказаться подход, при котором годограф ОГТ сопоставляется с годографом фиктивной волны, распространяющейся от основания центрального луча как от источника.

Основная идея данного способа заключается в следующем – годограф ОГТ (в малой окрестности его центральной точки) может быть аппроксимирован параметрами некоторой фиктивной волны, пришедшей от основания центрального луча как от источника. Таким образом, вместо рассмотрения пути волны по траектории пункт взрыва — отражающая граница — поверхность наблюдений достаточно рассмотреть траекторию волны от фиктивного источника на отражающей границе до поверхности наблюдений.

Правомерность указанного подхода к интерпретации параметров годографа ОГТ непосредственно следует из известного факта совпадения в точке (0, 0) второй производной годографа ОГТ и половины второй производной годографа волны от фиктивного источника на отражающей границе. Это соотношение известно как NIP (normal incidence point) теорема.

Уравнения NIP теоремы

Основываясь на результатах работ [1,2,3] запишем уравнения, связывающих производные от времени прихода отраженной волны и волны, распространяющейся от фиктивного источника на отражающей границе.

$$\left. \frac{\partial^2 t}{\partial h^2} \right|_{h=0} = \left. \frac{\partial^2 T}{\partial h^2} \right|_{h=0} \quad (1)$$

Данное выражение представляет собой математическую формулировку NIP теоремы, которая утверждает, что вторая производная от времени хода отраженной волны t по h равна второй производной фиктивной волны T по h , распространяющейся от основания центрального луча как от источника.

Так как при выводе этих уравнений использовались только принцип Ферма, принцип взаимности и правила дифференциального исчисления, можно утверждать, что этот подход применим и в случае анизотропных сред при условии, что время хода описывается гладкой функцией от h .

Случай эллиптической анизотропии и плоской границы

С целью проверки применимости положений NIP теоремы в случае анизотропных сред рассмотрим распространение SH волны в двумерной анизотропной, однородной упругой среде с плоской отражающей границей (Рис. 1). Скоростные характеристики среды задаются параметрами a_1, a_3 . Ось симметрии задачи совпадает с осью z , направленной вертикально вниз.

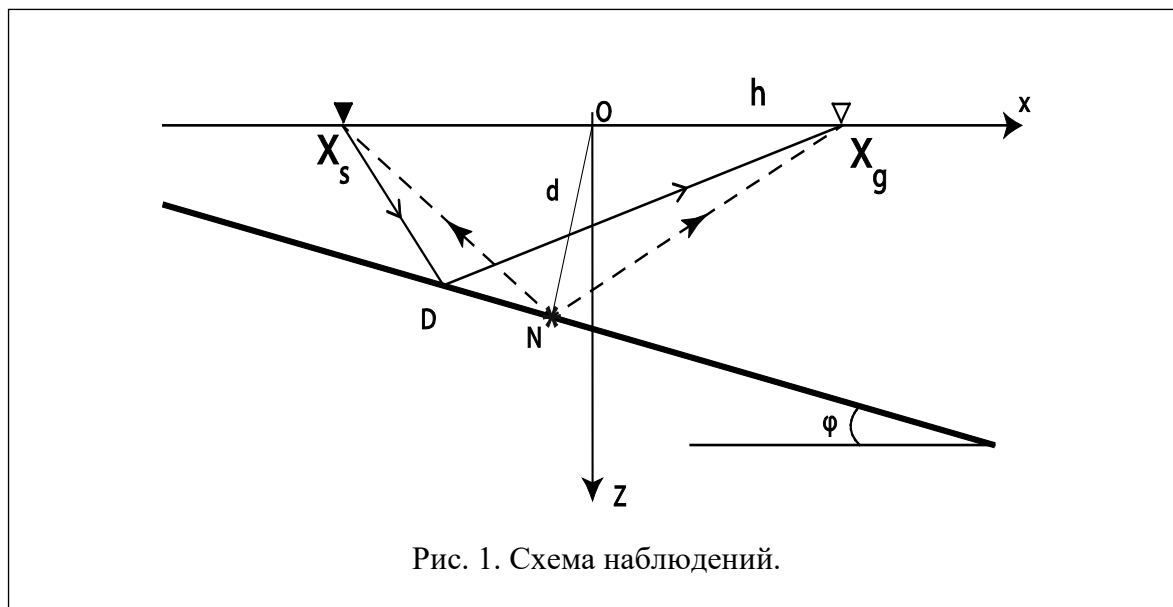


Рис. 1. Схема наблюдений.

Таким образом, можно построить вектор медленности, который будет удовлетворять уравнению эйконала (2).

$$\vec{p} = \{p_1, p_3\}; \quad p_1 = \frac{\sin(\theta)}{v(\theta)}, \quad p_3 = \frac{\cos(\theta)}{v(\theta)}$$

$$a_1^2 p_1^2 + a_3^2 p_3^2 = 1, \quad (2)$$

где $v(\theta)$ – фазовая скорость в зависимости от фазового угла, который представляет собой угол между нормалью к фронту волны и направлением оси z .

Групповая скорость для данного типа волн удовлетворяет следующим уравнениям:

$$\xi_1 = a_1^2 p_1, \quad \xi_3 = a_3^2 p_3, \quad (\vec{\xi}, \vec{p}) = 1$$

С учетом выражения для вектора медленности получим связь между значениями фазовой и групповой скоростей:

$$v(\theta) = a_1^2 \sin^2(\theta) + a_3^2 \cos^2(\theta)$$

$$|\vec{\xi}|^2 = \frac{a_1^4 \sin^2(\theta) + a_3^4 \cos^2(\theta)}{a_1^2 \sin^2(\theta) + a_3^2 \cos^2(\theta)} = \frac{a_1^4 \tan^2(\theta) + a_3^4}{a_1^2 \tan^2(\theta) + a_3^2} \quad (3)$$

Предположим, что групповая скорость определяется углом между направлением сейсмического луча и осью z . Тогда связь группового и фазового углов примет вид:

$$\tan(\psi) = \frac{\xi_1}{\xi_3} = \frac{a_1^2 p_1}{a_3^2 p_3} = \frac{a_1^2}{a_3^2} \tan(\theta)$$

С учетом этого полный вектор групповой скорости может быть записан как:

$$\frac{1}{|\vec{\xi}|^2} = \frac{\sin^2(\psi)}{a_1^2} + \frac{\cos^2(\psi)}{a_3^2} \quad (4)$$

С использованием полученных выше формул можно сосчитать время распространения волны от точки, расположенной на границе до поверхности наблюдений следующим образом: пусть точка наблюдений на границе определяется координатами (x_0, z_0) , а поверхность наблюдений задается выражением $x_3 = z = 0$, тогда направление распространения волны будет определяться единичным вектором:

$$\vec{e} = \frac{1}{\sqrt{(x-x_0)^2 + z_0^2}} \begin{pmatrix} x-x_0 \\ -z_0 \end{pmatrix}$$

Пусть ось симметрии задачи составляет угол α с вертикальной осью z и определяется единичным вектором $\vec{e}_s = (\sin(\alpha), \cos(\alpha))$, тогда групповой угол между осью симметрии и направлением распространения волны может быть определен как:

$$\begin{aligned} \cos(\psi) &= (\vec{e}, \vec{e}_s) = [(x-x_0)\sin(\alpha) - z_0\cos(\alpha)] \frac{1}{\sqrt{(x-x_0)^2 + z_0^2}} \\ \cos^2(\psi) &= [(x-x_0)\sin(\alpha) - z_0\cos(\alpha)]^2 \frac{1}{(x-x_0)^2 + z_0^2} \\ \sin^2(\psi) &= [(x-x_0)\cos(\alpha) + z_0\sin(\alpha)]^2 \frac{1}{(x-x_0)^2 + z_0^2} \end{aligned}$$

Используя полученную ранее формулу для групповой скорости (4) время распространения волны от точки x на границе до поверхности наблюдений дается выражением:

$$\begin{aligned} \tau^2 &= \frac{(x-x_0)^2 + z_0^2}{|\vec{\xi}|^2} \\ \tau^2 &= (x-x_0)^2 \left(\frac{\sin^2(\alpha)}{a_3^2} + \frac{\cos^2(\alpha)}{a_1^2} \right) + z_0^2 \left(\frac{\sin^2(\alpha)}{a_3^2} + \frac{\cos^2(\alpha)}{a_1^2} \right) \\ &\quad + 2z_0(x-x_0) \left(\frac{1}{a_1^2} - \frac{1}{a_3^2} \right) \sin(\alpha) \cos(\alpha) \end{aligned}$$

Вводя следующие обозначения:

$$a = \left(\frac{\sin^2(\alpha)}{a_3^2} + \frac{\cos^2(\alpha)}{a_1^2} \right), b = 2(x-x_0) \left(\frac{1}{a_1^2} - \frac{1}{a_3^2} \right) \sin(\alpha) \cos(\alpha), c = z_0^2 \left(\frac{\sin^2(\alpha)}{a_3^2} + \frac{\cos^2(\alpha)}{a_1^2} \right)$$

Формула для полного времени может быть записана в следующем виде

$$\tau^2 = a(x-x_0)^2 + b(x-x_0)z_0 + c, \quad (6)$$

где коэффициенты a, b, c зависят от параметров анизотропии и ориентации оси симметрии.

Таким образом, полное время пробега отраженной волны, проходящей путь источник $(x_s, 0)$ – точка отражения (x_0, z_0) – приемник $(x_g, 0)$ определяется выражением:

$$t(x_s, x_g | x_0, z_0) = \sqrt{a(x_s - x_0)^2 + b(x_s - x_0)z_0 + c} + \sqrt{a(x_g - x_0)^2 + b(x_g - x_0)z_0 + c} \quad (7)$$

Определение координат точки основания центрального луча и истинной точки отражения

Для того, чтобы применить положения NIP теоремы и рассчитать положение источника фиктивной волны на отражающей границе необходимо определить координаты основания центрального луча $N(x_r, z_r)$. Чтобы решить эту задачу воспользуемся принципом Ферма, который утверждает, что время пробега вдоль центрального луча будет наименьшим, следовательно, искомые координаты могут быть найдены через минимизацию соответствующего времени хода и решение последующего алгебраического уравнения:

$$\frac{\partial \tau_{zo}}{\partial x_r} = 0, \quad (8)$$

где τ_{zo} – время хода центрального луча, x_r – координата неизвестной точки на границе.

Предположим, что ось симметрии задачи совпадает с вертикальной координатной осью и определяется вектором $\vec{e}_s = (\sin(\alpha), \cos(\alpha)) = (0, 1)$. Отражающая граница является плоской с углом падения ϕ и эхо-глубиной d (определенной из начала координат (0,0) по нормали к границе), следовательно связь между x_r и z_r линейна и может быть параметризована уравнением прямой в координатах (z, x) следующим образом:

$$z_r = kx_r + b, k = \tan(\phi), b = \frac{d}{\cos(\phi)}$$

Следовательно, время хода центрального луча примет вид:

$$\tau_{zo} = \sqrt{\frac{(x_r^2 + z_r^2)}{|\vec{\xi}|^2}} = \sqrt{\left(\frac{x_r^2}{a_1^2} + \frac{(kx_r + b)^2}{a_3^2}\right)}$$

Из условия (8) может быть получено линейное алгебраическое уравнение для поиска x_r , откуда найдем координаты основания центрального луча на границе:

$$x_r = \frac{-kba_1^2}{a_3^2 + a_1^2k^2} = \frac{-da_1^2\sin(\phi)}{a_1^2\sin^2(\phi) + a_3^2\cos^2(\phi)}; z_r = kx_r + b = \frac{da_3^2\cos(\phi)}{a_1^2\sin^2(\phi) + a_3^2\cos^2(\phi)}$$

Координаты точки истинного отражения $D(x_0, z_0)$ могут быть найдены аналогичным образом из условия минимума полного времени хода отраженной волны только на это раз будем минимизировать время, которое дается выражением (7), полагая, что $x_s \neq 0, x_g \neq 0$. Таким образом, условие для поиска минимума примет вид:

$$\frac{\partial T}{\partial x_0} = 0, \quad (9)$$

где T – полное время, которое дается формулой:

$$T = \sqrt{\frac{1}{a_1^2}(x_s - x_0)^2 + \frac{1}{a_3^2}(kx_0 + b)^2} + \sqrt{\frac{1}{a_1^2}(x_g - x_0)^2 + \frac{1}{a_3^2}(kx_0 + b)^2} \quad (26)$$

Введем следующие обозначения: $x_s = -h$, $x_g = h$, где h – вынос.

После применения указанного условия получим алгебраическое уравнение относительно x_0 из которого можно найти координаты истинной точки отражения D:

$$x_0 = \frac{-k(a_1^2 b^2 + a_3^2 h^2)}{b(a_1^2 k^2 + a_3^2)}; \quad z_0 = \frac{a_3^2(b^2 - k^2 h^2)}{b(a_1^2 k^2 + a_3^2)}$$

Для проверки указанных формул рассмотрим частный случай эллиптической анизотропии $a_1 = a_3$, т.е. случай изотропной среды. После подстановки значений параметров k и b в формулы для (x_0, z_0) получим:

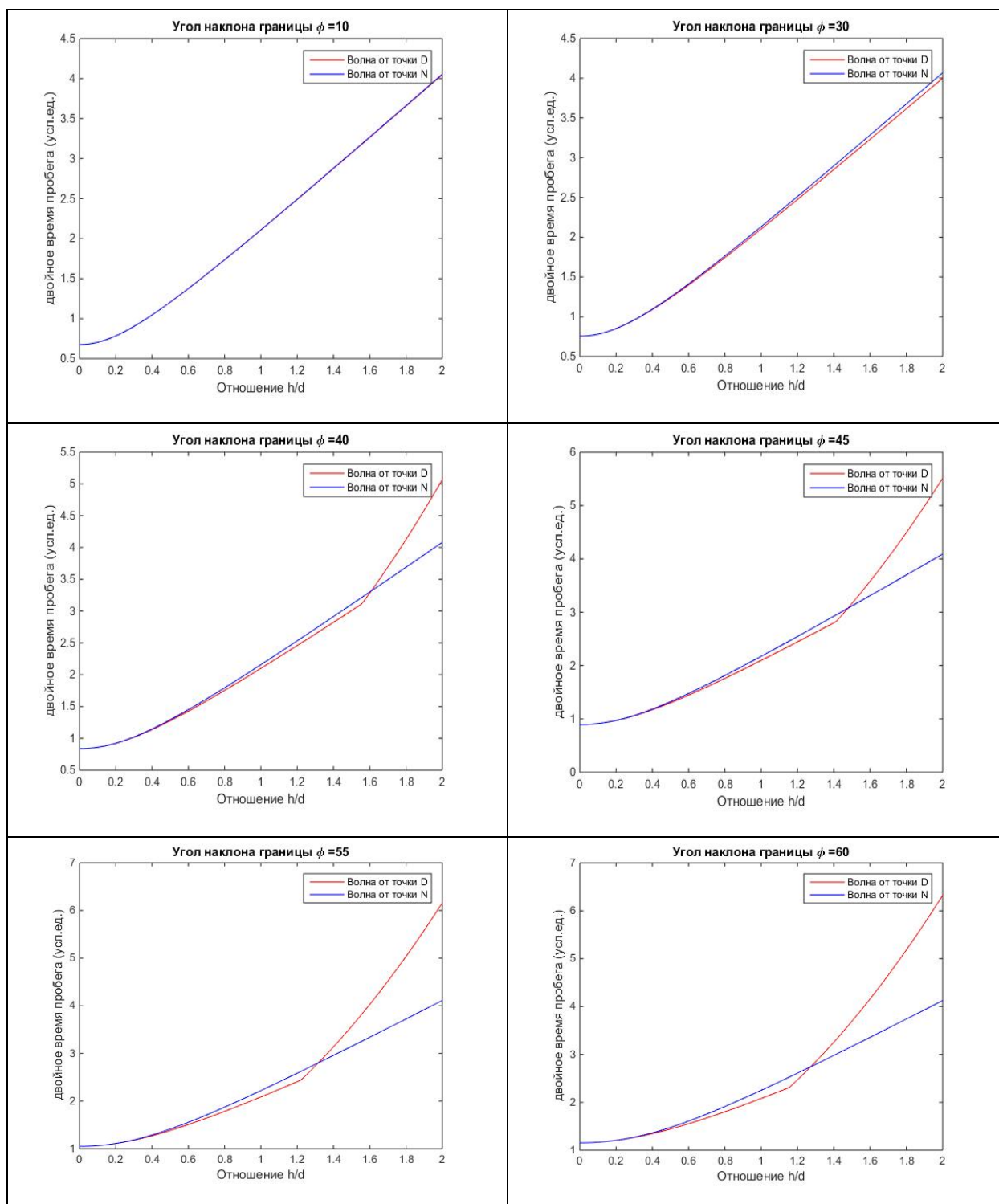
$$x_0 = \frac{-k(b^2 + h^2)}{b(k^2 + 1)} = -d \sin(\phi) - \frac{h^2}{d} \cos^2(\phi) \sin(\phi)$$
$$z_0 = \frac{-k(b^2 + h^2)}{b(k^2 + 1)} + b = d \cos(\phi) - \frac{h^2}{d} \sin^2(\phi) \cos(\phi)$$

Данные выражения совпадают с соответствующими значениями для координат истинной точки отражения, полученными для случая изотропной упругой среды и плоской отражающей границы в [4].

Численное моделирование и выводы

Чтобы оценить применимость NIP теоремы к задачам аппроксимации годографов ОГТ выполнено численное моделирование времен прихода отраженных волн для случая SH-волны и плоской двумерной отражающей границы с известной глубиной залегания и углом падения. Проведено сравнение времен прихода фиктивной волны, распространяющейся от точки N (основание центрального луча) как от источника и волны, пробегающей по траектории источник – истинная точка отражения D – приемник при различных значениях угла залегания отражающей границы и соотношениях h/d .

На основании полученных результатов можно сделать вывод, что аппроксимация годографа отраженной волны фиктивной волной распространяющейся от основания центрального луча, может быть использована с достаточной степенью точности в диапазоне соотношений вынос/глубина от 0 до 1.5 ед. При выходе за эти пределы различие становится намного более существенным поскольку положение истинной точки отражения и основания центрального луча существенно различаются.



Литература

1. Черняк В.С., Гриценко С.А., 1979. Интерпретация эффективных параметров ОГТ для пространственной системы слоев с криволинейными границами. Советская геология и геофизика, 20, 91-98.
2. Hubral, P., 1983, Computing true amplitude reflections in a laterally inhomogeneous earth: Geophysics, 48, 1051-1062.
3. Hubral, P., and T. Krey, 1980, Interval velocities from seismic reflection time measurements: SEG.
4. Бондарев В.И., 2003. Основы сейсморазведки. Екатеринбург: Издательство УГГГА.
5. Боганик Г.Н., Гурвич И.И., 2006. Сейсморазведка. Тверь: Издательство АИС

Фазовременный анализ данных сейсмических наблюдений и его применение для прогнозирования свойств геологического разреза.**Иванченков Виктор Павлович, Нгуен Суан Хунг.****Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск**

Для решения задач прогноза свойств геологического разреза в настоящее время наиболее широко применяются в качестве диагностических признаков динамические параметры сейсмических волн, непосредственно связанные с их амплитудой и энергией [1,2]. В значительно меньшей степени используются фазочастотные характеристики (ФЧХ) сейсмических волн. Между тем, в сложный закон изменения фазовых спектров сейсмических волн заложена важная информация о местоположении отражающих границ, типе скоростного разреза, поглощающих и дисперсионных свойствах осадочных толщ [3,4]. На этой основе могут быть синтезированы фазочастотные алгоритмы прослеживания, позволяющие в условиях априорной неопределенности относительно формы выделяемых волн обнаруживать и разрешать сигналы на фоне интенсивных помех и получать надежные оценки их параметров [5,6].

В докладе рассматривается метод фазовременного анализа сейсмических сигналов и возможности его применения для прогноза типов геологического разреза в около-межскважинном пространстве. На основе предложенного метода приводятся результаты разработки фазочастотного алгоритма прогноза и его исследования на моделях слоистых поглощающих сред. Даются примеры применения разработанного алгоритма для картирования типов геологического разреза в около-межскважинном пространстве по данным наземной и скважинной сейсморазведки.

Предварительно отметим основные принципы предложенного метода фазовременного анализа (ФАН-анализ) данных сейсмических наблюдений. В предлагаемом методе ФАН-анализа используются предложенные фазочастотные алгоритмы прослеживания сейсмических волн с неравновесной обработкой, применяемые ранее при решении задач структурной сейсморазведки [4,5].

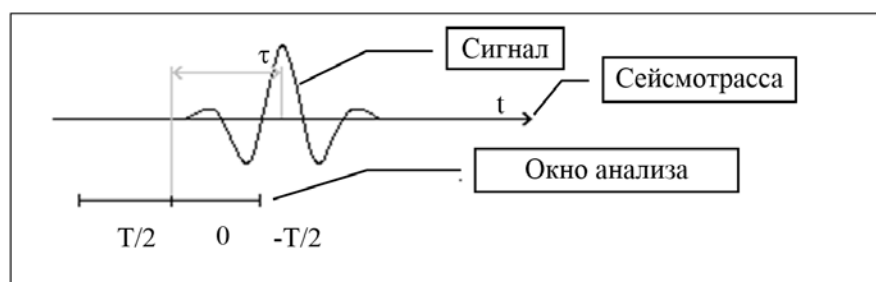


Рис. 1. Текущее положение окна анализа в процедуре ФАН
T – длительность окна анализа.

При проведении анализа вдоль выбранной сейсмической трассы (рис. 1) перемещается окно анализа, для каждого положения которого определяется мгновенный фазовый спектр выделенного участка трассы, и проводится вычисление функции качества, которая в обобщенной форме может быть записана:

$$L_k(\tau) = \sum_{i=1}^m W_k(f_i) \cos[\varphi(f_i, \tau)] \quad (1)$$

где $W_k(f_i)$ - специально подобранная весовая функция, положение которой по оси частот изменяется при k -ом изменении ее частотных параметров ($k = \overline{1, m}$); $\varphi(f_i, \tau)$ - мгновенный фазовый спектр выделяемого участка сейсмотрассы; τ - местоположение окна анализа при его перемещении вдоль трассы; m - число учитываемых гармоник при проведении анализа.

Частотные параметры весовой функции целенаправленно изменяются в процессе ФАН-анализа, и таким образом формируется определенная совокупность функций качества (1) для каждой анализируемой сейсмотрассы. В качестве весовой функции при ФАН-анализе используется треугольная функция, показанная на рис. 2.

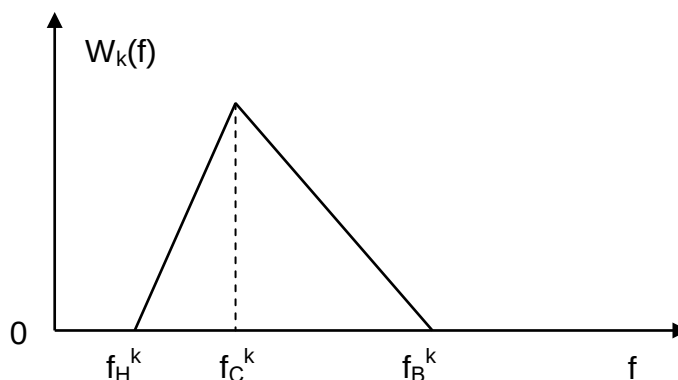


Рис. 2. Вид весовой функции.

Параметры весовой функции (фильтра) $W_k(f_i)$ при ФАН-анализе изменяются так, чтобы ее центральная частота f_C^k удовлетворяла соотношению (рис. 2):

$$f_C^k = \frac{f_\theta^m - f_H^1}{(m-1)^p} \cdot (k-1)^p \cdot f_C^1$$

где f_θ^m — верхняя частота последнего фильтра; f_H^1 — нижняя частота первого фильтра; p — параметр крутизны.

Совокупность функций качества вида (1) образуют ФАН-колонку (ФАН-образ) для каждой анализируемой сейсмотрассы, а совокупность ФАН-образов для набора сейсмотрасс, полученных в различных точках наблюдения, образует ФАН-разрез (разрез ФАН-Г). Различие в таких важных свойствах анализируемых толщ, как слоистость, акустическая жесткость, поглощение, мощность, пористость, проницаемость, отражаются в ее ФАН-образе. При этом ФАН-образы, которые определяются закономерностями распределения амплитуд функций качества в координатах частота-время, будут различаться рисунком записи, количеством, протяженностью, интенсивностью, взаимным расположением, наклоном выделяемых осей синфазности в заданном частотном диапазоне. Такая чувствительность ФАН-образов к изменению структурных и петрофизических свойств среды позволяет использовать их как основу для построения методики прогноза типа геологического разреза.

На основе ФАН-анализа был разработан алгоритм прогноза типов геологического разреза, структурная схема которого приведена на рис. 3.



Рис. 3. Обобщенная схема алгоритма прогноза типа геологического разреза.

В процессе обработки сейсмических материалов предварительно определяют ФАН-образы в точках расположения скважин в заданном интервале глубин. На основе имеющейся информации о геофизическом исследовании скважин, результатов их испытаний выделенные ФАН-образы классифицируют по типам геологического разреза и рассматривают далее при прогнозе как эталонные.

Далее для различных точек наблюдения в около-межскважинном пространстве находят ФАН-образы и строят разрезы ФАН-Г. Образы на разрезах ФАН-Г сопоставляют с эталонными ФАН-образами, полученными в точках расположения скважин. На этой основе выносится решение о распространении определенного типа разреза в около-межскважинном пространстве.

В предложенном алгоритме прогноза для выделения вектора информативных признаков при проведении автоматической классификации определяется двумерный энергетический спектр формированных изображений ФАН-образов. Информативные вектора соответствующие различным ФАН-образам находятся из энергетических спектров изображений с помощью специально синтезированных масок. В результате анализа двумерных спектров различных изображений ФАН-образов были синтезированы секторная и полосовая маски, которые использовались соответственно для определения распределения энергии по углу и временной частоте.

На основе этих распределений рассчитывались информативные параметры, характеризующие выборочные средние и среднеквадратические отклонения энергий по полосовой и секторной маске. В качестве дополнительных информативных параметров были введены также значения времен, характеризующих мощности анализируемых толщ в заданной полосе частот.

Для проведения классификации анализируемых ФАН-образов привлекались методы кластерного анализа. Исследование предложенного алгоритма прогноза типа геологического разреза осуществлялось на моделях слоистых поглощающих сред, обладающих различным коллекторам. Результаты исследования алгоритма показали, что он достаточно надежно классифицирует различные типы геологического разреза. Вероятность правильной классификации превысила 85%.

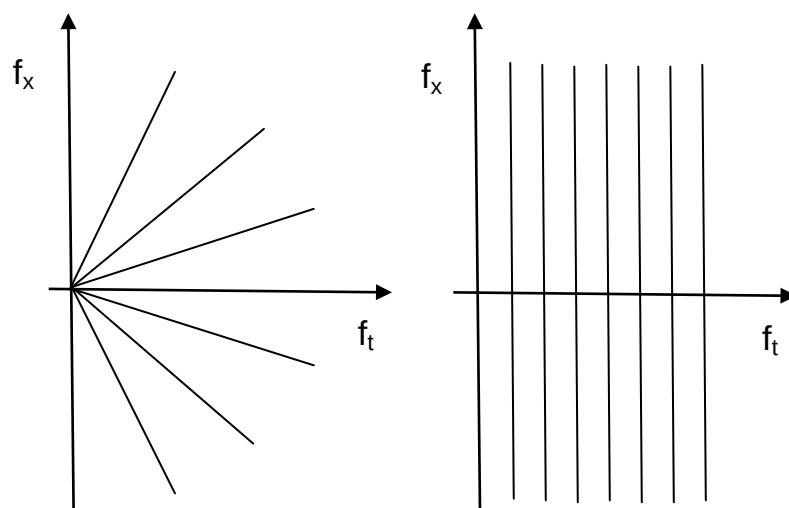


Рис. 4. Секторная и полосовая маски.

Разработанный алгоритм прогноза был включен в состав программно-алгоритмических комплексов «Геосейф» и «Геосейф-ВСП», предназначенных для обработки материалов ОГТ и скважинной сейсморазведки и использовался для обработки данных сейсмических наблюдений, полученных на ряде нефтяных и газовых месторождений Томского Приобья [4,6]. Результаты проведенной обработки сейсмических материалов подтвердили целесообразность и перспективность применения предложенного метода прогноза типов геологического разреза для исследования свойств около-межскважинного пространства.

Литература

1. Гурвич И.И., Боганик Г.Н. Сейсморазведка. Учебник для вузов. Тверь: Издательство АИС, 2006. – 774 с.
2. Давыдова Е.А., Копилевич Е.А., Мушин И.А. Спектрально-временной метод картирования типов геологического разреза// Геофизика – 2002, №5, с. 682-684.
3. Худзинский Л.Л. О частотно-фазовом анализе сейсмических волн. – В кн.: Динамика земной коры. – М.: Наука, 1965, с. 65-70.
4. Иванченков В.П., Кочегуров А.И., Орлов О.В. Информационные свойства фазовых спектров сейсмических сигналов// Информационное общество, 2014, №3, с. 34-45.
5. Иванченков В.П., Кочегуров А.И. Определение временного положения сейсмических сигналов по оценкам их фазочастотных характеристик// Геология и геофизика –1988, №9, с. 77-83.
6. Иванченков В.П., Кочегуров А.И., Орлов О.В. Применение методов фазочастотного анализа сейсмических волн для изучения околоскважинного пространства// Нефтяное хозяйство – 2015, №10, с. 58-63

Координатор



ООО «Центр анализа сейсмических данных
МГУ имени М.В. Ломоносова»
Россия, г. Москва, Ленинские горы,
владение 1, строение 77, офис 104

Спонсоры



Яндекс. Терра (ООО «Сейсмотек»)
ООО «Деко-геофизика»
ООО «ГЕОЛАБ»
ООО «Геофизические системы данных»

Информационные партнеры





www.seismictechnologies.ru