

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СИБИРСКАЯ ГОСУДАРСТВЕННАЯ ГЕОДЕЗИЧЕСКАЯ АКАДЕМИЯ»
(ФГБОУ ВПО «СГГА»)

IX Международные научный конгресс и выставка

ИНТЕРЭКСПО ГЕО-СИБИРЬ-2013

Международная научная конференция

**НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ. ГОРНОЕ ДЕЛО.
НОВЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ И ТЕХНОЛОГИИ ПОИСКА,
РАЗВЕДКИ И РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ. ГЕОЭКОЛОГИЯ**

Т. 2

Сборник материалов

Новосибирск
СГГА
2013

Ответственные за выпуск:

Доктор физико-математических наук, чл.-корр. РАН,
директор Института горного дела им. Н.А. Чинакала СО РАН, Новосибирск

В.Н. Опарин

Доктор технических наук, академик РАН,
директор Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, Новосибирск

М.И. Энов

Профессор, проректор по научной
и инновационной деятельности СГГА, Новосибирск

В.А. Середович

Кандидат геолого-минералогических наук,
генеральный директор ФГУП «СНИИГГиМС», Новосибирск

А.С. Ефимов

Доктор технических наук, зам. директора по науке ФГУП «СНИИГГиМС», Новосибирск

Г.М. Тригубович

Доктор геолого-минералогических наук, академик,
председатель Президиума Кемеровского научного центра СО РАН, Кемерово

А.Э. Конторович

Руководитель Регионального агентства по недропользованию
по Сибирскому Федеральному округу, Новосибирск

А.И. Неволько

Кандидат геолого-минералогических наук,
учёный секретарь ФГУП «СНИИГГиМС», Новосибирск

С.П. Зайцев

С26 Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2013. IX Междунар. науч. конгр., 15–26 апреля 2013 г., Новосибирск : Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология» : сб. материалов в 3 т. Т. 2. – Новосибирск : СГГА, 2013. – 238 с.

ISBN 978-5-87693-613-4 (т. 2)

ISBN 978-5-87693-611-0

ISBN 978-5-87693-610-3

В сборнике опубликованы материалы IX Международного научного конгресса «Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2013», представленные на Международной научной конференции «Недропользование. Горное дело. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология».

Печатается по решению редакционно-издательского совета СГГА

Материалы публикуются в авторской редакции

УДК 622

ISBN 978-5-87693-613-4 (т. 2)

ISBN 978-5-87693-611-0

ISBN 978-5-87693-610-3

© ФГБОУ ВПО «СГГА», 2013

ЗАКОНОМЕРНОСТИ ПРОСТРАНСТВЕННОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАФИНИСТЫХ НЕФТЕЙ РОССИИ И ТЕПЛОВОГО ПОТОКА

Ирина Германовна Яценко

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, 634021, Россия, г. Томск, пр. Академический, 4, канд. геол.-минерал. наук, зав. лаборатории "Научно-исследовательский информационный центр с музеем нефтей", тел. (3822)-49-18-11, e-mail: sric@ipc.tsc.ru

Галина Владимировна Нестерова

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. ак. Коптюга, 3, к.т.н., старший научный сотрудник лаборатории электромагнитных полей, тел. (383)330-49-53, e-mail: NesterovaGV@ipgg.sbras.ru

Проведен анализ пространственного распределения парафинистых нефтей и теплового потока по уровню на территории России. Изучены взаимосвязи между показателями физико-химических свойств парафинистых нефтей на территории России и уровнем теплового потока. Показано, что на территориях с повышенным уровнем теплового потока в среднем уменьшается содержание в нефтях серы, смол и асфальтенов и увеличивается содержание парафинов.

Ключевые слова: парафинистая нефть, уровень теплового потока, Россия, база данных, месторождения, нефтегазоносный бассейн, физико-химические свойства нефти.

REGULARITIES OF SPATIAL DISTRIBUTION OF PARAFFIN OILS RUSSIA AND HEAT FLUX

Irina G. Yashchenko

Institute of Petroleum Chemistry, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 4, Akademicheskyy Avenue, 634021, Russia, Tomsk, Ph.D. in Geology and Mineralogy, Head of the Laboratory, tel. (3822)-49-18-11, e-mail: sric@ipc.tsc.ru

Galina V. Nesterova

Trofimuk Institute of petroleum geology and geophysics, Siberian branch of Russian Academy of Science, 3, Koptuyug, Novosibirsk, 630090, Ph.D., senior researcher of Laboratory of electromagnetic fields, tel. (383)330-49-53, email: NesterovaGV@ipgg.sbras.ru

Analysis of spatial structure of paraffin oils and heat flux by its level was carried out in Russian territory. The relationship between indices of physical and chemical properties of paraffin oils and heat flux level are studied. It is shown averaged contents of sulfur, resins and asphaltene are decreased and content of paraffin is increased in territories under high level of heat flux.

Key word: paraffin oil, heat flux level, Russia, database, fields, oil and gas basin, physical and chemical properties of oil.

Основной целью настоящей работы является изложение результатов анализа изменений физико-химических свойств парафинистых нефтей (ПН) Рос-

сии в зависимости от уровня теплового потока Земли (УТП), как одного из важнейших факторов нефтегазообразования. Основу проведения исследований составила информация из базы данных по физико-химическим свойствам нефти, включающей в настоящее время описания более 1180 образцов ПН из 450 месторождений России [1]. Некоторые результаты изучения изменений физико-химических свойств в зависимости от уровня теплового потока опубликованы в наших работах [2 - 4].

Для удобства представления и интерпретации результатов анализа на территории России были выделены зоны с разным уровнем теплового потока, характеристики которых представлены в табл. 1. Карто-схема геозонирования территории российских нефтегазоносных бассейнов (НГБ) на рис. 1 показывает расположение 5 видов зон на исследуемой территории. Выявлено, что в 5 зоне расположено одно месторождение - Иреляхское Лено-Тунгусского НГБ, поэтому из-за малого объема данных нефти данной зоны не будут рассматриваться.

ТАБЛИЦА 1

ХАРАКТЕРИСТИКА ЗОН РАЗЛИЧНОГО УТП И ПАРАФИНИСТЫХ НЕФТЕЙ В НИХ

Номер зоны	Уровень теплового потока зоны	Диапазон изменения УТП, мВт/м ²	Ресурсы ПН, %	Количество месторождений с ПН, %
1	Высокий	более 60	1,19	12,22
2	Средний	от 50 до 60	7,41	26,93
3	Средний	от 40 до 50	38,82	27,43
4	Низкий	от 30 до 40	52,58	33,42
5	Очень низкий	от 20 до 30	-	-

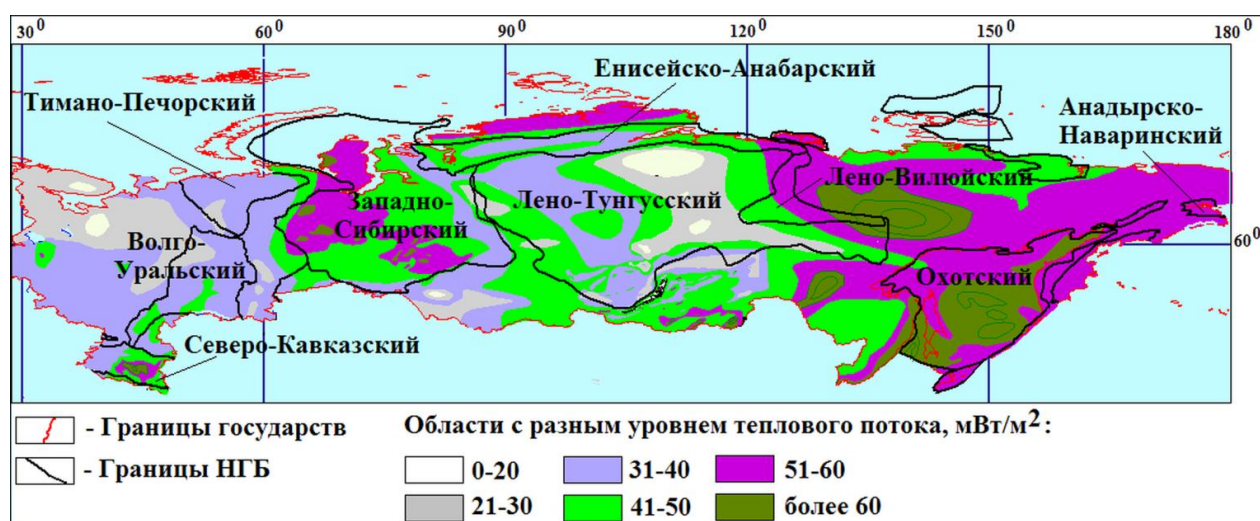


Рис. 1. Уровень теплового потока на нефтегазоносных территориях России

Как видно из табл. 1, относительное количество парафинистых нефтей в различных зонах неодинаково и увеличивается с уменьшением уровня теплового потока. Например, в зоне с высоким УТП (более 60 мВт/м²) количество ПН не превышает 13 % общего количества российских парафинистых нефтей, а количество ПН в 4-й зоне составляет более 33 % от их общего количества в этих зонах. Таким образом, количество ПН в 4-й зоне увеличилось почти в 2,5 раза по сравнению с их количеством в 1-й зоне. Следовательно, можно сказать, что территории с пониженным УТП характеризуются увеличением количества ПН по сравнению с их количеством в зоне с высоким тепловым потоком. Аналогично распределение запасов парафинистых нефтей в зависимости от УТП – больше половины ресурсов сосредоточено в 4 зоне, а в зоне 1 с высоким УТП запасы совсем незначительные – менее 2 %.

Так же на рис. 1 показано, что самый высокий в среднем УТП наблюдается на территории Охотского НГБ, где по нашим данным количество ПН составляет всего 2,15 % общего количества нефтей бассейна. Самыми "холодными" с низким УТП являются территории Волго-Уральского и Тимано-Печорского НГБ, для которых количество ПН составляет соответственно 7,86 и 12,39 % общего количества нефтей этих бассейнов. Подобные тенденции - распределение ПН и их запасов в сторону увеличения при уменьшении в зонах УТП - наблюдаются на территории Западно-Сибирского бассейна, как это показано в табл. 2.

Таблица 2

Распределение месторождений с парафинистой нефтью и их запасов на территории Западно-Сибирского НГБ в зависимости от УТП

Зоны УТП	Объем выборки	Количество месторождений	Ресурсы ПН, %	Основные месторождения с ПН
Зона 1	70	36	2,69	Салымское, Рыбальное, Нововасюганское
Зона 2	255	70	17,14	Самотлорское, Советское, Новопортовское, Сугмутское, Фестивальное, Майское, Верх-Тарское, Столбовое, Мыльджинское, Казанское, Верхнесалатское, Верхне-Тиутейское, Федюшкинское, Среднеямальское, Широтное, Солоновское, Южно-Мыльджинское, Малоичское, Дуклинское, Герасимовское, Тамбаевское
Зона 3	87	30	80,18	Уренгойское, Салекаптское, Среднемессояхское, Ватьеганское, Тазовское, Быстринское, Западно-Лугинецкое, Верхне-Салымское, Ягыл-Яхское, Тайтымское, Урманское, Майское (ХМАО), Верхнепурпейское

Рассмотрим влияние уровня теплового потока на давление и температуру в пластах, где находятся парафинистые нефти. На рис. 2 представлены графики изменения пластовых давления и температуры в зонах разного уровня теплового потока. На оси абсцисс показаны интервалы изменения УТП. Как видно из рис. 2, с увеличением уровня теплового потока пластовое давление и пластовая температура также увеличиваются, а именно: пластовое давление увеличивается приблизительно в 1,5 раза, а пластовая температура – более чем в 6 раз. Таким образом, четко прослеживается взаимосвязь пластовых давления и температуры с тепловым потоком недр. Это является подтверждением выводов [5] о том, что образование и поддержание давления и температуры в пластах контролируется геотермическим режимом недр.

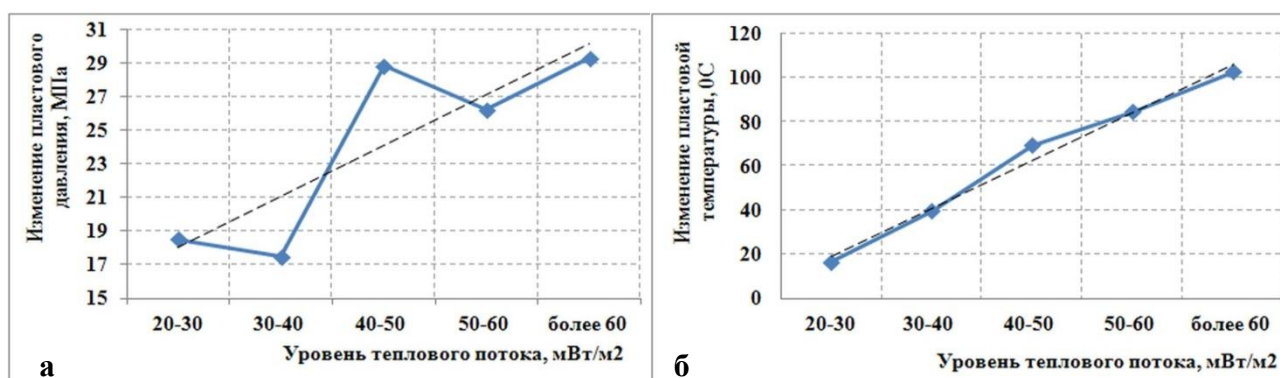


Рис. 2. Изменения пластовых давления (а) и температуры (б) для парафинистых нефтей в зависимости от УТП

Проведен анализ взаимосвязи между изменениями показателей физико-химических свойств ПН и уровня теплового потока. Общие изменения содержания парафинов, смол и асфальтенов, элементного состава и металлов ПН в зонах разного уровня теплового потока представлено в табл. 3.

Как видно из табл. 2, с уменьшением уровня теплового потока плотность ПН увеличивается. Так, при переходе от 1-й к 4-й зоне УТП плотность нефтей от низкой становится средней и увеличивается почти на 6 %. Кинематическая вязкость парафинистых нефтей с уменьшением уровня теплового потока монотонно увеличивается, причем это увеличение весьма значительно и составляет более чем 19 раз при переходе от 1-й к 4-й к зоне УТП. Температура застывания парафинистой нефти изменяется в сторону уменьшения – от положительной к отрицательной при уменьшении уровня теплового потока.

В табл. 2 показано, что содержание серы, смол и асфальтенов в ПН на рассматриваемой территории проявляют тенденцию к увеличению (в 3-5 раза при переходе от 1-й к 4-й зоне УТП) с уменьшением уровня теплового потока. А именно, среднее содержание серы от значения 0,28 % в 1-й зоне с высоким УТП увеличивается до 1,62 % в 4-й зоне с низким УТП, т.е. почти в 6 раз, среднее содержание смол увеличивается от 1-й зоны к 4-й примерно в 3 раза, аналогично

среднее содержание асфальтенов увеличивается примерно в 4 раза. При этом обнаружена явная иная закономерность в изменении содержания парафинов при изменении уровня теплового потока – при уменьшении уровня теплового потока содержание парафинов также уменьшается, по нашим данным практически в 2 раза. Содержание дизельных фракций и нефтяного газа также уменьшается при уменьшении УТП. Коксуемость (в 4 раза) и содержания водорода (на 3 %), углерода (на 8 %) и кислорода (на 47 %) проявляют тенденцию к увеличению, а содержание азота незначительно уменьшилось при уменьшении УТП. Концентрация металлов значительно увеличивается от 1-й зоны к 4-й – ванадий в 9 раз, никель в 12 раз.

Таблица 3

Изменение физико-химические свойства парафинистых нефтей России
в зависимости от УТП

Физико-химические свойства	Зона 1	Зона 2	Зона 3	Зона 4
Плотность, г/см ³	0,8212	0,8376	0,8317	0,8699
Вязкость при 20 °С, мм ² /с	9,90	33,53	85,05	191,27
Температура застывания, °С	9,83	-7,09	-13,56	-16,90
Содержание серы, % мас.	0,28	0,47	0,94	1,62
Содержание парафинов, % мас.	10,81	6,80	6,66	5,86
Содержание смол, % мас.	4,07	5,48	8,48	13,48
Содержание асфальтенов, % мас.	0,87	1,28	2,72	3,22
Фракция н.к. 200 °С, % мас.	29,11	27,33	24,61	22,26
Фракция н.к. 300 °С, % мас.	43,51	47,11	44,02	39,67
Фракция н.к. 350 °С, % мас.	51,28	56,81	53,30	47,63
Газосодержание в нефти, м ³ /т	103,71	109,39	106,52	62,72
Коксуемость, % мас.	1,22	1,78	3,67	4,50
Содержание водород, % мас.	12,81	12,64	15,79	13,16
Содержание углерод, % мас.	75,05	63,83	86,05	82,16
Содержание кислород, % мас.	0,60	0,71	1,35	1,15
Содержание азот, % мас.	0,28	0,17	0,12	0,27
Содержание ванадия, % мас.	0,0054	0,0025	0,0192	0,0491
Содержание никеля, % мас.	0,0033	0,0017	0,0074	0,0417

На основе проведенного анализа данных о ПН на территории России установлено, что в зонах с низким уровнем теплового потока ресурсы ПН и количество месторождений с ними увеличивается. Установлена взаимосвязь между плотностью, вязкостью ПН и уровнем теплового потока - в зоне с высоким уровнем теплового потока нефти оказываются менее вязкими и легкими, а в зо-

не с низким УТП они являются высоковязкими и со средней плотностью. Изучены взаимосвязи химического состава нефтей и уровня теплового потока - с увеличением уровня теплового потока содержание серы, смол и асфальтенов в ПН уменьшается, а содержание парафинов и азота наоборот увеличивается. В зоне с низким УТП парафинистые нефти характеризуются меньшим содержанием дизельных фракций и нефтяного газа, но с большим содержанием водорода, углерода, кислорода и металлов. Показано, что в зонах с высоким уровнем теплового потока ПН находятся в пластах с повышенными пластовыми температурой и давлением. Выявленные закономерности могут быть использованы для оценки качественных показателей нефтей во вновь открываемых месторождениях на основе данных об уровне теплового потока.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ан В.В., Козин Е.С., Полищук Ю. М., Яценко И.Г. База данных по химии нефти и перспективы ее применения в геохимических исследованиях // Геология нефти и газа. - 2000. - № 2. - С. 49 – 51.
2. Яценко И.Г., Полищук Ю.М., Рихванов Л.П. Анализ взаимосвязи физико-химических свойств нефтей с уровнем теплового потока // Геология нефти и газа. - 2003. - № 3. - С. 17 – 24.
3. Яценко И.Г. Анализ пространственных, временных и геотермических изменений высоковязких нефтей России // Известия ТПУ. - 2006. - Т. 309. - № 1. - С. 32 – 39.
4. Полищук Ю.М., Яценко И.Г. Анализ статистической зависимости химического состава нефтей от уровня теплового потока на нефтеносных территориях России // Геология нефти и газа. - 2007. - № 4. - С. 39 – 42.
5. Свинцицкий С.Б. Природа зон АВПД в глубокопогруженных отложениях нефтегазоносных бассейнов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - № 4. - 2007. - С. 58 – 64.

© И.Г. Яценко, Г.В. Нестерова, 2013

МИКРОСЕЙСМИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ В АЗИМУТАЛЬНО АНИЗОТРОПНЫХ СРЕДАХ. ТОЧНОСТЬ ЛОКАЦИИ И ВОЗМОЖНОСТЬ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ АНИЗОТРОПИИ

Сергей Владимирович Яскевич

Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, аспирант, тел. (923)1338719, e-mail: yaskevichsv@ipgg.sbras.ru

Антон Альбертович Дучков

Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, доцент

Фредрик Андерссон

Лундский университет, 117 221 00, Швеция, г. Лунд, доцент

Работа посвящена обработке скважинных данных микросейсмического мониторинга гидроразрыва пласта (регистрации сейсмических волн от событий, связанных с ростом трещины). Исследуется точность локации гипоцентров микросейсмических событий с одновременным уточнением параметров трансверсально изотропной среды с горизонтальной осью симметрии. Параметры азимутально анизотропной среды могут быть восстановлены в микросейсмической постановке при использовании разных типов волн, что дает дополнительную информацию о свойствах среды. Для анизотропных моделей обработка данных в предположении изотропии может приводить к смещенным оценкам геометрии трещины.

Ключевые слова: микросейсмический мониторинг, анизотропия, гидроразрыв пласта, локация, скоростной анализ.

MICROSEISMIC MONITORING IN AZIMUTHALLY ANISOTROPIC MEDIA, LOCATION ROBUSTNESS AND FEASIBILITY TO DETERMINE ANISOTROPIC PARAMETERS

Sergey V. Yaskevich

Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, Pirogova str. 2, PhD student, tel. (923)1338719, e-mail: yaskevichsv@ipgg.sbras.ru

Anton A. Duchkov

Novosibirsk State University, 630090, Novosibirsk, Pirogova str. 2, associate professor

Fredrik Andersson

Lund University, 117 221 00, Sweden, associate professor

In this work we address to processing of borehole microseismic hydrofrac monitoring data. (recording seismic waves from events caused by fracture development). We study uncertainty of event hypocenter location and anisotropic parameter estimation of a transversely isotropic medium with horizontal symmetry axis. One can reliably estimate parameters of azimuthally anisotropic model if different wave types are used. These parameters provide additional information about properties of rock formation. We show that anisotropic model assumption while processing data from anisotropic media can lead to biased estimates of fracture azimuths.

Key words: microseismic, anisotropy, seismic, hydraulic fracturing, location, velocity analysis.

Введение

Разработка месторождений полезных ископаемых часто приводит к возникновению в среде сейсмических событий. Причины и физика возникновения такой сейсмичности могут быть весьма различными. Так, ее наблюдают при разработке шахт, проведении закачки в пласт и добычи из него, гидроразрыве пласта и др. Проведение наблюдений и обработку данных в таких случаях в современной геофизике называют микросейсмическим мониторингом. Актуальной задачей микросейсмического мониторинга гидроразрыва пласта (ГРП) является восстановление геометрических параметров образующейся трещины или системы трещин. Предполагается, что при ГРП сейсмические события происходят в области образования трещины в процессе ее роста. Локации этой сейсмичности позволяют судить о геометрии трещин. Детальное понимание геометрии образовавшихся трещин важно для оценки экономической эффективности ГРП.

Микросейсмический мониторинг чаще всего используется при ГРП в сланцах, для которых известна выраженная анизотропия. Поэтому использование анизотропных моделей является естественным в данном случае. Эффективность такого подхода обсуждается в ряде работ (Verdon et al., 2009; Grechka and Duchkov, 2011; Grechka and Yaskevich, 2013).

Одной из применяемых систем наблюдения является расстановка трехкомпонентных сейсмоприемников в близлежащей субвертикальной скважине. Основным преимуществом такой системы является низкий уровень помех, что позволяет определять времена прихода продольной и поперечных волн. Стандартный подход к обработке данных состоит в построении начальной скоростной модели по данным акустического каротажа, которая затем калибруется по записям перфораций (с известными координатами источника). Затем проводится локация гипоцентров событий в фиксированной модели.

Обычно записи перфораций не позволяют найти параметры азимутальной анизотропии среды ввиду узконаправленной геометрии, поэтому мы следуем подходу (Grechka and Duchkov, 2011), выполняя обработку всего объема микросейсмических данных с одновременной локацией событий и уточнением анизотропных параметров модели.

В работе исследуется простейший случай азимутальной анизотропии – трансверсально изотропная среда с горизонтальной осью симметрии (НТИ). Решаются следующие задачи:

- определить какие систематические ошибки возникают при обработке данных от анизотропной среды в предположении изотропии;
- определить, можно ли достоверно определить параметры НТИ среды и оценить точность определения этих параметров.

Метод

Мы осуществляем локацию микросейсмических событий одновременно с определением параметров анизотропной среды. Азимут (направление от скважины на событие) определяется по поляризации прямой продольной волны. Исследуется случай однородной НТІ среды и используется Томсеновская параметризация среды $\mathbf{c} = \{V_{p0}, V_{s0}, \varepsilon, \delta, \gamma\}$ где V_{p0}, V_{s0} скорости продольной и поперечной волн в направлении оси симметрии, α - азимут горизонтальной оси симметрии, $\varepsilon, \delta, \gamma$ - параметры анизотропии. Также неизвестными являются координаты событий $\mathbf{x}_e$ и времена их возникновения τ_e где индекс $e = 1, \dots, N$, N – общее число событий. Таким образом, весь вектор неизвестных параметров имеет вид: $\mathbf{m} = \{V_{p0}, V_{s0}, \varepsilon, \delta, \gamma, \alpha, \mathbf{x}_e, \tau_e\}$.

Для решения обратной кинематической задачи используется оптимизационная постановка, т.е. минимизируем функцию невязки:

$$||t^{obs} - t^{syn}||^2 \rightarrow \min,$$

где t^{obs} - измеренные времена прихода волн, t^{syn} - времена прихода, рассчитанные лучевым методом (двухточечное лучевое трассирование) для модели с модельными параметрами $\mathbf{m}$. Синтетические времена пробега рассчитываются посредством двухточечного лучевого трассирования.

Пример

Для моделирования микросейсмического мониторинга были рассчитаны времена прихода продольной и поперечных волн от ряда микросейсмических событий (большие закрашенные точки) выстроенных в линию, см. рис. 1 (имитация трещины, растущей при ГРП). Система наблюдений состоит из 11 трехкомпонентных датчиков, расположенных в вертикальной скважине в непосредственной близости к событиям, расстояние между приборами 50 м. В качестве иллюстрации представлены результаты, полученные для НТІ модели с параметрами $V_{p0} = 3.0$ km/s, $V_{s0} = 2.0$ km/s, $\varepsilon = 0.2$, $\delta = 0.2$, $\gamma = 0.2$. Инверсия проводилась для большего разнообразия моделей, и были получены схожие результаты.

Оценка точности осуществлялась за счет инверсии зашумленных данных, чтобы получить представление о том, как шум, который может находиться в данных, влияет на получаемые результаты. При инверсии в синтетически рассчитанные времена вносился случайный шум со стандартным отклонением 1 мс (это заведомо превышает предполагаемую точность снятия данных). В азимуты, которые брались из лучевой геометрии, вносился шум со стандартным отклонением 5° (общепринятая оценка точности поляризационного анализа в микросейсмическом мониторинге). Было рассчитано 50 реализаций инверсии, для различных реализаций шума во временах и азимутах, в изотропной модели (где в качестве поперечной волны инвертировалась быстрая поперечная волна S1) и анизотропной НТІ модели.

На рис. 2 не закрашенными кружками показаны результаты локации для 50 различных реализаций шума в данных; слева показаны результаты инверсии,

проводившейся для анизотропной (НТИ) модели, справа – для инверсии в предположении изотропии.

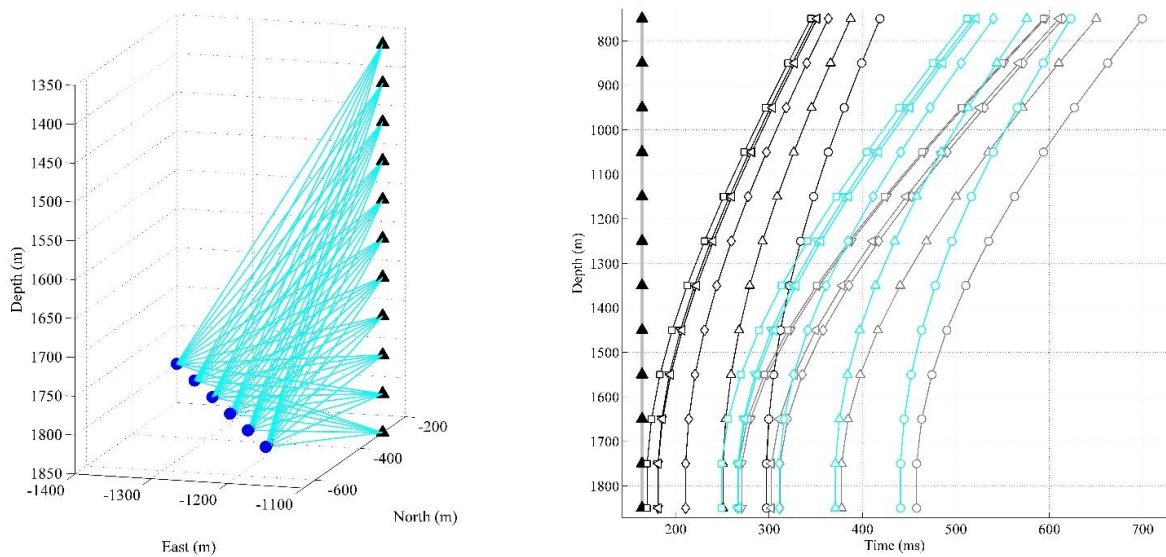


Рис. 1. Синтетический пример. Слева – система наблюдения в трехмерном пространстве, большие закрашенные точки – гипоцентры событий, треугольники – положения приемников, тонкие линии – лучи. Справа – данные времен пробега прямых волн (P, S1, S2), разные маркеры отвечают разным событиям.

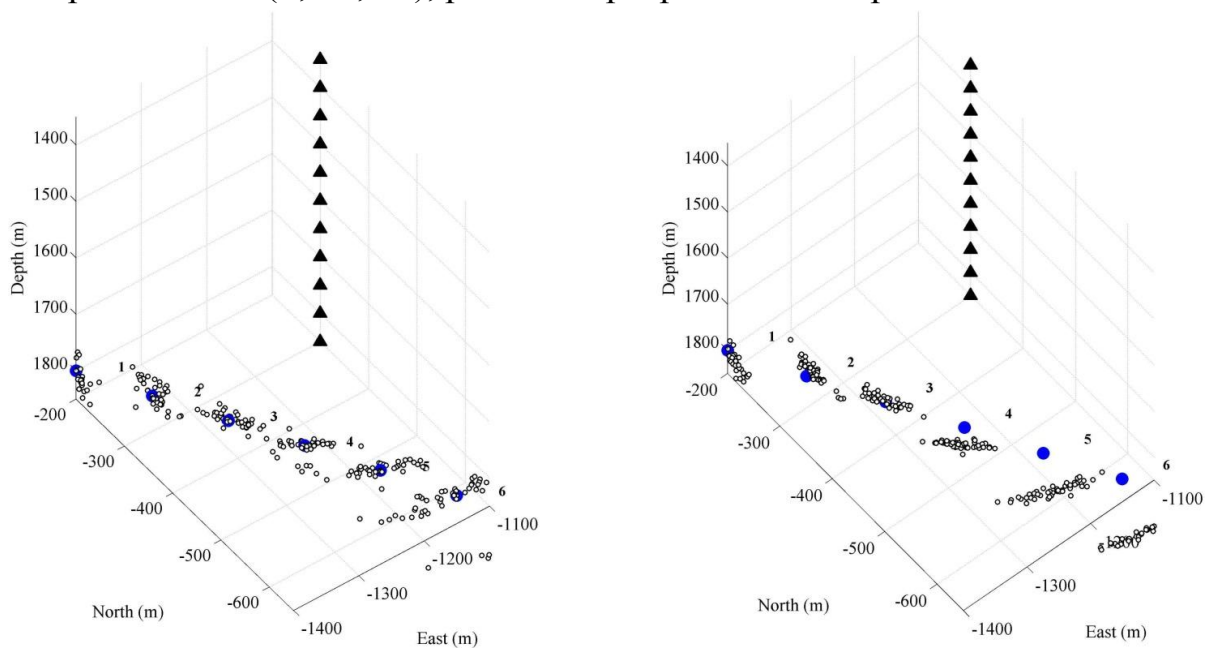


Рис. 2. Результаты локации (маленькие, не закрашенные точки) для 50 различных реализаций шума, истинное положение событий – большие закрашенные точки. Слева - результаты инверсии для анизотропной (НТИ) модели, справа – инверсия в предположении изотропии. Ось симметрии направлена по азимуту 30° . Видно, что в случае использования изотропной модели центры облаков смещены от действительного расположения гипоцентров событий (большие закрашенные точки). Этого не наблюдается при инверсии с одновременным определением анизотропных параметров НТИ среды

Анизотропные параметры были определены со достаточно высокой точностью: $V_{p0} = 3.0 \pm 0.13$ km/s, $V_{s0} = 2.0 \pm 0.08$ km/s, $\varepsilon = 0.17 \pm 0.1$, $\delta = 0.2 \pm 0.04$, $\gamma = 0.2 \pm 0.025$, $\alpha = 28.5 \pm 7.9^\circ$.

Выводы

В работе выполнялась кинематическая инверсия синтетических данных микросейсмического мониторинга. В отличие от стандартного подхода мы проводим одновременную локацию гипоцентров микросейсмических событий и оценку анизотропных параметров среды. По результатам тестовых экспериментов можно сделать следующие основные выводы.

- Параметры азимутально анизотропной среды могут быть восстановлены в микросейсмической постановке при использовании разных типов волн, что дает дополнительную информацию о свойствах среды.
- Для анизотропных моделей обработка данных в предположении изотропии может приводить к смещенным оценкам геометрии образовавшихся при ГРП трещин, правда ошибка поляризационного анализ размывает этот эффект.
- Учет анизотропии среды при инверсии позволяет уменьшить значение функционала невязки по сравнению со случаем изотропной параметризации.

Благодарности. Авторы выражают благодарность В. Гречке за предоставленные программы лучевого трассирования в анизотропной среде. Работа проводилась при частичной поддержке интеграционного проекта СО РАН № 127 и Шведского фонда по международному сотрудничеству в науке и высшем образовании (the work was partly supported by the Swedish Foundation for International Cooperation in Research and Higher Education).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

Grechka V. and Duchkov A., 2011, Narrow – angle representations of the phase and group velocities and their applications in anisotropic velocity-model building for microseismic monitoring: *Geophysics*, 76 (6), WC125–WC140.

Grechka V. and Yaskevich S., 2013, Inversion of microseismic data for triclinic velocity models: *Geophysical Prospecting*, in press.

Verdon J. P. Kendall J.-M. and Wustefeld A., 2009, Imaging fractures and sedimentary fabrics using shear wave splitting measurements made on passive seismic data: *Geophysical Journal International*, 179 (2), 1245–1254.

© С.В. Яскевич, А.А. Дучков, Ф. Андерссон, 2013

НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ МЕТОДА ЯМР-РЕЛАКСОМЕТРИИ ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ ГОРНЫХ ПОРОД

Мария Ионовна Шумская

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр-т академика Коптюга, 3, инженер, тел. (913)482-41-37, e-mail: ShumskaiteMI@ipgg.sbras.ru

Юрий Константинович Доломанский

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт геофизики им. Ю.П. Булашевича Уральского отделения Российской академии наук, 620016, Россия, г. Екатеринбург, ул. Амундсена, 100, кандидат технических наук, старший научный сотрудник, e-mail: dolomanski@mail.ru

В работе рассмотрены возможности метода ЯМР-релаксометрии при определении петрофизических параметров пород-коллекторов на примере исследования образцов керна скважин нефтяных месторождений. Показано, что результаты измерений по шламу согласуются с результатами на керне. Выявлено, что данный метод может быть использован для количественной оценки содержания глинистых минералов и определения их типа. Экспериментально установлен характер зависимости параметра пористости от ЯМР-пористости, которая удовлетворяет общеизвестным уравнениям.

Ключевые слова: ЯМР-релаксометрия, петрофизические параметры, глинистость, параметр пористости.

NEW POSSIBILITIES OF THE METHOD OF NMR-RELAXOMETRY IN THE RESEARCH OF ROCKS

Mariya Yo. Shumskayte

Federal state budgetary institution of science A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian branch of the Russian Academy of Sciences, 630090, 3, Akademika Koptyuga Prosp., Novosibirsk, engineer, tel. (913)482-41-37, e-mail: ShumskaiteMI@ipgg.sbras.ru

Yuri K. Dolomanski

Federal state budgetary institution of science Y. P. Bulashevich Institute of Geophysics of the Ural branch of the Russian Academy of Sciences, 620016, 100, Amundsena st., Ekaterinburg, candidate of technical sciences, senior researcher, e-mail: dolomanski@mail.ru

This paper discusses potential of nuclear magnetic resonance NMR relaxometry for reservoir petro physical properties in the case study of core samples of wells of oil fields. It is shown that results measurements on rock chips correspond with results obtained on core samples. It is found that the method can be used for quantitative estimation content of clay minerals and definitions their type. The formation resistivity factor dependence on NMR porosity is installed experimentally and it corresponds to well-known equations.

Key words: NMR relaxometry, petrophysical parameters, clay content, formation resistivity factor.

Петрофизические исследования кернa нефтегазовых скважин направлены на оценку запасов углеводородов и определение фильтрационно-емкостных свойств горных пород. Эту задачу можно эффективно решать с помощью экспрессного метода ЯМР-релаксометрии, в том числе непосредственно на скважине. Основным результатом измерений и обработки данных является пористость: общая, эффективная и связанная с глинами [1]. Время релаксации флюида в поровой среде зависит от расстояния до границы с твердой поверхностью (матрицей). Это позволяет сделать вывод о макроскопическом распределении пустотного пространства (геометрическое распределение пор по размерам) [2]. На формирование пустотного пространства оказывает влияние глинистость и ее тип. Для оценки поверхностных эффектов, связанных с глинистыми минералами проводится сопоставление результатов ЯМР-измерений и измерений УЭС. Эти исследования необходимы для изучения удельной поверхности пустотного пространства и более точной оценки проницаемости образцов с использованием метода ЯМР.

При изучении петрофизических характеристик пород-коллекторов методом ЯМР-релаксометрии отсутствует механическое воздействие, в отличие от стандартных способов исследования, что дает возможность использовать образцы для дальнейших исследований. В работе показано, что измерения, проведенные на керне и при его разрушении, имеют высокий коэффициент корреляции. Регистрируемый сигнал зависит не от скелета породы, а определяется количеством и типом флюида, содержащегося в поровом пространстве. Можно использовать результаты анализа шлама методом ЯМР для определения фильтрационно-емкостных характеристик пород-коллекторов.

Новым и перспективным направлением ЯМР-исследований является оценка объемного содержания и типа глинистых минералов. Решение этого вопроса рассматривается в рамках трех основных типов распределения глины: слоистая, структурная и рассеянная [3]. Последний тип может быть представлен каолинитом, хлоритом и иллитом. Глинистость и ее тип будут оказывать различное влияние на фильтрационно-емкостные свойства, а также на ЯМР-сигнал. Проведен анализ возможностей метода ЯМР-релаксометрии для оценки объемного содержания и типа глинистых минералов. В ходе работы было исследовано более 200 образцов кернa скважин четырех нефтяных месторождений. Образцы представлены мелко- и среднезернистым песчаником и мелко-крупнозернистым алевролитом с включениями угля, пирита, реже сидерита и органических веществ. Коэффициент пористости изменялся в пределах 5-33%, коэффициент проницаемости – 0,01-2500 мД, объемное содержание глины – 5-32%. Показано, что по временам релаксации можно оценивать объемное содержание глинистых минералов. При близких значениях пористости и проницаемости изучаемых образцов ЯМР-спектр будет находиться в области коротких времен в случае большего количества глины, и с увеличением ее доли спектр будет смещаться. Различное объемное содержание каолинита в составе глинистой фракции оказывает существенное влияние на смещение спектра времен релаксации, содержание хлорита при этом влияет незначительно. Это связано с тем, что хлорит выстилает

поры, в отличие от каолинита, который рассеян в виде дискретных частиц. Для образцов с преобладанием того или иного глинистого минерала характерны линейные зависимости. Для каолинитовой составляющей глинистой фракции наблюдается сильная зависимость, для хлоритовой – слабая. Результаты получены при исследовании образцов керна при остаточном насыщении.

Для детализации типа глинистых минералов построена зависимость времени релаксации от объемного содержания глинистых минералов (рис. 1). Для исследованных образцов с преобладанием каолинита времена релаксации составляют 10-18 мс, с преобладанием хлорита – 2-10 мс. Время релаксации в окрестности 10 мс, характеризуется граничным, разделяющим каолинитовую составляющую глинистой фракции от хлоритовой.

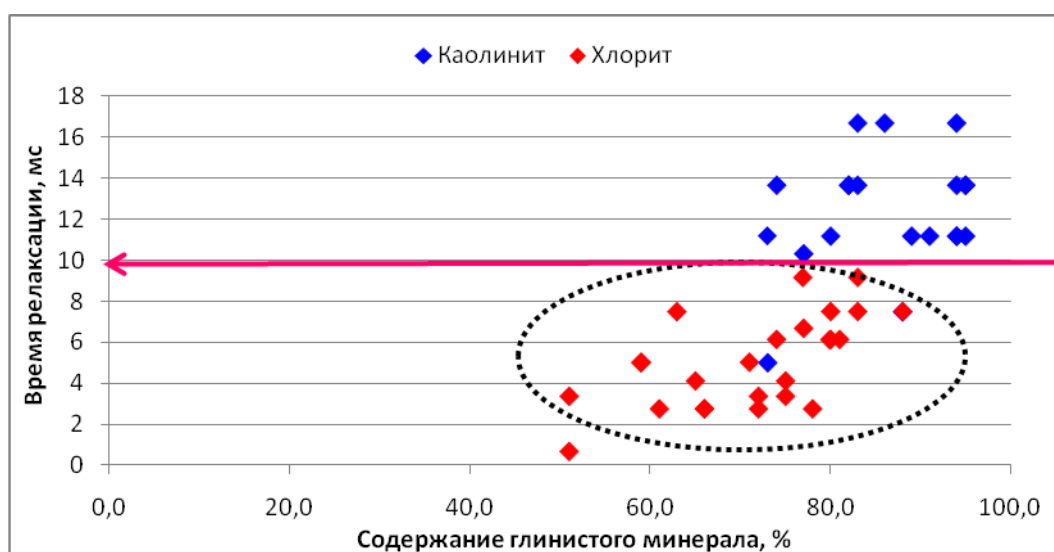


Рис. 1. Зависимость времени релаксации от содержания глинистых минералов

В работе проведено экспериментальное изучение характера зависимости параметра пористости от ЯМР-пористости и ее сравнительный анализ с теоретическими зависимостями. Методика работ включала следующие этапы: а) насыщение образцов керна моделью пластовой воды (от 6 до 35 г/л); б) измерения на ЯМР-релаксometре; в) определение удельного электрического сопротивления; г) исследования методом центрифугирования (после каждого скоростного режима этапы б) и в) повторялись); д) расчет параметра пористости.

По результатам проведенных лабораторных исследований выявлена взаимосвязь ЯМР-пористости и параметра пористости (рис. 2). Полученная зависимость, имеющая вид $P_{\Pi} = \frac{1,12}{\varphi^{1,81}}$, согласуется с результатами стандартных исследований и удовлетворяет общеизвестным выражениям связи параметра и коэффициента пористости. Для сопоставления выявленной экспериментальной связи с теоретическими зависимостями, рассмотрены формулы Тимура, Хамбла и Розалеса [3, 4].

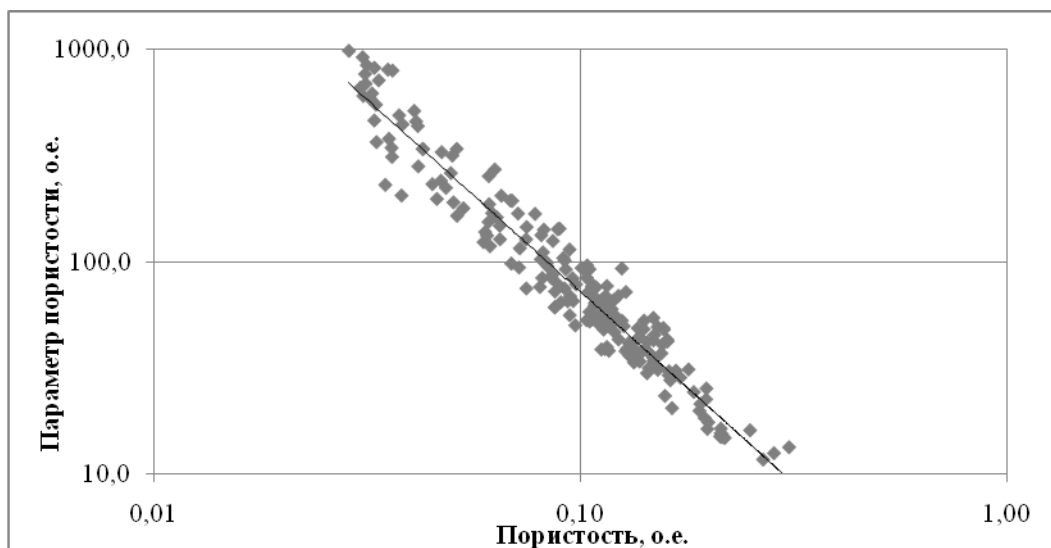


Рис. 2. Взаимосвязь параметра пористости и ЯМР-пористости

Для анализа полученных результатов построены зависимости параметра пористости от ЯМР-пористости, рассчитанные по этим формулам. Для изученных образцов установленная экспериментальная связь этих параметров хорошо согласуется с формулой Тимура, что указывает на возможность оценки параметра пористости по данным ЯМР с использованием теоретических зависимостей.

К основным результатам работы относится следующее. Проведены лабораторные ЯМР-исследования более 200 образцов керна скважин четырех нефтяных месторождений. Для изученных образцов установлена сходимость результатов ЯМР-измерений на кернах и при его разрушении. Показано, что метод ЯМР-релаксометрии может быть использован для оценки количественного содержания и типа глинистых минералов. Получена экспериментальная зависимость параметра пористости и ЯМР-пористости, согласующаяся с данными стандартных исследований и удовлетворяющая общеизвестным уравнениям. Метод ЯМР-релаксометрии может быть использован как экспрессный метод определения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. G.R. Coates, Lizhi Xiao and M.G.Prammer. NMR Logging, Principles&applications. Hurliburton Energy Services Publishing. Houston. – 2000. – 356 с.
2. Доломанский Ю.К. Муравьев Л.А. Программное обеспечение ЯМР-релаксометра// Уральский геофизический вестник. – 2010. - №1(16). - С. 33-39
3. Д. Тиаб, Эрл Ч. Доналдсон. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов. М.: ООО «Премииум Инжиниринг». - 2009. - 864 с.
4. Дж. Амикс, Д. Басс, Р. Уайтинг. Физика нефтяного пласта. М.: Гостоптехиздат. – 1962. – 572 с.

© М.Йо. Шумскайте, Ю.К. Доломанский, 2013

**ТРЕХМЕРНАЯ ГЕОЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ЧЕРНОРУДНОЙ ЗОНЫ
ПРИОЛЬХОНЬЯ: ОПИСАНИЕ И РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ
ИНДУКЦИОННЫХ ПЕРЕХОДНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК
С ПОМОЩЬЮ ПРОГРАММЫ MODEM3D**

Александр Николаевич Шеин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр-т Ак. Коптюга, 3, научный сотрудник лаборатории геоэлектрики, тел. (383)330-41-22, e-mail: SheinAN@ipgg.sbras.ru

Николай Олегович Кожевников

Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр-т Ак. Коптюга, 3, главный научный сотрудник лаборатории геоэлектрики, тел. (383)333-28-16, e-mail: KozhevnikovNO@ipgg.sbras.ru

Евгений Юрьевич Антонов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр-т Ак. Коптюга, 3, заведующий лабораторией геоэлектрики, тел. (383)333-28-16, e-mail: AntonovEY@ipgg.sbras.ru

В работе рассматривается геоэлектрическая модель Чернорудной зоны в Приольхонье. Модель позволяет объяснить противоречие между результатами одномерной инверсии данных зондирований становлением поля в ближней зоне (ЗСБ) и данными геологии вместе с измерениями методом естественного электрического поля (ЕП). Как показало численное моделирование, при одномерной интерпретации данных ЗСБ, измеренных в присутствии набора крутопадающих проводящих пластов, которые находятся в менее проводящей среде, «получается» геоэлектрическая модель в виде полого залегающих пластов. Показано, что программный комплекс Modem3D позволяет проводить расчеты нестационарного электромагнитного поля в присутствии геологических объектов сложного строения.

Ключевые слова: математическое моделирование, зондирование становлением поля, инверсия, Приольхонье.

**3D GEOELECTRICAL MODEL OF CHERNORUD AREA IN OL'KHON REGION:
DESCRIPTION AND RESULTS OF MODELING TRANSIENT INDUCTION
SIGNALS BY PROGRAM MODEM3D**

Alexandr N. Shein

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics (IPGG) SB RAS, 3, Akademika Koptyu-ga Prosp., Novosibirsk, 630090, Russia, Research Scientist, tel. (383)333-41-22, e-mail: SheinAN@ipgg.sbras.ru

Nickolay O. Kozhevnikov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics (IPGG) SB RAS, 3, Akademika Koptyu-ga Prosp., Novosibirsk, 630090, Russia, Research Scientist, tel. (383)333-28-16, e-mail: KozhevnikovNO@ipgg.sbras.ru

Evgeniy Yu. Antonov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics (IPGG) SB RAS, 3, Akademika Koptiyuga Prosp., Novosibirsk, 630090, Russia, Research Scientist, tel. (383) 333-28-16, e-mail: AntonovEY@ipgg.sbras.ru

The paper presents the geoelectrical model of the Chernorud zone in Ol'khon region. The model explains the contradiction between the results of 1D TEM - data inversion and both geology together and SP surveys. 1D inversion of TEM-data measured over a set of steeply dipping conductive layers imbedded in a poorly conductive medium results in a geoelectric section consisting of a set of gently sloping layers. This fact was proved by numerical simulation. It was shown that software system Modem3D allows accurate calculating transient electromagnetic field in the presence of geological targets of complex structure.

Key words: mathematic modeling, transient electromagnetic sounding, inversion, Ol'khon region.

Хотя в последние два десятилетия в России и за рубежом достигнут большой прогресс в разработке программных средств для трёхмерного моделирования нестационарных электромагнитных полей, на практике все еще используют преимущественно одномерное моделирование и инверсию данных импульсной индуктивной электроразведки. Нередко это приводит к большим, а иногда и недопустимым погрешностям оценки возможностей и интерпретации результатов нестационарных электромагнитных зондирований. Ситуация может быть кардинально улучшена за счет применения современной программы для расчета нестационарных электромагнитных полей в трёхмерных проводящих и поляризующихся средах – Modem3D (авторы Кремер И.А, Иванов М.И.). Расчеты выполняются векторным методом конечных элементов на неструктурированной трехмерной тетраэдральной сетке. Тестирование программы показало, что для широкого класса моделей расчеты выполняются с высокой точностью (Шеин А.Н. и др., 2012).

В данной статье обсуждаются результаты 3D моделирования индукционных переходных характеристик применительно к проблемам, связанным с применением метода ЗСБ в Приольхонье. Хотя геофизические и, в частности, геоэлектрические исследования проводят здесь на протяжении свыше 30 лет (Кожевников и др., 2004, 2008), вследствие сложного геологического строения этого региона интерпретация электроразведочных съемок в рамках 1D модели наталкивается на значительные трудности. Поэтому Приольхонье является благоприятным объектом для оценки возможностей программы Modem3D при решении сложных геологических проблем.

Как известно, региональная структура Приольхонья носит двумерный характер (Кожевников и др., 2004, 2008). В этой связи может возникнуть вопрос: почему для расчета индукционных переходных процессов используется программа 3D, а не 2D моделирования? Дело в том, что двумерный характер геоэлектрической модели Приольхонья в явном виде проявляется, если распределение удельного электрического сопротивления выражается в декартовых координатах. Поскольку распределение сопротивления не является осесиммет-

ричным, невозможно использовать осевую симметрию источника (горизонтальной незаземленной петли) для того, чтобы сформулировать и решать задачу в двумерной постановке.

Работы методом ЕП, выполненные в Приольхонье, показали, что Чернорудская зона выделяется отрицательной аномалией потенциала шириной 0.5 – 2 км и амплитудой от 0.4 до 1В. Это свидетельствует о том, что ЕП генерируется геобатареей, неотъемлемыми элементами которой являются крутопадающие проводящие пласты. Однако согласно одномерной инверсии данных ЗСБ в разрезе присутствуют пологая проводящая зона, кровля которой залегает на глубинах 100 – 400 м. По данным ЗСБ с мощным источником вертикальная мощность зоны изменяется в пределах 250 – 900 м, а суммарная продольная проводимость – от 25 до 300 См. Таким образом, результаты ЗСБ противоречат данным съемок методом ЕП и тому факту, что геологические структуры Приольхонья характеризуются крутым падением. Это послужило основанием для ревизии геоэлектрической модели с тем, чтобы она согласовывалась с данными геологии и съемок методом ЕП.

На рис. 1 показана геоэлектрическая модель Чернорудской зоны в виде пакета из 12 вертикальных проводящих пластин, расположенных в слабо проводящей вмещающей среде – однородном полупространстве с удельным сопротивлением 100 Ом·м. Толщина каждой пластины составляет 50 м, вертикальная мощность – 600 м, глубина залегания верхней кромки – 100 м, удельное электрическое сопротивление – 10 Ом·м, расстояние между соседними пластинами – 100 м.

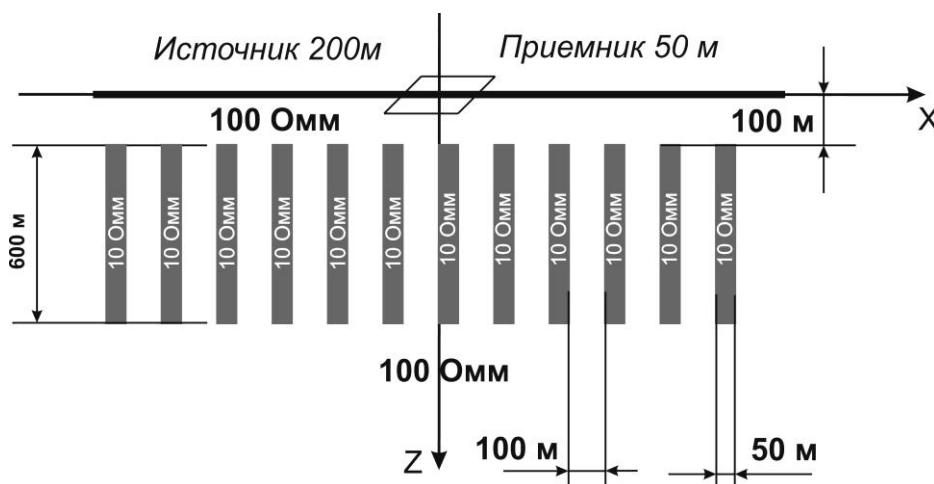


Рис. 3. Геоэлектрическая модель Чернорудской зоны Приольхонья в виде пакета из 12 вертикальных проводящих пластин, расположенных в слабопроводящем однородном полупространстве

Для возбуждения индукционных переходных процессов используется соосная установка с генераторной петлей размером 200 м × 200 м и приемной – 50 м × 50 м. Именно такие установки чаще всего применялись при изучении

Чернорудской зоны [Кожевников и др., 2004]. Шаг наблюдений по профилю (расстояние между центрами соседних установок) равен 50 м, что обеспечивает необходимую детальность исследований. Всего расчет переходных характеристик с помощью программы Modem3D был проведен для 23 положений установки, которая перемещалась от центра модели ($X=0$) и выходила за ее пределы на 300 м ($X=\pm 1100$ м).

После того, как были рассчитаны переходные характеристики, с помощью программы Inv_QQ (авторы Антонов Е.Ю., Корсаков М.А.) была выполнена их инверсия в рамках одномерной модели. Качество интерпретации данных зондирования оценивалось с помощью среднеквадратического отклонения:

$$CKO = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N \left[\frac{f^{\text{экс}} t_i - f^{\text{мод}} t_i}{\varepsilon_i f^{\text{экс}} t_i} \right]^2}.$$

Здесь N – количество времен, t_i – времена, $f^{\text{экс}} t_i$ – псевдоэкспериментальные (полученные в результате трехмерного моделирования) данные, $f^{\text{мод}} t_i$ – модельные (рассчитанные для 1D модели) данные, ε_i – относительная ошибка измерения. СКО для всех кривых становления не превышало 0,01–0,03. На рис. 2а приведены псевдоэкспериментальная и модельная кривые кажущегося удельного сопротивления для установки, расположенной на расстоянии 300 м от центра модели. Как нетрудно видеть, на ранних ($t < 10$ мс) временах удается подобрать одномерную модель, переходная характеристика для которой хорошо «вписывается» в псевдоэкспериментальные данные. Однако на поздних ($t > 10$ мс) временах 3D-эффекты настолько значительны, что модельная переходная характеристика явно отличается от псевдоэкспериментальной.

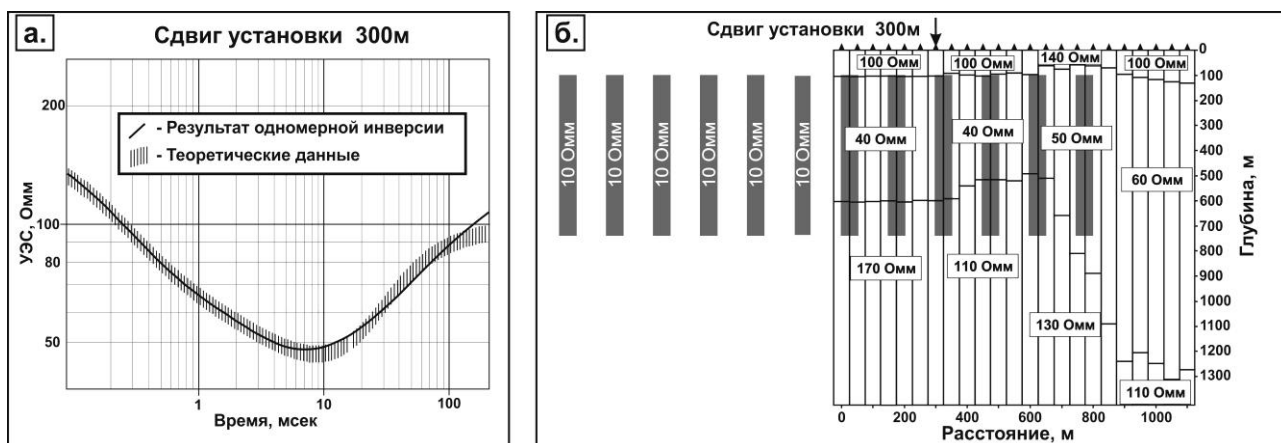


Рис. 4а. Теоретическая кривая становления, полученная программой Modem3D (вертикальные линии); подобранная кривая становления программой для одномерной интерпретации Inv_QQ; б. Одномерный, подобранный программой Inv_QQ геоэлектрический разрез и схематическая модель Чернорудской зоны Приольхонья

По результатам инверсии всех псевдоэкспериментальных данных был построен геоэлектрический разрез (рис. 2б), на котором выделяются три зоны: 1) явного влияния пачки вертикальных проводящих пластов (до $X=\pm 300-400$ м); 2) переходная; 3) вмещающая среда.

Особый интерес в контексте настоящей статьи представляет первая, центральная зона. Как нетрудно видеть, в результатах одномерной инверсии пачка вертикальных проводящих пластов проявляется как горизонтально-слоистая (трехслойная) среда с параметрами: $\rho_1=100$, $\rho_2=40$, $\rho_3=170$; $h_1=100$, $h_2=470$. Сравнение исходной модели с построенной по данным одномерной инверсии, показывает, что глубина залегания верхней кромки проводящих пластов практически совпадает с кровлей проводящей зоны, найденной путем инверсии псевдоэкспериментальных данных в рамках 1D модели. Нижняя граница горизонтальной проводящей зоны располагается на глубине, которая на 100–120 м меньше глубины залегания нижней кромки вертикальных проводящих пластов.

Переходная зона 2 начинается там, где ослабевает влияние пачки вертикальных проводящих пластов. При удалении от центра профиля инверсия в рамках 1D модели дает неустойчивые, изменчивые результаты, при этом влияние проводящей пачки, хотя и ослабевает по мере продвижению к флангам профиля (зона 3), остается заметным даже на максимальном удалении от центра проводящей пачки.

Выводы

Инверсия данных ЗСБ, измеренных в присутствии набора крутопадающих проводящих пластов, в рамках модели одномерной горизонтально-слоистой среды приводит к «появлению» на геоэлектрическом разрезе пологих проводящих структур.

При изучении структуры Приольхонья этот факт позволяет объяснить противоречие между результатами нестационарных электромагнитных зондирований, с одной стороны, и других геолого-геофизических исследований, с другой. Однако для окончательного решения данной проблемы необходимы дополнительные исследования.

Программный комплекс Modem3D позволяет выполнять расчеты индукционных переходных характеристик сложно-построенных геоэлектрических моделей.

Работа выполнена при поддержке соглашения № 14.В37.21.0615 от 16.08.2012 по теме «Разработка и практическое применение эффективных программно-алгоритмических средств для моделирования нестационарных электромагнитных полей в трехмерных проводящих и поляризующихся геологических средах», а также проекта «Геофизические поля Приольхонья и их тектоническая интерпретация» в рамках программы фундаментальных исследований ОНЗ РАН № 7 «Физические поля и внутреннее строение Земли».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Кожевников Н.О. Региональная структура Приольхонья по данным геоэлектрических исследований [Текст] / Н.О. Кожевников, Ю. Бигалке, О.К. Кожевников // Геология и геофизика. – 2004. – т. 45. – №2 – с. 253–265.
2. Кожевников Н.О. Структура Приольхонья и Приморского разлома по геофизическим данным [Текст] / Н.О. Кожевников, Ю.А. Агафонов, Е.Ю. Антонов // Тектонофизика и актуальные вопросы наук о Земле. К 40-летию создания М.В. Гзовским лаборатории тектонофизики в ИФЗ РАН: Тезисы докладов Всероссийской конференции в 2-х томах. Т.2. – М.: ИФЗ. 2008, с. 40 – 42.
3. Иванов М.И. Программное обеспечение Modem3D для интерпретации данных нестационарных зондирований с учетом эффектов вызванной поляризации [Текст] / М.И. Иванов, В.А. Катешов, И.А. Кремер, М.И. Эпов // Записки Горного института – 2009. – Т. 183. – С. 242 – 245.
4. Шеин А.Н. Программа Modem3D для расчета нестационарных электромагнитных полей в сложных трехмерных средах / А.Н. Шеин, Е.Ю. Антонов, Н.О. Кожевников, И.А. Кремер, М.И. Иванов // Сборник материалов второй международной конференции «Актуальные проблемы электромагнитных зондирующих систем», 1-4 октября 2012 г., Институт геофизики им. С.И. Субботина НАН Украины, Киев, Украина. – С. 104.

© А.Н. Шеин, Н.О. Кожевников, Е.Ю. Антонов, 2013

**ИЗУЧЕНИЕ ГЕОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ РАЗРЕЗА
(ЭЛЕКТРОПРОВОДНОСТЬ И КОЭФФИЦИЕНТ АНИЗОТРОПИИ)
ПО ДАННЫМ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ЗОНДИРОВАНИЙ ДЛЯ ЗАДАЧ
МОНИТОРИНГА СЕЙСМОТЕКТОНИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ**

Александр Евгеньевич Шалагинов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, младший научный сотрудник, тел. 8-952-946-17-23, e-mail: shur.88@mail.ru

Нина Николаевна Неведрова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, старший научный сотрудник, к.г.-м.н., тел. 8-913-890-26-45, e-mail: NevedrovaNN@ipgg.sbras.ru

В статье представлены результаты электромагнитного мониторинга, выполненного в эпицентральной зоне разрушительного Чуйского землетрясения 2003 г. На основании интерпретации полевых данных за 2007-2012 гг. выявлены вариации геоэлектрических параметров (удельное сопротивление и коэффициент анизотропии) разреза после сильного сейсмического воздействия. Показано, что временные изменения электропроводности и коэффициента анизотропии характеризуют продолжающийся афтершоковый процесс, текущую сейсмичность и могут служить критерием для оценки сейсмической активности.

Ключевые слова: электромагнитные зондирования становлением поля, Чуйское землетрясение, вариации электропроводности, коэффициент анизотропии.

**STUDY OF GEOELECTRIC PARAMETERS
(CONDUCTIVITY AND ANISOTROPY COEFFICIENT)
FROM TEM DATA TO MONITORING SEISMOTECTONIC PROCESSES**

Alexander E. Shalaginov

A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Akademika Koptyuga Prosp. Novosibirsk, 630090, Junior researcher, tel. 8-952-946-17-23, e-mail: shur.88@mail.ru

Nina N. Nevedrova

A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Akademika Koptyuga Prosp. Novosibirsk, 630090, Senior researcher, Phd in geology and mineralogy, tel. 8-913-890-26-45, e-mail: NevedrovaNN@ipgg.sbras.ru

The results of electromagnetic monitoring, performed in the epicentral area of the devastating Chui earthquake in 2003, presented in paper. Based on interpretation of field data for 2007-2012 year identified variations of geoelectric parameters (resistivity and anisotropy factor) of the section after a strong seismic impact. It is shown that the temporary changes in the conductivity and anisotropy coefficient characterize the ongoing aftershock process, current seismicity and may serve as a criterion for evaluation of seismic activity.

Key words: TEM, Chui earthquake, variations of conductivity, anisotropy coefficient.

В настоящее время, на территории Чуйской впадины продолжают исследования различными геофизическими методами, включая электромагнитный комплекс. Работы связаны с изучением последствий разрушительного Чуйского землетрясения 2003 года. Основной целью статьи является определение и анализ геоэлектрических параметров разреза на участке исследований в районе пос. Мухор-Тархата.

В районе пос. Мухор-Тархата (центральная часть Чуйской впадины) начиная с 2007 г. группой электромагнитного мониторинга Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН проводятся регулярные наблюдения методом становления электромагнитного поля (ЗС) с использованием индукционных, гальванических и комбинированных установок (рис. 1).

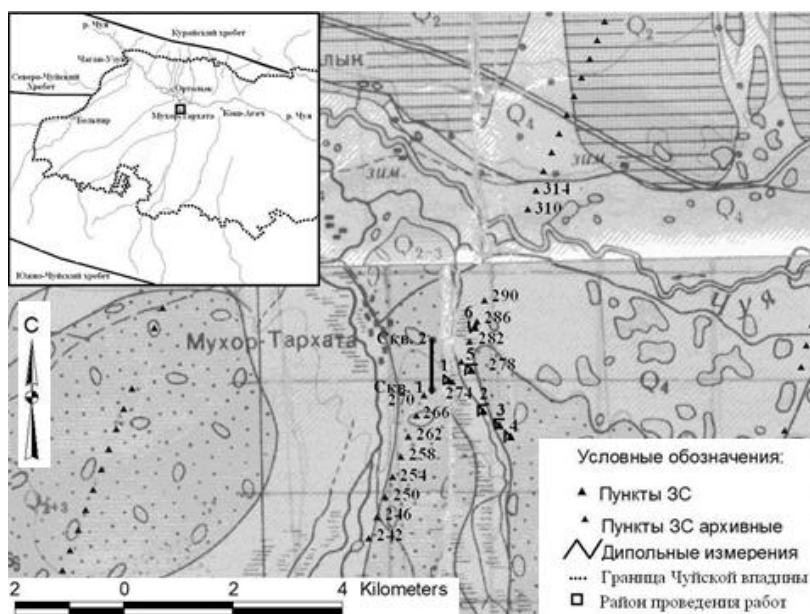


Рис. 1. Схема комплексных измерений ЗС на участке Мухор-Тархата

По данным установок с гальваническим возбуждением и приемом сигнала (AB-MN) возможно определение не только электропроводности разреза, но также электрической анизотропии.

В качестве генераторной конструкции использована заземленная линия АВ длиной 910 м., заземляющими электродами служили обсадные колонны самоизливающихся скважин (скв. 1, 2). Комплексные измерения выполнялись с использованием следующих установок: а) АВ – q (q – приемный одновитковый контур квадратной формы со стороной 200 м); б) АВ-MN (MN – заземленная электрическая линия длиной 200 м). Для уточнения геоэлектрического разреза, в двух пунктах были выполнены зондирования с установкой «соосные» петли (Q,q - сторона генераторной петли 200 м., приемной 100 м.).

Интерпретация полевых данных ЗС для установок Q,q и АВ-q была выполнена в интерактивных программных комплексах моделирования и инверсии («Эра», EMS) с использованием горизонтально слоистой модели [1]. Данные

установок АВ-MN проинтерпретированы с использованием новой программы Rubai [2]. В процессе интерпретации была привлечена вся имеющаяся априорная геологическая, гидрологическая и геофизическая информация, результаты по данным индукционных ЗС профиля 8, выполненного в 80-х годах прошлого века в Чуйской впадине [3].

На первом этапе интерпретации были рассмотрены установки Q-q и АВ-q, и полученные для них модели. На рис. 2 представлены результаты интерпретации современных данных установки АВ-q.

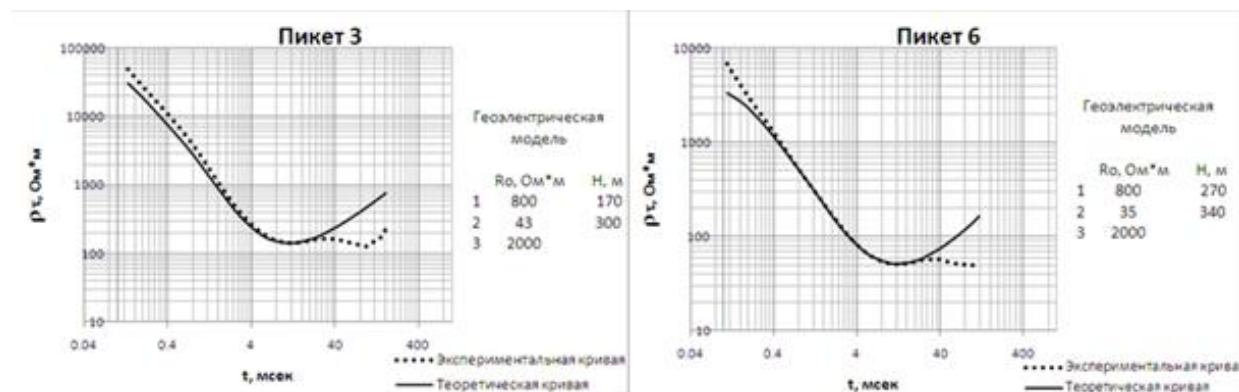


Рис. 2. Пример интерпретации данных установки АВ-q на участке Мухор-Тархата

На втором этапе были рассмотрены материалы, полученные с установкой АВ-MN. Интерпретация данных с этой установкой проведена после того как определена геоэлектрическая модель участка исследования. Вначале интерпретация осуществлялась в программе Rubai с использованием имеющейся изотропной модели, а затем была введена модель с анизотропией электропроводности. В качестве примера интерпретации на рис. 3 приведены данные ЗС 3.

В результате обработки всего объема полевого материала за 2007-2012 гг. были получены геоэлектрические характеристики разреза – удельное сопротивление и параметр электрической анизотропии (λ) для каждого слоя.

Анализ вариаций УЭС за разные годы показал существенное отличие значений (до 80%) до и после землетрясения, разрез в настоящее время стал более высокоомным на всем участке исследования. Это объясняется значительными гидрохимическими изменениями состава вод неоген-палеогенового комплекса после Чуйского землетрясения (Кац и др., 2006). По данным гидрогеологов в скважине с. Мухор-Тархата резко уменьшилась минерализация вод, что привело к повышению УЭС после сейсмического события.

Вариации коэффициента анизотропии в афтершоковый период Чуйского землетрясения существенно превышают величины вариаций УЭС. Вариации λ для верхнего и опорного горизонтов разреза достигают 100 и более процентов. Самые значимые изменения наблюдаются в зоне пикетов ЗС 5 и 6. По геолого-геофизическим данным в районе этих пикетов находится крупная разломная трещиноватая зона, что и объясняет столь существенные вариации λ .

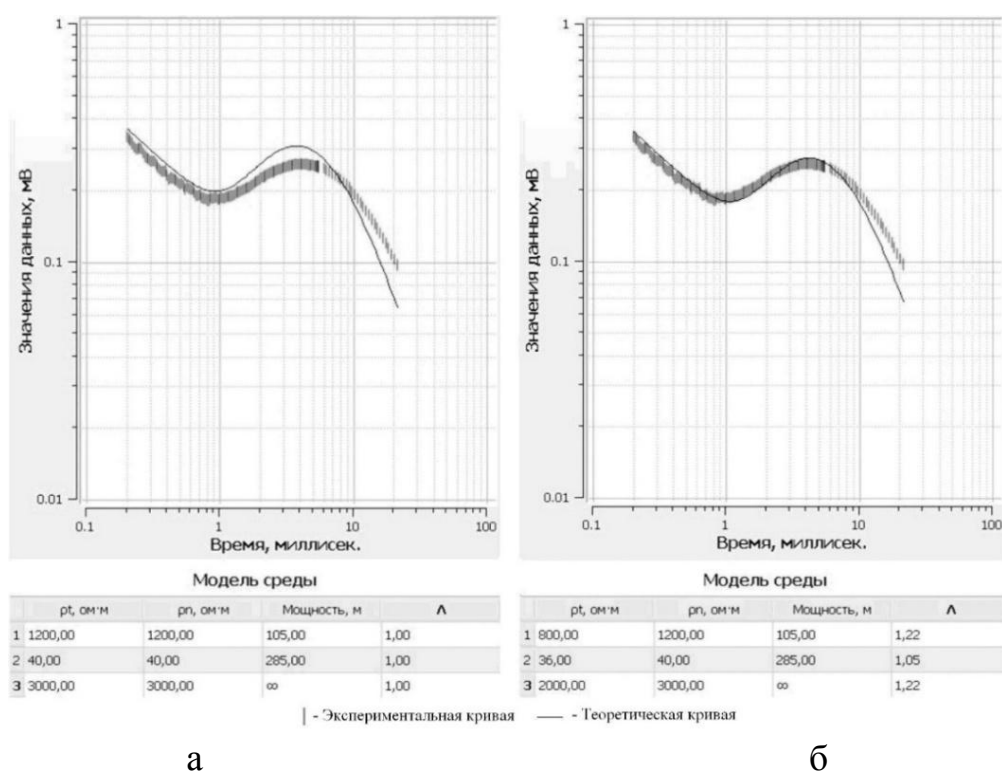


Рис. 3. Интерпретация данных ЗС 3 с установкой АВ-MN,
а – изотропная модель, б – анизотропная модель

Наиболее вероятная причина анизотропии геологического массива в тектонической впадине связана с развитием трещиноватости в верхней части земной коры под воздействием происходящих сейсмических событий (Неведрова и др., 2011). Анализ сейсмологических данных за последнее десятилетие позволил установить, что афтершоковый процесс продолжается, и число землетрясений пока превышает фоновый уровень, наблюдавшийся до Чуйского события. Были построены графики зависимости величины коэффициента анизотропии от параметра, характеризующего текущую сейсмичность (рис. 4). Графики временных вариаций λ отражают изменения сейсмической активности (в пункте 2 с некоторым запозданием). Следовательно, можно считать, что на участке исследования временные изменения электропроводности и λ характеризуют продолжающийся афтершоковый процесс.

Таким образом, в районе Горного Алтая впервые количественно оценен параметр электрической анизотропии по полевым данным нестационарных электромагнитных зондирований с заземленными установками (AB-MN). На примерах обработки полевых данных наглядно показано, что параметр анизотропии можно использовать для характеристики напряженно-деформированного состояния геологических пород в зонах тектонических проявлений разрушительных землетрясений. Можно утверждать, что оба параметра могут быть использованы при проведении электромагнитного мониторинга в сейсмоактивных районах.

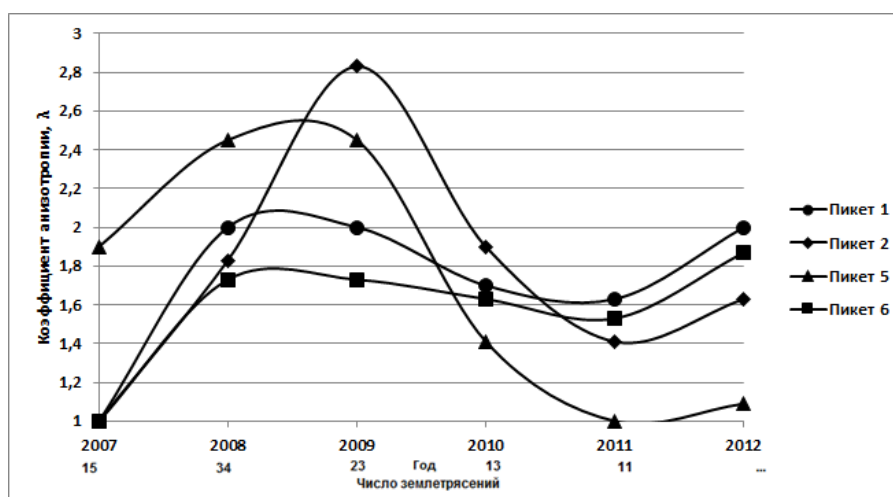


Рис. 4. Зависимость значений коэффициента анизотропии от количества землетрясений

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Эпов М.И., Дашевский Ю.А., Ельцов И.Н. Автоматизированная система интерпретации электромагнитных зондирований. Новосибирск: изд-во Института геологии и геофизики СО АН. — 1990.
2. «Методы решения прямых и обратных задач сейсмологии, электромагнетизма и экспериментальные исследования в проблемах изучения геодинамических процессов в коре и верхней мантии Земли». Новосибирск: изд-во СО РАН. — 2010
3. Неведрова Н.Н., Эпов М.И., Антонов Е.Ю. Реконструкция глубинного строения Чуйской Впадины Горного Алтая по данным электромагнитных зондирований // Геология и геофизика. — 2001. — Т. 42. — № 9. — С. 1399—1416.
4. Кац В.Е. Состояние подземных вод в Республике Алтай в период сейсмической активизации в Алтае-Саянском регионе. Основные проблемы охраны окружающей среды и благополучия человека в Сибирском Федеральном округе, перспективы их решения. Горно-Алтайск. — 2006. — С. 55—59.
5. Неведрова Н.Н., Шалагинов А.Е. Анизотропные модели Чуйской депрессии Горного Алтая по данным электромагнитных зондирований становлением поля. Геофизические методы при разведке недр. Национальный исследовательский Томский политехнический университет. Томск: изд-во Томского политехнического университета. — 2011. — С. 61—64.

© А.Е. Шалагинов, Н.Н. Неведрова, 2013

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ СЕЙСМИЧЕСКОЙ ДОБРОТНОСТИ
ПРОДУКТИВНОГО ИНТЕРВАЛА ПО ДАННЫМ ВСП СКВАЖИНЫ
ПЕЛЯТКИНСКАЯ-830 МОДИФИЦИРОВАННЫМ МЕТОДОМ
СПЕКТРАЛЬНЫХ ОТНОШЕНИЙ**

Михаил Евгеньевич Царапкин

ИНГГ СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, инженер лаборатории многоволновой сейсморазведки, тел. +7(383)333-39-08, e-mail: tsarapkin.mikhail@gmail.com.

Гэсэр Александрович Дугаров

ИНГГ СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, инженер лаборатории многоволновой сейсморазведки, тел. +7(383)333-39-08, e-mail: dugarovga@ipgg.sbras.ru.

Владимир Викторович Карстен

ИНГГ СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, научный сотрудник лаборатории многоволновой сейсморазведки, тел. +7(383)330-90-02, e-mail: KarstenVV@ipgg.sbras.ru.

Сергей Борисович Горшкалёв

ИНГГ СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, к.т.н., заведующий лабораторией многоволновой сейсморазведки, тел. +7(383)330-90-02, e-mail: GorshkalevSB@ipgg.sbras.ru

Сейсмическая добротность определяется по данным ВСП модифицированным методом спектральных отношений, с линейной аппроксимацией логарифмов спектров вместо их отношения, что позволило интерактивно выделять слои с постоянным Q . Анализ в различных частотных диапазонах показал изменение Q в зависимости от частоты, что требует усложнения методов анализа поглощения.

Ключевые слова: сейсмическое поглощение, ВСП, метод спектральных отношений, переменное поглощение.

**DETERMINING THE SEISMIC QUALITY FACTOR
IN THE RESERVOIR INTERVAL FROM VSP DATA OF PELYATKINSKY-830
WELL USING THE MODIFIED SPECTRAL RATIO METHOD**

Mikhail E. Tsarapkin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Acad. Koptuyuga prosp., Novosibirsk, 630090, Russia, engineer, Laboratory of multi-wave Seismic survey, tel. +7(383)330-90-02, e-mail: tsarapkin.mikhail@gmail.com

Geser A. Dugarov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Acad. Koptuyuga prosp., Novosibirsk, 630090, Russia, engineer, Laboratory of multi-wave Seismic survey, tel. +7(383)330-90-02, e-mail: dugarovga@ipgg.sbras.ru

Wladimir V. Karsten

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Acad. Koptuyuga prosp., Novosibirsk, 630090, Russia, scientist, Laboratory of multi-wave Seismic survey, tel. +7(383)330-90-02, e-mail: KarstenVV@ipgg.sbras.ru

Sergei B. Gorshkalev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Acad. Koptuyuga prosp., Novosibirsk, 630090, Russia, PhD in techn., Head of multi-wave Seismic survey laboratory, tel. +7(383)330-90-02, e-mail: GorshkalevSB@ipgg.sbras.ru

Seismic quality is determined from VSP data using the modification of the spectral ratio method using linear approximation of spectra logarithms instead of their ratio. This allowed determining the layers of constant Q interactively. Analysis of different frequency bands revealed variations of Q with frequency requiring more sophisticated technique of attenuation analysis.

Key words: seismic attenuation, VSP, spectral ratio method, attenuation variations.

Введение

Достоверное определение коэффициента поглощения сейсмической энергии в геологическом разрезе представляет весьма большой интерес, как для более обоснованного выбора параметров при коррекции частотных искажений сейсмического сигнала, связанных с затуханием, так и непосредственно, в качестве величины, характеризующей степень консолидированности вещества, и помогающей прогнозировать флюидонасыщенность пород.

Система наблюдений ВСП имеет ряд преимуществ при исследовании поглощения сейсмических волн, поскольку при ВСП имеется возможность анализировать падающую прямую волну в первых вступлениях, что значительно уменьшает влияние интерференции волн разных типов, повышает отношение сигнал/помеха, увеличивает частотный диапазон изучаемого сигнала и позволяет анализировать волны по мере их распространения.

В данной работе проводится анализ поглощения продольных волн в продуктивном интервале по данным ВСП скважины Плт-830, расположенной в Северной части западной Сибири [1].

Модель поглощающей среды

Поглощение сейсмических волн может быть описано введением мнимой составляющей упругих модулей [2], в этом случае решением волнового уравнения являются затухающие монохроматические волны вида

$$U(r, t, f) = U_0(f) \exp(-\alpha(f)z) \exp[i\pi i(f t - k(f)z)], \quad (1)$$

где $U(r, t, f)$ — смещение, создаваемое плоской волной с круговой частотой f и волновым числом $k(f)$, и регистрируемое на глубине z в момент времени t , $U_0(f)$ — амплитуда в источнике, $\alpha(f)$ — коэффициент поглощения. При ма-

лом поглощения добротность может быть аппроксимирована выражением $Q = \frac{\pi f}{C\alpha}$, где C — скорость волны, имеющей частотную дисперсию.

Известен ряд методов для определения параметров поглощения, которые можно разделить на 3 группы [3, 4]. При этом методы, основанные на изменении амплитуд, чувствительны к нестабильности условий возбуждения и приёма. Методы, использующие фазовые спектры, подвержены влиянию статических погрешностей, и методы, действующие в частотной области, оказываются наиболее помехоустойчивыми. В данной работе используется относящийся к последней группе метод спектральных отношений.

Метод спектральных отношений

Амплитудный спектр падающей волны $A(f)$, зарегистрированной при наблюдениях ВСП пунктом приёма на глубине z , может быть представлен выражением вида

$$A(f) = A_0(f) G(f) \exp(-\alpha(f)z) = A_0(f) G(f) \exp\left(-\frac{\pi f z}{Q C}\right). \quad (2)$$

Здесь $A_0(f)$ — амплитудный спектр исходного сигнала, а множитель $G(f)$ описывает все частотно-независимые изменения спектра (например, влияние геометрического расхождения).

Если теперь предположить, что добротность и фазовая скорость слабо зависят от частоты, $Q \approx Q = \text{const}$, $C \approx C = \text{const}$, то логарифм отношения амплитудных спектров $R_{z_1, z_2}(f)$ сигналов на двух глубинах z_1 и z_2 может быть аппроксимирован прямой с параметрами h_{z_1, z_2} и k_{z_1, z_2}

$$R_{z_1, z_2}(f) = \ln\left(\frac{A_{z_2}(f)}{A_{z_1}(f)}\right) = \ln\left(\frac{G_{z_2}(f)}{G_{z_1}(f)}\right) - \frac{\pi(z_2 - z_1)}{CQ}f = h_{z_1, z_2} + k_{z_1, z_2}f, \quad (3)$$

откуда можно определить интервальную добротность

$$Q_{z_1, z_2} = \frac{\pi(z_2 - z_1)}{-k_{z_1, z_2}} = \frac{\pi(t_2 - t_1)}{-k_{z_1, z_2}} \quad (4)$$

где t_1 и t_2 — времена первых вступлений прямой волны на глубинах z_1 и z_2 , соответственно.

Модифицированный метод спектральных отношений

Поскольку логарифм отношения амплитудных спектров $R_{\epsilon_1, z_2, f}$ представляет собой разность логарифмов амплитудных спектров на соответствующих глубинах

$$R_{\epsilon_1, z_2, f} = \ln A_{\epsilon_2, f} - \ln A_{\epsilon_1, f}, \quad (5)$$

а выражения для коэффициентов аппроксимирующей прямой являются линейными по отношению к аппроксимируемым значениям, можно провести аппроксимацию логарифма амплитудного спектра сигнала

$$\ln A_{\epsilon, f} \approx h_{\epsilon} + k_{\epsilon} f \quad (6)$$

на всех глубинах, и для параметра k_{ϵ} будет соблюдаться условие

$$k_{\epsilon_1, z_2} = k_{\epsilon_1} - k_{\epsilon_2}. \quad (7)$$

Таким образом, k_{ϵ} представляет собой аддитивный параметр, отражающий изменение спектра сигнала в результате поглощения, и в слоях с постоянной добротностью Q он должен уменьшаться линейно. Соответственно, выделяя на графике k_{ϵ} линейные участки, можно разбить изучаемый интервал на слои с постоянной добротностью $Q = \pi \frac{\Delta t}{\Delta k} = \frac{\pi}{C} \frac{\Delta z}{\Delta k}$, определяемой скоростью изменения параметра k_{ϵ} .

Модифицированный метод спектральных отношений реализован в виде модуля интерактивной системы обработки данных ВСП «VSPLab», разработанной в лаборатории многоволновой сейсморазведки ИНГГ СО РАН.

Обработка данных ВСП

Определение поглощения производилось по данным z-компоненты с ближнего ПВ с выносом 272 м, отработанного с взрывным источником. Предварительно была выполнена нормировка в окне падающих продольных волн и их выделение. Анализ проводился в окне 140 мс от времени первых вступлений. В этом окне, помимо падающей прямой волны, содержатся нисходящие волны-спутники разной кратности, однако, поскольку все эти волны распространяются по близким субвертикальным лучам, параметры затухания у них одинаковы.

Анализируемые изменения спектра с глубиной, и пластовая разбивка показаны на рис. 1. На нем видно сильное затухание спектра на высоких частотах.

Анализ поглощения проводился как в частотном диапазоне, 10 — 60 Гц, захватывающем основную энергию сигнала, так и отдельно в поддиапазонах 10 — 35 Гц и 35 — 60 Гц. Определение пластовых значений добротности в различных частотных диапазонах показано на рис. 2.

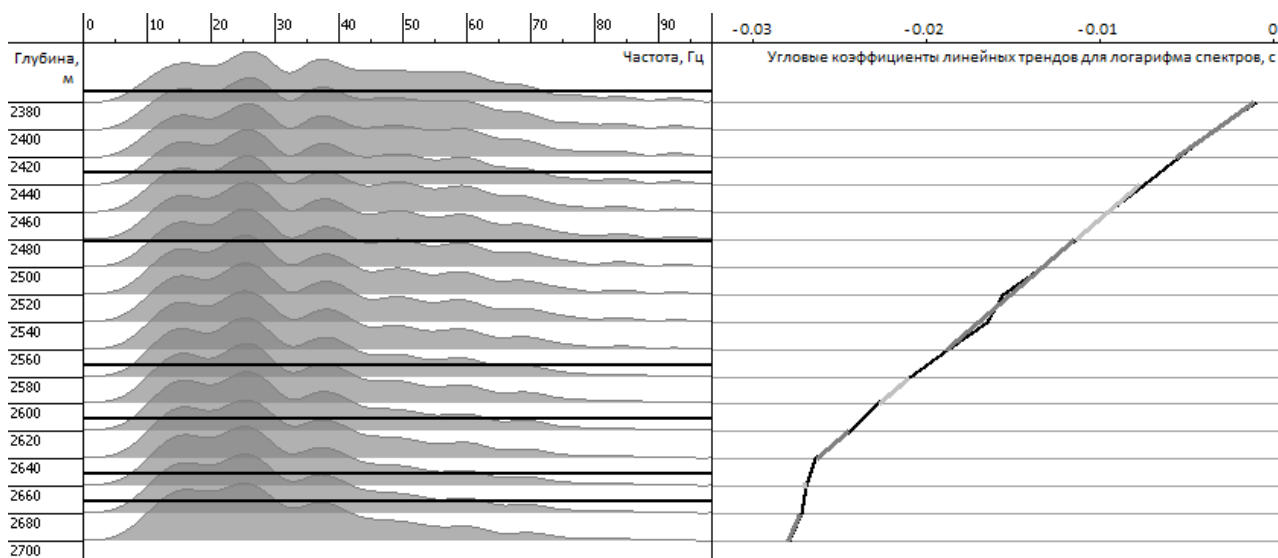


Рис. 1. Одно из окон модуля анализа поглощения в системе «VSPLab». В левой части показаны спектры в окне анализа и пластовая разбивка, в правой — график параметра $k(z)$ (чёрная линия) и его послойная линейная аппроксимация (серая линия)

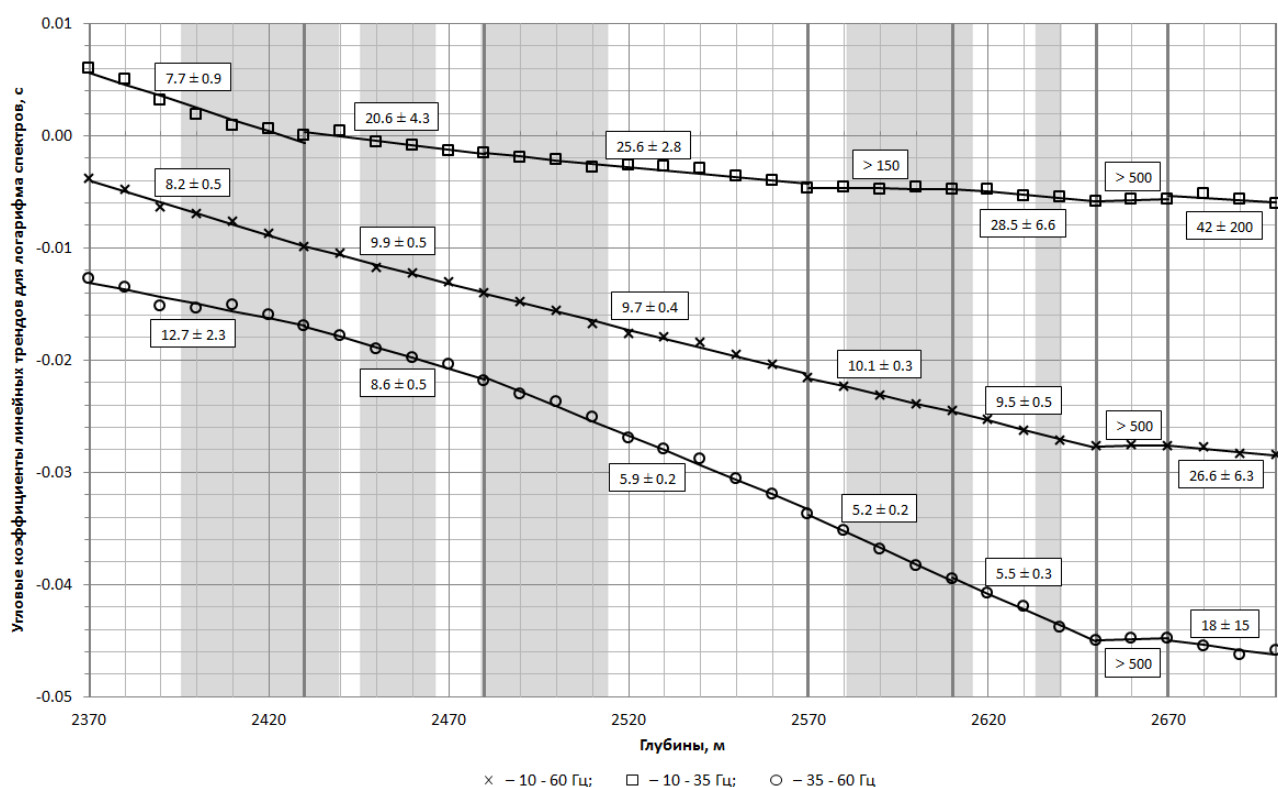


Рис. 2. Значения параметра $k(z)$, определённые в различных частотных диапазонах, и их послойная линейная аппроксимация. Подписаны найденные значения добротности. Серым цветом выделены газонасыщенные интервалы

Аппроксимация линейными трендами угловых коэффициентов трендов логарифма спектров и получившиеся значения добротностей Q приведены на рис. 2. Видно, что в основной части анализируемого интервала добротность не превышает 30, и определяется с погрешностью не более 30%. При этом значения добротности, найденные в высокочастотном диапазоне, ниже значений, полученных на низких частотах. Графики определённых в различных частотных диапазонах пластовых значений добротности приведены на рис. 3.

Заключение

Проведённый анализ показал, что достаточно низкая (не превышающая 30) добротность газонасыщенных слоёв толщиной не менее 40 м может быть определена методом спектральных отношений с точностью до 30%, и введённый аддитивный параметр позволил более надёжно определить границы этих слоёв. Обнаруженная зависимость добротности от частоты требует проведения дополнительных исследований и усложнения методов анализа поглощения.

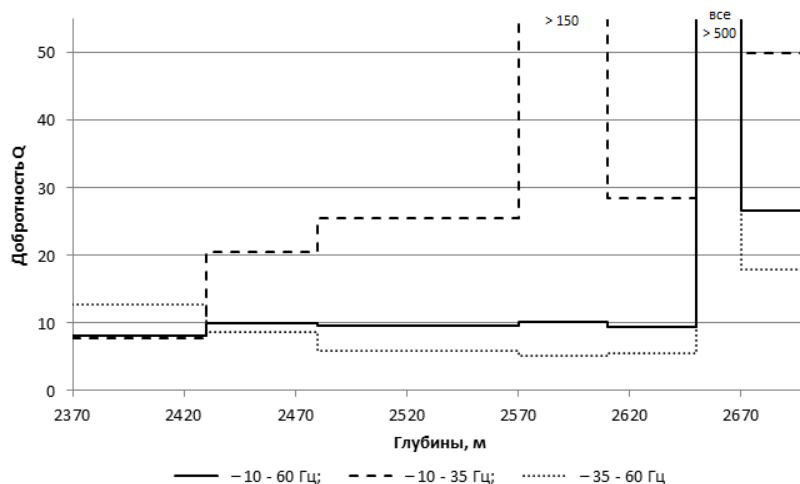


Рис. 3. Пластовые значения добротности, определённые в различных частотных диапазонах

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. С.Б. Горшкалев, В.В. Карстен, Е.В. Афолина, П.С. Бекешко, И.В. Корсунов. Результаты изучения азимутальной анизотропии геологического разреза на Пеляткинской площади по данным многоволнового ВСП и сейсморазведки 3D. // Технологии сейсморазведки, № 3, с. 60-70, 2011.
2. К. Аки, П. Ричардс. Количественная сейсмология. Том 1. М., Мир, 1983.
3. Tonn R. The determination of the seismic quality factor Q from VSP data: a comparison of different computational methods // Geophysical Prospecting, v. 39, pp 1-27, 1991.
4. Blas E. Accurate interval Q -factor estimation from VSP data // Geophysics, v. 77, n. 3, pp WA149-WA156, 2012.

© М.Е. Царапкин, Г.А. Дугаров, В.В. Карстен, С.Б. Горшкалёв, 2013

АНАЛИЗ РАЗМЕЩЕНИЯ НЕТРАДИЦИОННЫХ НЕФТЕЙ РОССИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ИНФОРМАЦИОННО-ВЫЧИСЛИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ПО НЕФТЯНОЙ ГЕОЛОГИИ

Ирина Германовна Яценко

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, 634021, Россия, г. Томск, пр. Академический, 4, канд. геол.-минерал. наук, зав. лаборатории "Научно-исследовательский информационный центр с музеем нефтей", тел. (3822)49-18-11, e-mail: sric@ipc.tsc.ru

Галина Владимировна Нестерова

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. ак. Коптюга, 3, к.т.н., старший научный сотрудник лаборатории электромагнитных полей, тел. (383)330-49-53, e-mail: NesterovaGV@ipgg.sbras.ru

В статье рассмотрено региональное размещение российских тяжелых и вязких нефтей как нетрадиционных нефтей с аномальными физическими свойствами с применением информационно-вычислительной системы по нефтяной геологии на основе ГИС-технологий и базы данных по химии нефти. Проведен сравнительный анализ физико-химических свойств тяжелых и вязких нефтей основных нефтегазоносных бассейнов России.

Ключевые слова: тяжелая нефть, вязкая нефть, Россия, база данных, месторождения, нефтегазоносный бассейн, физико-химические свойства нефти.

ANALYSIS OF PLACEMENT OF UNCONVENTIONAL OILS OF RUSSIA USING INFORMATION-PROCESSING SYSTEM FOR OIL GEOLOGY

Irina G. Yashchenko

Institute of Petroleum Chemistry, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 4, Akademicheskoy Avenue, 634021, Russia, Tomsk, Ph.D. in Geology and Mineralogy, Head of the Laboratory, tel. (3822)49-18-11, e-mail: sric@ipc.tsc.ru

Galina V. Nesterova

Trofimuk Institute of petroleum geology and geophysics, Siberian branch of Russian Academy of Science, 3, Koptug, 630090, Russia, Novosibirsk, Ph.D., senior researcher of Laboratory of electromagnetic fields, tel. (383)330-49-53, email: NesterovaGV@ipgg.sbras.ru

In the article the regional location of Russian heavy and viscous oils as unconventional oil with abnormal physical properties is considered. The Information-processing system for petroleum geology based on GIS technology and database on the chemistry of oil is used. A comparative analysis of physical and chemical properties of heavy and viscous oil major oil and gas basins of Russia is carried.

Key words: heavy oil, viscous oil, Russia, database, fields, oil and gas basin, physical and chemical properties of oil.

Ухудшение структуры углеводородных запасов – общемировая тенденция. Для России общие закономерности развития нефтегазового комплекса состоят в

следующем – ухудшение горно-геологических и природно-климатических условий разведки и разработки месторождений, рост их удаленности от центров переработки и сбыта. В традиционных районах добычи (Западная Сибирь, Северный Кавказ, Урало-Поволжье, Тимано-Печора) наблюдается увеличение глубины залегания продуктивных пластов, снижение объема запаса, усложнение геологического строения, уменьшение пластовых давлений, ухудшение коллекторов и не менее важная тенденция – это увеличение доли добычи нетрадиционных нефтей с аномальными физическими свойствами (высокие плотность и вязкость) [1].

Известно, что в мире запасы тяжелой и вязкой нефти примерно в 5 раз превышают **объем запасов нефти малой и средней вязкости и нетрадиционная нефть** рассматривается в качестве основного резерва мировой добычи нефти. Ежегодно в мире добывается около 4 млрд. т нефти, а объем добычи вязких (ВН) и тяжелых (ТН) нефтей составляет примерно 500 млн. т, т.е. 1/8 общемировой добычи. В соответствии с прогнозами, при сохранении темпов приращення добычи на существующем уровне производство нетрадиционной нефти увеличится к 2030 г. в 4 раза. Значительными запасами вязких и тяжелых нефтей обладает Россия – около 7 млрд. т. Интерес к такой нефти увеличивается по мере роста цен на нефть и в связи с начавшимся периодом истощения многих крупных и мелких российских нефтяных месторождений [1-3]. В связи с этим является актуальным анализ размещения ТН и ВН и их свойств на территории России, что и является целью данной работы.

Огромный объем информации, необходимый для исследования распределения нетрадиционной нефти по физико-химическим свойствам, привел к созданию в Институте химии нефти СО РАН информационно-вычислительной системы по нефтяной геологии на основе ГИС-технологий и мировой базы данных (БД) по химии нефти, структура и содержание которой описаны в наших работах [4 - 6]. В настоящее время мировая база данных по физико-химическим свойствам нефтей включает описания более 21500 образцов нефти, в которой содержится 4835 описаний образцов тяжелой и 2311 вязкой нефти.

Для проведения статистического анализа данных и для отображения на цифровых картах статистических характеристик исследуемых показателей необходимо классифицировать тяжелую и вязкую нефть. Для этих целей пригодна разработанная авторами на основе информации из БД классификация нефти, в которой определены следующие классификационные интервалы изменения плотности и вязкости тяжелых и вязких нефтей – у тяжелой и вязкой нефти плотность выше значения $0,88 \text{ г/см}^3$, вязкость при 20°C – $35 \text{ мм}^2/\text{с}$. Эти значения плотности и вязкости нефти соответствуют пределу, за которым начинаются осложнения при добыче, транспортировке и переработке нефти, приводящие к росту ее себестоимости.

На рис. 1 приведены диаграммы распределения нефти по значению плотности и вязкости. Как видно из рис. 1а и 1б, количество нефтей по классам (легкие, средние и тяжелые; маловязкие, средневязкие и вязкие) распределилось почти одинаково – более 66 % общей выборки составляют легкие и средние по плот-

ности нефти на рис. 1а и маловязкие и средневязкие нефти на рис. 1б, а количество тяжелых и вязких нефтей составляет чуть больше 33 % общей выборки.

Установлено, что почти во всех нефтегазоносных бассейнах (НГБ) России (рис. 2) встречаются месторождения с тяжелыми и вязкими нефтями. Наибольшая концентрация месторождений с такими нефтями имеет место в Волго-Уральском и Тимано-Печорском бассейнах, где в среднем в каждом втором месторождении залегает тяжелая или вязкая нефть. Самой вязкой и тяжелой в России является нефть Тимано-Печорского НГБ, особенно в месторождениях Усинское и Ярегское (табл. 1). В Западной Сибири самые тяжелые и вязкие нефти находятся в Ван-Еганском, Русском и Мамонтовском месторождениях, а Волго-Уральском НГБ – в Макаровском и Новокахинском месторождениях (табл. 1). Как видно из табл. 1, основные запасы ТН и ВН находятся в уникальных по запасам (более 300 млн. т нефти) месторождениях трех бассейнов – Волго-Уральском, Западно-Сибирском и Тимано-Печорском.

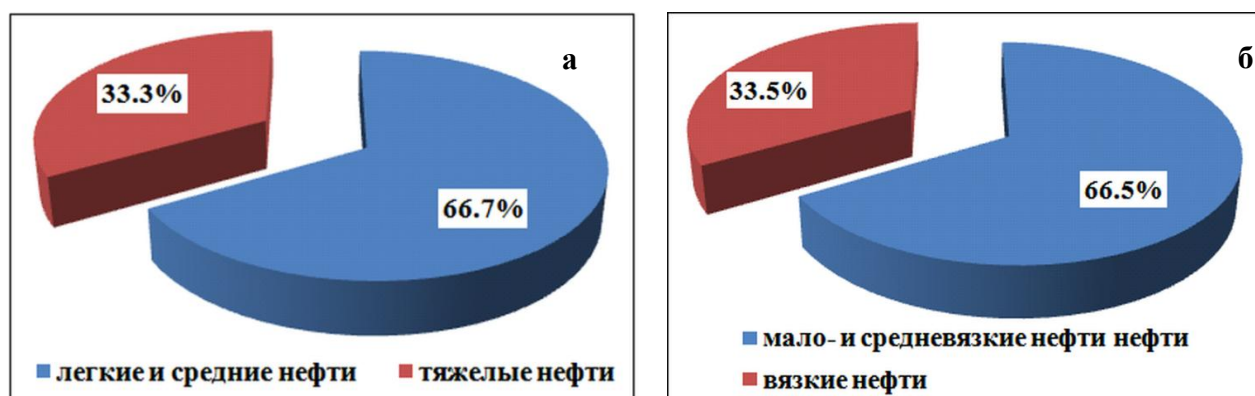


Рис. 1. Распределение количества залежей по плотности (а) и вязкости (б) на основе информации БД

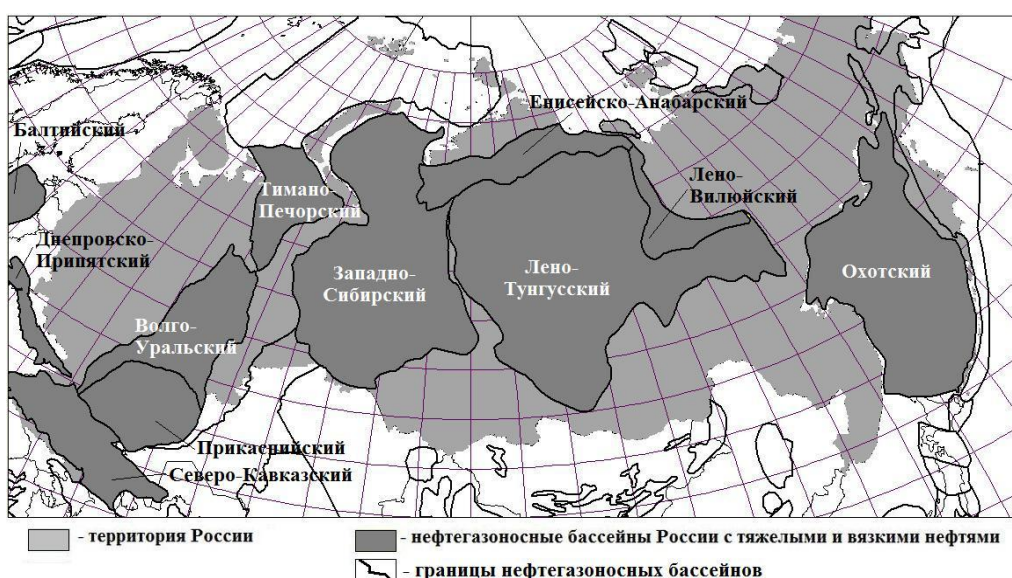


Рис. 2. Нефтегазоносные бассейны России с вязкими и тяжелыми нефтями

Таблица 1

**Распределение основных уникальных месторождений
с вязкой и тяжелой нефтью на территории России**

Месторожде- ние	Нефтегазоносный бассейн	Среднее значение вязкости нефти при 20 ⁰ С по месторождению, мм ² /с	Среднее значение плотности нефти по месторождению, г/см ³
Ромашкинское	Волго-Уральский	25,24	0,8729
Ван-Еганское	Западно- Сибирский	294,70	0,9135
Чаяндинское	Лено-Тунгусский	43,71	0,8772
Приобское	Западно- Сибирский	31,83	0,8705
Усинское	Тимано- Печорский	2542,80	0,9265
Мамонтовское	Западно- Сибирский	39,22	0,8835
Макаровское	Волго-Уральский	86,45	0,9413
Новохазинское	Волго-Уральский	35,73	0,8915
Русское	Западно- Сибирский	542,28	0,9354
Федоровское	Западно- Сибирский	37,68	0,8687
Арланское	Волго-Уральский	31,25	0,8948
Ярегское	Тимано- Печорский	11988,41	0,9437

Распределение разведанных ресурсов тяжелой нефти по субъектам Российской Федерации показало (рис. 3а), что ресурсы ТН в Тюменской области вместе с Ханты-Мансийским АО составляют примерно 1/3 общих российских запасов, в Татарстане и Пермской крае – примерно 1/6 соответственно, а ресурсы Ямало-Ненецкого АО и в сумме Республики Коми и Ненецкого АО – около 1/10 соответственно. На рис. 3б показано, что ресурсы ВН в Ханты-Мансийском АО составляют примерно 1/3 российских запасов, ресурсы ВН в Татарстане - 1/5, а ресурсы Республики Коми вместе с ресурсами Ненецкого АО – около 1/10. Соответственно основными российскими центрами добычи вязкой и тяжелой нефти являются Волго-Уральский, Западно-Сибирский и Тимано-Печорский нефтегазоносные бассейны. Характеристики физико-химических свойств ТН и ВН этих бассейнов показаны в табл. 2.

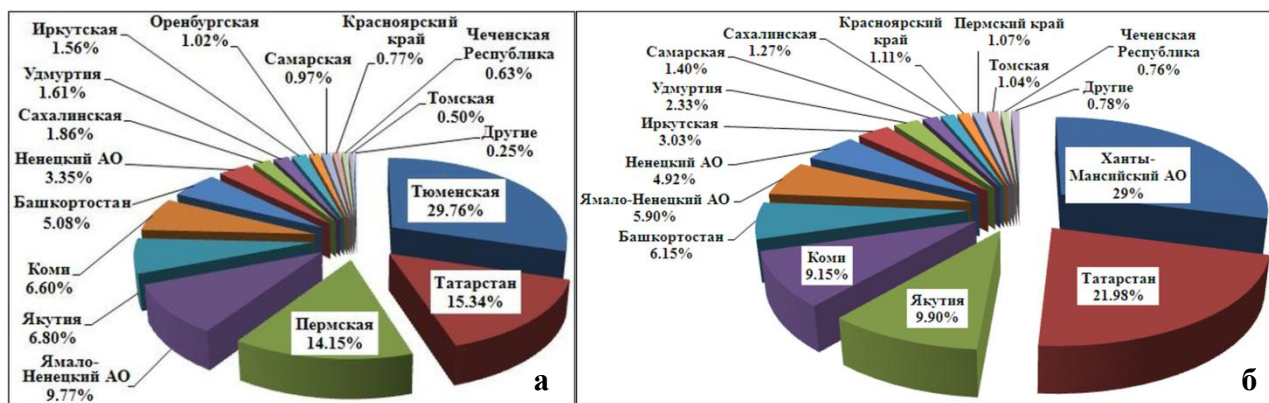


Рис. 3. Распределение ресурсов тяжелой (а) и вязкой (б) нефти по субъектам Российской Федерации

Таблица 2

Физико-химические свойства тяжелых и вязких нефтей России

Физико-химические показатели	Западно-Сибирский НГБ	Тимано-Печорский НГБ	Волго-Уральский НГБ
Тяжелые нефти			
Плотность, г/см ³	0,9005	0,9403	0,9138
Вязкость, мм ² /с	138,91	2948,36	308,91
Содержание серы, %	1,18	1,99	2,89
Содержание парафинов, %	3,55	2,55	3,82
Содержание смол, %	10,89	17,98	21,87
Содержание асфальтенов, %	2,70	6,42	6,29
Термобарические условия залегания			
Температура пласта, °С	70,99	30,45	28,21
Пластовое давление, МПа	21,83	14,33	15,03
Глубина залегания, м			
	Почти 71 % находится на глубине ниже 2000 м, от 1000 м до 2000 м – 18,6 %	22 % находится на глубине ниже 2000 м, от 1000 м до 2000 м – 37 %	Около 6 % находится на глубине ниже 2000 м, от 1000 м до 2000 м – 71 %
Вязкие нефти			
Плотность, г/см ³	0,8899	0,9275	0,9120
Вязкость, мм ² /с	120,90	4035,97	137,97
Содержание серы, %	1,27	1,80	2,87
Содержание парафинов, %	4,28	3,15	3,94
Содержание смол, %	10,47	15,31	19,48
Содержание асфальтенов, %	2,40	7,30	5,71
Термобарические условия залегания			
Температура пласта, °С	74,64	30,29	29,41
Пластовое давление, МПа	22,53	15,72	14,35
Глубина залегания, м			
	Более 73 % находится на глубине от 2000 м до 3000 м	Более 75 % находится на глубине от 1000 м до 2000 м	Более 78 % находится на глубине до 1000 м

Как видно из табл. 2, западно-сибирская вязкая и тяжелая нефть находится в пластах с повышенными температурой и давлением, пласты в основном приурочены к глубине от 2000 до 3000 м и по своим характеристикам отличается от тимано-печорской и волго-уральской – менее тяжелая и вязкая, с меньшим содержанием серы, смол и асфальтенов, но с более высокой концентрацией парафинов. Следовательно, сравнительный анализ свойств ТН и ВН рассматриваемых НГБ показал, что чем ниже глубина залегания, тем меньше плотность и вязкость, концентрации серы, смол и асфальтенов, но содержание парафинов увеличивается.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Коржубаев А.Г. Не ждать милостей от недр // Нефть России. – 2011. - № 3. – С. 18-24.
2. Гарушев А.Р. О роли высоковязких нефтей и битумов как источнике углеводородов в будущем // Нефтяное хозяйство. – 2009. - № 3. – С. 65-67.
3. Максutow Р., Орлов Г., Осипов А. Освоение запасов высоковязких нефтей в России // Технологии ТЭК. - № 6. - 2005. - С. 36–40.
4. Полищук Ю.М., Яценко И.Г. Физико-химические свойства нефтей: статистический анализ пространственных и временных изменений. - Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2004 - 109 с.
5. Ан В.В., Козин Е.С., Полищук Ю. М., Яценко И.Г. База данных по химии нефти и перспективы ее применения в геохимических исследованиях // Геология нефти и газа. - 2000. - № 2. – С. 49 – 51.
6. Пат. 2001620067 РФ. База данных по составу и физико-химическим свойствам нефти и газа (БД нефти и газа) / Ю.М. Полищук, И.Г. Яценко, Е.С. Козин, В.В. Ан; заявитель и патентообладатель Институт химии нефти СО РАН. – № 2000620096; Заявл. 23.10.2000; Опубл. 16.05.2001. – 1 с.

© И.Г. Яценко, Г.В. Нестерова, 2013

О МОДЕЛИ РЕЛАКСАЦИИ СОПРОТИВЛЕНИЯ В МЕТОДАХ СЕЙСМОЭЛЕКТРОРАЗВЕДКИ

Владимир Викторович Филатов

ФГУП «СНИИГГиМС», 630091, Россия, г. Новосибирск, ул. Красный проспект, 67, гл. научный сотрудник, д.ф.-м. н., тел. 2224722, e-mail: filatov@sniiggims.ru

В статье рассмотрена возможная модель релаксации сопротивления среды при упругом воздействии.

Ключевые слова: сейсмоэлектрический эффект, релаксация сопротивления, фрактальные модели, дифференциальные уравнения с дробными производными.

ON RESISTIVITY RELAXATION'S MODEL IN EXPLORATION BY SEISMOELECTRIC METHOD

Vladimir V. Filatov

Federal State Unitary Enterprise "Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources" (FGUP SNIIGGiMS), 67 Krasny Pr., Novosibirsk, 630091, Russian Federation, main scientific associate, Doctor of Science, e-mail filatov@sniiggims.ru

The article proposes one of possible Earth resistivity relaxation's model at execution elastic action.

Key words: *seismoelectric effect*, resistivity relaxation's fractal models, *fractional* differential equations.

Методы сейсмоэлектроразведки давно привлекают внимание геофизиков. В основании такого интереса лежат следующие причины. Сейсмоэлектроразведка наряду с немногими электроразведочными методами не относится к методу сопротивлений. В основе его лежат совсем иные принципы, что позволяет существенно дополнить и уточнить получаемые результаты.

Как показано многочисленными исследованиями, рассмотренными в обзоре, на величину проявления сейсмоэлектрического эффекта 1 рода (изменение электрических свойств среды под влиянием упругого воздействия) влияют: минеральный состав твердого скелета осадочной горной породы и его структура; пористость (открытая и закрытая); проницаемость и структура поровых каналов; состав и объем минерального цемента; «извилистость» поровых каналов; состав и минерализация электролита, насыщающего поры; наличие и количество в составе горной породы включений нефти и газа; наличие и состав акцессорных минералов (влияющих на свойства и однородность двойного электрического слоя); смачиваемость. Влияет также температура и, весьма вероятно, горное давление.

Поэтому говорить о создании общей схемы релаксации сопротивления под влиянием упругого воздействия по-видимому преждевременно. Но в ряде случаев модель такой релаксации может быть создана.

Релаксация сопротивления в модели фрактальной среды

Рассмотрим подробнее процесс релаксации сопротивления, который происходит после окончания упругого воздействия на среду.

Обычное уравнение релаксации, описывающее движение к положению равновесия имеет вид

$$\frac{d(\Delta f)}{dt} + \lambda(\Delta f) = 0,$$

где $\Delta f = f - f_0$ - отклонение некоторой физической величины от положения равновесия, λ - константа затухания.

Проинтегрируем это уравнение в некоторых пределах, то есть, рассмотрим некоторое осреднение рассматриваемой величины на интервале $(T, T+\Delta T)$

$$\frac{f(T + \Delta T) - f(T)}{\Delta T} + \frac{\lambda}{\Delta T} \int_T^{T+\Delta T} \Delta f(\tau) d\tau = 0$$

Если процесс затухания, то есть, процесс потери энергии непрерывен в течении всего временного интервала ΔT , то для осредненного значения рассматриваемой величины

$$\langle \Delta f \rangle = \frac{\lambda}{\Delta T} \int_T^{T+\Delta T} \Delta f(\tau) d\tau$$

мы получим такое же уравнение

$$\frac{d(\langle \Delta f \rangle)}{dt} + \lambda(\langle \Delta f \rangle) = 0$$

Качественно иная ситуация возникает, если процесс потери энергии носит некоторый дискретный характер, то есть происходит не непрерывно в течении всего интервала ΔT , а занимает только часть этого интервала. Можно показать, что, учитывая фрактальность структуры горной породы, уравнение в осредненном масштабе при этом примет вид уравнения в дробных производных [1]:

$$\frac{d^\nu(\langle \Delta f \rangle)}{dt^\nu} + \lambda(\langle \Delta f \rangle) = 0$$

или так называемого уравнения "сверхмедленной" релаксации. С точки зрения физики это уравнение описывает движение к положению равновесия, когда в процесс потери энергии вовлечена только часть состояний физической системы, определяемая фрактальной размерностью ν .

Уравнение сверхмедленной релаксации имеет точное решение $R_\nu(\tau)$, выражаемое достаточно сложной функцией (τ - безразмерное время).

Однако в простых случаях можно получить явные выражения процесса релаксации, имеющие простую форму [1].

1) $\nu=0$. Релаксации нет, потери энергии отсутствуют.

2) $\nu=1$. Имеет место непрерывный процесс потери энергии, приводящий к обычной экспоненциальной релаксации:

$$R_1(\tau) = \exp(-\lambda \tau).$$

3) $\nu < 1$. В этом случае можно получить два предельных случая

$R_\nu(\tau) \approx \exp(-\tau^\nu)$ - экспоненциальный закон Уильямса-Уотса или

$R_\nu(\tau) \approx \frac{\tau^{-\nu}}{\Gamma(1-\nu)}$, при котором экспоненциальный процесс вырождается в степенной.

Весьма вероятно, что процесс релаксации сопротивления происходящий под влиянием упругого воздействия во фрактальной среде должен носить именно такой дискретный характер, поскольку во взаимодействие вовлечена не вся среда, а только ее часть, обусловленная трещинными порами.

Попытаемся проверить это утверждение.

Нами были рассмотрены кривые релаксации сопротивления, полученные в ходе физического моделирования сейсмoeлектрического эффекта на различных образцах горных пород. При этом практически все кривые с большой точностью аппроксимируются функциями вида $\rho_\nu(\tau) = A \exp(-\lambda \tau^\nu)$. Примеры таких кривых приведены на рис. 1-2.

На рисунках отображаются две стадии изменения сопротивления. Спадающая часть кривой соответствует падению сопротивления в процессе упругого воздействия, а возрастающая - характеризует релаксацию сопротивления к исходному значению.

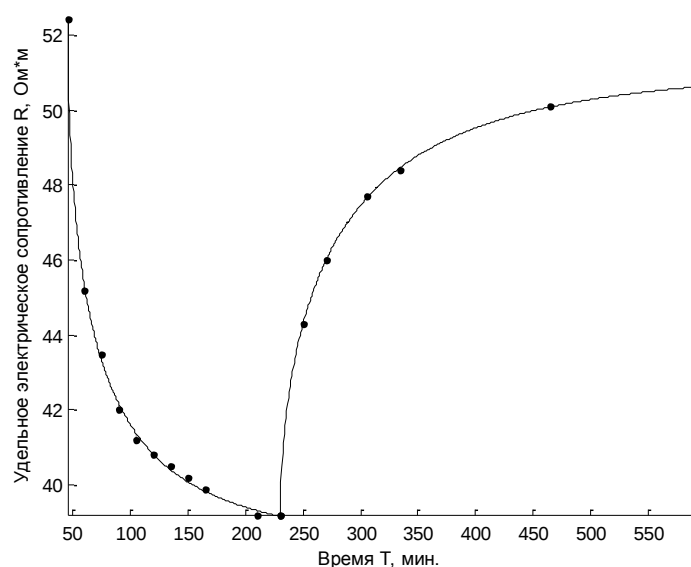


Рис. 1. Релаксация сопротивление на образце карбонатных пород ($\nu=0.59$)

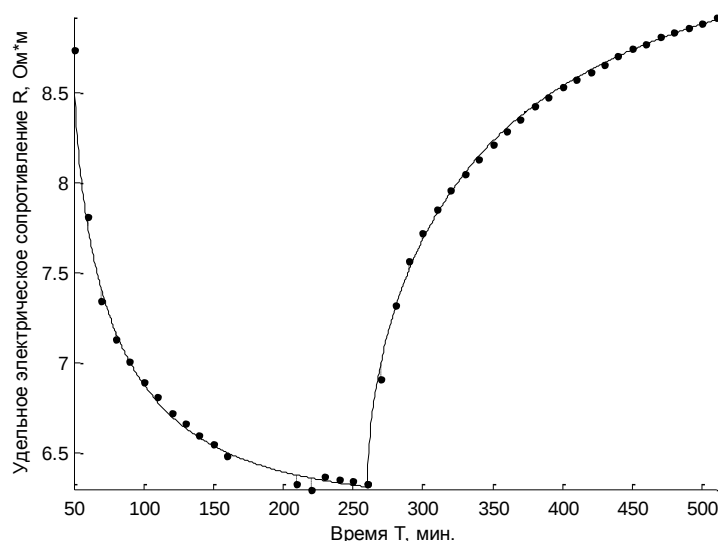


Рис. 2. Релаксация сопротивление на образце карбонатных пород ($\nu=0.612$)

Отметим, что параметры такой релаксации могут являться дополнительными характеристиками среды. При этом, например величина ν является более устойчивой, чем амплитуда и время релаксации сопротивления под влиянием упругого воздействия, которые даже для сходных образцов могут существенно отличаться, как видно из рис. 3.

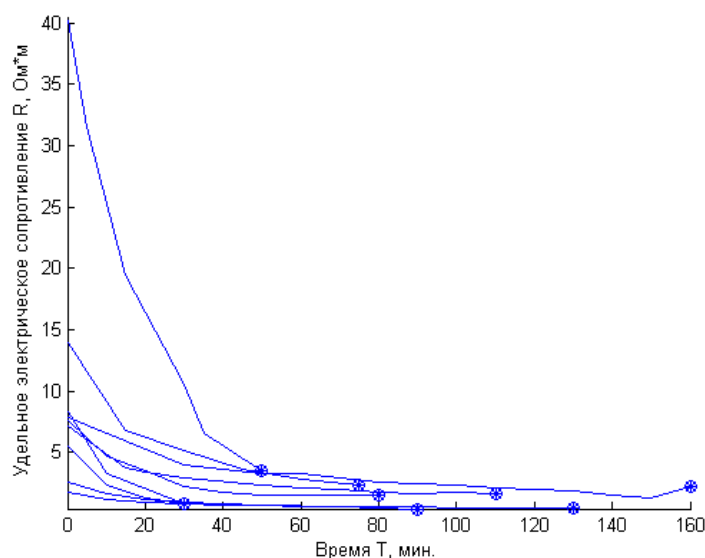


Рис. 3. Релаксация сопротивления под влиянием упругого воздействия на различных образцах керна карбонатных пород, извлеченных с одной площади. Звездочка обозначает конец процесса релаксации

Точный петрофизический смысл этого параметра еще предстоит выяснить, однако из теоретических предпосылок процесса сверхмедленной релаксации и результатов физического моделирования ясно, что его величина может быть

обусловлена степенью трещиноватости, причем не абсолютным показателем трещиноватость, а скорее степенью разветвленности трещин.

Таким образом, мы видим, что в результате упругого воздействия в среде возникает достаточно медленный релаксационный процесс, который может быть зафиксирован при практических измерениях, что позволит получить дополнительную информацию о среде.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1.Helioder F. Du Temps Irreversible en Geometrie Fractale. [Text] /Helioder F., Nigmatullin R.R., Riot P., Le Mehaute A./ Paris: Hermes, 1994. – 246 p

© *В.В.Филатов, 2013*

КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА ГИДРАТОСОДЕРЖАНИЯ В ОБРАЗЦЕ ПО ДАННЫМ ИЗМЕРЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРНОГО ПОЛЯ ОТ ЛИНЕЙНОГО ИСТОЧНИКА ТЕПЛА

Ирина Игоревна Фадеева

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. ак. Коптюга, 3, аспирант, тел. 89537639528, e-mail: fadeevaii@ipgg.sbras.ru

Антон Альбертович Дучков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. ак. Коптюга, 3, зав. лаб., к.ф.-м.н., тел. (383)-335-64-56, e-mail: duchkovaa@ipgg.nsc.ru

Михаил Евгеньевич Пермяков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. ак. Коптюга, 3, научный сотрудник, к.т.н., тел. (383)-330-25-91, e-mail: permyakovme@ipgg.sbras.ru

В статье рассмотрена задача количественной оценки гидратосодержания в осадках по данным повторных измерений температурного поля от линейного источника. Мощность источника выбирается так, чтобы в первом измерении гидрат не разлагался, а во втором – разлагался. Затем решается оптимизационная задача определения параметров модели, одним из которых является гидратосодержание. Проведена обработка экспериментальных данных по нагреванию лабораторных образцов, получены значения гидратосодержания с оценкой точности в 30%. Эти значения согласуются с независимыми оценками. Метод может быть использован при поиске и изучении поддонных скоплений газовых гидратов.

Ключевые слова: гидрат метана, измерение тепло- и температуропроводности, количественная оценка.

QUANTITATIVE EVALUATION OF HYDRATE CONTENT WITHIN THE SAMPLE BY MEASURING THE TEMPERATURE FIELD FROM A LINEAR HEAT SOURCE

Irina I. Fadeeva

A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, pr. ac. Koptuyuga, 3, PhD student, tel. 89537639528 e-mail: fadeevaii@ipgg.sbras.ru

Anton A. Duchkov

A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, pr. ac. Koptuyuga, 3, Head of research laboratory, PhD (geophysics), tel. (383)-335-64-56, e-mail: duchkovaa@ipgg.nsc.ru

Michael E. Permyakov

A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, pr. ac. Koptuyuga, 3, Research officer, PhD (geophysics), tel.:(383)3302591, e-mail: permyakovme@ipgg.sbras.ru

The problem of quantitative evaluation of hydrate content in sediment according to repeated measurements of the temperature field of a line source is considered in this paper. Two measurements are made with different heat power. In the first case hydrate remains stable and in the second one it decomposes. An optimization problem is then solved to get model parameters one of which is hydrate content. Experimental data of laboratory samples heating were processed to obtain hydrate content with accuracy estimation of 30%. The obtained content values are in good agreement with independent estimates. This technique can be applied when finding and researching of sub-bottom gas hydrates accumulations.

Key word: methane hydrate, measuring of thermal conductivity and thermal diffusivity, quantitative evaluation.

В настоящее время все большее значение приобретает задача поиска и изучения скоплений газовых гидратов, в том числе, в придонном слое осадков акваторий. Для решения этой задачи, в частности, может быть использован геотермический метод, заключающийся в измерении нестационарной температуры при нагревании гидратосодержащей среды линейным источником тепла (игольчатым зондом, см. рис. 1) постоянной мощности, как в условиях устойчивого состояния газовых гидратов в течение всего нагрева (стабильная обстановка), так и при его разложении (нестабильная обстановка). Показано, что разложение газогидратов при нагревании приводит к качественному изменению поведения термограммы, представляющей собой график изменения температуры со временем [1, 2].

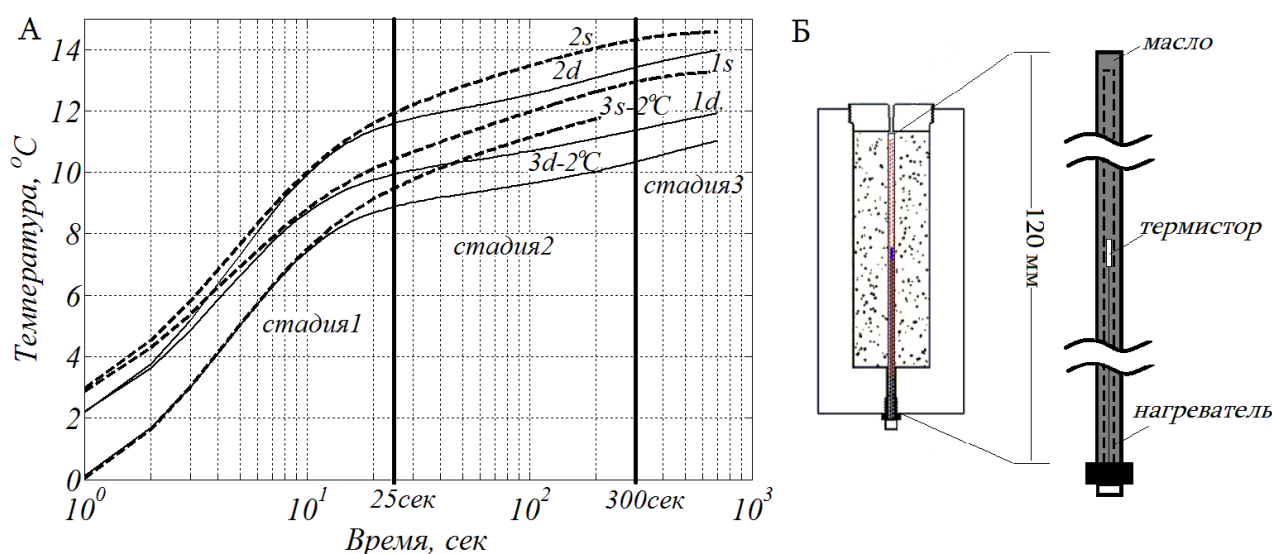


Рис. 1. Экспериментальные термограммы (А). *s* – стабильная термограмма (пунктир), *d* – нестабильная (сплошная). Термограммы эксперимента 3 смещены на 2°C вниз по оси ординат. Мощность нагревателя для всех трех экспериментов 6.74 Вт/м. Схема игольчатого зонда (Б)

На рис. 1 представлены такого рода термограммы трех экспериментов (1, 2, 3). В одном эксперименте исследовался один образец с метангидратом в по-

рах. В ходе одного эксперимента (для одного образца) получали два типа термограмм, характеризующие две принципиально разные обстановки: стабильная и нестабильная. В работе [3] сделана количественная интерпретация такого рода термограмм и показано, что по ним можно оценить массу разложившегося газогидрата.

В настоящей работе использовалось автомодельное решение одномерной задачи о фазовом переходе в среде с осевой симметрией при нагревании бесконечно тонким линейным источником. Сформулирована обратная задача определения количественного содержания гидрата в осадках. Предложен метод ее решения: оптимизационная постановка с использованием двух термограмм.

Для описания стабильных экспериментальных термограмм используется аналитическое решение одномерного уравнения теплопроводности в цилиндрических координатах с линейным источником тепла постоянной мощности в центре [4]. Для описания нестабильных экспериментальных термограмм используется аналитическая модель разложения газогидратов при нагревании их линейным источником [2]. Оптимизация выполняется на выделенном участке термограмм (стадия 2, рис.1).

Для формализации обратной задачи, решение прямой задачи [4], без разложения, и [2], с разложением, выражается через параметры модели b . Тогда распределение температуры вблизи зонда для стабильной обстановки, выраженное через параметры модели, b^{st} , будет иметь вид:

$$T(r_0, t) = b_1^{st} + b_2^{st} \cdot E_1 \left(b_3^{st} / t \right) \quad (1)$$

Для нестабильной обстановки, тому же выбранному интервалу времени, соответствует среда без гидрата, и распределение температуры, выраженное через параметры модели, b^d , имеет вид:

$$T(r_0, t) = b_1^d + b_2^d \cdot E_1 \left(b_3^d / t \right) \quad (2)$$

Параметры модели, записанные через параметры среды, приведены в табл. 1.

Таблица 1

Параметры модели

Парам модели	Стабильная обстановка (st)	Нестабильная обстановка (d)	Диапазон изменения параметров (b)
	Выражение через параметры среды		
b_1	T_0	$T_{ph} - Q/4\pi\lambda_1 \cdot E_1(x)$	от 0 до 10
b_2	$Q/4\pi\lambda_2$	$Q/4\pi\lambda_1$	от 0.1 до 3
b_3	$r_0^2/4a_2$	$r_0^2/4a_1$	от 0.2 до 25

Где $E_1(s) = \int_s^{\infty} \frac{e^{-u}}{u} du$ – интегральная показательная функция, Q – мощность

нагревателя, r_o – радиус зонда, T_o – температура среды до включения нагревателя и на бесконечности, T_{ph} – температура фазового перехода при давлении, существующем вблизи зонда, $\lambda_1, a_1, \lambda_2, a_2$ – коэффициенты тепло- и теплопроводности осадка до и после диссоциации гидрата метана, соответственно. $x = \alpha^2 / 4a_1$, где α – коэффициент пропорциональности распространения фазового фронта во времени $\zeta(t) = \alpha\sqrt{t}$, находится из условия Стефана (второе граничное условие, следует из сохранения баланса тепла на фазовой границе, в задаче с разложением [2]).

Итак, имеется набор данных из экспериментальных термограмм: $y_{st}(t_k), y_d(t_k)$ ($k=1, 2, \dots, n$) – для стабильной и нестабильной обстановки, соответственно. Обозначим этот набор n -мерным вектором y . Теоретические зависимости (1), (2) являются непрерывными функциями параметров модели, в выбранном интервале этих параметров (см. табл.1). Требуется по известному вектору y оценить параметры b и определить погрешности найденных оценок.

Распределение ошибки наблюдений $\varepsilon = y - T(b)$ можно считать нормальным [5]. Предполагается также, что дисперсия и ковариация ошибок не зависят от параметров b . В этом случае метод максимального правдоподобия сводится к нахождению минимума функционала (метод наименьших квадратов):

$$J(b) = (y - T(b))^T (y - T(b)) = \varepsilon^T \varepsilon. \quad (3)$$

Для обеспечения хорошего приближения, исследование функционала, осуществлялось независимо несколькими способами. Показано, что функционал имеет один минимум и овражную структуру.

Количественное содержание гидрата в образце определялось по следующей схеме:

1) Из двух термограмм одного эксперимента отбирался набор данных, соответствующий области описания термограммы теорией, $y_{st}(t_k)$ и $y_d(t_k)$.

2) Оценка параметров b^{st} и b^d , осуществлялась при минимизации функционала невязки (3), для стабильной и нестабильной обстановок, соответственно.

3) С помощью полученных параметров модели определялись эффективные параметры среды (см. табл.1).

4) Масса гидрата метана в единичном объеме осадка (ρ_0) определялась из условия Стефана, по формуле (4).

$$\rho_0 = \frac{1}{L \cdot a_1 \cdot x} \cdot \left(\frac{\lambda_2 (T_{ph} - T_o) \cdot \exp(-x \cdot a_1 / a_2)}{E_1(x \cdot a_1 / a_2)} - \frac{Q}{4\pi} \cdot \exp(-x) \right) \quad (4)$$

5) Подставляя полученные параметры среды ($a_1, a_2, \lambda_1, T_o, T_{ph}, x$) в решение прямой задачи [4, 2], получали теоретические кривые, хорошо согласующимися

с экспериментальными термограммами на выделенном участке (30-300 сек, см. рис. 2).

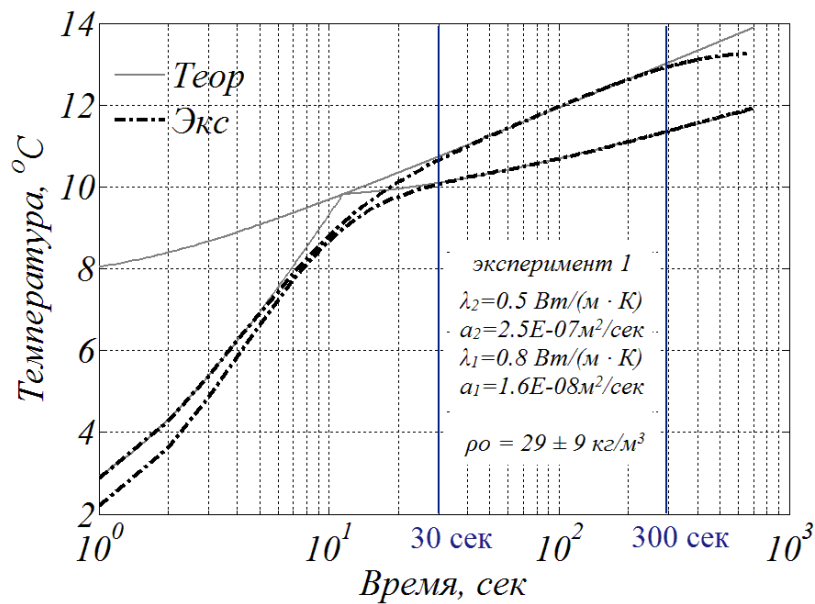


Рис. 2. Сопоставление экспериментальных термограмм 1-го эксперимента (штрих пунктир) с теоретическими кривыми (сплошная). Также представлены расчеты теплофизических параметров образца, в том числе масса метан гидрата в единичном объеме осадка

Предложенный метод оптимизационной постановки с использованием двух термограмм позволяет определить теплофизические параметры среды, а также дает количественную оценку содержания метангидрата в образце с погрешностью в 30% (см. табл. 2).

Таблица 2

Расчет параметров среды

Экс. №	1	2	3	Ед. изм.
<i>среда без гидрата, с водой и газом в порах</i>				
λ_1	0.81±0.03 (0.83)	0.62±0.03 (0.65)	0.73±0.03 (0.9)	Вт/(м · К)
α_1	1.6±0.2	1.2±0.2	1.0±0.2	$\times 10^{-8}, \text{ м}^2/\text{сек}$
<i>среда с гидратом в порах</i>				
λ_2	0.52±0.02 (0.53)	0.57±0.02 (0.58)	0.53±0.02 (0.55)	Вт/(м · К)
α_2	2.5±0.3 (2.7*)	3.0±0.3	1.0±0.3	$\times 10^{-7}, \text{ м}^2/\text{сек}$
ρ_0	29±10 (51)	33±10 (54)	31±10 (57)	кг/м³

Примечание: в скобках приведены оценки, полученные Манаковым А.Ю. и Пермяковым М.Е. при проведении экспериментов. Расчет λ выполнен методом R. Von Herzen и A. Maxwell. Оценки, относящиеся к ρ_0 , получены из соображения формирования самого гидратосодержащего образца и соответствуют максимально возможному содержанию метангидрата в образце. Знаком * отмечена оценка температуропроводности среды (40объем% песка, 20объем% гидрат метана, 40объем% газа метана), полученная в работе [6].

Авторы выражают благодарность Дучкову А.Д., Соколовой Л.С., Гольмштоку А.Я. за научные консультации. Работа была частично финансирована в рамках проекта РФФИ № 12-05-00415-а, интеграционного проекта СО РАН № 14, МИП СО РАН №19 и РФФИ № 12-05-31370-мол_а.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Дучков А.Д., Манаков А.Ю., Казанцев С.А., Пермяков М.Е., Огиенко А.Г. Экспериментальное моделирование и измерение теплопроводности пород, содержащих гидраты метана // Доклады АН, 2006, т. 408, №5, 656-659.
2. Гольмшток А. Я., Дучков А. Д., Рощина Н. А. О возможности обнаружения донных скоплений газовых гидратов геотермическим методом / В сб.: Вопросы геофизики. Вып. 38. СПб: Изд-во Санкт-Петербургского ун-та, 2005. С. 130–147.
3. А.Д. Дучков, В.Е. Истомин, Л.С. Соколова. Геотермический метод обнаружения газовых гидратов в донных осадках акваторий // Геология и геофизика, 2012, т. 53, №7, с. 920-929.
4. Карслоу Г., Егер Д. Теплопроводность твердых тел. М.: Наука. 1964.
5. Яновская Т.Б. Обратные задачи геофизики. // Издательство Санкт-Петербургского университета. 2004 г. 216 стр.
6. Kumar, P., D. Turner, and E. D. Sloan. Thermal diffusivity measurements of porous methane hydrate and hydratesediment mixtures // J. Geophys. Res., 2004, 109.

© И.И. Фадеева, А.А. Дучков, М.Е. Пермяков, 2013

ПРИМЕНЕНИЕ ЭЛЕКТРОТОМОГРАФИИ ДЛЯ РАЗВЕДКИ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ И КОНТРОЛИРУЮЩИХ ИХ ВОДОНОСНЫХ ГОРИЗОНТОВ

Алексей Николаевич Фаге

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, младший научный сотрудник лаб. Электромагнитных полей, тел. (383)333-36-11

Наталья Михайловна Яркова

ООО «Сибгеоресурс» геологическая служба, 650070, Россия, г. Кемерово, ул. Тухачевского, 60, главный геолог, тел. (3842)56-70-64

Игорь Николаевич Ельцов

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, д.т.н., доцент заместитель директора, заведующий лаб. Электромагнитных полей, тел. (383)333-34-32

Показано, что метод электротомографии на объектах, где присутствуют мощные водоносные горизонты, показывает хорошие результаты, поскольку позволяет определять если не сам угольный пласт, то вмещающую его породу. Эти данные, с учетом некоторой известной геологической информации об исследуемом участке, позволяют более точно наметить точки для разведочного бурения.

Ключевые слова: электротомография, уголь, водоносный горизонт, электрическое профилирование.

USE OF ELECTRICAL RESISTIVITY TOMOGRAPHY METHOD FOR ALLOCATING COAL-BEDS AND ADJACENT GOVERNING AQUIFERS

Alexey N. Fague

A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Akademika Koptyuga Prosp., 630090, Russia, Novosibirsk, junior research associate at laboratory of Electromagnetic fields, tel. (383)333-36-11

Nataliya M. Yarkova

«Sibgeoresurs» LLC, geological survey, 6, Tukhachevsky str., 650070, Russia, Kemerovo, lead geologist, tel. (3842)56-70-64

Igor N. Yeltsov

A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Akademika Koptyuga Prosp., 630090, Russia, Novosibirsk, Doctor of Engineering Science, associate professor deputy director, head of the Laboratory of electromagnetic fields, tel. (383)333-34-32

ERT method shows promising results in areas, where thick aquifers are present as it allows if not for discovering of a coal-bed itself but for locating adjacent strata. This data combined with

known geological information on the area of interest allows for more precise exploratory boreholes placement.

Key word: electrical resistivity tomography, coal, aquifer, electrical profiling.

Метод электротомографии на постоянном токе, получающий все большее распространение при поиске и разведке полезных ископаемых на небольших (до 100 м) глубинах имеет ряд преимуществ, позволяющих эффективно применять его для разведки угольных месторождений, перспективных для разработки открытым способом. Особенно хорошо метод показывает себя на участках, где угольные пласты и вмещающая их порода соседствуют с мощными водоносными горизонтами, как правило, низкоомными, что позволяет получать контрастные по электросопротивлению разрезы. Такие разрезы, в свою очередь позволяют более точно определить границы геологических сред.

До настоящего момента в Новосибирской и Кемеровской областях для разведки угольных месторождений и оценки их параметров в основном используются традиционные методы – бурение с отбором проб и геофизические исследования скважин. Эти методы, хотя и являются наиболее точными, весьма дороги и требуют существенных временных затрат. Стоит отметить, что для месторождений, подразумевающих шахтный способ добычи (глубина залегания пластов более 100 м) метод электротомографии малоприменим, поскольку требуемая глубина достижима лишь с серьезным падением разрешающей способности исследования. Однако для глубин 80 м и менее метод позволяет получить качественные данные с хорошим разрешением. Использование электротомографии позволяет сократить расходы на бурение сетки разведочных скважин, поскольку дает возможность построить предварительную геологическую карту месторождения и использовать бурение лишь для привязки к реальным геологическим условиям и уточнения отдельных, наиболее интересных, участков.

В статье приводятся результаты, полученные в ходе работ по поиску верхней части угольного пласта на перспективном для открытого способа добычи участке в Новосибирской области. Работы производились в конце лета 2012 г с использованием аппаратных комплексов СКАЛА-48 [0] и IRIS Syscal Switch Pro [2]. Особенностью исследуемого месторождения является наличие мощного водоносного горизонта, приуроченного к вмещающим угольные пласты породам. Гидрогеологические условия на участке способствуют получению высококонтрастных геоэлектрических разрезов, на которых водоносные (низкоомные) горизонты «оттеняют» более высокоомные, в частности, угольные пласты. Обсуждаемая методика исследований может быть интересна с точки зрения практического использования на крупнейших месторождениях углей в Кузбассе, поскольку гидрогеологические условия в местах с открытой добычей во многом схожи с рассматриваемыми в данной статье.

Возможность использования метода электротомографии для поиска угольных пластов и вмещающих их пород обусловлена тем фактом, что в общем случае, угольный пласт или вмещающая его порода имеют малое содержание

влаги по сравнению с соседствующим водоносным горизонтом. Это приводит к тому, что удельное электрическое сопротивление (УЭС) интересующих нас структур значительно выше УЭС водонасыщенной или увлажненной окружающей среды (вплоть до разницы в значениях УЭС на 1-2 порядка). Такое различие в УЭС позволяет получать хорошие, контрастные геоэлектрические разрезы при выполнении электрических зондирований на постоянном токе.

Работы, о которых идет речь в данной статье, начинались как эксперимент по проверке возможностей метода электротомографии для поиска выходов угольных пластов под рыхлые отложения. После начала работ выяснилось, что исследуемый участок имеет характерное для своего района гидрогеологическое строение – на глубине 35-40 м находится мощный водоносный горизонт напорных вод. Статический уровень в разведочно-эксплуатационных скважинах устанавливается на глубине 6 м.

Геологическое строение исследуемого участка крайне сложное. Толща представлена двумя структурными этажами: собственно угленосные отложения в коренном залегании и перекрывающие их с угловым несогласием рыхлые песчано-глинистые отложения (0). Угленосные отложения площади смяты в сложную антиклиналь-синклинальную складку, при этом южное крыло синклинальной складки, где выполнено исследование методом электротомографии, осложнено дополнительной нарушенностью. Нарушения разбивают угленосную толщу на отдельные тектонические блоки. Нормальные вертикальные амплитуды смещения крыльев нарушений 10-18 м, углы падения плоскостей 60° - 80° . Как правило, зоны нарушений обладают повышенной обводненностью. Углы падения пород угленосной толщи 30° - 45° . Мощность перекрывающих рыхлых отложений 9-15 м. По коренным угленосным породам повсеместно развита кора выветривания. В зоне выветривания породы изменены до глинистого состояния. В отличие от перекрывающих рыхлых глинистых отложений, угленосные глиноподобные породы коры выветривания обладают повышенной обводненностью.

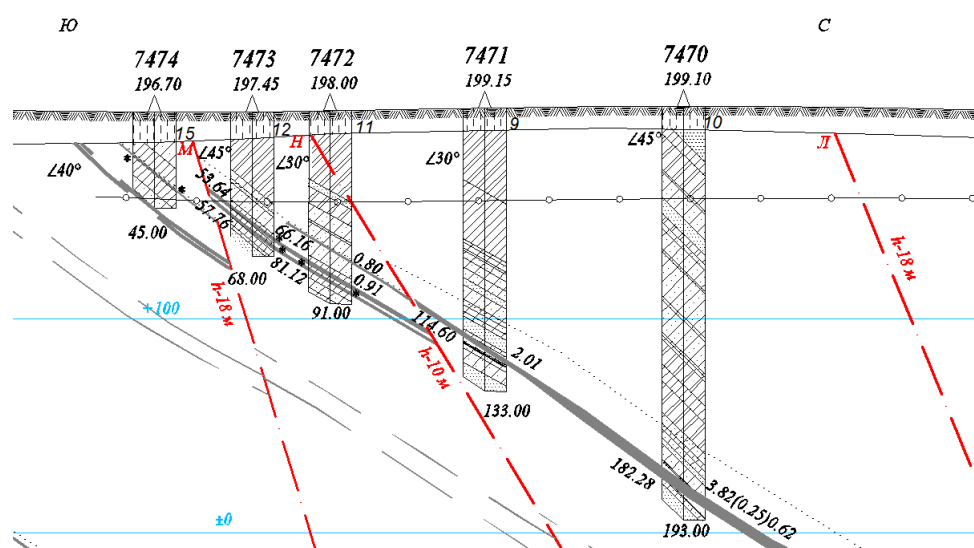


Рис. 1. Геологический разрез по IX разведочной линии на исследуемом участке

Геоэлектрические разрезы, построенные при помощи метода электротомографии, в основном, демонстрировали сходное геологическое строение верхней части исследуемого участка (0).

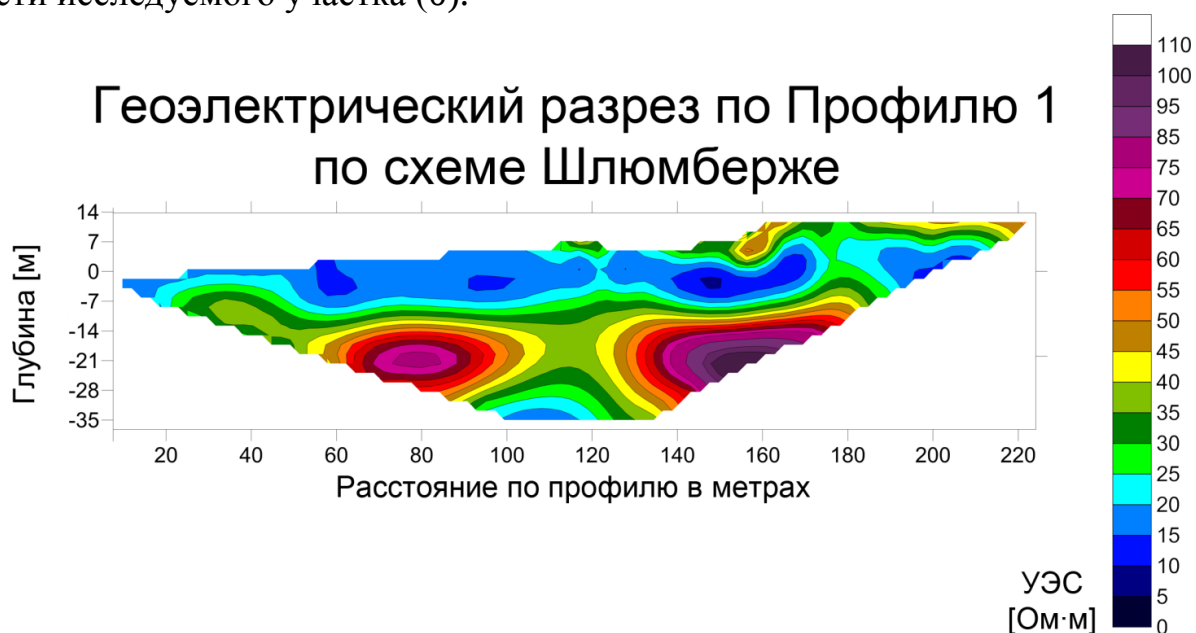


Рис. 2. Геоэлектрический разрез на перспективном участке.
Двумерная инверсия данных электротомографии
с шагом между электродами 5 м

К моменту начала работ исследуемый участок уже начал осваиваться – пройдена разрезная траншея и вскрыт угольный пласт. Профиль 1 частично располагался в этой траншее (участок 0-140 м). Начиная с отметки 140 м, профиль 1 вышел за пределы траншеи. Перепад между начальной и конечной точками профиля составил 15 м. Интерпретация геоэлектрического разреза для установки Шлюмберже позволяет выделить 4 основных слоя:

1. Желто-зеленые участки в верхней части разреза, УЭС 25-50 Ом·м – суглинки с линзами песка. Данный слой относительно сухой. Его мощность варьируется от 3 до 8 м.

2. Сине-голубые участки в верхней части разреза, УЭС 5-20 Ом·м – суглинки с повышенным содержанием песка. Обводнённость повышенная. Данный слой является основным источником притока грунтовых вод в карьер. Мощность слоя варьируется от 4 до 8 м.

3. Красные участки в средней части разреза, УЭС 70-100 Ом·м – более плотная и сухая порода (алевролит). Мощность варьируется от 10 до 20 и более метров.

4. Голубые участки в нижней части разреза, УЭС 15-25 Ом·м – водоносный горизонт, представленный трещиноватыми алевролитами.

С учетом результатов исследования методом электротомографии на участке была пробурена разведочная скважина глубиной 40 метров (0).

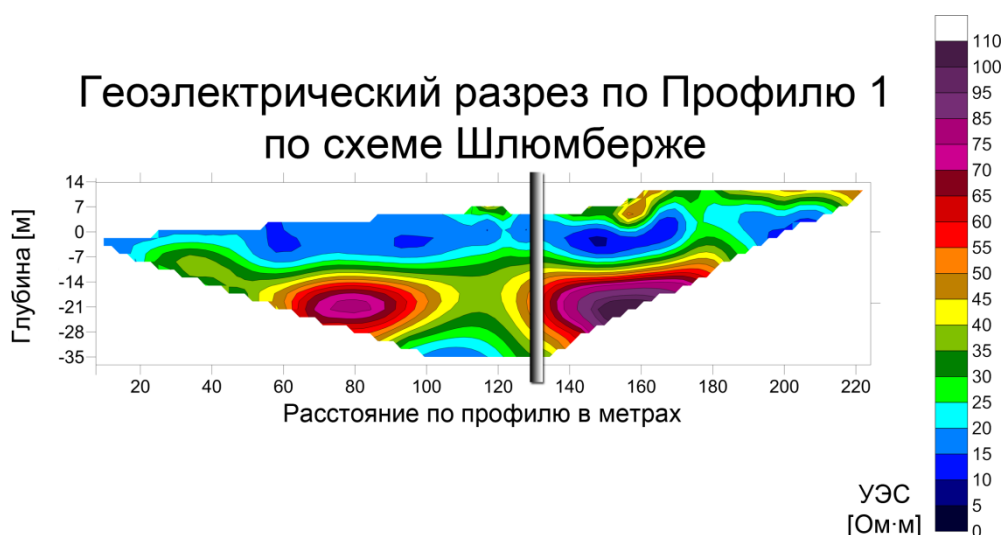


Рис. 3. Геоэлектрический разрез по профилю 1 с нанесенной разведочной скважиной

Бурение вскрыло угольный пласт (0) мощностью 0,3-0,4 м. Пласт находится внутри плотной структуры (алевролиты со значением УЭС 70-100 Ом·м) на глубине 37 м (здесь и далее по тексту под «глубиной» подразумевается глубина от поверхности нетронутого карьером участка).

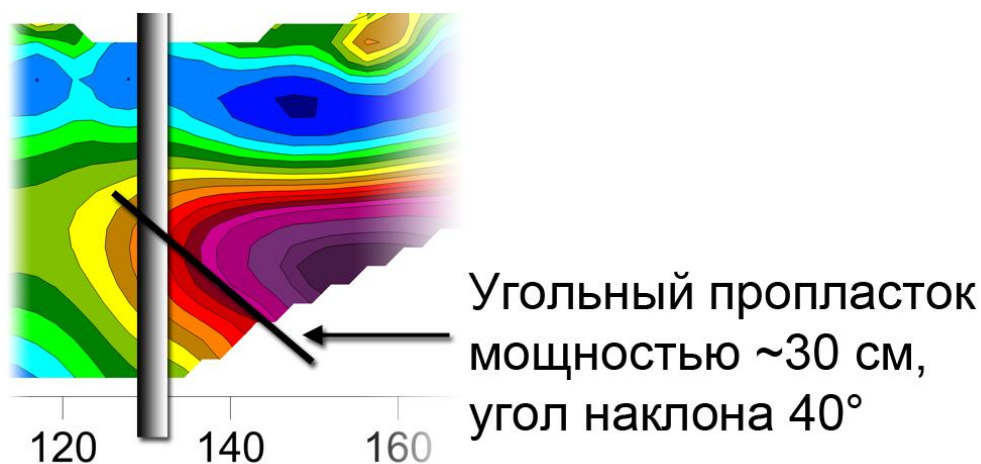


Рис. 4. Укрупненное изображение участка геоэлектрического разреза по Профилю 1 со скважиной и нанесенным на него угольным пластом

Стоит отметить, что обнаруженный при вскрытии уголь был окислившимся и влажным, чего и следовало ожидать от пород, находящихся в зоне трещиноватости, имеющей повышенную обводненность.

Другие разрезы на исследуемом участке дали очень похожие результаты: везде наблюдалось четырехслойное строение с явно выраженной верхней почвенной частью, ниже лежащими суглинками, следующими за ними плотными,

относительно сухими структурами и мощным горизонтом напорных вод, начиная с глубины 35-40 метров.

Выполненные на объекте работы продемонстрировали перспективность электротомографии для решения задач, связанных с поиском выходов угольных пластов под рыхлые наносы в условиях наличия мощных водоносных горизонтов. Этому способствует высокая контрастность получаемых разрезов, объясняемая существенной разницей в значениях УЭС между водонасыщенными и относительно сухими породами. При этом стоит отметить, что исследование методом электротомографии способно дать результат только в совокупности с правильной геологической трактовкой полученных данных. В частности, оценить перспективность того или иного проявления вмещающей угольные пласты породы может лишь геолог, имеющий представление об общем геологическом строении исследуемой территории. Другой важной задачей, в решении которой способен помочь метод электротомографии является оценка гидрогеологической ситуации на исследуемой территории. В частности, существует возможность определить глубину залегания водонасыщенных пластов. Помимо этого, в качестве экспериментальных задач можно произвести приблизительную оценку параметров водоносных горизонтов по косвенным признакам. Например, введение в водоносный горизонт через скважину специального маркирующего флюида, который контрастирует с окружающей средой на геоэлектрическом разрезе, что позволит при помощи серии измерений оценить скорость движения подземных вод, потенциальный дебит и особенности движения флюидов в водоносном горизонте.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Булгаков А.Ю., Манштейн А.К. Геофизический прибор для автоматизации многоэлектродной электроразведки // Приборы и техника эксперимента. 2006. № 4. С. 123–125.
2. IRIS Instruments official website [Electronic resource] / – Англ. – Режим доступа: http://www.iris-instruments.com/Pdf%20file/SyscalPro_Gb.pdf

© А.Н. Фаге, Н.М. Яркова, И.Н. Ельцов, 2013

ПОСТСЕЙМИЧЕСКИЕ СМЕЩЕНИЯ И ЭФФЕКТИВНАЯ ВЯЗКОСТЬ СРЕДЫ

Владимир Юрьевич Тимофеев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, 3, д.ф.-м.н., заведующий лабораторией, тел. (383)335-64-42, e-mail: TimofeevVY@ipgg.sbras.ru

Дмитрий Геннадьевич Ардюков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, 3, к.ф.-м.н., старший научный сотрудник, тел. (383)335-64-42, e-mail: ArdyukovDG@ipgg.sbras.ru

Антон Владимирович Тимофеев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, 3, младший научный сотрудник, тел. (383)335-64-42, e-mail: TimofeevAV@ipgg.sbras.ru

В статье рассмотрены результаты GPS определений для постсейсмических смещений в зоне Чуйского землетрясения (Горный Алтай, 27.09.2003), выбраны модели и проведена оценка эффективной вязкости геологической среды.

Ключевые слова: GPS метод, вязко-упругие модели среды, Горный Алтай.

POSTSEISMIC DISPLACEMENT AND EFFECTIVE VISCOSITY OF MEDIUM

Vladimir Y. Timofeev

Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, pr. Ak. Koptuga, 3, D. Ph.-M.S., Chief of Laboratory, tel. (383)335-64-42, e-mail: TimofeevVY@ipgg.sbras.ru

Dmitriy G. Ardyukov

Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, pr. Ak. Koptuga, 3, K. Ph.-M.S., senior scientific worker, tel. (383)335-64-42, e-mail: ArdyukovDG@ipgg.sbras.ru

Anton V. Timofeev

Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, pr. Ak. Koptuga, 3, D. Ph.-M.S., scientific worker, tel. (383)335-64-42, e-mail: TimofeevAV@ipgg.sbras.ru

The article describes GPS results for postseismic process of Chuya earthquake (Gornyi Altay, 27/09/2003), models and estimations of effective viscosity of geological medium.

Key word: GPS method, viscosity-elastic models, Gornyi Altay.

Проведение ежегодных GPS измерений по Алтае-Саянской геодинимической сети Института с 2000 года по настоящее время позволило оценить особенности поля смещений Горного Алтая в эпохи перед, в момент и после Чуй-

ского землетрясения ($M = 7.5$; 27.09.2003; 50°N , 88°E) [1]. Получены скорости постсейсмических смещений в эпицентральной зоне в эпоху 2004-2010 гг. Они повторяют правостороннее смещение в эпицентральной зоне. Их распределение по территории Горного Алтая показано на рис.1. Значения аномальных скоростей достигают 2-3 мм в год. Эти результаты позволяют провести оценку эффективной вязкости геологической среды. Рассмотрим существующие модели однослойной и двухслойной сред, а далее проведем оценки эффективных параметров.

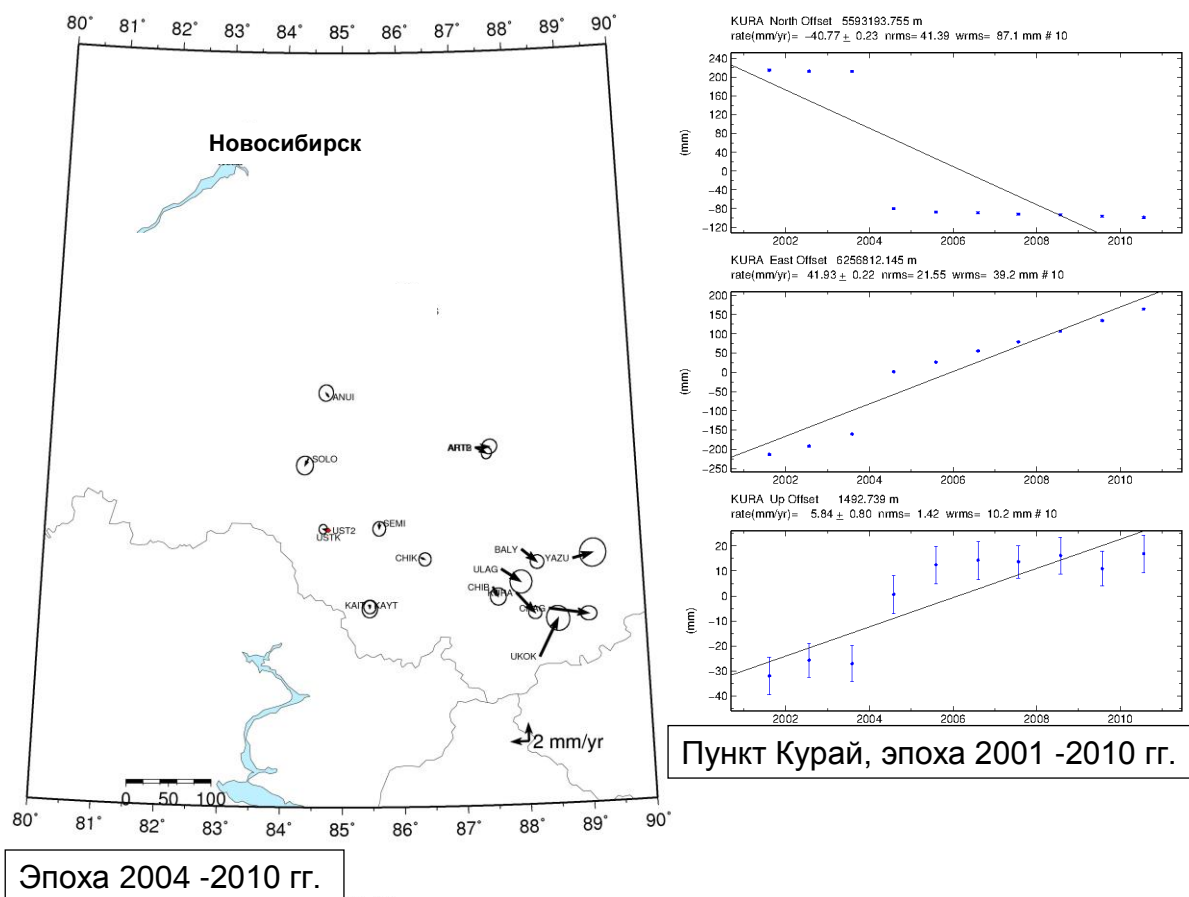


Рис. 1. Скорости относительных смещений для Горного Алтая – линии внизу – госграница (смещения относительно пункта USTK – Усть-Кан) и геоцентрическое смещение пункта Курай (N, E, V) в мм, в эпоху 2003-2004 гг. – скачок на ЮВ и подъём пункта при Чуйском землетрясении ($M = 7.5$, 27.09.2003)

Рассмотрим деформирование блока литосферы, на котором расположены пункты измерений, для идеализированной вязкоупругой модели литосферы. На рис. 2 представлена модель литосферы с разломом в пределах земной коры. Взаимодействие скольжения по разлому и крипа литосферы рассматривается на основе идеализированной вязкоупругой модели литосферы с ньютоновской вязкостью. Касательное напряжение приложено на границе блока. В этом случае можно по-

лучить соотношение связывающие эффективную вязкость литосферы, скорость скольжения на разломе и быстрый сброс напряжений на разломе [2].

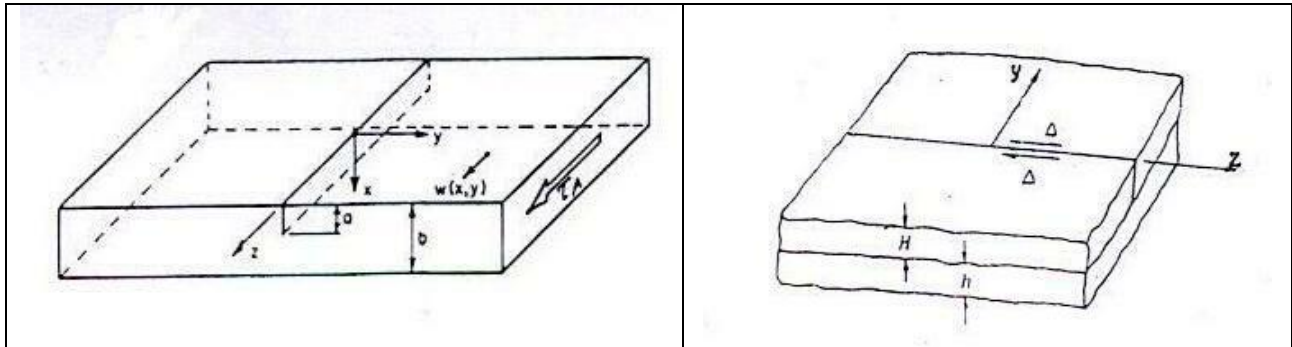


Рис. 2. а) Модель вязко-упругого блока. Разлом простирается по оси **Z** и по оси **X** до глубины **a**. Касательное напряжение τ_A приложено на границе блока [2]. б) Двухслойная модель [3]: упругий слой (мощность **H**), вязкий слой (мощность **h**) и разлом – простирается по оси **Z**; правостороннее смещение блока по разлому (Δ)

Кратко остановимся на параметрах модели [2]. Пусть литосферная плита толщиной **b** содержит нормальный к поверхности разлом глубиной **a**, на противоположной к разлому стороне плиты приложено сдвиговое напряжение τ_A , все напряжения и деформации независимы от координаты **Z** вдоль разлома. Литосферная плита свободно скользит по астеносфере. Имеется только одна компонента смещения: в направлении **Z**, $w = w(x,y)$. Уравнения, связывающие сдвиговые напряжения и деформации, записываются для этой модели следующим образом:

$$\begin{aligned}\gamma'_{xz} &= \tau'_{xz} / G + \tau_{xz} / \eta \\ \gamma'_{yz} &= \tau'_{yz} / G + \tau_{yz} / \eta,\end{aligned}\quad (1)$$

где **G** - модуль сдвига и η - вязкость.

При заданных смещениях $u = 0$, $v = 0$ и $w = w(x,y)$ сдвиговые деформаций связаны со скоростью $w'(x,y)$ соотношениями:

$$\begin{aligned}\gamma'_{xz} &= \partial w' / \partial x \\ \gamma'_{yz} &= \partial w' / \partial y\end{aligned}\quad (2)$$

В общем случае уравнения равновесия записываются в виде:

$$\begin{aligned}\partial \sigma_{xx} / \partial x + \partial \tau_{xy} / \partial y + \partial \tau_{xz} / \partial z + X &= 0 \\ \partial \sigma_{yy} / \partial y + \partial \tau_{xy} / \partial x + \partial \tau_{yz} / \partial z + Y &= 0 \\ \partial \sigma_{zz} / \partial z + \partial \tau_{xz} / \partial x + \partial \tau_{yz} / \partial y + Z &= 0\end{aligned}\quad (3)$$

Рассматривая литостатическое напряженное состояние, т.е. условие для напряжений $\sigma_{xx} = \sigma_{yy} = \sigma_{zz} = \rho \cdot g \cdot x$ и при наличии силы тяжести последнее уравнение (3) сводится к выражению:

$$\partial \tau_{xz} / \partial x + \partial \tau_{yz} / \partial y = 0 \quad (4)$$

Разделение последнего уравнения (3) на два не всегда верно и может выполняться только при определенных условиях. Граничные условия:

$$\begin{aligned} \tau_{yz} &= \tau_A & y &= \infty \\ \tau_{xz} &= 0 & x &= 0, b \end{aligned} \quad (5)$$

Построение зависящего от времени решения начинается с момента крупного землетрясения $t = 0^+$, порождающего сдвиговое напряжение в зоне разлома ($0 \leq x \leq a, y = 0$):

$$\tau_{yz}(x, 0; 0^+) = \tau_D \quad (6)$$

Смещение, учитывая (6; 5; 4), представляется в виде :

$$w(x, y; t) = \tau_A \cdot y \cdot t / \eta + w(x, y; 0^+) \quad (7)$$

Соответственно из (1) и (2) для напряжений получаем выражения:

$$\tau'_{xz} / G + \tau_{xz} / \eta = 0 \quad (8)$$

$$\tau'_{yz} / G + \tau_{yz} / \eta = \tau_A / \eta$$

Откуда:

$$\begin{aligned} \tau_{xz} &= e^{-G \cdot t / \eta} \cdot \tau_{xz}(x, y; 0^+) \\ \tau_{yz} &= e^{-G \cdot t / \eta} \cdot \tau_{yz}(x, y; 0^+) + (1 - e^{-G \cdot t / \eta}) \tau_A \end{aligned} \quad (9)$$

Сброс напряжений на движущихся границах можно записать в виде:

$$\tau_{AD} = \tau_A - \tau_D \quad (10)$$

Для параметров зоны разлома имеется соотношение, связывающее вязкость литосферной плиты - η , относительную скорость движений в зоне разлома - w' , величину сброса напряжений в зоне разлома - τ_{AD} и глубину разлома - a :

$$\eta \cdot w' / \tau_{AD} \cdot a = 1 \quad (11)$$

Используем это соотношение для вычисления вязкости литосферной плиты при величине сброса напряжений на разломе, полученной при Чуйском землетрясении 4 МПа (40 бар). Для оценки скорости смещения w используем

среднегодовую скорость (2004 - 2010 гг.) 2 мм в год. Значение a выбрано из определений глубины разрыва 16 км [1]. Соотношение для вязкости:

$$\eta = \tau_{AD} \cdot a / \dot{w} \quad (12)$$

В результате получаем значение эффективной вязкости литосферы $1 \cdot 10^{21}$ Па·с, что не соответствует существующим представлениям о литосфере со значениями вязкости от 10^{23} Па·с до 10^{28} Па·с.

Если модель с разломом, охватывающим по глубине верхнюю часть литосферы не верна, следует допустить, что скольжение в зоне разлома охватывает границу по глубине H . Для границы рассмотрим известное решение [3] для двухслойной модели: упругого верхнего слоя и вязко-упругого нижнего (рис. 2). Это известная модель Эльзассера, в рамках которой принимается, что касательное напряжение равно:

$$\tau = \eta \cdot \dot{\omega} / h, \quad (13)$$

где h - толщина нижней коры, ω - смещение и η - средняя вязкость нижней коры. Соотношение для касательного напряжения на границе слоёв и сброшенного напряжения на вертикальном разрыве изменяется от 0.1 до 0.01, что приводит к величине эффективной вязкости нижнего слоя $1 \cdot 10^{19} \div 1 \cdot 10^{20}$ Па·с. Более точное решение получается при использовании реологической модели Максвелла:

$$\tau' \cdot \xi / G + \tau \cdot h / \eta = \dot{\omega}, \quad (14)$$

где параметр верхней (хрупко-упругой) коры $\xi \approx (\pi/4)^2 \cdot H$ [3] и H - толщина упругого слоя коры. Решение для осредненных по толщине плиты смещений описывается уравнением сходным с уравнением диффузии, а характерное время релаксации для модели Максвелла будет $T = \beta / \alpha$, где $\alpha = h \cdot H \cdot G / \eta$ есть коэффициент диффузии, $\beta = \xi \cdot H$ и $G = 5.5 \cdot 10^{10}$ Па [4]. Примем для характерного времени релаксации – период между сильными землетрясениями региона Горного Алтая – 100 ÷ 250 лет [5]. Из выражения для времени релаксации $T = ((\pi/4)^2 \cdot H \cdot H) / (h \cdot H \cdot G / \eta)$ получаем соотношение для вязкости нижней коры:

$$\eta = (T \cdot h \cdot G) / ((\pi/4)^2 \cdot H) \quad (15)$$

При приведенных выше значениях параметров (верхняя кора $H = 20$ км, нижняя кора $h = 30$ км) получаем значение эффективной вязкости для нижней коры $\eta = 1 \cdot 10^{20} \div 3 \cdot 10^{20}$ Па·с.

В результате исследований, исходя из экспериментальных данных, приходим к выводу, что при рассмотрении вязко-упругого поведения коры в целом эффективную вязкость среды можно оценить величиной $1 \cdot 10^{21}$ Па·с. Для вязко-упругой нижней коры региона Горный Алтай оценки эффективной вязкости лежат в интервале $1 \cdot 10^{19} \div 3 \cdot 10^{20}$ Па·с.

Известные оценки на основе постсейсмических эффектов в Тибете для вертикально стратифицированной нижней коры лежат в интервале $1.2 \cdot 10^{21} \div 1.6 \cdot 10^{18}$ Па·с, первое значение относится к верху вязко-упругого слоя (глубина 10 км) второе к границе Мохо (глубина 60 км) [6].

Работа была выполнена в рамках Интеграционного проекта СО РАН № 76, проекта Президиума РАН № 4.1 и Программы РАН ОНЗ 6-2.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Тимофеев В.Ю., Ардюков Д.Г., Бойко Е.В. Современные движения Горного Алтая. // Физическая мезомеханика. - 2009. - Т. 12. - № 1. – С. 45-55.
2. Budiansky B., Amazigo J.C. Interaction of Fault Slip and Lithospheric Creep. // J. Geophys. Res. – 1976. - vol.81. - no.26. - 4897-4900.
3. Elsasser W.M. Two-Layer Model of Upper-Mantle Circulation. // J. Geophys. Res. – 1971. - vol.76. - no.20. - 4744-4753.
4. Rice J. The mechanics of Earthquake Rupture. // Physics of the Earth's Interior. Proceedings of the International School of Physics "Enrico Fermi", Course 78, 1979, edited by A.M. Dziewonski and E. Boschi, Italian Physical Society, Amsterdam, North-Holland, 1980, pp. 555-649.
5. Новый каталог сильных землетрясений на территории СССР, с древнейших времен до 1975 г. (1977) Наука, Москва, 1977, с.297-314.
6. Tadashi Yamasaki, Gregory A. Houseman. The crustal viscosity gradient measured from post-seismic deformation: A case study of the 1997 Manyi (Tibet) earthquake. // Earth and Planetary Science Letters. – 2012. - vol. 351-352. – 105-114.

© В.Ю. Тимофеев, Д.Г. Ардюков, А.В. Тимофеев, 2013

ПРОГРАММНАЯ СИСТЕМА ДЛЯ КАРОТАЖА В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

Дмитрий Владимирович Тейтельбаум

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Коптюга, 3, инженер лаб.564 электромагнитных полей, тел. (923)145-31-90, e-mail: teytelbaum@gmail.com

Александр Александрович Власов

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Коптюга, 3, младший научный сотрудник лаб. 564 электромагнитных полей, тел. (923)221-31-13, e-mail: VlasovAA@ipgg.sbras.ru

В НПП ГА «Луч» создан прибор СКЛ-А для каротажа в процессе бурения. Работа с данным прибором осуществляется с помощью разработанного программного комплекса, включающего предобработку данных и перевод данных из временной шкалы в шкалу глубин с учётом особенностей проведения каротажа в процессе бурения. В рамках системы Real-Depth 5 созданы программные модули: «Глубиномер» для регистрации данных с датчиков веса и перемещения талевого блока, «Увязка данных» - совмещение данных глубиномера и каротажа, «Редактор КНБК» - редактирование компоновки низа буровой колонны и «LASView» - просмотр и редактирование каротажных кривых, а так же применение встроенных алгоритмов обработки.

Ключевые слова: каротаж в процессе бурения, автономный каротаж, СКЛ-А.

SOFTWARE SYSTEM FOR LOGGING WHILE DRILLING

Dmitry V. Teytelbaum

A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Akademika Koptyuga Prosp. 630090, Russia, Novosibirsk, engineer, Laboratory of electromagnetic fields, tel: (923)145-31-90: teytelbaum@gmail.com

Alexander A. Vlasov

A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Akademika Koptyuga Prosp. 630090, Russia, Novosibirsk, Junior Research Fellow, Laboratory of electromagnetic fields, tel: (923)221-31-13: VlasovAA@ipgg.sbras.ru

Device SKL-A for logging while drilling was produced in SPE «Looch». Operating of this device performed using developed software, including pre-processing of data and transfer of data from the timeline to the depth scale taking into account features of the logging while drilling. As part of the system RealDepth 5 next modules have been developed: «Depthometer» for logging data from movement and weight sensors of a traveling block, «Data Joint» for jointing depthometer data and logging, «BHA Editor» for editing bottom-hole assembly information, and «LASView» for viewing and editing of logging data, as well as for the use of built-in algorithms.

Key words: drill hole logging, SKL-A.

Введение

В НПП ГА «Луч» создан прибор СКЛ-А в процессе бурения. Данный прибор является продолжением развития серии приборов автономного каротажа. В рамках данной работы создан комплекс программ, необходимый для предобработки данных каротажа в процессе бурения.

Одной из задач предобработки каротажных данных, зарегистрированных в скважине во временной шкале, является их перевод в шкалу глубин. Разработаны алгоритмы предобработки данных для комплекса СКЛ-А, учитывающие все особенности процесса бурения. Одной из особенностей прибора является его повышенная прочность и, в отличие от других приборов автономного каротажа, возможно вращение прибора во время работы. Разработанные алгоритмы позволяют из данных о времени измерений рассчитать глубину, на которой проводилось измерение, используя данные станции геолого-технологических исследований (ГТИ): вес буровой колонны на талевом блоке, перемещение талевого блока, а также промер бурового инструмента и данные, получаемые акселерометром прибора.

Для обработки данных необходимо знать точки записи прибора, однако при каротаже в процессе бурения компоновка низа буровой колонны (КНБК) уникальна для каждого рейса бурения. В связи с этим было создано программное средство «Редактор КНБК», позволяющее редактировать и создавать новые КНБК.

Созданное программное средство «LASView» решает задачи просмотра и редактирования зарегистрированных данных. Для обеспечения полной автономности от данных ГТИ в НПП ГА «Луч» разработан прибор измерения веса и перемещения талевого блока, и для работы с ним создано программное средство «Глубиномер».

Реализованные алгоритмы и созданные программные средства объединены в составе системы регистрации данных «RealDepth 5».

Регистрация данных

Работа с аппаратным комплексом происходит так же, как и с аналогичными автономными комплексами[0]. При регистрации данных о положении талевого блока и его перемещения возможно использование сторонних программно-аппаратных комплексов, однако в ЗАО НППГА «Луч» разработано собственное оборудование для регистрации этих данных. В рамках проекта разработана программа «Глубиномер» (рис. 1) для работы с данным оборудованием. Программа позволяет производить калибровку датчиков перед началом регистрации, регистрацию данных, а так же позволяет наблюдать за изменением данных в реальном времени. Одной из особенностей данной программы является наличие встроенных алгоритмов определения наращивания свечи и расчёт глубины по данным перемещения талевого блока без учёта меры инструмента.

Перед открытием программы необходимо установить и подключить датчики регистрации талевого блока и веса на крюке на поверхности.

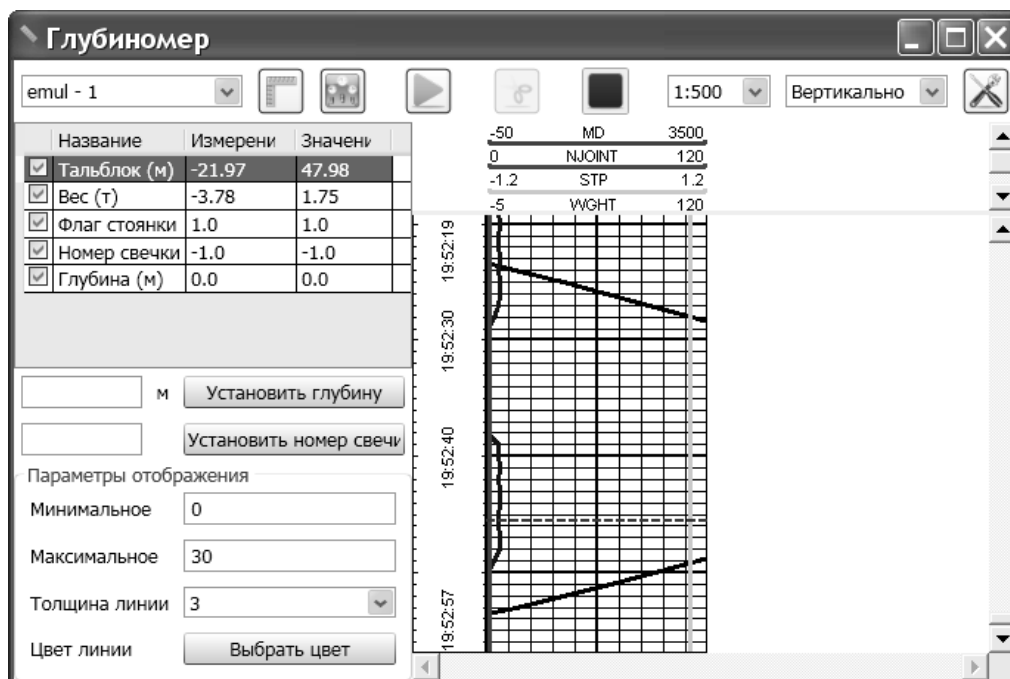


Рис. 1. Окно программы Глубиномер после выбора подключенных приборов

Результатом работы программы является набор файлов *.gti.las с данными о перемещении талевого блока, веса на крюке.

Перевод данных из временной шкалы в шкалу глубин

Основной частью программного комплекса является программа «Увязка данных» (рис. 2), позволяющая совмещать данные глубиномера и каротажа, производить расчёт по глубине и получать результирующий файл по глубине.

Рис. 2. Окно «Увязка данных»

Обязательными полями для заполнения являются данные о каротаже «Месторождение», «Номер куста» и т.д. Для восстановления данных каротажа и перевода их в шкалу глубин необходимо знать конфигурацию низа буровой колонны (КНБК), редактирование которой возможно в программе «Редактор КНБК» (рис. 3).

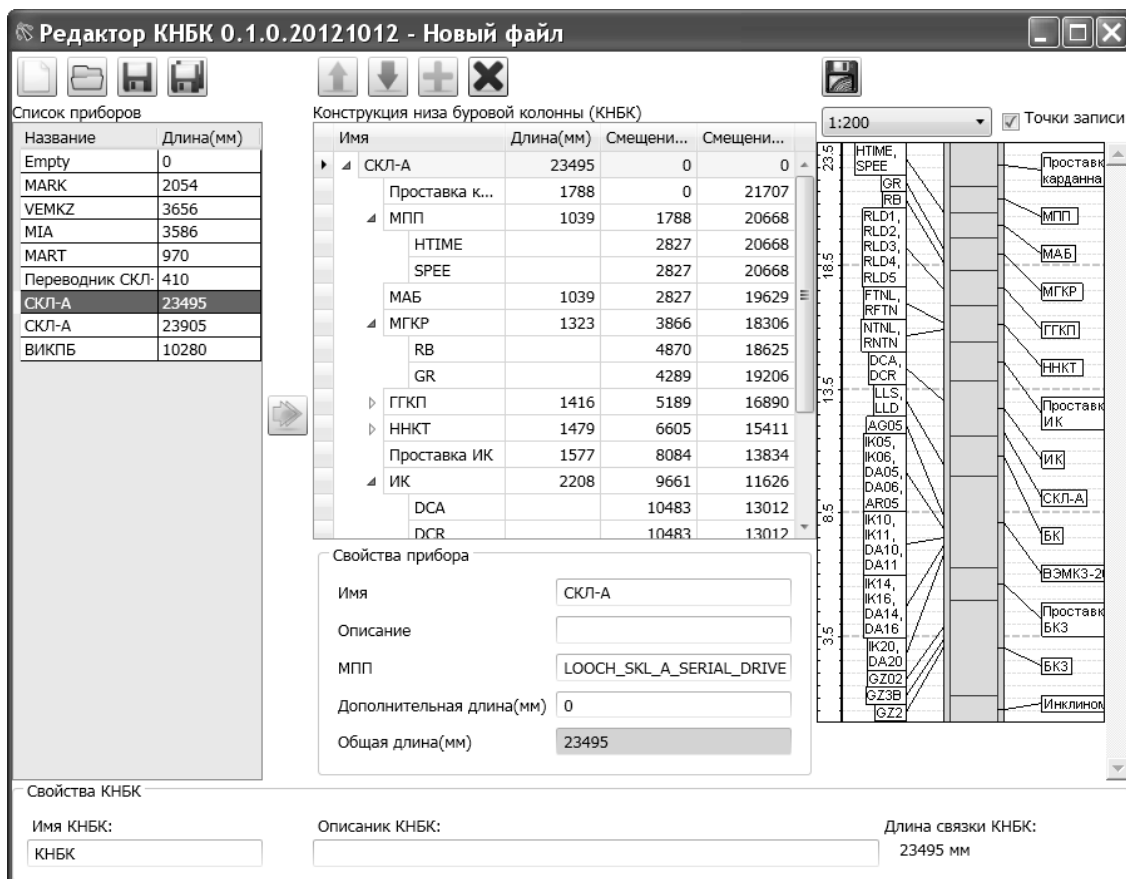


Рис. 3. Окно «Редактор КНБК»

Программа содержит информацию о конфигурации низа буровой колонны, о её составляющих, даёт представление о расположении того или иного прибора и элемента в КНБК, позволяя всё увидеть в графическом виде.

«Редактор КНБК» позволяет добавлять элементы без каналов, но имеющие длину, такими элементами являются проставки, переходники, буровой инструмент или инструмент для шаблонирования. Учёт бурового инструмента и инструмента для шаблонирования является необходимым для качественного восстановления глубин по данным о точках записи.

Для пересчёта или корректировки глубины (положения нижней точки КНБК) относительно шкалы времени используется промер бурового инструмента. В программе можно выбрать файл промера свечи с расширением *.promer. Данные файла появятся в таблице, расположенной в окне программы. В таблице указана длина свечи с соответствующим ей номером. В по-

следней строке таблицы необходимо указать величину захода неполной свечи в метрах.

Считав данные из прибора, оператор получает файл *.mrr.las, содержащий временные каротажные данные, выбрать которые необходимо в выпадающем списке «Данные МПП». При каротаже в процессе бурения происходит неравномерное движение буровой колонны, вызванное зависанием или прилипанием бурового инструмента к стенкам скважины, но даже при равномерном подъёме бурового инструмента происходит неравномерное движение низа буровой колонны. Ниже приведён результат работы алгоритма корректировки данных перемещения прибора в скважине по данным акселерометров (рис. 4). Как видно из рисунка, прибор двигался неравномерно (ускорение постоянно изменялось), что вызвано постоянным растяжением и сжатием колонны во время равномерного подъёма.

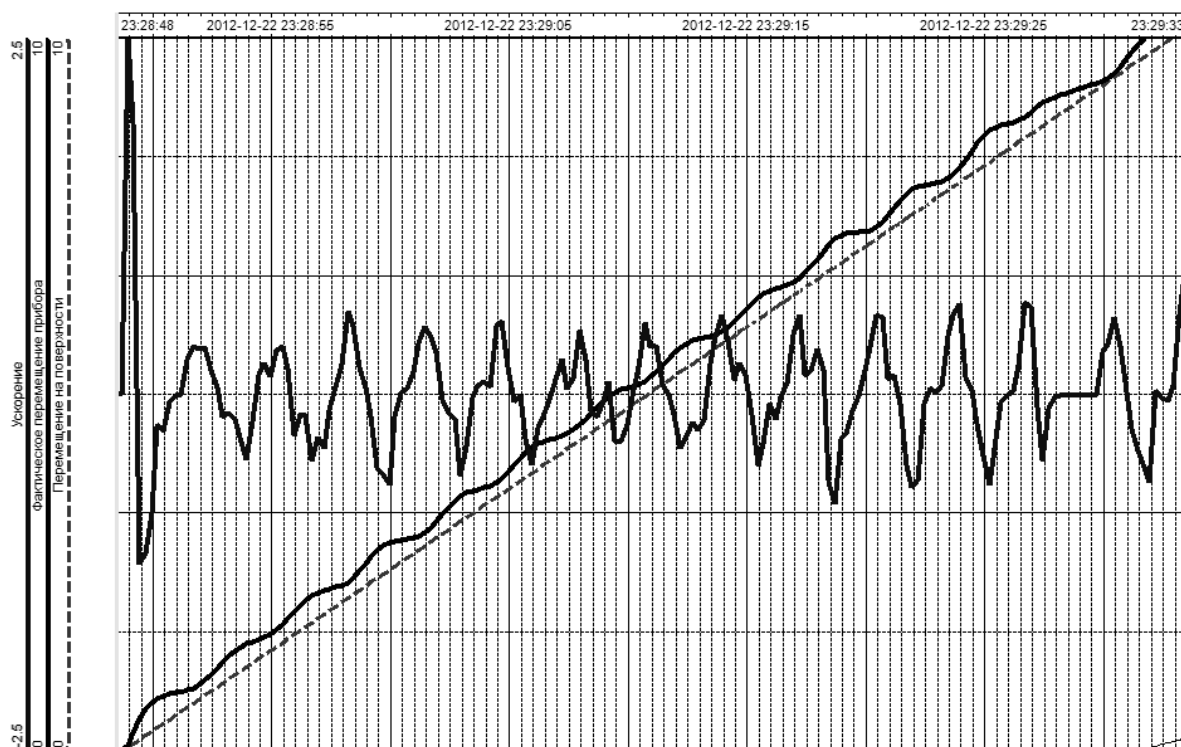


Рис. 4. Восстановление перемещения прибора по данным акселерометров

Таким образом, корректировка данных измерения положения талевого блока при каротаже в процессе бурения требует пересчёта с использованием показаний акселерометров.

Часто полученные с прибора или со станции ГТИ данные требуют вмешательства оператора. Для введения необходимых поправок в данные, а так же для визуализации кривых разработано программное средство «LASView» (рис. 5).

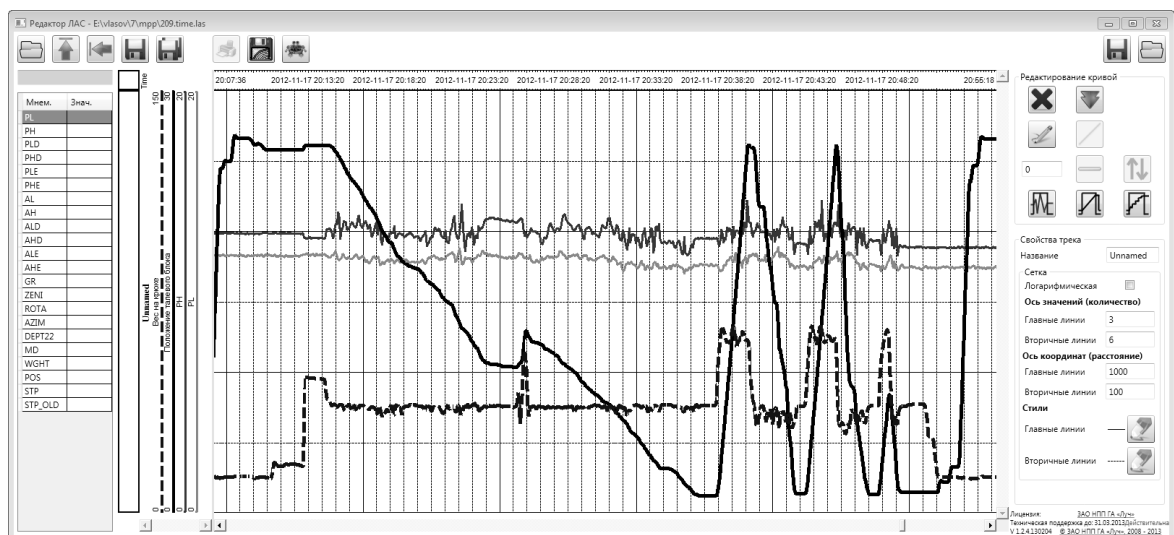


Рис. 5. Окно «LASView»

Заключение

В рамках данного проекта был создан программный комплекс достаточный для предобработки данных каротажа в процессе бурения, а так же любого другого автономного каротажа. В программах реализованы алгоритмы восстановления положения прибора по данным акселерометров, перемещению талевого блока, весу на крюке и мере инструмента. Хотелось бы отметить, что применение точных алгоритмов для перевода данных из временной шкалы в шкалу глубин не позволяет произвести этот процесс в полностью автоматическом режиме, а для удобства работы с данными разработана программа визуализации «LASView».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. А.Н. Фаге. ГЕО-Сибирь-2010. Т.2. ч.2 Недропользование. Горное дело. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых /П.С. Расковалов, А.Н. Фаге, И.Н. Ельцов/ сб. матер. VI Междунар. научн. конгресса «ГЕО-Сибирь-2010» - 2010 – С. 33-36.

© Д.В. Тейтельбаум, А.А. Власов, 2013

ПАРАЛЛЕЛЬНАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ АЛГОРИТМА РАСЧЕТА ВЛИЯНИЯ РЕЛЬЕФА НА ОЦЕНКУ ТЕПЛОВОГО ПОТОКА ЗЕМЛИ

Валентина Владимировна Скуридина

Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, студент, бакалавр, e-mail: skyriding@gmail.com

Антон Альбертович Дучков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, 3, зав. лаб., e-mail: duchkovaa@ipgg.sbras.ru

Алексей Анатольевич Романенко

Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, зав. отделом, e-mail: romanenko.alexey@gmail.com

Дмитрий Евгеньевич Аюнов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, 3, вед. пропр., e-mail: ayunovde@ipgg.sbras.ru

В статье описывается параллельная реализация алгоритма расчета геотермического градиента методом Монте-Карло для областей со сложной верхней границей. Ускорение при использовании параллельной версии, достигает 50-70 раз по сравнению с последовательной, что позволяет обеспечивать более высокую точность расчетов. Приводятся результаты тестирования алгоритма на теоретических моделях с известным аналитическим решением и на реальных данных при расчете влияния рельефа на оценку глубинного теплового потока по термограмме из скважины Л-2 (вблизи оз. Байкал).

Ключевые слова: геотермический градиент, метод Монте-Карло, GPU.

PARALLEL IMPLEMENTATION OF ALGORITHM FOR CALCULATING THE INFLUENCE OF RELIEF ON THE ESTIMATION OF HEAT FLOW OF THE EARTH

Valentina V. Skuridina

Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, Pirogova Str., 2, student (bachelor), e-mail: skyriding@gmail.com

Anton A. Duchkov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Pr. Ac. Koptuyuga, 3, head of laboratory, e-mail: duchkovaa@ipgg.nsc.ru

Alexey A. Romanenko

Novosibirsk State University, 630090, Novosibirsk, St. Pirogova 2, head of sector, e-mail: romanenko.alexey@gmail.com

Dmitry E. Ayunov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Novosibirsk, Pr. Ac. Koptuyuga, 3, head of laboratory, e-mail: ayunovde@ipgg.sbras.ru

The article describes parallel implementation of calculating geothermal gradient using an algorithm based on Monte Carlo method. Comparing to sequential version, parallel version performs calculations up to 50-70 times faster, which allows achieving higher precision. There are given results of testing algorithm on models with known exact analytical solution, and results of calculations for real data model (well L-2).

Key words: geothermal gradient, Monte Carlo method, GPU.

Геотемпературное поле вблизи земной поверхности нарушается рядом факторов, среди которых в горных районах и в водоемах с неровным дном основное значение имеют нерегулярности рельефа и изменения температуры земной поверхности. Для учета влияния рельефа на геотермический градиент (тепловой поток) рассчитываются так называемые топографические поправки, которые находятся в результате численного решения уравнения Лапласа.

Известно несколько методик расчета топопоправок к измеренному геотермическому градиенту [1]. Мы использовали метод Монте-Карло, основу которого составляет многократное повторение случайных блужданий из рассматриваемой точки модели [2]. Влияние участка границы на конкретную внутреннюю точку определяется вероятностью достижения случайно блуждающей частицей этого участка границы.

Процесс продолжается, пока траектория не выходит на поглощающую границу. При этом решение уравнения Лапласа представляется как математическое ожидание процесса блуждания. На каждом шаге траектории производятся следующие действия:

- 1) Поиск максимального радиуса сферы с центром в данной точке;
- 2) Выбор произвольного направления и радиуса шага;
- 3) При попадании частицы на границу областей с разными теплопроводностями (λ_1, λ_2) переход из области 1 в область 2 происходит с вероятностью $\lambda_1/(\lambda_1+\lambda_2)$;
- 4) Если траектория выходит на границу, то в зависимости от вида границы «частица» либо отражается от нее на шаг h (при этом добавляется значение $hg(r_{k+1})$, где $g(r_{k+1})$ — градиент на границе), либо процесс завершается на «поглощающей» границе (при этом добавляется температура $f(r_{k+1})$).

Для оценки точности вычисляется дисперсия полученного решения:

$$D(\xi) \approx \frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (\xi_i - \bar{\xi})^2.$$

Нами был программно реализован параллельный алгоритм блуждания по сферам для исполнения на GPU на базе технологии CUDA. Реализованный алгоритм был протестирован на нескольких моделях, для которых существует точное аналитическое решение.

Модель наклонного уступа. Известно аналитическое решение для теплового потока на поверхности для произвольного наклонного уступа [3].

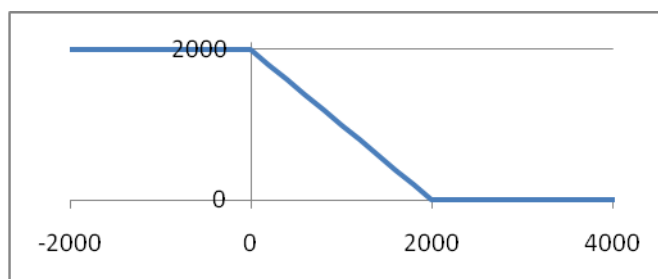


Рис. 1. Схема модели наклонного уступа по осям расстояние (м),
поверхность изотермическая

Были рассчитаны значения нормированного температурного градиента для уступа с углом наклона 45° (рис. 1). Расчеты проводились в точках на глубине 20 метров от поверхности. Высота уступа – 2000 м, Расстояние по горизонтали между точками – 200 м. Потом рассчитывался градиент относительно поверхности. Отклонения результата от точного решения показаны на рис. 2. Видно, что наибольшее значение ошибки наблюдается у подножия уступа, вблизи от пикового значения градиента.

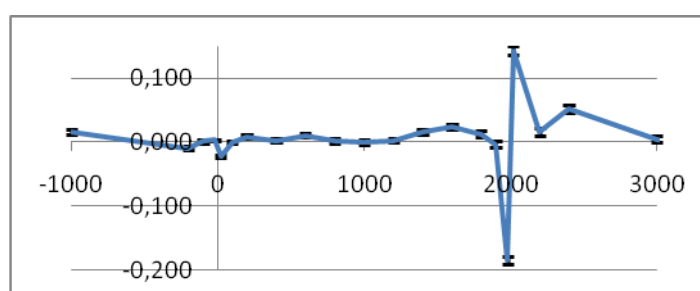


Рис. 2. Оценка точности решения для наклонного уступа.
По горизонтальной оси расстояние (м). Значительные расхождения
в месте нижнего излома уступа предположительно связано
с конечно-разностным приближением при расчете
температурного градиента у поверхности

Модель эллипсоида вращения. Известно решение для распределения температуры в модели с включением иной теплопроводности в виде сплюснутого эллипсоида [4]. Для тестирования работы программы рассматривался сплюснутый эллипсоид с вертикальной осью вращения и со следующими параметрами: $a = 1000$ м, $c = 500$ м, $\lambda_{\text{внутр}}=2$, $\lambda_{\text{внеш}}=1$ (рис. 3).

Были проведены расчеты температуры и градиента для 12 точек, находящихся на оси «с» вращения эллипсоида с шагом 50 метров, начиная с глубины 250 м относительно центра. Внутри эллипсоида градиент постоянен, а вне его для данных значений теплопроводности наблюдается постепенное понижение градиента.

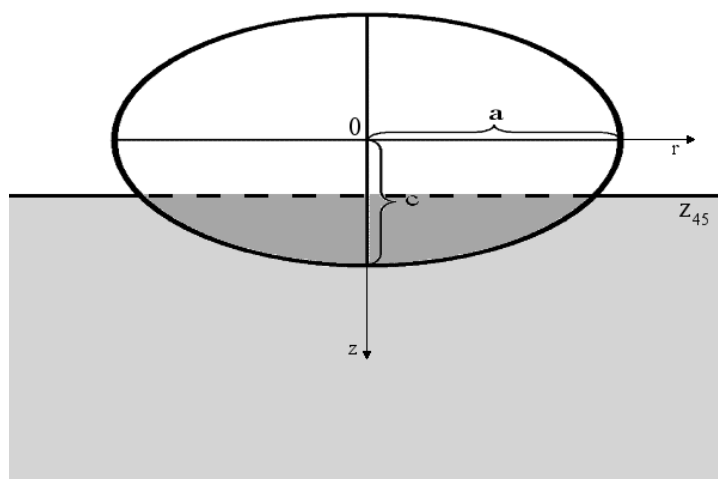


Рис. 3. Схема модели эллипсоида в вертикальном разрезе

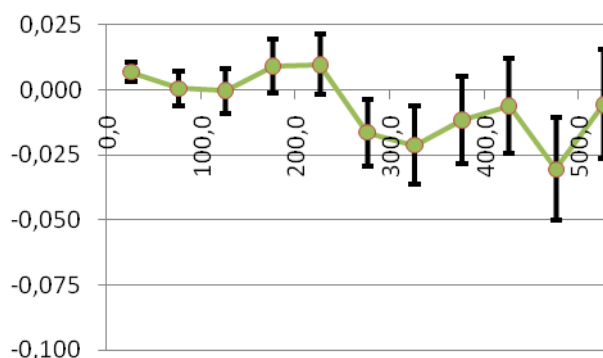


Рис. 4. Оценка точности решения для модели эллипсоида.
По горизонтали глубина (м)

Такие же расчеты проводились для модели с плоской верхней границей и горизонтальной плоской границей между верхним и нижнем слоем, которые контрастны между собой по теплопроводности.

Поправки для скважины Л-2. Были также проведены расчеты изменения нормированного градиента для скважины Л-2 на берегу оз. Байкал.

В качестве модели взят блок пород, имеющий размер 70x100x12 км со скважиной Л-2 в центре (см. рис. 5). Верхней границей области является поверхность суши и дна оз. Байкал. Поверхностная температура повсеместно считалась равной 0°C. На нижней горизонтальной границе (12 км) задается градиент, равный 22 мК/м.

В табл. 1 указаны результаты расчетов до 1100 м с шагом 100 м. Здесь $g_n = g_z / g_{zл}$ — нормированный градиент; g_z — градиент по методу Монте-Карло (ММК); $g_{zл} = 22$ мК/м — глубинный градиент.

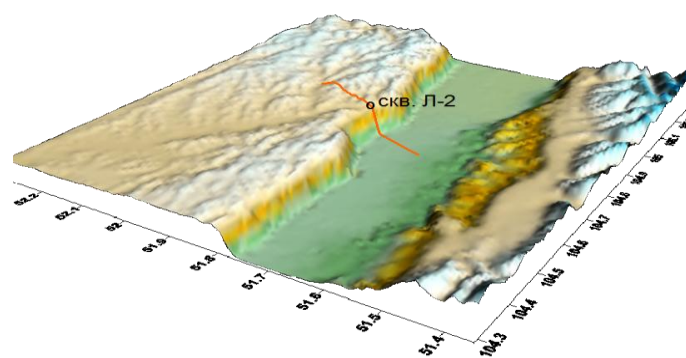


Рис. 5. Топография модели скважины Л-2

Таблица 1

Результаты для скважины Л-2

Интервал глубин, км	$g_n = g_z/g_{гп}$ (измерения)	$g_n = g_z/g_{гп}$ (ММК)	Точность расчета g_n
0,1-0,2	0,85	0,90	0,010
0,2-0,3	0,84	0,90	0,013
0,3-0,4	0,85	0,90	0,016
0,4-0,5	0,85	0,91	0,018
0,5-0,6	0,85	0,91	0,020
0,6-0,7	0,85	0,91	0,021
0,7-0,8	0,86	0,92	0,023
0,8-0,9	0,84	0,92	0,024
0,9-1,0	0,86	0,93	0,026
1,0-1,1	0,86	0,96	0,027

Анализ количества траекторий различной длины. Как выяснилось, с каждой сортировкой число траекторий убывает экспоненциально. Для одной из моделей на разной глубине были проведены оценки числа траекторий, имеющих разную длину. Как выяснилось, вне зависимости от глубины и типа модели графики имеют сходный вид (см. рис. 6).

Анализ полученного ускорения. В табл. 3 приводятся значения ускорений, полученные при исполнении параллельной версии программы на графической карте Tesla C2070, в сравнении с последовательной версией, исполнявшейся на одном ядре процессора Intel Core i5-460M (2.53 ГГц).

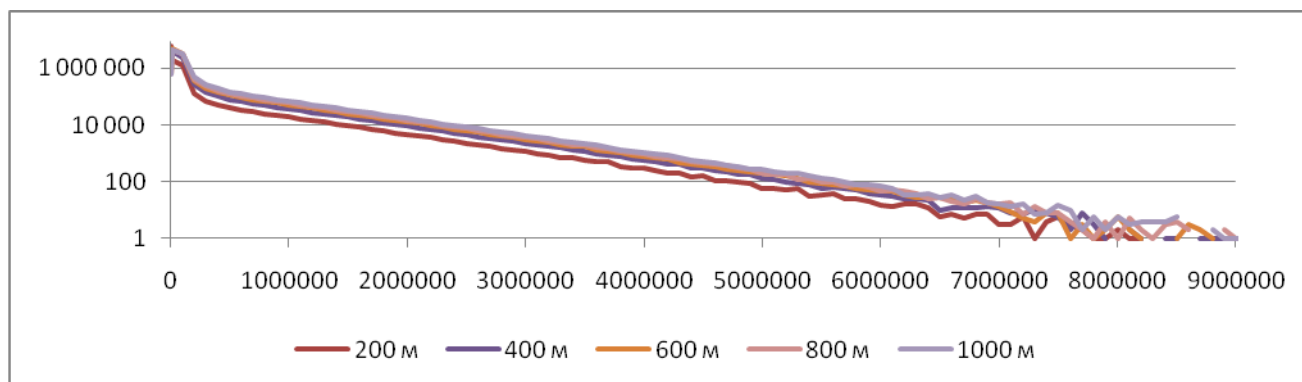


Рис. 6. Распределение траекторий по длинам, сравнение для измерений на разной глубине. Здесь по оси абсцисс указаны длины траекторий (число шагов), по оси ординат – число траекторий данной длины (логарифмическая шкала)

Таблица 3

Ускорение CPU/GPU для разных тестовых моделей

Число траекторий	Модель плоских слоев	Модель наклонного уступа	Модель эллипсоида
100 000	47,1	3,8	21,0
1 000 000	68,4	18,6	49,3
10 000 000	71,3	46,9	59,3

При дальнейшем увеличении числа траекторий прирост ускорения замедляется, однако для 10^7 траекторий погрешность результата составляет сотые доли градуса (для температуры) и зачастую эта точность является достаточной.

Таким образом, параллельная реализация алгоритма была опробована на тестовых моделях с известным аналитическим решением и на реальных данных по скважине Л-2 (вблизи оз. Байкал). Показано, что на данный момент удалось добиться существенного (в отдельных случаях в 71 раз) сокращения времени работы программы.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Powell W.G., Chapman D.S., Balling N., Beck A.E. Continental heat flow density / In: Handbook of terrestrial heat flow Commission, Kluwer Acad. Publisher. 1988. P. 167-222.
2. Соболев И.Н. Численные методы Монте-Карло. М.:ФИЗМАТЛИТ, 1973, 312с.
3. Lachenbruch, A.H. 1969. The Effect of Two-Dimensional Topography on Superficial Thermal Gradients / U.S. Geol. Surv. Bull. 1203-E (1957). P. 8-14.
4. Корытникова Н. Н. О связи глубинных температур с термическими коэффициентами горных пород и формой глубинных структур // Известия АН СССР. География и геофизика, № 3, 1943. 115 с.

© В.В. Скуридина, А.А. Дучков, А.А. Романенко, Д.Е. Аюнов, 2013

ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЙ ПУНКТ «КВАРТА-Н-50» ДЛЯ КОНТРОЛЯ ДЕБЕТА И ПАРАМЕТРОВ НЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ И НЕФТИ НА СКВАЖИНЕ

Анатолий Федорович Серов

Федеральное научное бюджетное учреждение Институт теплофизики им. С.С. Кутателадзе Сибирского отделения Российской академии наук, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Ак. Лаврентьева, 1, д.т.н., профессор, гл. н.с., тел. (383)3306466, e-mail: serov@itp.nsc.ru

Валерий Николаевич Мамонов

Федеральное научное бюджетное учреждение Институт теплофизики им. С.С. Кутателадзе Сибирского отделения Российской академии наук, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Ак. Лаврентьева, 1, к.т.н., н.с., тел. (383)3306466

Александр Дмитриевич Назаров

Федеральное научное бюджетное учреждение Институт теплофизики им. С.С. Кутателадзе Сибирского отделения Российской академии наук, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Ак. Лаврентьева, 1, к.т.н., с.н.с., тел. (383)3306466

Константин Михайлович Кириллов

Федеральное научное бюджетное учреждение Институт теплофизики им. С.С. Кутателадзе Сибирского отделения Российской академии наук, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Ак. Лаврентьева, 1, вед. инж., тел. (383)3306466

Измерительный пункт «КВАРТА-Н-50» предназначен для измерения текущих значений объемного и массового расхода нефте-водяной эмульсии (далее - НВЭ) и нефти, давления в устье скважины, температуры и средней скорости потока, динамической вязкости НВЭ и процентного содержания воды в НВЭ.

Ключевые слова: интеллектуальная скважина, контроль дебета, интеграция с АСУ ТП, информация для оптимизации добычи.

MEASURING ITEM "KBAPTA-H-50" FOR THE CONTROL OF THE DEBIT AND PARAMETERS PETROLEUM MIX AND PETROLEUM ON THE CHINK

Anatoly F. Serov

The professor, Federal scientific budgetary establishment Institute of thermophysics him, Kutateladze Institute of Thermophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 630090, Russia, Novosibirsk, Lavrentev Avenue, 1, tel. (383)3306466, e-mail: serov@itp.nsc.ru

Valery N. Mamonov

Senior assistant, Federal scientific budgetary establishment Institute of thermophysics him, Kutateladze Institute of Thermophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 630090, Russia, Novosibirsk, Lavrentev Avenue, 1, tel. (383)3306466

Alexander D. Nazarov

Senior assistant, Federal scientific budgetary establishment Institute of thermophysics him, Kutateladze Institute of Thermophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 630090, Russia, Novosibirsk, Lavrentev Avenue, 1, tel. (383)3306466

Konstantin M. Kirillov

Senior assistant, Federal scientific budgetary establishment Institute of thermophysics him, Kutateladze Institute of Thermophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 630090, Russia, Novosibirsk, Lavrentev Avenue, 1, tel. (383)3306466

The created measuring item(point) "КВАРТА -Н-50" is intended for measurement of the current values of the volumetric and mass charge mix and petroleum, pressure in a mouth of a chink, temperature and average speed of a stream, dynamic viscosity mix and percentage of water in mix.

Key words: an intellectual chink, the control of the debit, integration from АСУ ТП, the information for optimization of extraction.

Основными элементами измерительного пункта является расходомер-счетчик «КВАРТА» с программно-вычислительным комплексом. Первичный преобразователь расходомера представляет собой конструкцию, в которой совмещены три устройства: сужающее устройство с дифференциальным манометром, оригинальный ультразвуковой измеритель скорости потока НВЭ и скорости звука, СВЧ измеритель влажности и манометр рабочего давления в магистрали. Эти устройства конструктивно объединены в одном модуле, оснащены первичными микропроцессорными преобразователями, но функционируют независимо друг от друга. Результаты измерений каждого из этих приборов используются в интегральном алгоритме вычисления объемного и массового расхода, проходящей через измерительную секцию НВЭ. На рис. 1 приведена фотография модуля.

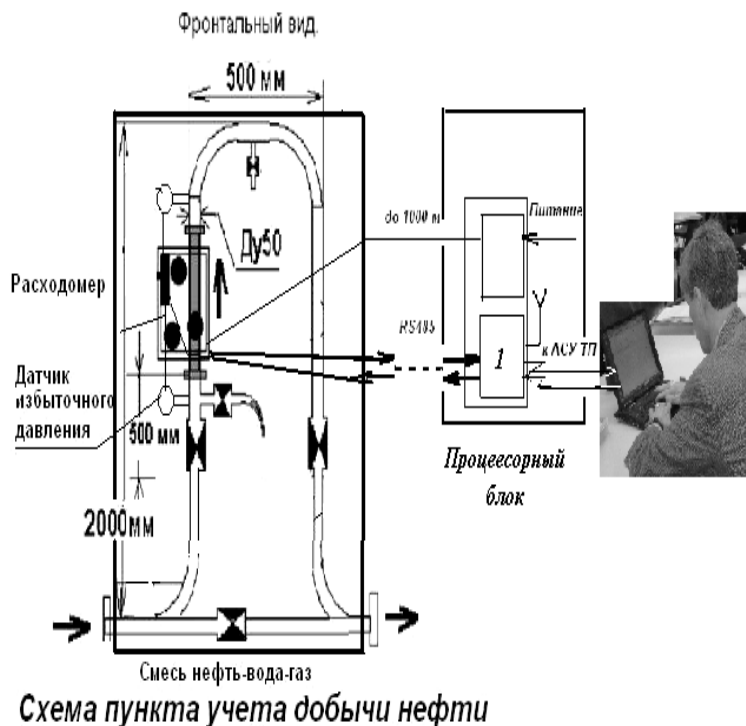


Рис. 1. Общий вид измерительного пункта

Вычислитель расходомера оснащен мощным программным обеспечением, которое позволяет производить быструю обработку поступающей информации. Питание подается от искробезопасного блока с резервным гальваническим источником.

Опыт создания ультразвукового расходомера «Тритон» (сертификат об утверждении типа средств измерений № 20775 от 15 июня 2005 г., № 29307–05 в Государственном реестре средств измерений), а также исследования, проведенные в Институте теплофизики СО РАН [1, 2], позволили найти такое решение для конструкции измерительной линии расходомера, что величина вязкости протекающей жидкости не влияет на результат измерения величины средней по сечению скорости потока.

Использование расходомеров в системах учета потребления жидкого топлива, особенно с неньютоновскими свойствами, невозможно без учета влияния вязкости на показания расходомера. Вязкость нефтепродуктов зависит от температуры, увеличиваясь с ее понижением. В схеме гидродинамического канала расходомера «Кварта-Н-50» найдено хорошее сочетание простоты конструкции и точности изготовления, что позволяет обеспечить высокие метрологические параметры в широком диапазоне изменения вязкости жидкости, расход которой измеряется.

Особенностью расходомера «Кварта» является измерительная линия, представляющая собой канал плоской формы, который состоит из трех частей: плоского конфузора, плоского измерительного участка и плоского диффузора. Входное и выходное сечения измерительной линии расходомера имеют круглую форму диаметром 50 мм и плавно сопрягаются с плоским каналом. В плоском измерительном участке измерительной линии устанавливаются ультразвуковые датчики так, что ультразвуковой луч «просвечивает» поток жидкости под углом 30° к продольной оси канала по всей его ширине.

Для определения механизма влияния конструкции измерительной линии и величины вязкости жидкости на погрешность определения скорости потока было проведено математическое моделирование трехмерного течения жидкости в области «просвечивания» потока ультразвуковым лучом.

Для моделирования течения жидкости в измерительной линии был применен пакет Fluent. Пакет Fluent - это CFD (**Computational fluid dynamics**) пакет общего назначения, способный моделировать большое разнообразие задач для ограниченных и внутренних течений жидкости. Графический интерфейс пользователя связывает воедино постановку задачи (включая создание/импорт геометрии и генерацию сетки), препроцессинг, решение и обработку результатов и использует фиксированную сетку из пирамидальных элементов, что упрощает генерацию и обеспечивает многие желательные свойства (например, регулярность, улучшает точность, уменьшает требования к памяти, облегчает численную аппроксимацию). Для решения задачи была применена низкорейнольдсовская К-эпсилон модель (Low Reynolds K-epsilon) с шагом сетки 2 мм.

Динамический диапазон расходомера 1:20 (от $1,0 \text{ м}^3/\text{ч}$ до $20,0 \text{ м}^3/\text{ч}$), что соответствует диапазону средней скорости во входном сечении измерительной

линии от 0,14 м/с до 2,8 м/с. Расходомер может быть использован для измерения расхода жидкостей, имеющих динамическую вязкость в диапазоне от 0,005 кг/(м*с) до 0,08 кг/(м*с). Такой диапазон расходов и вязкости жидкости соответствует диапазону числа Рейнольдса, определенному по диаметру входного сечения измерительной линии и средней скорости потока в её входном сечении, от 88 до 28000. Это означает, что при измерении расхода в измерительной линии может быть реализован ламинарный, турбулентный или переходной тип течения.

На рис. 2 в качестве иллюстрации возможностей метода расчета приведен пример расчета поля скоростей для одного из значений средней скорости потока во входном сечении измерительной линии. В правой части рисунка приведена цветовая шкала для определения величины вектора скорости потока. Приведено поле скорости в вертикальной плоскости по оси измерительной линии и линии равных скоростей в поперечном сечении плоского измерительного участка.

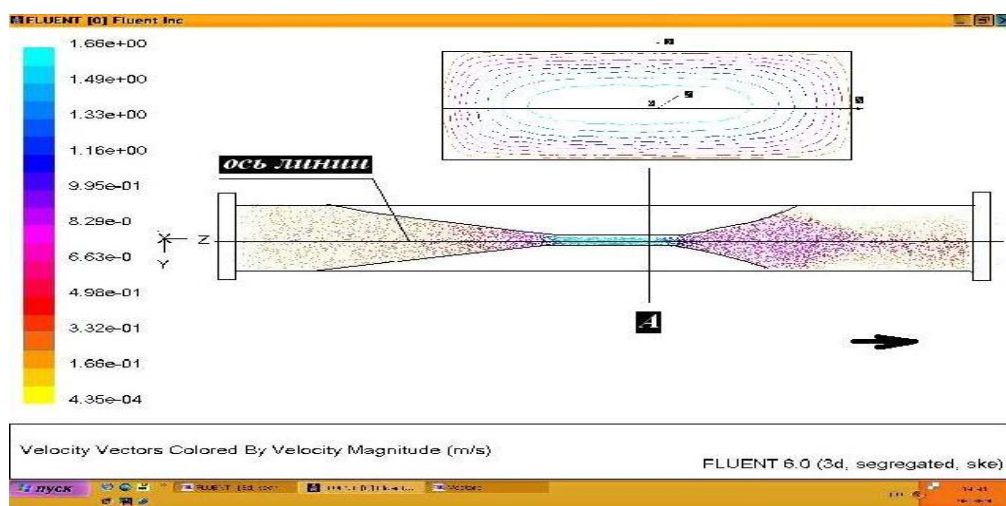


Рис. 2. Поле скоростей по оси измерительной линии

На рис. 3 изображена схема расположения ультразвуковых датчиков А и В расходомера в вертикальной плоскости по оси измерительной линии и распределение продольной составляющей вектора скорости потока вдоль измерительного луча АВ, проходящего через центры датчиков А и В.

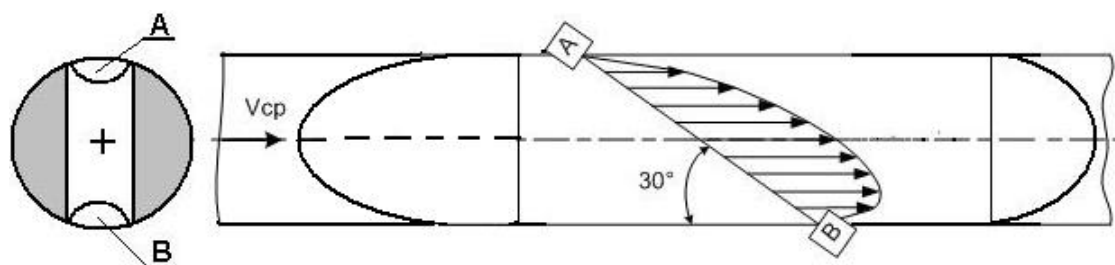


Рис. 3. Схема расположения ультразвуковых датчиков расходомера

Были проведены расчеты среднего значения продольной составляющей вектора скорости потока вдоль измерительного луча AB $V_{cp}(AB)$ для четырех значений вязкости потока жидкости (0,01, 0,02, 0,04 и 0,08 кг/(м*с)) в диапазоне расходов от 0,5 м³/ч до 4 м³/ч.

На рис. 4 приведены результаты этих расчетов, которые отражают следующий факт: если ультразвуковые датчики расходомера представляют собой точечные источники-приемники излучения, то результаты измерения расхода будут иметь погрешность, зависящую от величины измеряемого расхода и от вязкости жидкости. Результат вполне очевидный, так как при изменении расхода и вязкости жидкости изменяется режим течения в плоском измерительном участке измерительной линии (ламинарный, переходной или турбулентный режим течения). Величина $V_{cp}(AB)$ зависит от степени наполненности профиля скорости в измерительном участке (от режима течения).

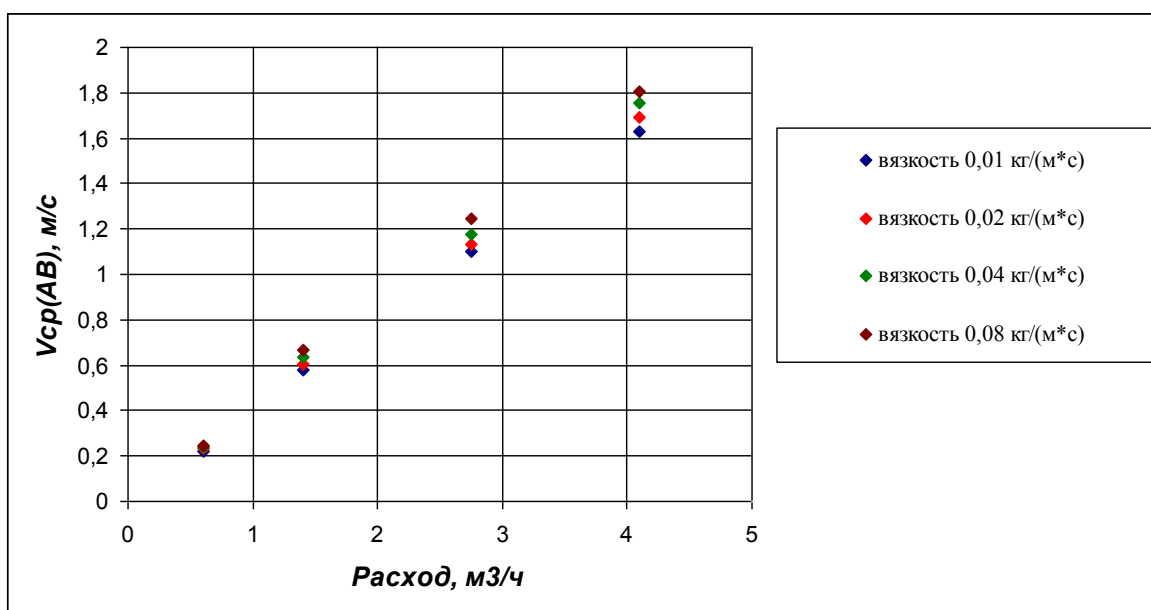


Рис. 4. Влияние вязкости жидкости на показания расходомера при точечных источниках-приемниках ультразвукового излучения

На рис. 5 приведены результаты предыдущих расчетов (рис.4), но обработанные в виде относительной погрешности δ измерения скорости $V_{cp}(AB)$. Величина δ определена как $\delta = (V_{cp}(AB)|_v - V_{cp}(AB)|_{0,01}) / V_{cp}(AB)|_{0,01}$. Здесь величина $V_{cp}(AB)|_{0,01}$ рассчитана для жидкости с вязкостью 0,01 кг/(м*с), а $V_{cp}(AB)|_v$ – рассчитана для жидкости с вязкостью v (0,02, 0,04 или 0,08 кг/(м*с)).

Из рис. 5 следует, что в рассматриваемом случае можно ожидать погрешности измерения среднего значения продольной составляющей вектора скорости потока вдоль измерительного луча AB $V_{cp}(AB)$ более 10%. Для устранения данной погрешности и был разработан расходомер с особой конструкцией измерительной линии (Рис 6).

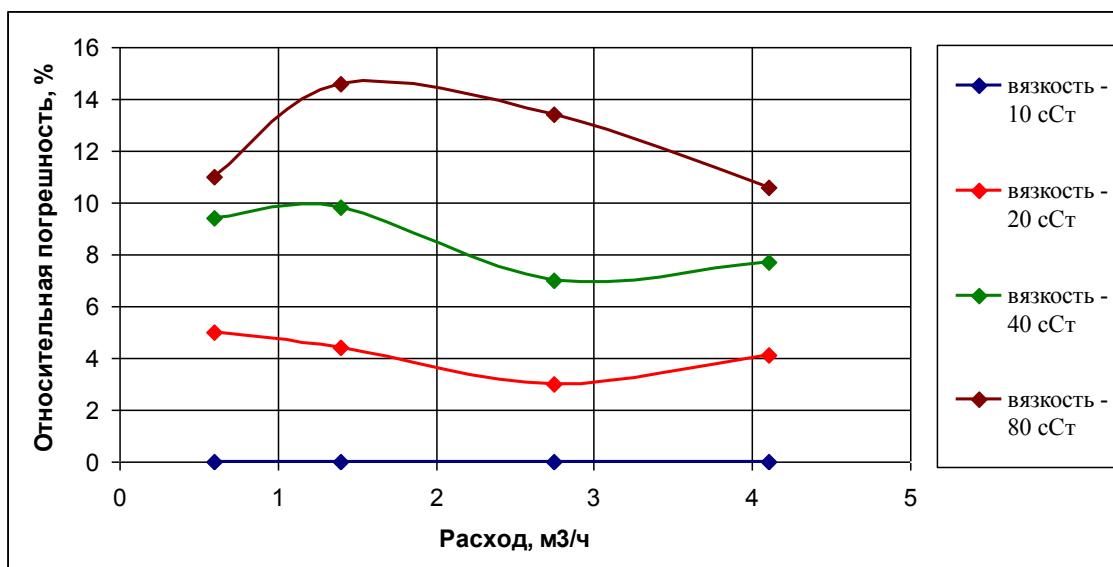


Рис. 5. Относительная погрешность измерения средней скорости

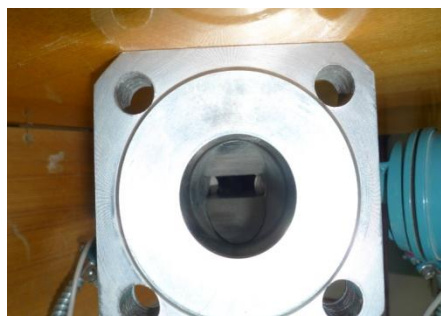


Рис. 6. Плоский конфузор и плоский измерительный участок расходомера «Кварта-Н-50»

На рисунке 6 показана форма канала измерительной линии и способ установки ультразвуковых датчиков, которые позволяют измерять среднюю скорость потока (расход жидкости) без погрешности, связанной с вязкостью жидкости [3]. На рис. 7 приведена калибровочная кривая расходомера, которая подтверждает такое свойство расходомера.

Измерительный пункт «КВАРТА-Н-50» предназначен для комплектации узлов оперативного учета текущих значений объемного и массового расхода смеси нефть-вода и ее компонентов на пунктах сбора нефти от скважин. Возможна адаптация прибора для измерения расхода и состава других многокомпонентных смесей в химической, пищевой и других отраслях промышленности.

Технические характеристики

1. Расход, м³/сутки	2 – 100
2. Обводненность, %	0 – 100
3. Давление, макс., атм.	15
4. Окружающая температура, °С	- 40 – +50

5. Рабочая температура смеси, °C	+10 – +50
6. Вязкость, динамическая, кг/м*с	0,00116 – 0,04
7. Плотность, кг/м ³	700 – 1300
8. Соленость, % (по весу)	0 – 10
9. Присоединительный диаметр, мм	Ду50
10. Усредненная погрешность, от полной шкалы, %:	+/- 2
11. Мгновенная погрешность, от полной шкалы, %:	+/- 5

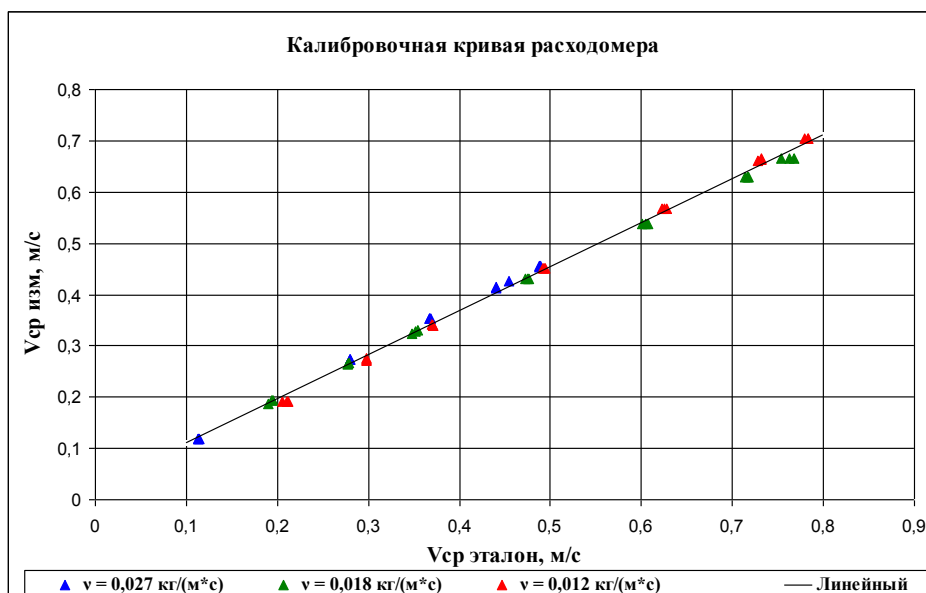


Рис 7. Калибровочная кривая расходомера

Выполнено проектирование прибора, изготовлен опытный образец, проведены динамические и статические испытания на стенде ИТ СО РАН, отлажен первый вариант программного обеспечения вычислителя, разработаны паспорт прибора, методика поверки, техническое описание, получено разрешение на применение и разработан поверочный стенд.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Серов А.Ф., Назаров А.Д., Мамонов В.Н., Бодров М.В. Принцип построения двух-компонентного счетчика-расходомера для нефтяной скважины // Научный вестник НГТУ. – 2012. – Вып. 4. – С. 176-182
2. А.Ф. Серов, А.Д. Назаров, М.В. Бодров, Аппаратура и алгоритм для определения содержания нефти в смеси у скважины. Сборник материалов Международного научного конгресса Гео-Сибирь-2007, т. 5, с. 218 – 224, 25 – 27 апреля 2007 г., Новосибирск, СГГА.
3. **Патент №85227. Измеритель расхода нефти.** Серов А.Ф., Мамонов В.Н., Назаров А.Д., Кротов, С.В. (РФ). Заявка №2009106182. Приоритет 24 февраля 2009г. Зарегистрировано в Государственном реестре Российской Федерации 27 июля 2009 г.
4. Кремлевский. П.П. Расходомеры и счетчики количества вещества. Справочник. Кн.2 – Санкт-Петербург: Изд-во «Политехника». – 2004. – 412 с.

© А.Ф. Серов, В.Н. Мамонов, А.Д. Назаров, К.М. Кириллов, 2013

**ПРОГРАММНАЯ БИБЛИОТЕКА EMFCORE
КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ
ЭЛЕКТРОМЕТРИЧЕСКИХ ИЗМЕРЕНИЙ В СКВАЖИНАХ**

Константин Сергеевич Сердюк

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, инженер, e-mail: kserdyuk@gmail.com

Марат Шаукатович Урамаев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, инженер, e-mail: uramaevmsh@gmail.com

Игорь Владиславович Михайлов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, инженер 1-ой категории, e-mail: mikhayloviv@gmail.com

Цель данной работы – создание внешнего подключаемого модуля, который может быть встроен в готовую интерпретационную систему. В работе представлено описание программной библиотеки Emfcore, интегрированной в программный комплекс Techlog. Библиотека Emfcore содержит вычислительные процедуры обработки практических данных методов ВИКИЗ и БКЗ, а также построения совместной одномерной цилиндрически-слоистой геоэлектрической модели. Приведен пример совместной инверсии данных ВИКИЗ и БКЗ. Также, в Emfcore реализован алгоритм поправки за эксцентриситет ВИКИЗ.

Ключевые слова: Emfcore, интерпретация данных ВИКИЗ и БКЗ, Techlog.

**THE SOFTWARE LIBRARY EMFCORE FOR QUANTITATIVE
INTERPRETATION OF ELECTROMETRIC WELL LOGGING DATA**

Konstantin S. Serdyuk

A. A. Trofimuk Institute for Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Acad. Koptug av. 3, Novosibirsk, engineer, e-mail: kserdyuk@gmail.com

Marat Sh. Uramaev

A. A. Trofimuk Institute for Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Acad. Koptug av. 3, Novosibirsk, engineer, e-mail: uramaevmsh@gmail.com

Igor V. Mikhaylov

A. A. Trofimuk Institute for Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Acad. Koptug av. 3, Novosibirsk, first category engineer, e-mail: mikhayloviv@gmail.com

The purpose of this work is to create an external plug-in which can be integrated in a ready-made interpretation system. This paper presents the description of the software library Emfcore integrated in the software platform Techlog. The library Emfcore contains computational procedures for VIKIZ and lateral logging sounding practical data processing and allows to create a joint 1D cylindrically layered geoelectrical model. The example of VIKIZ and lateral logging sounding joint inversion is given. Also, the VIKIZ eccentricity correction algorithm is realized in the Emfcore.

Key words: Emfcore, VIKIZ and lateral logging sounding data interpretation, Techlog.

Введение

При геофизических исследованиях скважин методам электрометрии традиционно уделяется особое внимание, поскольку они тесно связаны с насыщением коллекторов. Основными методами постоянного тока, используемыми в настоящее время в России, являются боковое каротажное зондирование (БКЗ) и боковой каротаж (БК). В свою очередь, среди методов, основанных на использовании переменного тока, широко применяются высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ) и индукционный каротаж (ИК). Основными определяемыми характеристиками геологической среды являются удельное электрическое сопротивление (УЭС) и относительная диэлектрическая проницаемость (ОДП).

Целью данной работы является создание программной библиотеки Emfcore, объединяющей набор алгоритмов для одномерной количественной интерпретации данных электрометрии скважин. Преимуществом этого продукта является возможность его интеграции в готовые интерпретационные системы.

Emfcore включает в себя элементы графического пользовательского интерфейса, такие как диалоговые окна инверсии по каждому отдельному методу и окно совместной инверсии. С целью исследований и тестирования данная библиотека была интегрирована в программный комплекс Techlog.

Библиотека Emfcore

В основу вычислительных процедур библиотеки Emfcore были положены математические алгоритмы из программной системы EMF Pro. В настоящий момент в состав библиотеки входят следующие процедуры:

- расчет кажущихся УЭС по значениям измеренных разностей фаз ВИКИЗ;
- восстановление значений разностей фаз ВИКИЗ по кажущимся УЭС;
- снятие средних значений в пласте по данным ВИКИЗ;
- построение стартовой модели ВИКИЗ;
- автоматическая инверсия (обратная задача) ВИКИЗ;
- ручная инверсия ВИКИЗ;
- автоматическая инверсия БКЗ.

Наряду с алгоритмами, заимствованными из EMF Pro, в состав Emfcore вошли новые алгоритмы обработки каротажных данных, а именно:

- поправка за эксцентриситет ВИКИЗ [3];
- расстановка границ пластов градиентным и статистическим методом по данным ВИКИЗ [1];
- снятие средних значений БКЗ в пласте;
- совместная инверсия данных ВИКИЗ и БКЗ.

Данный набор вычислительных процедур дает возможность выполнять как совместную инверсию данных ВИКИЗ и БКЗ, так и инверсию каждого метода в отдельности.

Интерпретационная система, нацеленная на количественную интерпретацию, должна иметь эргономичные средства визуализации данных каротажа и

механизмы настройки решения обратной задачи. Поэтому, чтобы сделать процесс решения обратной задачи интерактивным и гибким, было разработано программное решение в виде диалогового окна совместной инверсии. Оно может быть использовано и для инверсии данных каждого отдельного метода.

Окно совместной инверсии

Для достоверной оценки фильтрационно-емкостных свойств пласта необходимо построение как можно более точной геоэлектрической модели. Совместная инверсия данных по нескольким методам дает возможность построить такую модель, значительно уменьшив при этом область эквивалентности. В настоящий момент в библиотеке Emfcore реализован алгоритм решения обратной задачи, в котором подбор параметров единой модели выполняется сразу по двум методам.

Разработка пользовательского интерфейса является немаловажной частью работы. И действительно, хорошо продуманный интерфейс может существенно облегчить работу интерпретатора и помочь избежать ошибок, связанных с человеческим фактором. Особенно это актуально в случае промышленного использования библиотеки из-за следующих аспектов. Во-первых, оператор часто находится в рамках сжатых сроков, поэтому необходима быстрота проведения инверсии. Во-вторых, требуется обработка множества принципиально схожих данных. В таких условиях трудно постоянно поддерживать концентрацию на должном уровне. К тому же, при появлении нетипичных для района исследования данных требуется индивидуальный подход к интерпретации. Исходя из всего этого, пользовательский интерфейс должен быть максимально простым и понятным, позволяя при этом проводить спектр различных операций над рассматриваемым пластом.

В начале проектирования необходимо выделить важнейший принцип, который будет определяющим при поиске компромиссов. В данном случае был выбран принцип, согласно которому интерфейс позволяет пользователю легко адаптировать себе окружение.

Для достижения этой цели на этапе разработки было принято несколько решений. Так, созданное диалоговое окно (рис. 1) содержит:

- экспериментальные и теоретические показания того или иного прибора в виде графиков (1) и таблицы (3);
- невязку между этими показаниями для каждого из представленных методов и вклад каждого метода в невязку при решении обратной задачи (4);
- параметры подбираемой модели среды в виде набора слоев (5) и таблицы (2).

Пользователь может изменить модель среды путем ввода нового значения в таблицу (2), либо изменив мышкой положение соответствующего отрезка кусочно-постоянной функции (5). Практические показания прибора также могут быть изменены либо введением нового значения в таблицу (3), либо передвижением соответствующего узла графика (1) мышкой.



Рис. 1. Окно совместной инверсии, реализованное в Emfcore

Для того чтобы пользователь мог вернуться к начальным параметрам модели или показаниям прибора, в диалоговом окне имеются соответствующие кнопки (6).

Пользовательский интерфейс предоставляет возможность отключать отдельные зонды, или же весь прибор; отключенный зонд (прибор) не вносит вклад в результат обратной задачи и в подсчет общей невязки. Имеется возможность устанавливать вклад (вес) каждого из имеющихся каротажных методов в инверсию.

Непосредственно в процессе расчета обратной задачи все элементы окна, за исключением кнопки «Stop», блокируются. Стадия процесса интерпретации указывается соответствующим индикатором процесса.

Интеграция в Techlog

Techlog – крупный программный комплекс, разработанный компанией Schlumberger. Он предоставляет возможности по обработке, хранению, визуализации и интерпретации каротажных диаграмм. На основе вычислительных процедур библиотеки Emfcore были созданы отдельные модули для раздельной обработки данных ВИКИЗ и БКЗ, а также для их совместной инверсии.

На основе стандартных способов хранения каротажных данных (families) были созданы собственные типы кривых ВИКИЗ и БКЗ. Такой подход позволяет автоматически распознавать необходимые диаграммы для запуска алгоритмов и удобно хранить настройки их визуализации. Для хранения параметров геоэлектрической модели также были созданы собственные типы кривых. Итоговая реализация позволяет хранить модели с числом зон околоскважинного пространства, включая скважину, не более пяти.

Каждый алгоритм обработки данных представлен в системе Techlog в виде скрипта, написанного на языке Python. Исполняемый скрипт сначала загружает необходимые каротажные данные из базы и подготавливает набор входных параметров, необходимых для конкретной вычислительной процедуры. Затем непосредственно идет сам вызов вычислительной процедуры из библиотеки Emf-core. В конечном итоге полученные данные сохраняются в базу.

Наряду с одиночным вызовом скриптов, пользователь имеет возможность создать автоматический настраиваемый конвейер из необходимых ему алгоритмов. Идея механизма Python Workflow Item заключается в создании процесса обработки, при котором выходные данные одного алгоритма являются входными данными последующего. Данная технология позволяет запустить автоматическую обработку большого числа скважин. При этом предварительно можно настроить параметры алгоритмов для каждой из скважин (рис. 2).

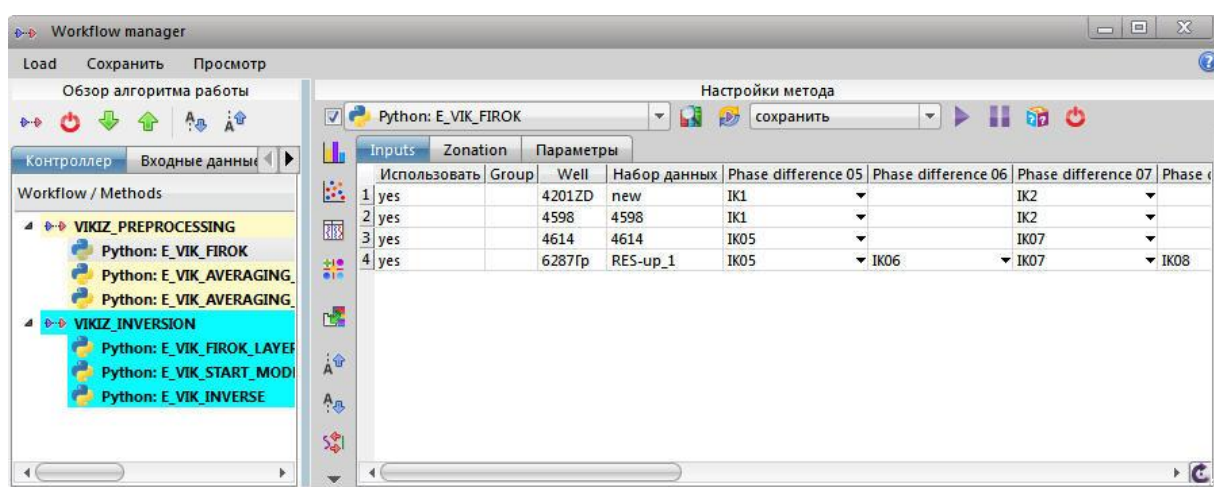


Рис. 2. Автоматическая обработка и инверсия данных ВИКИЗ в Techlog

Пример совместной инверсии ВИКИЗ и БКЗ

Стоит сразу отметить, что два этих метода имеют в своей основе различную физическую сущность. ВИКИЗ обладает лучшей чувствительностью к низкоомным областям разреза, а за счет фокусирующих свойств он в меньшей мере подвержен влиянию скважины, прискважинной области и вмещающих пород. Метод БКЗ лучше чувствует высокоомные участки, но его диаграммы искажаются действием экранирующего эффекта. Совместная инверсия ВИКИЗ и БКЗ уменьшает область эквивалентных геоэлектрических моделей среды и позволяет, главным образом, уточнить параметры зоны проникновения [2].

На рис. 3 представлен результат совместной инверсии методов ВИКИЗ и БКЗ в четырехметровом нефтеводоносном коллекторе (интервал пластов АС₇₋₈ Федоровского месторождения). Для решения обратной задачи были взяты все пять зондов ВИКИЗ и следующие градиент-зонды БКЗ: А0.4М0.1N, А1.0М0.1N, А2.0М0.5N и А4.0М0.5N. Геоэлектрическая модель среды, полу-

ченная с хорошей точностью, состоит из пяти слоев: скважина – промытая зона – зона проникновения – окаймляющая зона – пласт.

Отдельного внимания заслуживают кривые зондирования ВИКИЗ и БКЗ. Они совершенно различны; промытая зона хорошо определяется методом БКЗ, но окаймляющая зона на его кривой зондирования никак не проявлена, в отличие от ВИКИЗ.

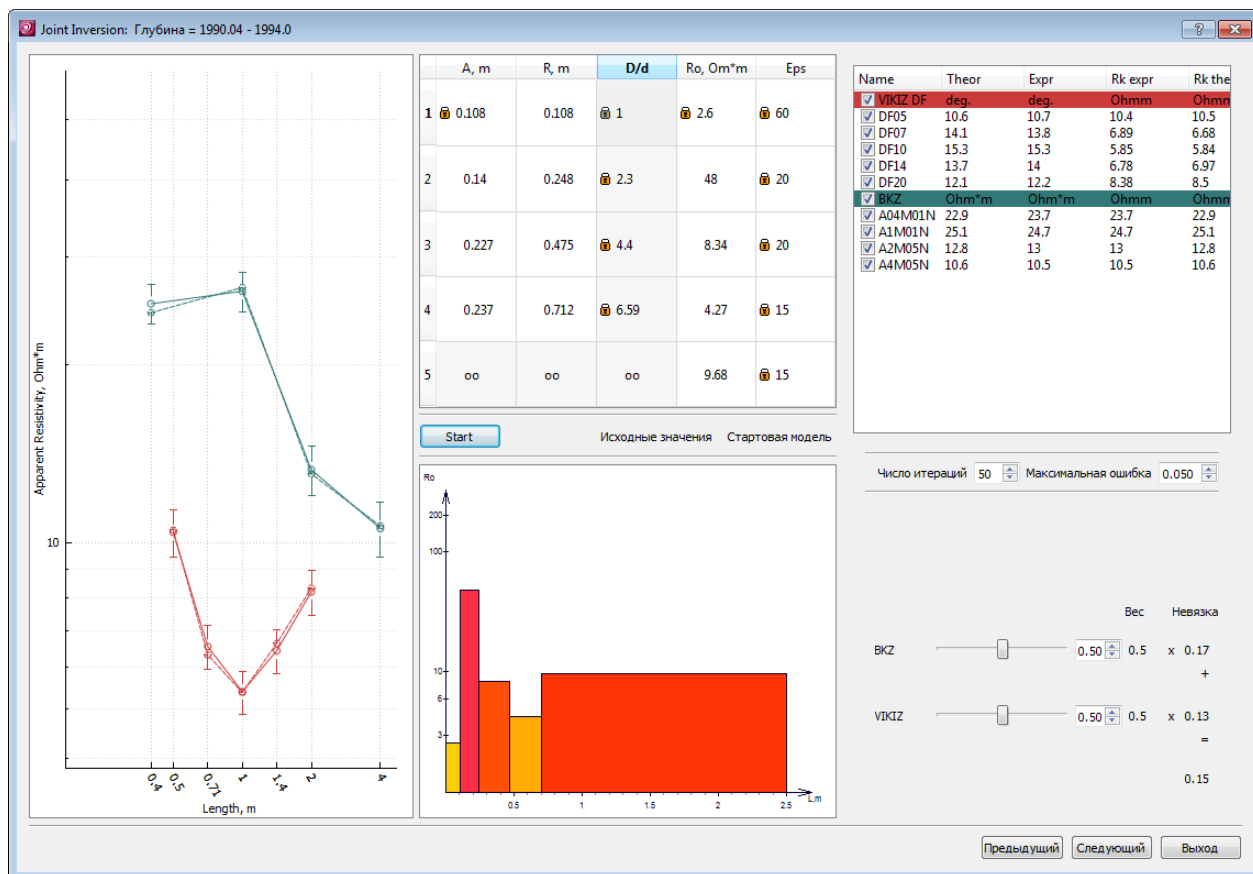


Рис. 3. Совместная инверсия данных ВИКИЗ и БКЗ в нефтеводоносном коллекторе

Заключение

Программная библиотека Emfcore является эффективным и удобным инструментом количественной интерпретации методов каротажа. В настоящий момент данная библиотека позволяет проводить совместную инверсию ВИКИЗ и БКЗ. В дальнейшем планируется создание совместной инверсии по методам ВИКИЗ, БКЗ, ИК и БК.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Бердов, В.А. Выделение пластов межскважинного пространства по данным каротажа в программном комплексе Petrel / Бердов В.А., Власов А.А., Лапковский В.В. // ГЕО-Сибирь 2012. Т.2. Недропользование. Горное дело. Новые направления и технологии поиска, развед-

ки и разработки месторождений полезных ископаемых: сб. матер. VIII Междунар. научн. конгресса «ГЕО-Сибирь 2012». – Новосибирск, 2012. – с. 87-92.

2. Игнатов, В.С. Совместная интерпретация данных ВИКИЗ и БКЗ / В.С. Игнатов, Л.В. Малеева // Каротажник. – 2008. – № 168. – С. 42-50.

3. Тейтельбаум, Д.В. Расчет палеток и создание программных средств для коррекции данных ВИКИЗ за влияние скважины и эксцентриситета // Материалы XLIX Международной научной студенческой конференции «Студент и научно-технический прогресс»: Информационные технологии / Новосиб. гос. ун-т. Новосибирск, 2011. – с. 247.

© К.С. Сердюк, М.Ш. Урамаев, И.В. Михайлов, 2013

ЧИСЛЕННОЕ РЕШЕНИЕ УРАВНЕНИЯ ДВОЙНОГО КОРНЯ В КРИВОЛИНЕЙНЫХ КООРДИНАТАХ

Александр Сергеевич Сердюков

Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, старший преподаватель кафедры Высшей математики Физического факультета, к.ф.-м.н., тел. +79137679513, e-mail: AleksanderSerdyukov@yandex.ru

Антон Альбертович Дучков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, 3, к.ф.-м.н., зав. лаб., e-mail: DuchkovAA@ipgg.sbras.ru

Уравнение двойного корня описывает продолжение времен пробега отраженных волн по глубине (пересчет кинематических данных по глубине). Соответствующее эволюционное уравнение по глубине и его аппроксимации используются для реализации сейсмической миграции до суммирования. Само уравнение двойного корня является уравнением типа Гамильтона-Якоби и может быть решено численно для расчета поля времен отраженных волн сразу для всей системы наблюдений многократных перекрытий. В настоящей работе получена и программно реализована численная схема (WENO-RK) решения уравнения двойного корня в криволинейных координатах. Она позволяет рассчитывать поле времен отраженных волн на основе обобщенного принципа взрывающихся границ. Полученные результаты будут полезны для решения различных кинематических задач в случае наличия топографии и резких отражающих границ.

Ключевые слова: уравнение двойного корня, поле времен, принцип взрывающихся границ, WENO-схема.

NUMERICAL SOLVER FOR DOUBLE SQUARE ROOT EQUATION IN CURVILINEAR COORDINATES

Alexandr S. Serdyukov

Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, Pirogova str. 2, assistant lecturer, department of Physics, tel. +79137679513, e-mail: AleksanderSerdyukov@yandex.ru

Anton A. Duchkov

A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Prospect Akad. Koptuga 3, head of the laboratory, e-mail: DuchkovAA@ipgg.sbras.ru

Double-square-root (DSR) equation describes kinematics of downward data continuation in depth. Corresponding evolution equation in depth and its approximations are used for implementing prestack depth migration. The DSR equation is of Hamilton-Jacobi type and can be solved numerically for the whole acquisition system simultaneously. We have developed WENO-RK type numerical solver for DSR equation in curvilinear coordinates. These scheme allows us to compute reflection traveltimes, using the exploding reflector concept. The obtained results could be used for solving different kinematic problems in the presence of topography and high-contrast reflectors.

Key words: double-square-root equation, reflected wave traveltimes, exploding reflector concept, WENO-scheme.

Введение

Уравнение двойного корня (double-square-root, DSR) описывает продолжение поля времен отраженных волн по глубине [1]. Соответствующее эволюционное уравнение по глубине и его аппроксимации используются для сейсмической миграции до суммирования [2].

Уравнение двойного корня может рассматриваться, как уравнение Гамильтона-Якоби (характеристическое уравнение), описывающее распространение слабых разрывов (волн). От классического уравнения эйконала его отличает то, что по глубине пересчитываются времена отраженных волн, т.е. учитывается набег времен как по лучу падающей, так и отраженной волны. Таким образом, применение уравнения двойного корня позволяет пересчитывать поле времен с одной глубины на другую при условии, что лучи не имеют горизонтальных сегментов (условие DSR).

По аналогии со стандартным уравнением эйконала для численного решения уравнения Гамильтона-Якоби можно использовать WENO-RK схему [5]. В случае гладких криволинейных границ расчетной области возможно переписать DSR уравнение и соответствующую численную схему в криволинейных координатах. Это позволяет пересчитывать поле времен с одной криволинейной границы на другую.

В работе рассмотрен обобщенный принцип взрывающихся границ, который позволяет рассчитывать поле времен отраженных и головных волн сразу для всей системы наблюдений многократных перекрытий. Приведены примеры расчета отраженных и головных волн.

DSR кинематика для криволинейных границ

Уравнение двойного корня в декартовых координатах имеет вид [1, 2]:

$$\tau_z = H^{DSR}(x_s, x_r, z, \tau_{xs}, \tau_{xr}) = -\sqrt{V(x_s, z)^{-2} - \tau_{xs}^2} + \sqrt{V(x_r, z)^{-2} - \tau_{xr}^2}, \quad (1)$$

где $\tau(x_s, x_r, z)$ - время двойного пробега отраженной волны между источником с горизонтальной координатой x_s и приемником с горизонтальной координатой x_r , находящимися на одной глубине z , $\tau_z = \partial\tau/\partial z$, $\tau_{xr} = \partial\tau/\partial x_r$, $\tau_{xs} = \partial\tau/\partial x_s$. Таким образом, уравнение (1) полезно для пересчета времен с одной горизонтальной плоскости на другую, причем вычисления проводятся в расширенном (не физическом) пространстве (x_s, x_r, z, t) .

Во многих задачах возникает необходимость расчета времен отраженных и головных волн от криволинейной границы на криволинейную поверхность наблюдения (учет топографии). Рассмотрим криволинейную отражающую границу, $z = H_0 + f(x)$, и поверхность наблюдения $z_1 = g(x)$. Применим следующее преобразование координат [4] (см. рис. 1):

$$\xi = x, \quad \gamma = H_0 \frac{z - g(x)}{H_0 + f(x) - g(x)}. \quad (2)$$

Уравнение (1) может быть переписано для криволинейных координат (2), пересчет времени идет в пространстве $(\xi_s, \xi_r, \gamma, t)$ между поверхностями $\gamma = \text{const}$. Новое уравнение имеет вид:

$$\tau_\gamma = H^{DSR}(\xi_s, \xi_r, \gamma, \tau_{\xi_s}, \tau_{\xi_r}) = Q(\xi_s, \gamma, \tau_{\xi_s}) + Q(\xi_r, \gamma, \tau_{\xi_r}), \quad (3)$$

где $\tau_\gamma = \partial\tau/\partial\gamma$, $\tau_{\xi_r} = \partial\tau/\partial\xi_r$, $\tau_{\xi_s} = \partial\tau/\partial\xi_s$

$$Q(\xi, \gamma, \tau_\xi) = \frac{-\tau_\xi G(\xi, \gamma) + \sqrt{\tilde{V}^{-2}(\xi, \gamma)(G^2(\xi, \gamma) + F^2(\xi)) - \tau_\xi^2 F^2(\xi)}}{G^2(\xi, \gamma) + F^2(\xi)}, \quad (4)$$

здесь $\tilde{V}$ – скорость в новых координатах:

$$\tilde{V}(\xi, \gamma) = V(\xi, \gamma \frac{H_0 + f(x) - g(x)}{H_0} + g(x)). \quad (5)$$

Функции $F(\xi)$, $G(\xi, \gamma)$ – это компоненты матрицы Якоби преобразования (2)

$$F(\xi) = \frac{H_0}{H_0 + f(x) - g(x)}, G(\xi, \gamma) = H_0 \frac{g'(\xi)(z - f(\xi) - H_0) - z f'(\xi)}{(H_0 + f(\xi) - g(\xi))^2}, \quad (6)$$

где z для заданных ξ и γ может быть найдено из (2).

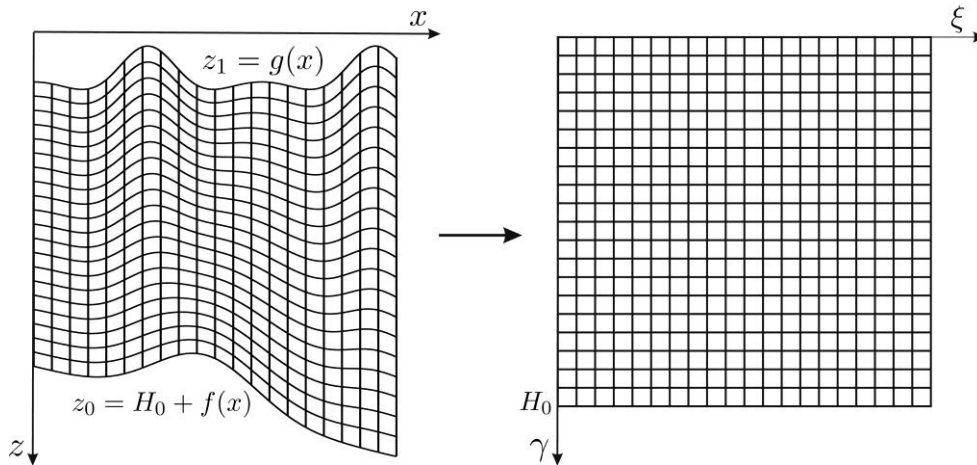


Рис. 1. Исходная расчетная область и криволинейная сетка в декартовой системе координат (слева) и соответствующая регулярная сетка в новых координатах (справа)

WENO схема для криволинейного DSR уравнения

WENO схема для уравнения (3) с переменной γ в качестве эволюционного параметра конструируется следующим образом [5].

- Аппроксимируются «горизонтальные» производные $\tau_{\xi_s}, \tau_{\xi_r}$ в каждой точке сетки для рассматриваемого γ . Эти производные могут иметь разрыв, так что вычисляются левая и правая производные $\tau_{\xi_s}^{\pm}, \tau_{\xi_r}^{\pm}$ с использованием техники WENO-аппроксимации.

- Вычисленные производные $\tau_{\xi_s}^{\pm}, \tau_{\xi_r}^{\pm}$ затем используются для вычисления τ_{γ} , при этом гамильтониан $H^{DSR}(\tau_{\xi_s}, \tau_{\xi_r})$, заменяется функцией потока

$$\hat{H}^{DSR}(\tau_{\xi_s}^+, \tau_{\xi_s}^-, \tau_{\xi_r}^+, \tau_{\xi_r}^-) = H^{DSR}\left(\frac{\tau_{\xi_s}^+ + \tau_{\xi_s}^-}{2}, \frac{\tau_{\xi_s}^+ + \tau_{\xi_s}^-}{2}\right) - \frac{1}{2} \max(|H_1^{DSR}(\tau_{\xi_s}^+)|, |H_1^{DSR}(\tau_{\xi_s}^-)|)(\tau_{\xi_s}^+ - \tau_{\xi_s}^-) - \frac{1}{2} \max(|H_2^{DSR}(\tau_{\xi_r}^+)|, |H_2^{DSR}(\tau_{\xi_r}^-)|)(\tau_{\xi_r}^+ - \tau_{\xi_r}^-),$$

где H_i есть частная производная H по i -му аргументу и мы опускаем зависимость от ξ и γ в обозначениях. В данной работе мы использовали функцию потока Лакса-Фридрихса [5].

- Модифицированное уравнение с функцией потока в правой части ($\tau_{\gamma} = \hat{H}^{DSR}(\tau_{\xi_s}^+, \tau_{\xi_s}^-, \tau_{\xi_r}^+, \tau_{\xi_r}^-)$) интегрируется по γ методом Рунге-Кутты.

Принцип взрывающихся границ

Для расчета кинематики отраженных (головных) волн для заданной отражающей границы можно использовать концепцию взрывающейся границы для DSR уравнения [3]. При этом происходит инициализация численной схемы для DSR уравнения в форме линейного распределенного источника в пространстве $(\xi_s, \xi_r, \gamma, t)$, форма которого совпадает с формой границы.

Отраженные волны. Пусть отражающая граница задана уравнением $z = H_0 + f(x)$. Тогда в криволинейных координатах граница соответствует $\gamma = \gamma_0$. для расчета времен пробега отраженных волн мы можем использовать функцию источника в терминах взрывающейся границы (при нулевом выносе $x_s = x_r$ и времени $t = 0$):

$$f(\xi_s, \xi_r, \gamma, t) = \delta(\gamma - \gamma_0) \delta(\xi_s - \xi_r) \delta(t). \quad (7)$$

Физический смысл здесь состоит в том, что в нулевой момент времени двойного пробега ($t = 0$) падающие и отраженные лучи совпадают ($x_s = x_r$) на отражающей границе. Из выражения (7) мы так же можем получить начальные условия для DSR уравнения.

Головные волны. Для задания головных волн нужно отдельно вычислить времена пробега в нижнем слое между различными точками границы. Затем может быть использована следующая формула взрывающейся границы:

$$f(\xi_s, \xi_r, \gamma, t) = \delta(\gamma - \gamma_0) \delta(t - \tau(\xi_s, \xi_r)), \quad (8)$$

где τ — время пробега головных волн в нижнем слое.

Примеры расчета времен пробега отраженной и головной волн

Пример расчета поля времен отраженных волн показан на рис. 2. Слева приведена скоростная модель, представляющая собой градиентную среду с криволинейной отражающей границей. Справа показан результат расчета поля времен (двойного времени пробега) отраженных волн для системы наблюдений многократных перекрытий с помощью WENO – схемы. Поле времен (рис. 2, справа) показано для $z=0$ в координатах средней точки и половины удаления источник-приемник ($x = (x_r + x_s)/2$, $h = (x_r - x_s)/2$).

На рис. 3. приведен пример расчета времен пробега головных волн при помощи предлагаемого алгоритма для неровной поверхности наблюдений. Слева показана скоростная модель и лучи головных волн. Справа показано поле времен головной волны в координатах (ξ_s, ξ_r) .

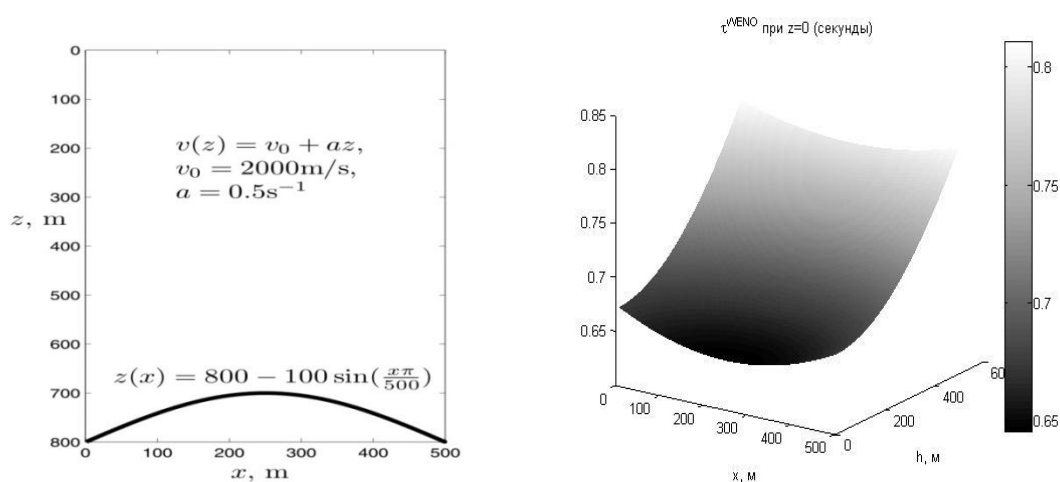


Рис. 2. Скоростная модель (слева) и времена пробега отраженной волны (справа)

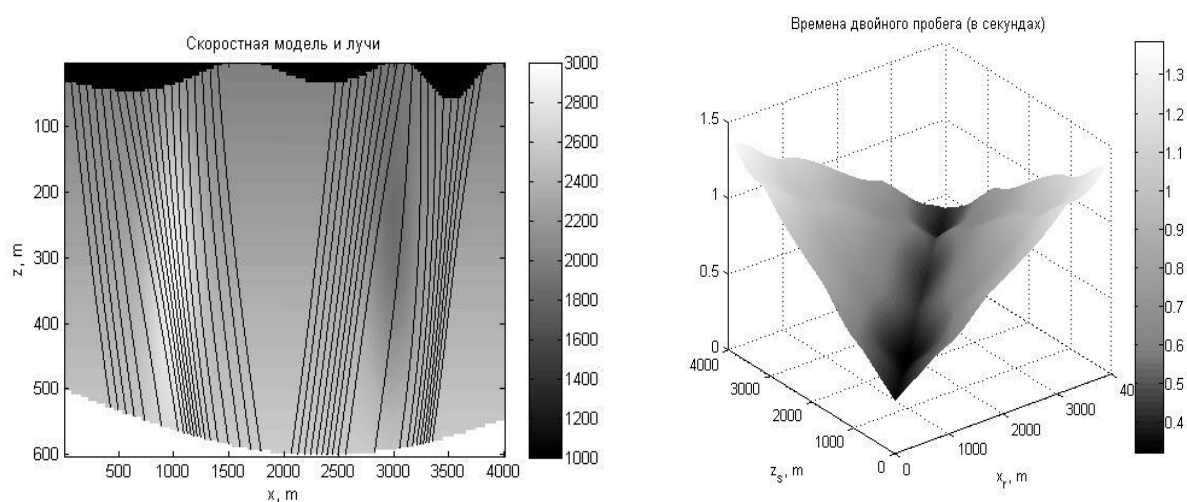


Рис. 3. Скоростная модель и лучи (слева) и рассчитанные времена пробега головной волны (источник-граница-приемник) (справа)

Заключение

В работе получено уравнение двойного корня в случае криволинейных координат и предложена численная схема его решения. Данные результаты могут быть использованы в ряде кинематических задач, в частности для скоростного анализа верхней части разреза или для задач сейсмологии.

Авторы выражают благодарность Т. Alkhalifah, J. Virieux, F. Andersson и А.М. Айзенбергу за конструктивное обсуждение результатов. Работа была поддержана в рамках Соглашения с KAUST № 1029-3 и Шведским фондом по международному сотрудничеству в науке и высшем образовании (the Swedish Foundation for International Cooperation in Research and Higher Education).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Белоносова А.В., Алексеев А.С. Об одной постановке обратной кинематической задачи сейсмики для двумерной неоднородной среды // Некоторые методы и алгоритмы интерпретации геофизических данных. М. 1967. С. 137-154.
2. Claerbout, J., 1985, Imaging the earth's interior: Blackwell Scientific Publishing. Clayton, R., 1978, Common midpoint migration: Technical Report, Stanford University, SEP-14.
3. Duchkov, A. and M. De Hoop, 2010, Extended isochron rays in prestack depth \map migration: Geophysics, 75 (4), S139-S150.
4. Fornberg, B., 1988, The pseudospectral method; accurate representation of interfaces in elastic wave calculations; Geophysics 53, 625-637.
5. Osher, S. and C. Shu, 1991, High-order essentially nonoscillatory schemes for Hamilton-Jacobi equations; SIAM Journal on Numerical Analysis, 907-922.

© А.С. Сердюков, А.Д. Дучков, 2013

ПОСТРОЕНИЕ БЫСТРЫХ АППРОКСИМАЦИОННЫХ МОДУЛЕЙ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ ВЫСОКОЧАСТОТНОГО ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО КАРОТАЖА

Константин Сергеевич Сердюк

ИНГГ СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Коптюга, 3, инженер лаб. 564 электромагнитных полей, тел. (913)393-71-63, e-mail: kserdyuk@gmail.com

Игорь Андреевич Агбаши

ИНГГ СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Коптюга, 3, инженер лаб. 564 электромагнитных полей, тел. (913)457-38-98, e-mail: igor.agbash@gmail.com

Андрей Юрьевич Соболев

ИНГГ СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Коптюга, 3, кандидат технических наук, старший научный сотрудник, e-mail: SobolevAY@ipgg.sbras.ru

В статье рассматриваются методы аппроксимации с заранее насчитанными данными одномерной трехслойной прямой задачи ВИКИЗ - искусственные нейронные сети, палетки. Приведены оценки точности и скорости расчёта выходных значений.

Ключевые слова: прямая задача ГИС, искусственная нейронная сеть, палетка.

FAST APPROXIMATION UNITS FOR HIGH FREQUENCY ELECTROMAGNETIC LOGGING 1D DIRECT PROBLEM

Konstantin S. Serdyuk

A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Akademika Koptuyuga Prosp., 630090, Russia, Novosibirsk, engineer, Laboratory of electromagnetic fields, tel. (913)393-71-63, e-mail: kserdyuk@gmail.com

Igor A. Agbash

A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Akademika Koptuyuga Prosp., 630090, Russia, Novosibirsk, engineer, Laboratory of electromagnetic fields, tel. (913)457-38-98, e-mail: igor.agbash@gmail.com

Andrey Y. Sobolev

A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3 3, Akademika Koptuyuga Prosp. Novosibirsk, 630090, Senior Research Fellow, Candidate of Technical Sciences, e-mail: SobolevAY@ipgg.sbras.ru

The article discusses artificial neural networks and master curves as the methods of pre-calculated data approximation for VIKIZ direct problem. Results on the accuracy and speed of calculation are obtained.

Key word: direct problem, artificial neural network, master curves.

Введение

При исследовании разрезов нефтегазовых скважин на территории Западной Сибири используют набор электрических и электромагнитных методов, в

том числе высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ) [1]. ВИКИЗ позволяет получить пространственное распределение удельного электрического сопротивления (УЭС) и относительной диэлектрической проницаемости (ОДП) пород в околоскважинной области. По полученным параметрам можно определить свойства и расположение водонасыщенных пластов и нефтенасыщенных коллекторов.

Ввиду сложной структуры околоскважинного пространства производится ее моделирование в виде одномерных радиально-цилиндрических слоев с константными геоэлектрическими параметрами. Интерпретация данных ВИКИЗ производится подбором параметров такой модели и расчетом синтетического отклика прибора в ней. Данный процесс является ресурсоемким, поэтому актуально построение быстрых аппроксимантов прямых задач с заданной точностью.

В данной статье рассмотрены два разных способа аппроксимации многомерных непрерывных функций по заранее насчитанным данным - искусственные нейронные сети и палеточный подход.

Аппроксимация при помощи искусственных нейронных сетей

Основное отличие этого способа аппроксимировать от остальных является то, что нейронная сеть обучается, а не программируется. При правильном выборе функции нейрона и структуры нейронной сети, нейронная сеть достаточно хорошо приближает значение многомерной непрерывной функции. Предварительная подготовка (преобразование) входных данных позволяет существенно уменьшить время обучения и ошибки аппроксиманта.

На примере задачи высокочастотного индукционного метода ВИКИЗ проведены исследования по возможности применения нейросетевого моделирования с погрешностями, которые меньше чем аппаратурные. В качестве исследуемой области был взят типичный для Западной Сибири диапазон параметров среды и геоэлектрические характеристики скважины. Моделирование осуществлялось для трёхслойный одномерных радиально-цилиндрических моделей, диапазоны значений параметров которых приведены в таблице (табл. 1).

Таблица 1

Диапазоны геоэлектрических параметров рассматриваемой среды
для построения нейронной сети

Кол-во слоев	$\rho_{скв}$	$\epsilon_{скв}$	$h_{скв}$	$\rho_{зп}$	$\epsilon_{зп}$	$h_{зп}$	$\rho_{пл}$	$\epsilon_{пл}$
3	2	60	0.108	2-300	15	0.2-0.7	1-100	10

В качестве входных параметров были сопротивление пласта, зона проникновения, и сопротивление зоны проникновения. Нейронная сеть использовала для обучения 27000 экземпляров (30x30x30).

Для создания искусственных сетей опробовалось и программное обеспечение GMDH Shell[2], NeuroSolutions[3], Alyuda NeuroINTELLIGENCE[4], PyBrain[5] и FANN[6]; сравнивалась скорость расчета и обучения, стоимость и дополнительные возможности. Для нашей задачи наиболее подходит библиотека FANN.

Исследования по необходимой структуре сети проводились на данных короткого зонда DF05, потому что именно на нем более явно выражена зависимость между входными параметрами и значением фазы.

Сравнивались однослойные персептроны с количеством нейронов в скрытом слое 5, 10, 13, 15, 17, 100, 200; количество эпох обучения 1000. Для сетей с небольшим количеством нейронов лучший результат получен для 13 нейронов, средняя ошибка 10%. Сети с 100 и 200 нейронами показали примерно одинаковый результат со средней ошибкой 5%.

Также сравнивалось количество эпох, необходимых для обучения (100, 1000, 10000). Результаты для 10000 хуже, чем для 100 и 1000, это связано с эффектом переобучения сети: ошибка уменьшалась примерно до 2000 эпохи, а потом начала увеличиваться.

Выводы для данного примера задачи:

- Для нейросети достаточно 100 нейронов на единственном скрытом слое, большее количество практически не изменяет ошибку.
- Количество эпох, необходимое для обучения, - около 2000, веса нейронов определяются случайно и обучение всегда происходит по-разному.
- Выбор количества нейронов и эпох для обучения нужно проводить в зависимости от тестирования на коротком зонде, там как именно на нем наиболее заметна зависимость от этих настроек нейросети.
- Для достижения наилучших результатов фазу зонда необходимо логарифмировать, а амплитуду оставлять без изменений.
- Ошибка при расчете амплитуды – меньше.

Аппроксимация палеточным подходом

Одним из широко используемых подходов для решения задач скважинной геоэлектрики является построение палеток – совокупности заранее определённых решений и их входных данных. В работе рассматриваются палетки, созданные с применением современных вычислительных ресурсов и уникальных алгоритмов моделирования электрических свойств среды ИНГГ СО РАН.

Для построения палеток был выбран подход, описанный в [1]. Алгоритм создания таких палеток состоит из следующих этапов: определение расчётной сети требуемого пространства моделей, проведение расчётов, оптимизация результатов, организация данных в единое хранилище в зависимости от типа решаемой задачи. При построении палеток для данной работы процесс оптимизации палетки не проводился, так как уменьшение занимаемого палеткой объема данных не требовалось. Для получения результата решения прямой задачи происходит n -квадратичная интерполяция по данным из палетки.

Были построены две палетки с различной плотностью сети.

Первая палетка была рассчитана для широких пределов параметров среды (табл. 2). Результаты решения прямой задачи ВИКИЗ при помощи такой палетки имеют заведомо более высокую точность, чем точность измерений аппаратурой (см. табл. 4).

Вторая палетка строилась так, чтобы скорость решения была аналогична той, которой можно достичь при использовании нейронных сетей. Поэтому количество заранее насчитанных данных невелико – по 7 значений в варьируемых параметрах (табл. 3).

Таблица 2

Диапазоны геоэлектрических параметров
рассматриваемой среды для палетки с высокой плотностью

Кол-во слоев	$\rho_{\text{СКВ}}$	$\epsilon_{\text{СКВ}}$	$h_{\text{СКВ}}$	$\rho_{\text{ЗП}}$	$\epsilon_{\text{ЗП}}$	$h_{\text{ЗП}}$	$\rho_{\text{ПЛ}}$	$\epsilon_{\text{ПЛ}}$
	Кол-во точек с логарифмическим шагом							
3	0.02-0.5	60	0.07-0.108 0.108-0.2	0,1-100	15	0.01-2.0	0,1-100	10
	22	1	13, 13	37	1	37	43	1

Таблица 3

Диапазоны геоэлектрических параметров
рассматриваемой среды для небольшой палетки

3	2.0	60	0.108	2-300	15	0.2-0.7	1-100	10
	1	1	1	7	1	7	7	1

Заключение

В рамках работы было проведено сравнение скоростей вычисления прямой задачи разными решателями для параметров, заданных в табл. 1. Результаты приведены в табл. 4.

Таблица 4

Сравнительная таблица методов

Метод	Время расчета 90 тыс. прямых задач, с.	Отношение погрешности метода к аппаратурной	
		Средние	Макс.
ALVIK	2700	-	-
Нейронная сеть	15	0.452	1.107
Быстрая палетка	15	0.473	1.588
Точная палетка	45	0.027	0.066

Палетка строится на регулярной сетке, и для большей достоверности определения погрешностей результатов методом палеток значения ширины зоны проникновения исследуемой модели выбирались как на ребре расчётной сети (0.4 м), так и в точке, равноудаленной от расчётных ребер (рис. 1–3).

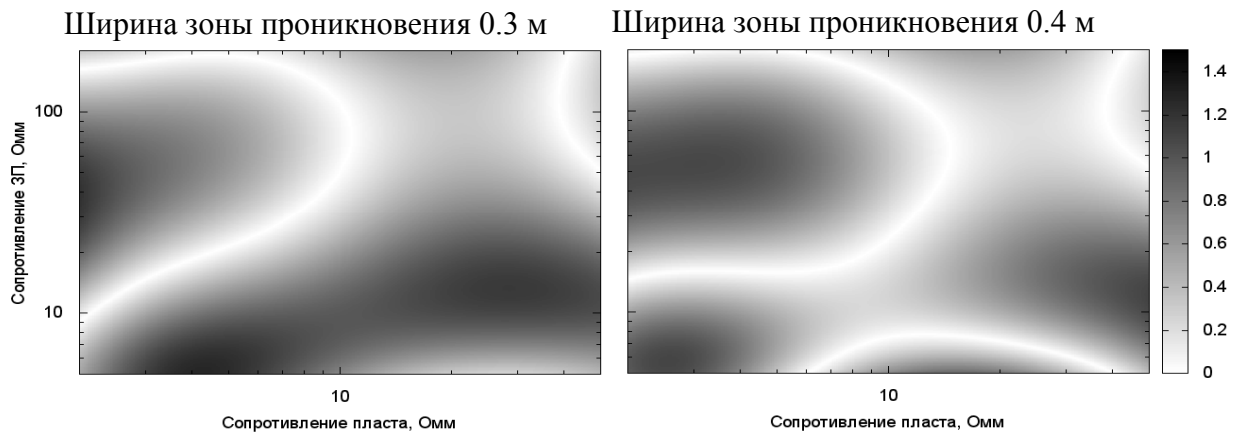


Рис. 1. Отношения погрешности решения нейросетевой прямой задачи к аппаратурной погрешности ВИКИЗ для зонда DF05

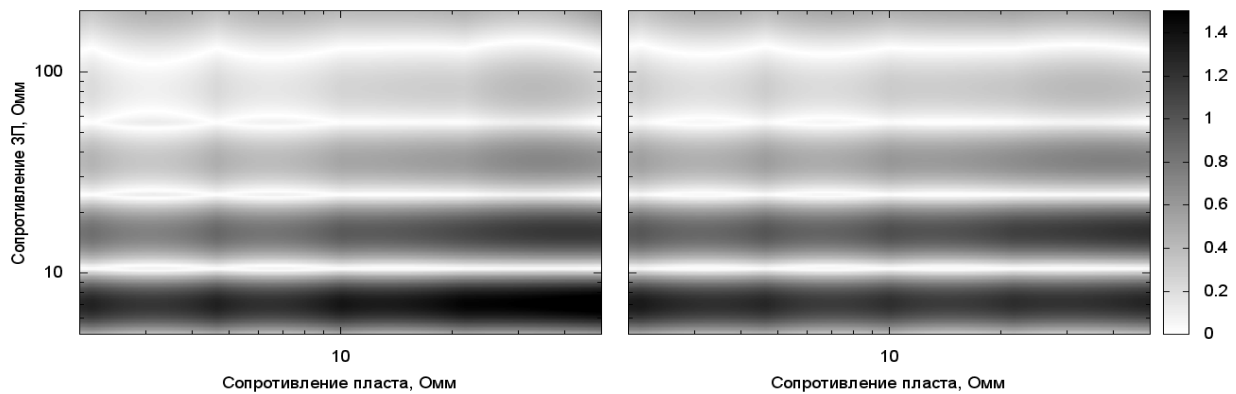


Рис. 2. Отношения погрешности решения быстрой палеточной прямой задачи к аппаратурной погрешности ВИКИЗ для зонда DF05

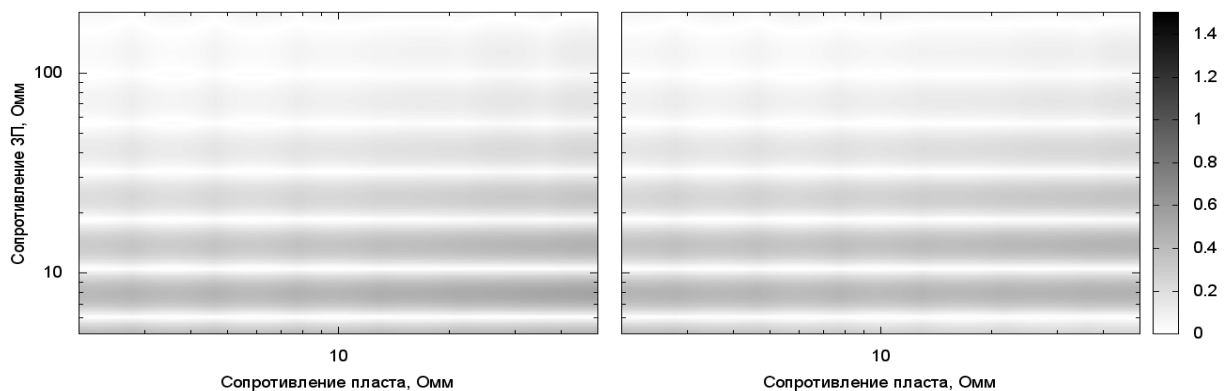


Рис. 3. Отношения погрешности решения нейросетевой прямой задачи к аппаратурной погрешности ВИКИЗ для зонда DF05

Реализованные быстрые методы решения прямых ВИКИЗ на основе палеток и нейронных сетей были встроены в единую программную библиотеку интерпретации каротажных данных Emfcore.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Эпов М. И., Антонов Ю. Н. Технология исследования нефтегазовых скважин на основе ВИКИЗ. Методическое руководство. Новосибирск: НИЦ ОИГГМ СО РАН : СО РАН, 2000.
2. GMDH Shell [официальный сайт] // <http://www.gmdhshell.com/>
3. NeuroSolutions [официальный сайт] // <http://www.neurosolutions.com/>
4. Alyuda NeuroINTELLIGENCE [официальный сайт] // <http://www.allyuda.com/neural-networks-software.htm>
5. PyBrain [официальный сайт] // <http://pybrain.org/>
6. FANN [официальный сайт] // <http://leenissen.dk/fann/wp/>
7. Сердюк, К.С. Методика обработки палеточных данных для решения задач скважинной геоэлектрики / К.С. Сердюк, А.С. Мартянов, Д.В. Тейтельбаум, А.А. Власов // Трофимовские чтения молодых учёных – 2011. Труды. 16 – 23 октября 2011г., Новосибирск – Новосибирск, 2011.
8. А. С. Мартянов, Д. В. Тейтельбаум, К. С. Сердюк, А. А. Власов, И. Н. Ельцов. Использование свободных сетевых ресурсов предприятия для решения емких вычислительных геофизических задач // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2011. Вып. 11 (209).

© К.С. Сердюк, И.А. Агбаш, А.Ю. Соболев, 2013

СИГНАЛЫ БОКОВОГО КАРОТАЖНОГО ЗОНДИРОВАНИЯ В АНИЗОТРОПНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Карина Владимировна Сухорукова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3; к.т.н., с.н.с., тел. (383)3304952, e-mail: SuhorukovaKV@ipgg.sbras.ru

Олег Валентинович Нечаев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, к.ф.-м.н., с.н.с., e-mail: oleg.v.nechaev@gmail.com

Представлены алгоритм и результаты численного моделирования сигналов бокового каротажного зондирования в типичных моделях макроанизотропных терригенных пород. Показана чувствительность сигналов к вертикальной составляющей удельного электрического сопротивления и возможные последствия неучета анизотропии при численной инверсии.

Ключевые слова: боковое каротажное зондирование, БКЗ, макроанизотропия УЭС, песчано-глинистый коллектор, численная интерпретация

MODELING OF LATERAL LOGGING SOUNDING SIGNALS IN MACROANISOTROPIC TERRIGENOUS DEPOSITS

Carina V. Suhorukova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Koptug, 3, Novosibirsk, 630090, Russian Federation, senior staff scientist, e-mail: SuhorukovaKV@ipgg.sbras.ru

Oleg V. Nechaev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Koptug, 3, Novosibirsk, 630090, Russian Federation, senior staff scientist, e-mail: oleg.v.nechaev@gmail.com

The algorithm and results of numerical modeling of signals of lateral logging sounding are presented in article in typical models of macroanisotropic terrigenous deposits. Sensitivity of signals to a vertical resistivity is calculated. Possible consequences of not accounting of anisotropy are considered at numerical inversion.

Key word: lateral logging sounding, BKZ, electrical macroanisotropy, sandy-argillaceous collector, numerical interpretation

С увеличением глубины в коллекторах появляются контрастные по УЭС карбонатные и глинистые пропластки. Тонкое переслаивание песчаных и карбонатных или глинистых прослоев является причиной сильной макроанизотропии удельного электрического сопротивления (УЭС) коллекторов. Для терригенных отложений характерна трансверсальная анизотропия – УЭС в горизонтальной плоскости одинаково и меньше, чем УЭС в вертикальном направлении. Как показано многими исследователями, в вертикальных скважинах анизотропия УЭС приводит к увеличению показаний коротких зондов бокового каро-

тажного зондирования (БКЗ). Однако в последнее время, в связи с усложнением геологического строения отложений и с применением буровых растворов высокой электропроводности, диапазон возможных значений параметров геоэлектрических моделей стал шире, что приводит к необходимости численного моделирования сигналов в новых условиях и их подробного анализа.

Алгоритм расчета прямой задачи БКЗ

Для моделирования сигналов БКЗ в осесимметричных анизотропных средах использовался разработанный в ИНГГ СО РАН программный комплекс. В качестве входных данных используется информация о геометрических и электрофизических параметрах скважины и околоскважинного пространства.

Модель околоскважинного пространства состоит из областей, разделенных горизонтальными и цилиндрическими границами. Каждая область обладает своим тензором УЭС и описывается минимальным и максимальным радиусами.

Распределение электрического потенциала φ в области моделирования описывается следующей краевой задачей:

$$-\operatorname{div} \rho^{-1} \operatorname{grad} \varphi = 0, \quad (1)$$

$$\varphi|_{\Gamma_0} = 0, \quad (2)$$

$$\rho^{-1} \frac{\partial \varphi}{\partial \vec{n}} \Big|_{\Gamma_1} = 0, \quad (3)$$

$$\rho^{-1} \frac{\partial \varphi}{\partial \vec{n}} \Big|_{\Gamma_1^A} = j_0^A, \quad (4)$$

где φ – потенциал напряженности $\vec{E}$ электрического поля, $\vec{E} = -\operatorname{grad} \varphi$, ρ – тензор удельного электрического сопротивления, j_0^A – плотность тока, который течет через токовый электрод, Γ_0 – внешняя граница области, на которой электрический потенциал считается близким к нулю, Γ_1 – диэлектрическая поверхность зонда, Γ_1^A – поверхность токового электрода.

Для решения краевой задачи (1)–(4) воспользуемся методом конечных элементов [1].

Введем функциональные пространства:

$$H^1(\Omega) = \left\{ \varphi \in L^2(\Omega) \mid \operatorname{grad} \varphi \in L^2(\Omega) \right\}$$

$$H_0^1(\Omega) = \left\{ \varphi \in H^1(\Omega) \mid \varphi|_{\Gamma_0} = 0 \right\}$$

Вариационная постановка для задачи (1)-(4) имеет вид:

Найти $\varphi \in H_0^1(\Omega^-)$ такое, что $\forall v \in H_0^1(\Omega^-)$ выполняется

$$\int_{\Omega} \text{grad } \varphi^T \rho^{-1} \text{grad } v \, d\Omega = \int_{\Gamma_1^A} j_0^A \cdot v \, d\Gamma \quad (5)$$

Для дискретизации вариационной постановки (5) используются билинейные базисные функции [1]. Полученная система линейных алгебраических уравнений решается с использованием LU-разложения.

Результаты моделирования

Изменение кривой зондирования при повышении УЭС в вертикальном направлении существенно зависит от контраста УЭС пласта и бурового раствора [2]. На рис. 1 показаны сигналы БКЗ для двух типичных параметров скважины и коэффициента анизотропии УЭС, равного 2. При небольших контрастах УЭС раствора и пласта (УЭС раствора $\rho_c=2$ Ом·м, красные линии) наблюдается известный эффект завышения сигналов коротких зондов в анизотропной среде. При усилении контраста ($\rho_c=0.1$ Ом·м, синие и черные линии), завышение более заметно в сигналах зондов длиной от 1 до 4 м.

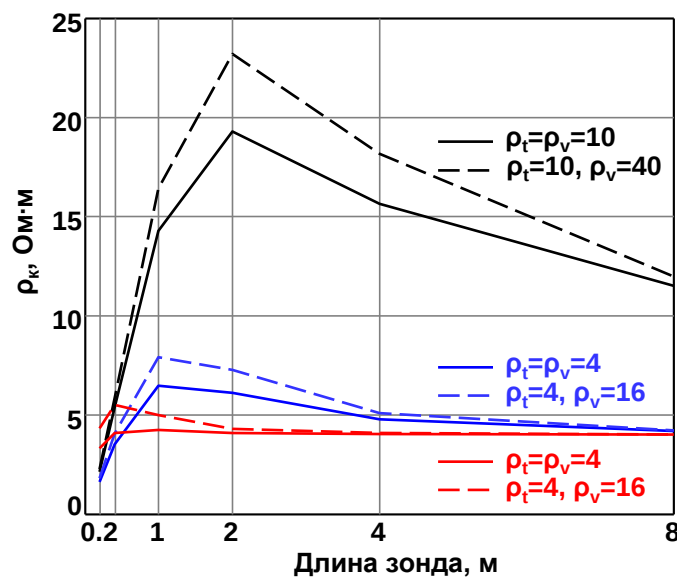


Рис. 1. Сигналы БКЗ

Рассчитаем сигналы БКЗ в макроанизотропных средах, сложенных типичными породами, при средних значениях их УЭС. Эти породы и УЭС (Ом·м): глина (4), песчаник водонасыщенный (4), песчаник нефтеводонасыщенный (10), песчаник преимущественно нефтенасыщенный или насыщенный фильтратом бурового раствора (30), песчаник карбонатизированный (100). Типичные макроанизотропные пласты состоят из чередования глины и песчаника, глины или песчаника с различным насыщением и карбонатизированных прослоев. При

вскрытии на глинистом буровом растворе в песчаных прослоях с нефтеводяным насыщением формируется зона проникновения пресного фильтрата, а при большом содержании пластовой воды – окаймляющая зона. Если при бурении был использован высокоминерализованный биополимерный раствор, обычно формируется неглубокая зона проникновения пониженного УЭС.

УЭС макроанизотропной среды в вертикальном направлении и в горизонтальной плоскости вычисляется по формулам:

$$\rho_t = \frac{h_1 + h_2}{h_1 / \rho_1 + h_2 / \rho_2}; \quad \rho_v = \frac{\rho_1 h_1 + \rho_2 h_2}{h_1 + h_2}.$$

Примем, что мощности прослоев разных пород, составляющих пласт, одинаковы. Тогда при различных комбинациях пород и флюидов получим значения ρ_t и ρ_v , представленные в табл. 1 (пласт) и 2 (зона проникновения).

Таблица 1

Модель пласта

Модель	ρ_1	ρ_2	ρ_t	ρ_v
1	4	10	5.5	7.0
2	4	30	7	17
3	4	100	7.7	52
4	10	100	18.2	55
5	30	100	46.2	65

Таблица 2

Модель зоны проникновения

Модель, раствор	ρ_1	ρ_2	ρ_t	ρ_v
ЗП1, глинистый	4	30	7	17
ЗП2, биополи- мерный	4	0.2	0.38	2.1

Определим чувствительность сигнала ρ_k к вертикальной составляющей УЭС ρ_v соотношением: $\eta = \frac{\partial \ln \rho_k}{\partial \ln \rho_v}$. При значении функции чувствительности значения 0.15 относительная ошибка определения параметра примерно в 6 раз превосходит относительную ошибку измерения.

Вначале рассмотрим сигналы в пластах без проникновения (рис. 2). Радиус скважины 0.108 м, УЭС раствора равно 1 (слева) и 0.1 (справа) Ом·м. Шифр кривых – номер модели в табл.1. Для сравнения пунктирными линиями показаны сигналы и функции чувствительности для изотропных моделей с УЭС 5.5 и 18.2 Ом·м. В наименее контрастной модели 1 (слева внизу) наблюдается самая высокая чувствительность к ρ_v – превышает уровень 0.15 на трех коротких зондах (длина от 0.2 до 1 м). С увеличением УЭС снижается значение η уменьшается для коротких зондов и возрастает – для длинных, однако для моделей 3–5 пороговое значение достигается в сигнале только одного зонда. Длинные зонды, как и ожидалось, слабо чувствительны к изменению ρ_v . Снижение значения ρ_c (справа) приводит к перемещению максимума η в сторону длинных зондов с небольшим снижением его значения по мере возрастания УЭС модели. Сниже-

ние чувствительности коротких зондов с уменьшением УЭС в скважине вызвано возрастанием влияния проводящего раствора. Интересно отметить, что в самой высокоомной модели 5 максимум η перемещается на самый длинный зонд.

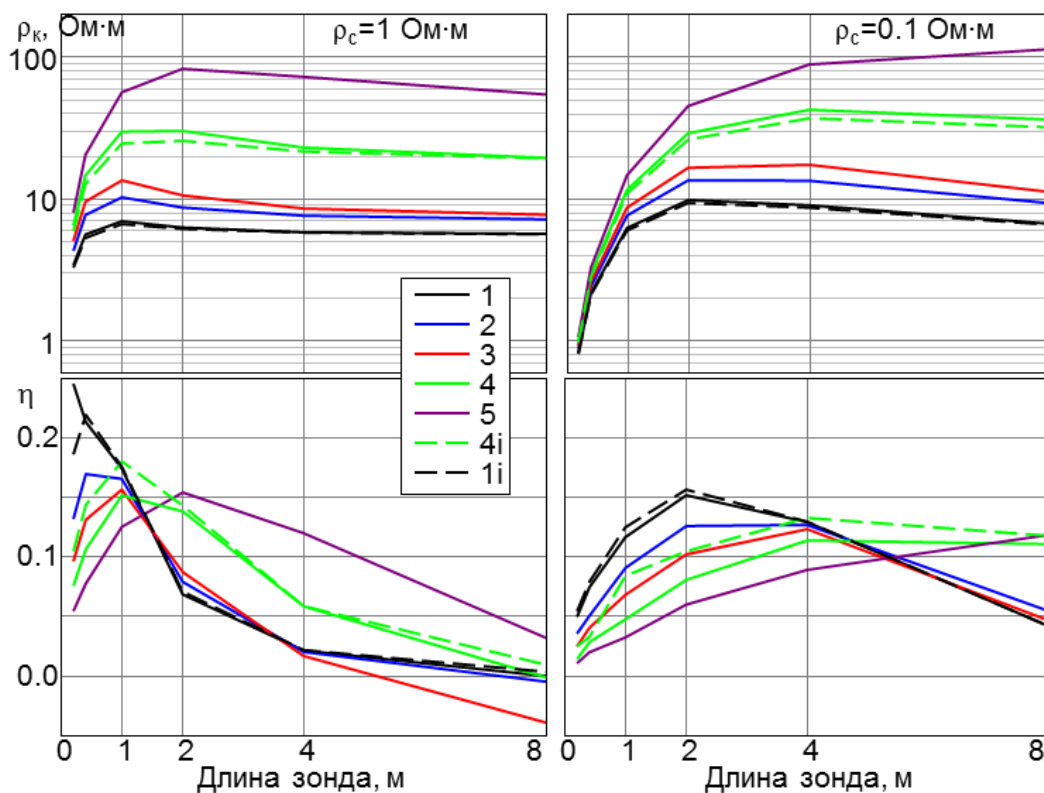


Рис. 2. Макроанизотропный пласт без зоны проникновения

При численной интерпретации этих кривых зондирования в системе EMF-Pro на основе изотропной цилиндрически-слоистой модели, как правило, наименьшая целевая функция достигается, если модель содержит узкую повышающую зону проникновения. Например, для модели 2 это зона толщиной 11 см, сопротивлением 10.7 Ом·м, УЭС основной части пласта 7 Ом·м, то есть равное ρ_t . Похожие модели часто возникают при численной инверсии практических данных БКЗ на интервалах глинистых пластов. УЭС изотропного пласта без введения ЗП подбирается равным 7.4 Ом·м.

Рассмотрим сигналы и их чувствительности в моделях с проникновением. На рис. 3 показаны результаты для самой проводящей модели 1 при разных УЭС раствора и модели проникновения. ЗП1 – типичная зона проникновения фильтрата глинистого раствора, внешний радиус зоны 0.5 м, радиус скважины 0.108 м. ЗП2 – модель зоны проникновения, формирующаяся при бурении на высокопроводящем биополимерном растворе, в этом случае типичный радиус скважины равен 0.062 м. Чувствительность к ρ_v (основной части пласта) во всех моделях достигает или превышает пороговый уровень. Уменьшение ρ_c при том же диаметре скважины приводит к сдвигу максимума η с зонда 2 м (значение

0.18, зеленая линия) на зонд 4 м и его уменьшению (0.15, синяя линия). Но одновременное уменьшение ρ_c и диаметра скважины возвращает максимум η на уровень 0.18 и на зонды длиной 1 и 2 м.

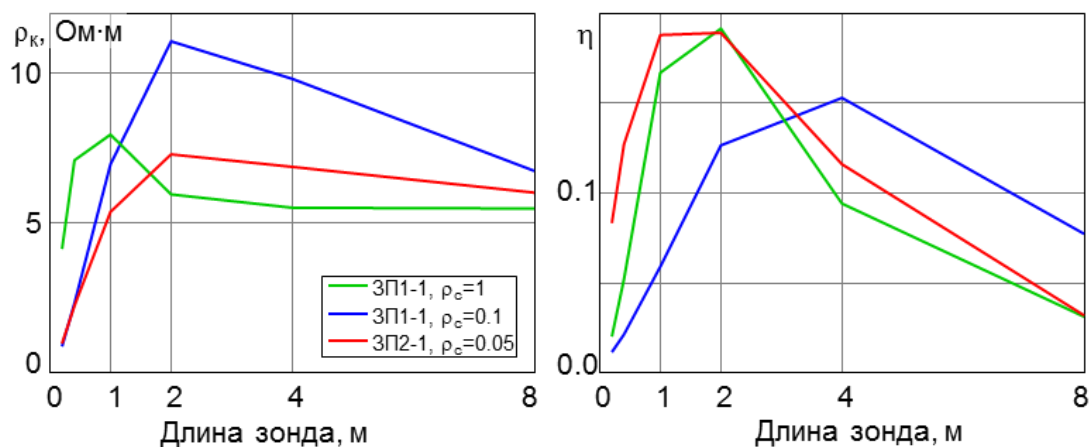


Рис. 3. Макроанизотропный пласт с зоной проникновения

С помощью нового алгоритма показано, что анизотропия УЭС является еще одним параметром геоэлектрической модели, который следует учитывать при численной инверсии данных БКЗ. Несмотря на то, что зонды БКЗ обладают невысокой чувствительностью к вертикальной составляющей УЭС, учет макроанизотропии осадочных отложений может привести к появлению ложной тонкой повышающей зоны проникновения при численной интерпретации.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Шайдуров В.В. Многосеточные методы конечных элементов – М.: Наука. Гл. ред. физ.-мат. лит., 1989. – 288 с.
2. Эпов М.И., Сухорукова К.В. Электрические и электромагнитные каротажные зондирования в реалистичных моделях нефтегазовых коллекторов: численное моделирование и интерпретация // Геофизический журнал. НАН Украины. Киев. —2012. —Том 34. — № 4. — С. 5-15.

© К.В. Сухорукова, О.В. Нечаев, 2013

ВЫЯВЛЕНИЕ ЗОН ТРЕЩИНОВАТОСТИ НА ОСНОВЕ ВЗВЕШЕННОГО СУММИРОВАНИЯ МНОГОКОМПОНЕНТНЫХ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ

Максим Игоревич Протасов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Коптюга, 3, старший научный сотрудник, тел. (383)330-27-96, e-mail: protasovmi@ipgg.sbras.ru

Галина Витальевна Решетова

Институт вычислительной математики и математической геофизики, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Лаврентьева, 6, ведущий научный сотрудник, тел. (383)330-71-59, e-mail: kgv@nmsf.sccc.ru

Владимир Альбертович Чеверда

Институт нефтегазовой геологии и геофизики, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Коптюга, 3, заведующий лабораторией, тел. (383)330-00-54, e-mail: cheverdava@ipgg.sbras.ru

В данной работе представлен подход к построению изображений зон трещиноватости по многокомпонентным сейсмическим данным. Он основан на процедуре построения изображений, которая заключается во взвешенном суммировании многокомпонентных данных со многими источниками и приёмниками. Представлены численные эксперименты на синтетическом наборе данных, рассчитанных для типичной сейсмогеологической модели Юрубчено-Тажомской зоны.

Ключевые слова: Гауссовы пучки, рассеяние, дифракция, построение изображений, многокомпонентные данные, трещиноватость.

RECOVERY OF FRACTURE ZONES BY WEIGHTED SUMMATION OF MULTI-COMPONENT DATA TITLE

Maxim I. Protasov

Institute of petroleum geology and geophysics, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptug st., senior research scientist, tel. (383)330-27-96, e-mail: protasovmi@ipgg.sbras.ru

Galina V. Reshetova

Institute computational mathematics and mathematical geophysics, 630090, Russia, Novosibirsk, 6 Lavrenteva st., senior research scientist, tel. (383)330-71-59, e-mail: kgv@nmsf.sccc.ru

Vladimir A. Tcheverda

Institute of petroleum geology and geophysics, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptug st., head of laboratory, tel. (383)330-00-54, e-mail: cheverdava@ipgg.sbras.ru

An approach to seismic imaging of fractures by multicomponent surface data is presented and discussed. It is based on a specific imaging procedure, which consists in a weighted summation of multicomponent multishot/multioffset data. Numerical experiments with synthetic data set computed for the typical seismogeological model of Yurubcheno-Takhomskoye area are presented and discussed.

Key word: Gaussian beams, scattering diffraction, imaging, multi-component data, fracture zones.

Введение. Одна из основных проблем в карбонатных средах – это выявление микро-неоднородностей, которые оказывают влияние на добычу нефти и газа. Например, во многих карбонатных коллекторах, пористость связана с нефтенасыщенностью, но проницаемость, главным образом, обусловлена коридорами трещиноватости. В некоторых карбонатных коллекторах нефть содержится в карстовых пещерах. Таким образом, способность точно определить местонахождение этих микроструктур и охарактеризовать их свойства имеет большое значение. К настоящему времени разработано несколько различных методов, направленных на обработку дифрагированных и рассеянных волн, для того чтобы найти и охарактеризовать такие микроструктуры. Среди них можно выделить работу об индексе рассеяния (Willis et.al, 2006), а также недавно разработанные различные методы построения изображений, известные под общим названием интерферометрии (Schuster, 2009).

Подход, представленный в данной работе, представляет собой модификацию метода фокусирующих преобразований (Поздняков, Чеверда, 2005). Мы использовали концепцию построения селективных изображений. Но такие изображения строятся здесь на основе гауссовых пучков. Таким образом, апертура суммирования «обрезается» естественным образом через экспоненциальное затухание Гауссовых пучков в малой окрестности центрального луча. Данный подход протестирован на синтетических данных моделирования для типичной сейсмогеологической, многомасштабной 3D модели Юрубчено-Тохомской зоны.

Метод. Рассматривается полуплоскость $R_2^+ = \{x, z : z > 0\}$, заполненная неоднородной упругой средой с параметрами Ламе и плотностью: $\lambda = \lambda_0 + \lambda_1$, $\mu = \mu_0 + \mu_1$, $\rho = \rho_0 + \rho_1$. Параметры $\lambda_0(x, z)$, $\mu_0(x, z)$, $\rho_0(x, z)$ описывают заданную макромодель, тогда как $\lambda_1(x, z)$, $\mu_1(x, z)$, $\rho_1(x, z)$ описывают быстро-осциллирующую компоненту - «рефлектор». Предполагается, что вдоль оси $z=0$ зарегистрировано волновое поле рассеянное/отраженное «рефлектором» для набора источников:

$$\bar{\phi}(x_r; x_s; \omega) = \int_X \Gamma \circ L_1 < \bar{u}_0 > d\zeta d\eta. \quad (1)$$

Здесь

$$L_1 < \bar{u}_0 >_x = \frac{\partial}{\partial x} (\lambda_1 \cdot \text{div} \bar{u}_0 + 2\mu_1 \frac{\partial u_{0x}}{\partial x}) + \frac{\partial}{\partial z} (\mu_1 \cdot (\frac{\partial u_{0x}}{\partial z} + \frac{\partial u_{0z}}{\partial x}) + \rho_1 \omega^2 u_{0x};$$

$$L_1 < \bar{u}_0 >_z = \frac{\partial}{\partial z} (\lambda_1 \cdot \text{div} \bar{u}_0 + 2\mu_1 \frac{\partial u_{0z}}{\partial z}) + \frac{\partial}{\partial x} (\mu_1 \cdot (\frac{\partial u_{0x}}{\partial z} + \frac{\partial u_{0z}}{\partial x}) + \rho_1 \omega^2 u_{0z},$$

Вектор функция $\bar{u}_0(\xi, \eta; x_s, 0; \omega)$ - это падающее волновое поле, распространяющееся в макромодели от источника $(x_s, 0)$ до некоторой точки (ξ, η) , $\Gamma(0, z_r; \xi, \eta; \omega)$ - это матрица Грина, также посчитанная в макромодели. Целью является восстановление параметров λ_1 , μ_1 , ρ_1 , которые описывают мелкомасштабные объекты, которые порождают только рассеяние/дифракцию и не порождают отражений.

Для того, чтобы восстановить «рефлектор» в точке $\bar{x} = (x_i, z_i)$ трассируется пара Р-лучей в направлении системы наблюдения. Вдоль них строится пара гауссовых пучков. Далее, вычисляются нормальные производные каждого из них и упругий потенциал на линии источников:

$$\bar{T}_{gb}^l(x_r; \alpha, \beta; \omega) = 2\rho_0 V_{0p}^2 \frac{\partial \bar{u}_{pl}^{gb}(x_r, z; \bar{x}; \alpha, \beta; \omega)}{\partial z} \Big|_{z=0}, T_{gb}^r(x_s; \alpha, \beta; \omega) = \frac{2\rho_0 V_{0p}^3}{i\omega} \frac{\partial \phi_{pr}^{gb}(x_s, z; \bar{x}; \alpha, \beta; \omega)}{\partial z} \Big|_{z=0}.$$

Асимптотический анализ на основе метода перевала и метода стационарной фазы дает следующее основное соотношения (более подробно см. Протасов и Чеверда, 2012):

$$\int_{\alpha_1}^{\alpha_2} \int_{\omega_1}^{\omega_2} \frac{4\cos^2(\beta)}{\omega} \cdot \int_{x_s} \int_{z_r} T_{gb}^r(x_s; \omega; \alpha, \beta) \cdot \bar{T}_{gb}^l(x_r; \omega; \alpha, \beta) \cdot \bar{\phi}(x_r; x_s; \omega) dx_s dx_r d\alpha d\omega =$$

$$= \iint_{X_{par}(\bar{x})} d\bar{p} \iint f_{\beta}(\bar{y}) \cdot \exp(i\bar{p} \cdot (\bar{x} - \bar{y})) d\bar{y}. \quad (2)$$

Здесь

$$f_{\beta} = \lambda_1 + 2\mu_1 \cos^2(2\beta) + v_0^2 \rho_1 \cos(2\beta). \quad (3)$$

Как видно, правая часть выражения (2) является двумерным пространственным преобразованием Фурье искомой функции f_{β} с последующим его квазиобращением. Это неточное обратное преобразование Фурье, так как оно осуществляется не во всем фазовом пространстве, а только в его подобласти Храг (множество частичного восстановления, см. (Протасов и Чеверда, 2011)). Эта подобласть представляет собой круговой сектор, который определяется шириной полосы частот (ω_1, ω_2) функции источника и доступным диапазоном углов наклона (α_1, α_2) (см. рис.1б):

$$X_{par}(\bar{x}) = \left\{ (p_x, p_z) : \omega_1 \leq \frac{V_{0p}(\bar{x}) \sqrt{p_x^2 + p_z^2}}{2\cos\beta} \leq \omega_2; \alpha_1 \leq -\arctg \frac{p_x}{p_z} \leq \alpha_2 \right\}. \quad (4)$$

Структура множества частичного восстановления, определяемая формулой (4), лежит в основе предлагаемого метода построения изображений субсейсмических неоднородностей. Путем изменения углов наклона (α_1, α_2) и угла раствора β можно менять структуру области частичного восстановления и, таким образом, контролировать геометрию видимых и невидимых элементов геологического разреза. В частности, если пространственный спектр искомого возмущения

ния среды содержится полностью в области частичного восстановления, тогда объект восстанавливается с истинной амплитудой. Если пространственный спектр локального объекта целиком лежит вне множества частичного восстановления, такой объект является абсолютно "невидимым".

Если пространственный спектр локального объекта имеет непустое пересечение с множеством частичного восстановления, тогда его селективное изображение будет состоять из ортогональной проекции искомого возмущения на множество частичного восстановления. На этом основании можно сделать вывод, что любые объекты малого (субсейсмического) масштаба, такие как дифракторы/рассеиватели, трещины, разломы и так далее, обладают широким пространственным спектром и, таким образом, будут представлены для широкого спектра различных областей частичного восстановления. С другой стороны, любая регулярная граница обладает очень узким спектром пространственных и, таким образом, можно легко выбрать геометрию гауссовых пучков такой, чтобы множество частичного восстановления не содержало спектра регулярной границы. Это дает возможность получить достоверные изображения слабоконтрастных, мелкомасштабных объектов, таких как каверны, трещины и разломы.

Численные эксперименты. Для изучения особенностей предложенного подхода построения изображений трещиноватых зон, и оценки пределов его применимости, а также разрешающей способности, мы рассчитали синтетические поверхностные сейсмические данные для трехмерной реалистичной сейсмогеологической модели с субсейсмическими неоднородностями, характерными для Юрубчено-Тохомской области (Восточная Сибирь). Модель представлена на рис. 1.

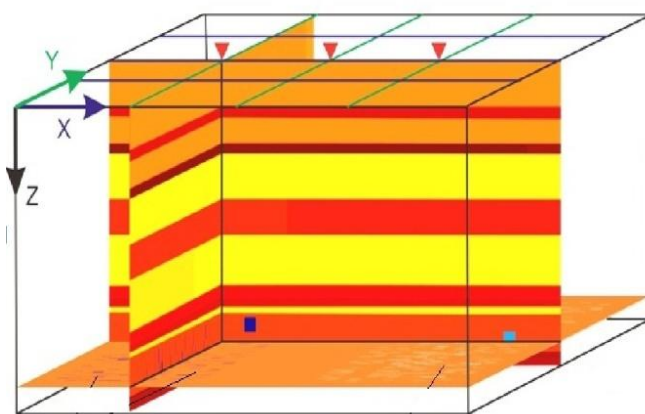


Рис. 1. Трехмерная модель (Р-волны), с группами микро-неоднородностей: трещины, заполненные жидкостью, и минерализованных трещин.

Положения источников типа центра давления отмечены треугольниками.

Трёхкомпонентные приёмники, регистрирующие синтетические сейсмограммы, расположены на свободной поверхности вдоль ориентации трещин (три черные линии) и перпендикулярно (три зеленые линии), ориентация трещин

Есть два типа трещин в целевой области: заполненные жидкостью слева и минерализованные справа. Численное моделирование проводилось на базе явной разностной схемы с локальным сгущением сетки во времени и пространстве (Костин и др., 2012) с функцией источника – импульс Рикера с доминирующей частотой 30 Гц. Вычислений проведены в параллелепипеде размером: 3 км x 3 км x 4 км. Набор данных состоит из 31 источника, с шагом 50 м между ними, сейсмограммы для каждого источника записываются на прямоугольный массив 77x57, шаг между трёхкомпонентными приёмниками равен 50 метрам. Для того чтобы применить предложенный выше, двумерный алгоритм к трёхмерным данным мы выбрали X-линию ($Y = 1500$ м) источников и такую же X-линию приемников. Поперечное сечение модели на этой линии представлено на рис. 4. Сейсмограммы двух компонент по этой линии представлены для одного из источников на рис. 5.

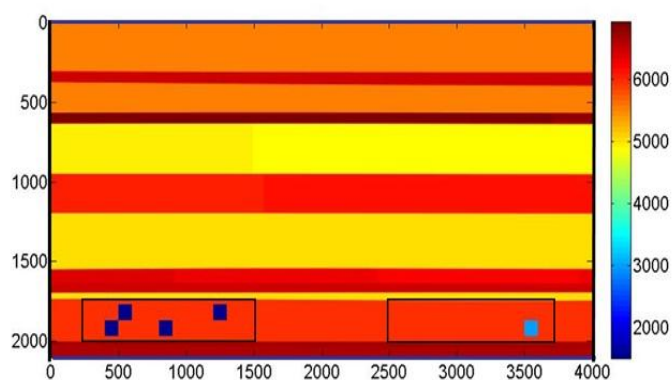


Рис. 2. Модель в плоскости, параллельной к ориентации трещин

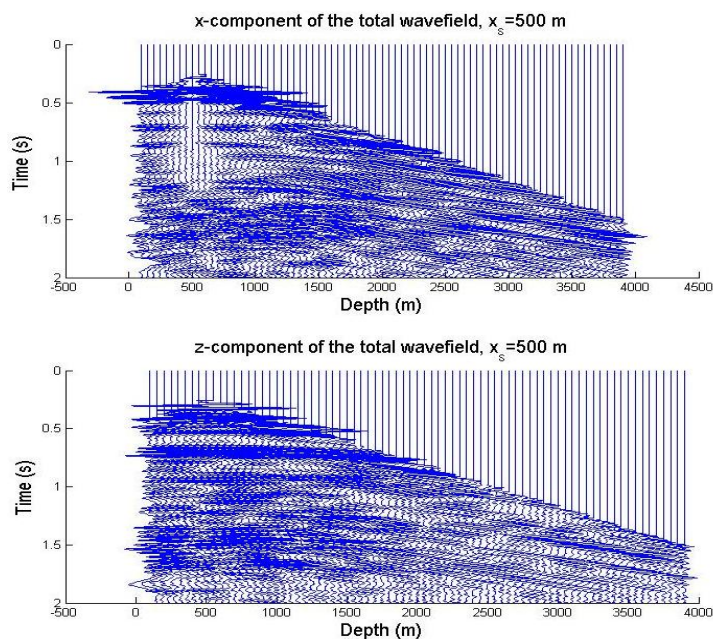


Рис. 3. Сейсмограммы: X-компонента (вверху) и Z компонента (внизу)

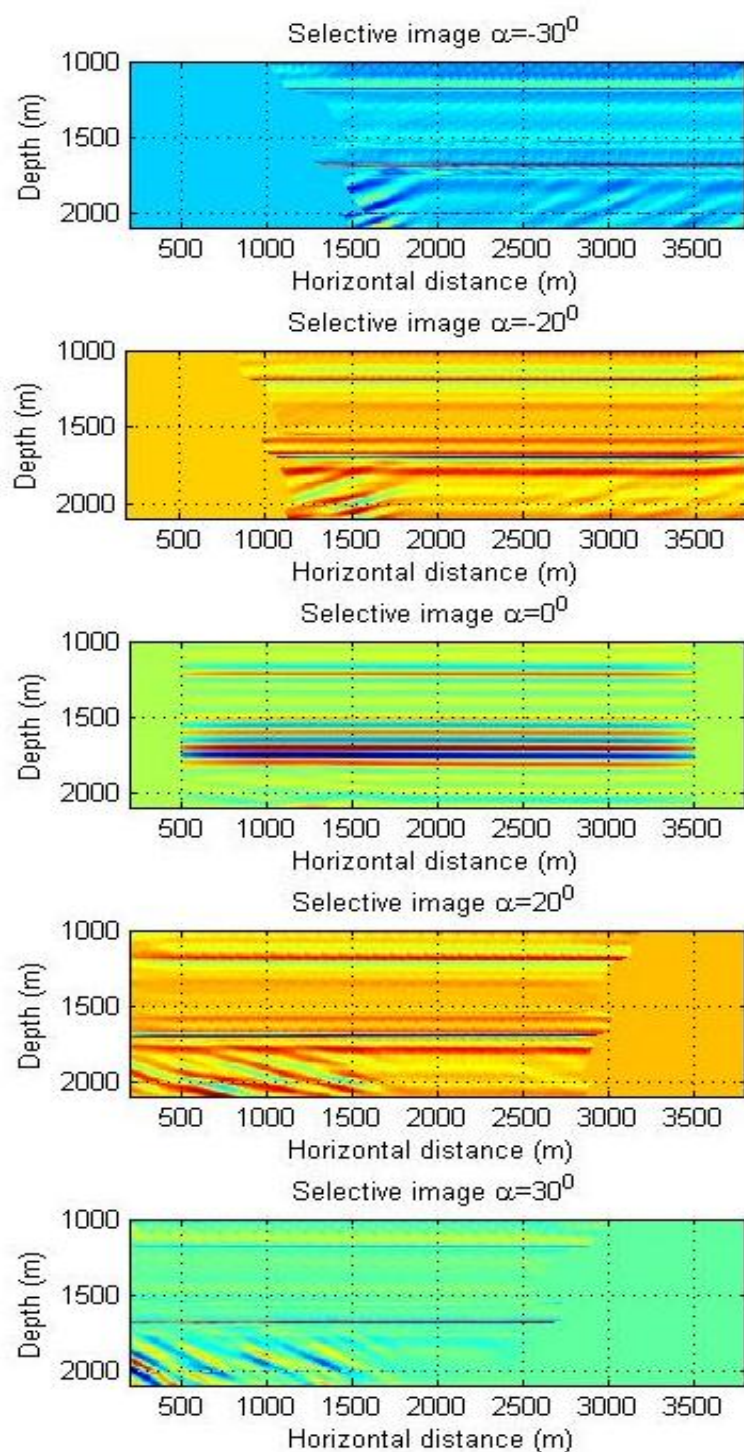


Рис. 4. Селективные изображения $\alpha = [-30^\circ, -20^\circ, 0^\circ, 20^\circ, 30^\circ]$

На рис. 6 можно видеть множество восстановленных селективных изображений для различных углов падения от -30° до 30° с шагом 10° . Как можно видеть, селективное изображение для $\alpha = 0^\circ$ не представляет никаких трещин, но хорошо прослеживаются регулярные горизонтальные границы. В то же время, с увеличением абсолютной величины угла наклона α наблюдается четкое снижение амплитуд границ и увеличение интенсивности рассеивателей, соответ-

вующих трещинам. Стоит отметить, что заполненные жидкостью трещины гораздо более интенсивны по сравнению с минерализованными, потому что их отличие от окружающих пород сильнее.

Заключение. Представленные результаты показывают, что разработанная процедура чувствительна к слабым рассеяниям. На этой основе процедура позволяет обнаруживать трещиноватые зоны надежно, без разделения волновых полей.

Благодарности. Исследования, описанные в этой публикации, частично поддержаны грантами РФФИ 10-05-00233, 11-05-00947, 11-05-12022 и 12-05-00943.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Поздняков В.А., Чеверда В.А. Фокусирующие преобразования сейсмических данных для площадных стационарных систем.// Геология и геофизика, 2005, т.46, №3, с.328 – 337.
2. Kostin V.I., Lisitsa V.V., Reshetova G.V., Tcheverda V.A. Simulation of Seismic Waves Propagation in Multiscale Media: Impact of Cavernous/Fractured Reservoirs.// LNCS, 2012, vol.7133, , pp.54 – 64.
3. Protasov M.I, Tcheverda V.A. True amplitude imaging by inverse generalized Radon transform based on Gaussian beam decomposition of the acoustic Green's function.// Geophysical Prospecting, vol. 59, no.2, March 2011, pp. 197-209.
4. Protasov M.I, Tcheverda V.A. True amplitude elastic Gaussian beam imaging of multi-component walkaway VSP data.// Geophysical Prospecting, January 2012, accepted for publication.
5. Schuster G. Seismic interferometry.// Cambridge university press, 2009, Cambridge.
6. Willis, M., Burns, D., Rao, R., Minsley, B., Toksoz, N. and Vetri, L. Spatial orientation and distribution of reservoir fractures from scattered seismic energy.// Geophysics, 2006, vol.71,pp.O43 - O51.

© М.И. Протасов, Г.В. Решетова, В.А. Чеверда, 2013

О ВВЕДЕНИИ ПОНЯТИЯ ПРЕДСТАВИТЕЛЬНОГО ОБЪЕМНОГО ЭЛЕМЕНТА В ТЕОРИЮ СТРУКТУРИРОВАННОГО КОНТИНУУМА

Борис Иванович Прилоус

Учреждение Российской академии наук Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. акад. Коптюга, 3, научный сотрудник лаборатории многоволновой сейсморазведки, тел. (383)3309002, e-mail prilousbi@ipgg.sbras.ru

Теория структурированного континуума, возникшая в рамках динамики микронеоднородных геологических тел, при вполне адекватном уровне математического формализма обладает недостаточной обоснованностью некоторых фундаментальных положений, затрудняющей однозначную интерпретацию теоретических результатов. Вводится понятие представительного объемного элемента (RVE), который определяется в каждой макромасштабной материальной точке гетерогенной среды и имеет в каждой из них одинаковые репрезентативные физические свойства.

Ключевые слова: репрезентативный объемный элемент, контрастные геологические среды, структурированный континуум, характерный размер.

ABOUT INTRODUCTION OF CONCEPT OF THE REPRESENTATIVE VOLUME ELEMENT IN THE THEORY OF THE STRUCTURED CONTINUUM

Boris Iv. Prilous

A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptugyua Prosp., researcher of laboratory of multiwave seismic survey, tel. (383)3309002, e-mail: prilousbi@ipgg.sbras.ru

The theory of the structured continuum which has arisen within the limits of dynamics of microinhomogeneous geological bodies at adequate enough level of a mathematical formalism, possesses the insufficient validity of some fundamental positions complicating unambiguous interpretation of the theoretical results. The concept of a representative volume element (RVE) that is determined in every macroscale material point of heterogeneous medium and has representative physical properties in each of them is entered.

Key words: representative volume element, contrast geological media, structured continuum, characteristic size.

Недостатки использования микромасштаба как единственного масштабного представления в теории структурированного континуума

Единственным масштабом, с которым оперирует нынешняя теория структурированного континуума, является микромасштаб, который для микронеоднородных сред можно назвать масштабом гетерогенности или поровым масштабом. Для размера микроструктуры в теории приводятся следующие определения: “характерный размер структуры”, “средний размер структуры”, “линейный размер структуры” и даже “представительный размер структуры [1-6]. Обозначается этот размер переменной l_0 , определяемой как “среднее рас-

стояние от поры до поры или от трещины до её ближайшей соседки” [4] согласно интегрально-геометрической формуле, в которой σ_0 - удельная поверхность изучаемой области тела, а f - ее пористость [1].

$$\sigma_0 l_0 = 4(1 - f). \quad (1)$$

В настоящей статье дается определение новому для теории структурированного континуума понятию, называемому представительным объемным элементом (RVE - representative volume element). Лейтмотивом для введения этого понятия в теорию послужил детальный критический анализ ряда работ [1-6] с целью проверки фундаментальных положений теории на непротиворечивость доказательств и выводов.

В результате было обнаружено досадное искажение масштабного представления изучаемой среды как при выводе уравнений, так и при их решении и интерпретации полученных результатов.

Приведем принципиальный конкретный пример. Согласно теории, размер сферы, по которой должно проводиться осреднение поверхностных сил, определяется выражениями типа: “не всякий микрообъем микроструктуры является представительным” [3], или “для представительности любого объема структурированного тела необходимо, чтобы этот объем содержал некоторое минимальное количество микроструктур” [1].

Эти дефиниции, как и само понятие представительность объема при дальнейшем изложении просто забываются, а линейный размер сферы, которой, по только что процитированным соображениям, следовало бы быть представительной (т.е. окружать объем в несколько микроструктур), приобретает размер, равный размеру одной - единственной! микроструктуры. Это следует из формул для оператора переноса поля в центр сферы и уравнений движения [1-6], в которые явно входит переменная l_0 из уравнения (1). О представительности этой сферы, как поверхности представительного объема, не может быть и речи.

Рассмотрим еще один показательный пример из работы [6], в которой для одномерного случая с применением оператора переноса поля из уравнения движения блочной среды выводится дисперсионное уравнение относительно неизвестного волнового числа k и волнового числа k_s для продольных (или поперечных) волн

$$\frac{\sin(kl_0)}{kl_0} - \frac{k_s^2}{k^2} = 0. \quad (2)$$

Приведем комментарий к уравнению (2): “При заданной частоте неизвестное волновое число означает неизвестную скорость волн. Она, очевидно, зависит от размера структуры l_0 или от удельной поверхности σ_0 образца, в соответствии с формулой (1)”. Однозначным выводом из процитированного является то, что осреднение ранее уже было проведено по сфере радиусом, равным именно размеру структуры l_0 , в результате чего l_0 и оказалось в дисперсион-

ном уравнении (2). Однако сфера с таким радиусом включает в себя всего одну микроструктуру, и следовательно, не имеет права позиционировать себя как поверхность представительного объема!

О том, насколько серьезен вопрос о правильном выборе размера представительного элемента среды и, соответственно, о радиусе осреднения, можно судить по рис. 1, на котором отображены резкие флуктуации большого размаха значений важного репрезентативного свойства микронеоднородной среды – ее пористости на интервалах порядка нескольких единиц объема микроструктуры $\frac{4}{3}\pi l_0^3$ – то есть в именно в том диапазоне, где “характерный размер структуры” l_0 проявляет себя весьма значительно. Для объема с радиусом порядка размера именно одной микроструктуры l_0 амплитуда флуктуации физического свойства максимальна!

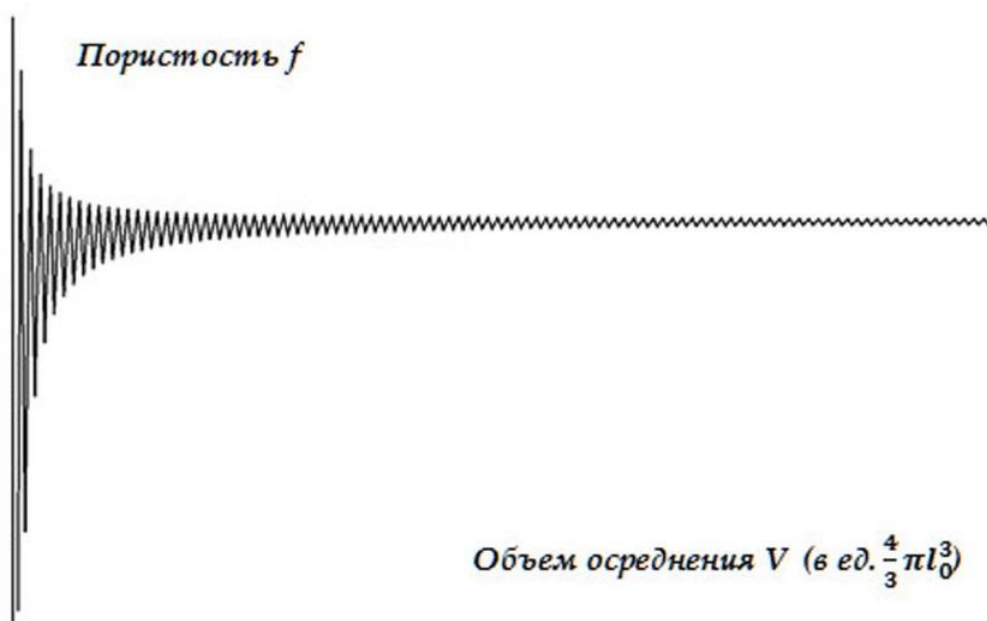


Рис. 1. Изменение репрезентативного физического свойства среды – пористости f в зависимости от объема осреднения V , адаптировано из [8]

Причиной изложенных выше логически противоречивых положений и выводов является использование в теории единственного масштаба – микро-масштаба, а достойным выходом из сложившейся ситуации может стать введение более крупного масштаба, в котором можно определить объем, по настоящему представительный для изучаемой среды.

Таким масштабом станет мезомасштаб, органичным понятием которого является RVE – представительный объемный элемент. Внутри RVE распределение пор и трещин статистически значимо, а репрезентативное физическое свойство среды (в нашем примере – пористость) не испытывает больших флуктуаций при включении в этот RVE дополнительных пор или трещин (стабильно по величине).

Представительный объемный элемент (RVE) и оценки его размера l_r для различных геологических сред

Возможно, первым в точные науки понятие представительного объема ввел знаменитый нидерландский физик Хендрик Антон Лоренц в своем классическом труде по теории электронов в 1909 г. [7]. Для микроскопически флуктуирующей скалярной (векторной) величины φ он определяет ее среднее значение $\bar{\varphi}$ в какой-либо точке P внутри тела посредством $\bar{\varphi} = \frac{1}{S} \int \varphi dS$ т.е. интегрированием по объему шара S и делает важный вывод о том, что для получения разумной макроскопической характеристики для φ , радиус шара S должен быть не слишком мал, чтобы избавиться от неравномерностей в распределении φ , но и не слишком велик, чтобы состояние тела можно было считать одинаковым по всему шару (конкретно, радиус должен быть мал по сравнению с длиной волны). Правильно выбранный размер шара даст почти однозначное значение величины $\bar{\varphi}$. Это иллюстрирует график рис. 1, отображающий поведение пористости f , (т.е. величины φ по Лоренцу), которая вначале резко и с большим размахом осциллирует, а затем асимптотически приближается к почти постоянному своему значению, т.е. величине, характерной для RVE. При этом f зависит от объема шара осреднения по Лоренцу, а у нас этот объем измеряется в единицах характерного объема одной микроструктуры $\frac{4}{3}\pi l_0^3$ (объема шара радиусом l_0). Причиной таких резких флуктуаций вначале оси абсцисс графика является осреднение значений пористости именно в первых единицах радиуса микромасштаба l_0 .

Приведем информацию о минимальных размерах RVE. Согласно авторам монографии [9], по самым грубым оценкам, типичный размер для RVE лежит в интервале от 100 до 1000 диаметров зерна. В [10] утверждается, что в рамках континуальной механики деформируемого твердого тела могут быть даны другие величины, размером от 10 до 100 размеров неоднородности. В задачах моделирования потока *грунтовых вод в песчаниках* для RVE будет вполне достаточным размер от 10 до 20 диаметра зерна [11]. Интересные оценки для глинистых образований на севере Бельгии (the Boom Clay), приведены в [12]. В этих глинах микроскопические потоки воды и транспортные явления происходят в масштабе нескольких десятков микрометров, типичный размер зерен их глинистых частиц 30 мкм, и сама глина является однородным материалом. Диаметр RVE оценивается в диапазоне от 100 до 1000 диаметров зерна, что в геометрических размерах дает значения от 3 до 30 мм.

Понятие RVE подробно представлено визуально на рис. 2, где слева приведена иерархия масштабов гетерогенной среды, а справа отмечено характерное поведение значения конкретного репрезентативного физического свойства среды – пористости в двух диапазонах изменения радиуса r объема осреднения: в интервале $l_0 < r < l_r$, в котором резкие вначале флуктуации на единицах микромасштабных расстояний l_0 спадают по мере приближения радиуса объе-

ма осреднения к радиусу представительного объемного элемента l_r , и в интервале $r > l_r$, где значение свойства постоянно и равно уже достигнутому при $r = l_r$ значению.

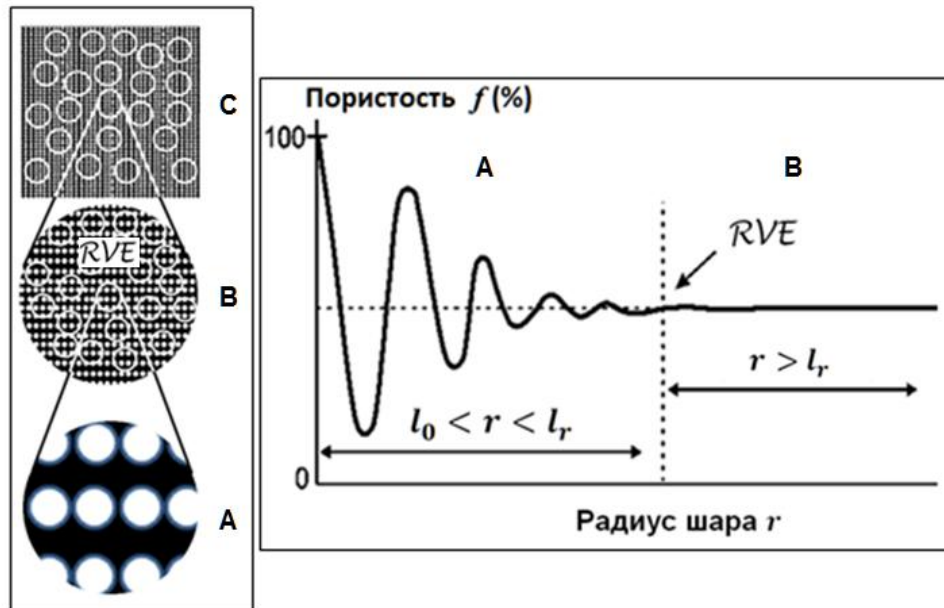


Рис. 2. Слева представлена иерархия масштабов гетерогенной среды: А – микромасштаб, В – мезомасштаб, С – макромасштаб. Справа отображена зависимость поведения величины пористости f от размера радиуса шара осреднения. При увеличении радиуса шара r от l_0 (т.е. линейного размера микроструктуры) до l_r (т.е. линейного размера RVE) флуктуации пористости спадают от максимального (100%) значения к практически постоянному значению при $r > l_r$

Выводы

Изложенные в статье результаты анализа переменной l_0 показывают, что она должна находиться строго в пределах своей физической “юрисдикции” – микромасштабного представления в контексте интегрально-геометрической формулы (1), связывающей для некоторой области исследуемого микронеоднородного тела значения его физических свойств – пористости f и удельной поверхности σ_0 с расстоянием между неоднородностями внутри нее, равным l_0 . Это расстояние имеет порядок линейного размера микроструктуры и поэтому, не являясь представительной величиной, не должно входить в уравнения движения.

Для полного соответствия концепции структурированного континуума следует в теорию вместо переменной l_0 на всех этапах постановок задач, выводе уравнений и анализе их решений вводить переменную мезомасштаба l_r , представляющую собой линейный размер RVE – представительного (репрезентативного) объемного элемента.

Этот объемный элемент RVE концептуально предназначен для объединения такого количества микромасштабных (размера l_0) неоднородностей горных пород в виде зерен или трещин, при котором репрезентативные физические

свойства этого количества, например – пористость, будут вполне однозначно определены и значения этих свойств, измеренные для такого RVE в любой точке исследуемого пространства микронееднородного тела будут одинаковы.

Введение понятия (RVE) с его адекватной представительной сферой усреднения в ныне действующую теорию, у которой размер такой сферы является по меньшей мере недоопределенным, позволит избежать ошибок в постановках и решениях модельных задач. Следует также отметить, что появление уравнений движения с новой переменной будет означать не просто символическую замену микромасштабного размера l_0 на мезомасштабный l_r , но и потребует решение ряда проблем по их взаимозависимостям.

Неизбежные при оснащении теории новым понятием (RVE) анализ, переосмысление и переинтерпретация уже полученных результатов сократят в будущих работах отмеченные в статье ошибки.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Сибиряков, Б.П. Динамика микронееднородных геологических сред // Учебное пособие, НГУ, 2004, с. 163.
2. Sibiriyakov B.P., Prilous B.I. The unusual Small Wave Velocities in Structural Bodies and Instability of pore or cracked Media by Small Vibration. WSEAS Transactions on Applied and Theoretical Mechanics Issue 7, Volume 2, July 2007, ISSN 1991-8747, pp. 139-144.
3. Сибиряков Б.П., Прилоус Б.И. Статика, динамика и хаос между ними в структурированных средах // Физ. мезомех. - 2009. - Т. 12. - № 1. - с. 102.
4. Сибиряков Б.П., Прилоус Б.И. Геологический разлом как геодинамическая машина, производящая катастрофы различных масштабов // Физ. мезомех. - 2010. - Т. 13. - № Спец. выпуск. - с. 37.
5. Sibiriyakov B.P., Prilous B.I., Kopeykin A.V. The nature of instabilities in blocked media and seismological law of Gutenberg-Richter. WSEAS Transactions on Applied and Theoretical Mechanics. Issue 2, Volume 6, April 2011, p. 71.
6. Сибиряков Б.П., Прилоус Б.И., Копейкин А.В. Природа неустойчивости блочных сред и закон распределения неустойчивых состояний // Физ. мезомех. - 2012. - Т. 15. - № 3. - с. 14.
7. H.A. Lorentz, *The Theory of Electrons and its Applications to the Phenomena of Light and Radiant Heat. Second Edition*, Leipzig, B.G. Teubner, 1916. pp.133-134.
8. K. Vafai, *Handbook of Porous Media*, Taylor and Francis, New York, NY, USA, 2nd edition, 2005, p.89.
9. Advanced Petroleum Reservoir Simulation by M. Rafiqul Islam, S.H. Moussavizadegan, S. Mustafiz and I.H. Abou-Kassem Copyright © 2010 Scrivener Publishing LLC, p.42.
10. Du, X. and Ostojia-Starzewski, M. (2006b), *On the scaling from statistical to representative volume element in thermoelasticity of random materials*, Networks and heterogeneous media, 1(2), p. 260.
11. Dissertation: Characterization of Microstructure and Internal Displacement Field of Sand Using X-ray Computed Tomography, 2006, Washington State University, Pullman, WA, http://www.dissertations.wsu.edu/Dissertations/Fall2006/M_Razavi_121206.pdf
12. Marivoet J. [edit.], Jacques D., Van Geet M., Bastiaens W., Wemaere I.- *Considerations on Upscaling of Hydraulic and Transport Parameters for a Plastic Clay Formation.*- Mol, Belgium: SCK•CEN, 2009. - (External Report of the Belgian Nuclear Research Centre; ER-102; EC project FP6-516514).- ISSN 1782-2335, p.5.

© Б.И. Прилоус, 2013

СТРОЕНИЕ ЮГО-ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ЧУЙСКОЙ ВПАДИНЫ ГОРНОГО АЛТАЯ ПО ДАННЫМ МЕТОДА СОПРОТИВЛЕНИЙ

Петр Валерьевич Пономарев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Коптюга 3, аспирант, тел. (952)916-79-62, e-mail: PonomarevPV@ipgg.sbras.ru

Нина Николаевна Неведрова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Коптюга 3, старший научный сотрудник, к.г.-м.н., тел. (913)890-26-45, e-mail: NevedrovaNN@ipgg.sbras.ru

В статье рассмотрены результаты исследований методами вертикальных электрических зондирований (ВЭЗ), электротомографии, выполненных на территории западной части Чуйской впадины Горного Алтая. Работы проведены в области наиболее близкой к эпицентру разрушительного Чуйского землетрясения (27.09.2003 $M=7,3$) в долине реки Чаган, в устье которой расположен поселок Бельтир, наиболее пострадавший от последствий землетрясения. Построены детальные геоэлектрические модели участка. Знания о геоэлектрическом строении играют важную роль в решении целого ряда геофизических задач, таких как поиски полезных ископаемых, сейсмобезопасность.

Ключевые слова: вертикальные электрические зондирования, электротомография, Чуйское землетрясение, геоэлектрическое строение.

STRUCTURE OF SOUTHWESTERN PART OF CHUYA BASIN BY RESISTIVITY METHOD

Peter V. Ponomarev

Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptuyuga 3 st., graduate student, tel. (952)916-79-62, e-mail: PonomarevPV@ipgg.sbras.ru

Nina N. Nevedrova

Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptuyuga 3 st., senior researcher, tel. (913)890-26-45, e-mail: NevedrovaNN@ipgg.sbras.ru

The article describes the results of studies by vertical electrical sounding (VES) and electrical tomography performed in the western part of the Chuya basin in Altai mountains. Work conducted in the area closest to the epicenter of the devastating earthquake (09/27/2003 $M=7.3$) in the valley of Chagan river. Detailed geoelectrical models were built. Knowledge of the geoelectrical structure plays an important role in addressing a number of geophysical problems, such as the search for mineral deposits, seismic safety.

Key words: vertical electric sounding, Chuya earthquake, seismically active zone, electrical tomography, geoelectric structure.

Современное строение Чуйской впадины обусловлено поэтапными тектоническими движениями, наиболее ярко проявляющимися в краевых частях. Це-

лью данной работы является определение строения участка в долине реки Чаган в зоне главного сейсморазрыва Чуйского землетрясения.

Измерения ВЭЗ были начаты в 2004 г. и продолжаются в настоящее время. Каждый год выполняются новые измерения методами ВЭЗ для уточнения геоэлектрического строения впадины. Кроме того, существует целый ряд режимных пунктов, измерения в которых повторяются ежегодно. Расположение пунктов зондирования указано на рис. 1.

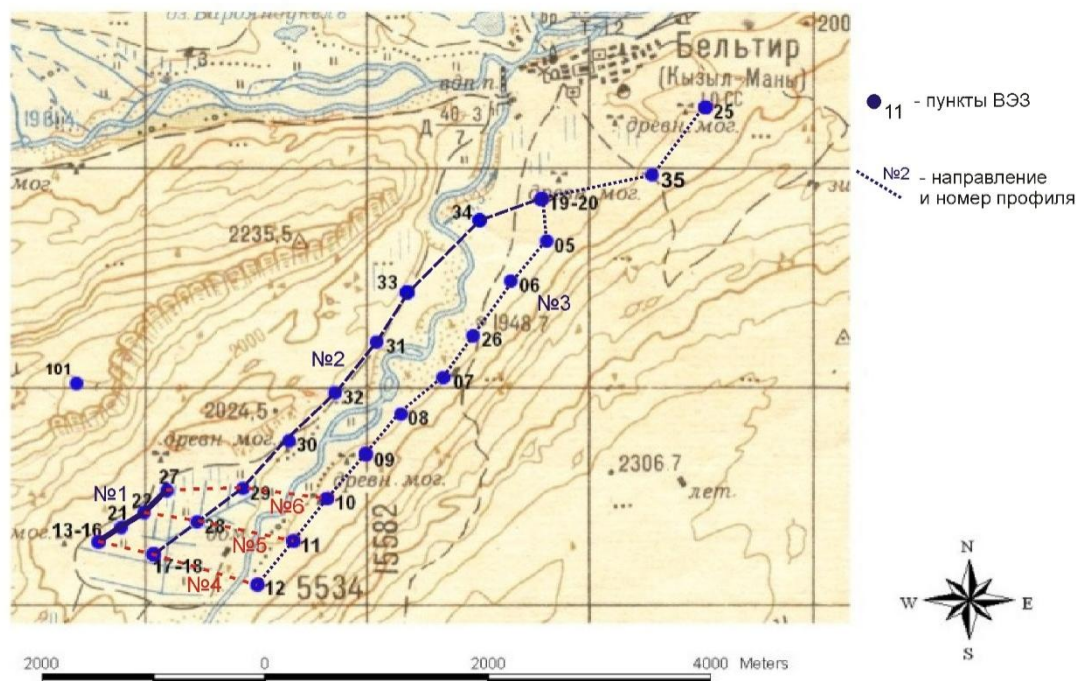


Рис. 1. Схема расположения пунктов ВЭЗ на полигоне «Бельтир»

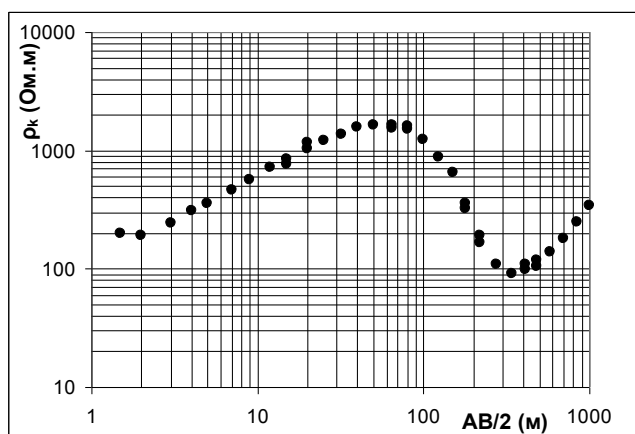
Участок полевых наблюдений ВЭЗ расположен в 20 км от эпицентра Чуйского землетрясения. В верховьях реки Чаган после землетрясения образовалась система трещин, ориентированных преимущественно с северо-запада на юго-восток. Сейсмические дислокации наблюдались на поверхности долины в виде протяженных и глубоких трещин вспарывания длиной более 300 м, среднее расстояние между бортами трещин около 3 м. В 5 км от зоны трещиноватости в этой же долине находится протяженный участок, в пределах которого разрывных нарушений, видимых на поверхности, не обнаружено. Пункты зондирования были размещены в двух различных областях проявления последствий землетрясения. В трещиноватой зоне выполнены круговые и крестовые вертикальные электрические зондирования (ВЭЗ 13-16, 17-18). Здесь же были проведены профильные измерения с шагом 250 метров (профиль 1) и с шагом 500 метров (профиль 2). Во второй области с отсутствием трещин размещены крестовые ВЭЗ 19-20. Все крестовые, круговые ВЭЗ повторяются ежегодно. Кроме того, повторяется часть пунктов наиболее протяженного профиля 3, выполненного

на правом берегу р. Чаган. Круговые и крестовые ВЭЗ выполнены для исследования анизотропных характеристик разреза.

Измерения проводились симметричной градиентной четырехэлектродной установкой Шлюмберже. Размеры генераторной линии $AB/2$ находятся в интервале от 1.5 до 1000 м. Полевые данные ВЭЗ проинтерпретированы в программном комплексе моделирования и инверсии «СОНЕТ» с использованием горизонтально-слоистой модели среды. Для первичной обработки применен программный пакет IPI2Win, в котором возможна визуализация полевых данных ВЭЗ по профилю.

Электротомография выполнена в долине р. Чаган впервые в 2012 году. Для измерений была использована станция «Скала-48М», предназначенная для работы методом сопротивлений в различных модификациях. Измерения проведены 48 электродной установкой Шлюмберже с расстоянием 5 метров между электродами с использованием двух сегментов по 24 электрода. Обработка данных электротомографии проведена в программе двумерной инверсии Res2Dinv.

По результатам одномерной интерпретации данных ВЭЗ в комплексе «СОНЕТ» с привлечением априорной информации по скважинам получена пятислойная модель среды. Характерная полевая кривая ВЭЗ и соответствующая ей геоэлектрическая модель приведена на рис. 2.



№ слоя	Сопротивление, Ом	Мощность, м
1	240	1
2	60	0.6
3	6000	16
4	40	150
5	2500	

Рис. 2. Характерная полевая кривая. ВЭЗ №12

Два верхних маломощных слоя крайне неоднородны по удельному сопротивлению (УЭС), так как сложены речными отложениями различного состава: от мелкозернистых алевролитов до валунно-галечников. УЭС третьего слоя в ряде случаев аномально высоко – от 5000 до 12000 Ом·м, что в соответствии с априорной информацией свидетельствует о присутствии в нем многолетней мерзлоты.

Далее на рис. 3 представлен геоэлектрический разрез по профилю 3. Разрез характеризует блоковое строение участка, наличие разломов, а также особенности осадконакопления присущее всей Чуйской впадине с присутствием на фун-

даменте мощного проводящего горизонта, сложенного тонкослоистыми песчано-глинистыми породами, на котором залегает высокоомные, неоднородные по составу породы.

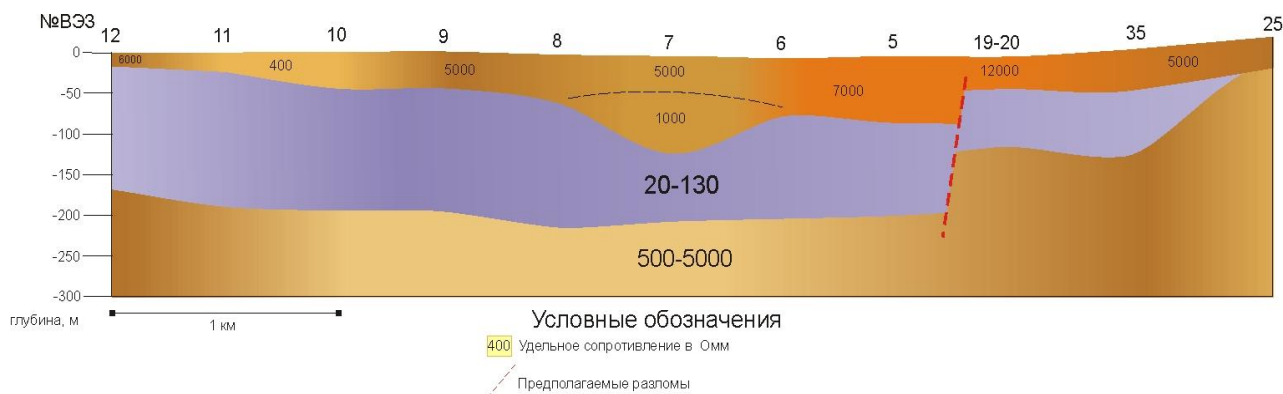


Рис. 3. Профиль №3 по правому борту р. Чаган. Одномерная инверсия

Наличие в приповерхностном слое многолетнемерзлых пород, грубообломочных неоднородных по литологическому составу отложений формирует крайне неоднородную верхнюю часть разреза, что требует дополнительных исследований. Для уточнения строения верхней части разреза была применена электротомография на постоянном токе.

В качестве примера рассмотрим один из разрезов электротомографии по профилю 1 (рис. 4). Результаты электротомографии детально отражают самую верхнюю часть разреза мощностью около 6-10 м с УЭС 300-1000 Ом м, которая представлена аллювиальными отложениями. Мощный высокоомный горизонт (УЭС до 10000 Ом м), залегающий ниже 6-10 м, представлен грубообломочными ледниковыми отложениями, с наличием многолетней мерзлоты. Глубже 30-40 м наблюдается верхняя кромка слоя низкоомных озерных отложений. На отметках по профилю в 200 и 480 м выявлены аномальные участки, связанные с выходом на поверхность крупных сейсмодислокаций, которые наблюдаются на дневной поверхности и, судя по данным геоэлектрики, прослеживаются до различных глубин.

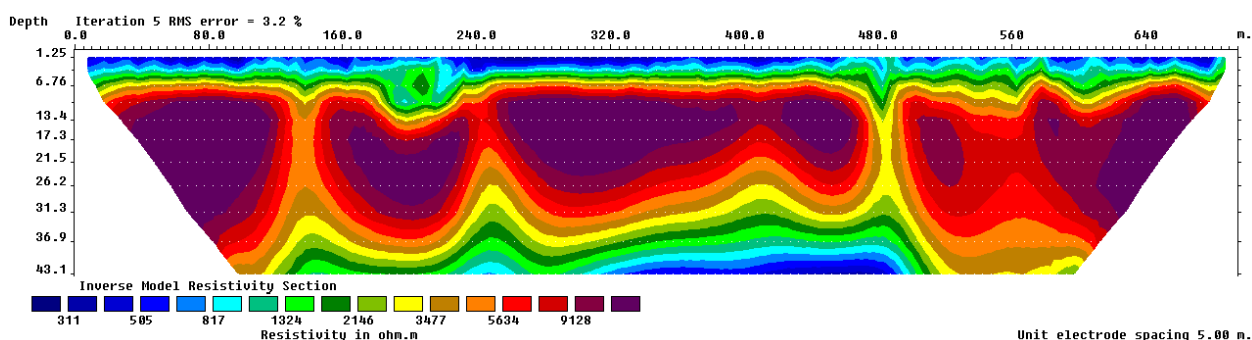


Рис. 4. Профиль электротомографии №1

По результатам интерпретации данных ВЭЗ с использованием программ одномерной и двумерной инверсии уточнено геоэлектрическое строение западного замыкания Чуйской впадины в долине р. Чаган. Получены глубины до фундамента практически для всего участка исследований, характеристики осадочных отложений. В северо-восточной части участка между пунктами 5 и 19 на разрезах выявлен субвертикальный разлом, установлена его вертикальная амплитуда достигающая 50-70 метров. По данным электротомографии уточнено строение верхней части разреза до глубин в 40-50 м, выявлены дислокации, связанные с современной сейсмической активностью.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Девяткин Е.В. [1965] Кайнозойские отложения и неотектоника юго-восточного Алтая. Москва: Наука.
2. Неведрова Н.Н., Эпов М.И., Антонов Е.Ю. [2001] Реконструкция глубинного строения Чуйской Впадины Горного Алтая по данным электромагнитных зондирований. Геология и геофизика, т. 42, № 9, 1399-1416.
3. Неведрова Н.Н., Пономарев П.В., Деев Е.В. [2010] Геоэлектрические исследования Чуйской впадины Горного Алтая для уточнения ее строения и четвертичной истории. Иркутск, Первая международная научно – практическая конференция по электромагнитным методам исследования «Геобайкал 2010».
4. Эпов М.И., Дашевский Ю.А., Ельцов И.Н. [1990] Автоматизированная система интерпретации электромагнитных зондирований. Новосибирск, из-во Института геологии и геофизики СО АН.
5. В.П. Губатенко, В.А. Огаджанов, А.А. Назаров. [2000] Мониторинг динамики разуплотнения горных пород методами электроразведки. «Физика земли, №9, 103-109.
6. Б.Н. Лузгин, Г.Г. Русанов. [1992] Особенности формирования неогеновых отложений юго-востока Горного Алтая. «Геология и геофизика» т.4, 23-27.

© П.В. Пономарев, Н.Н. Неведрова, 2013

МОДИФИЦИРОВАННЫЙ ЭФФЕКТИВНЫЙ КОЭФФИЦИЕНТ ОТРАЖЕНИЯ ДЛЯ AVO ИНВЕРСИИ ЗАКРИТИЧЕСКИХ РР ОТРАЖЕНИЙ ОТ КРИВОЛИНЕЙНЫХ ГРАНИЦ

Екатерина Жимбеевна Ракшаева

Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, аспирантка, тел. 8913-771-2443, e-mail: rcatherine89@gmail.com

Татьяна Викторовна Нефедкина

Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. акад. Коптюга 3, канд. геол.-мин. наук, старший научный сотрудник, тел. (383)333-39-09, e-mail: NefedkinaTV@ipgg.sbras.ru

Аркадий Маркович Айзенберг

Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. акад. Коптюга 3, канд. физ.-мат. наук, старший научный сотрудник, тел. (383)335-64-57, e-mail: AizenbergAM@ipgg.sbras.ru

В статье исследуется модифицированная версия эффективных коэффициентов отражения (ЭКО), которая основана на учёте астигматизма волновых фронтов, возникающего при отражении от криволинейных границ сложной формы и большой кривизны. На численных примерах показано преимущество использования модифицированной версии ЭКО по сравнению с предыдущей. Новая версия ЭКО имеет значительный потенциал для применения в AVO инверсии и для трёхмерного моделирования отражённых волновых полей.

Ключевые слова: эффективные коэффициенты отражения, криволинейная граница, астигматизм волновых фронтов, AVO инверсия, закритические удаления.

MODIFIED EFFECTIVE REFLECTION COEFFICIENT FOR AVO INVERSION OF POST-CRITICAL PP REFLECTIONS FROM CURVED INTERFACES

Ekaterina Z. Rakshaeva

Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2 Pirogova, post-graduate student, тел. 8913-771-2443, e-mail: rcatherine89@gmail.com

Tatyana V. Nefedkina

Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Pr. Ac. Koptug 3, Senior Science Researcher, PhD, tel. +7(383)333-39-09, e-mail: NefedkinaTV@ipgg.sbras.ru

Arkady M. Aizenberg

Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Pr. Ac. Koptug 3, Senior Science Researcher, PhD, tel. +7(383)335-64-57, e-mail: AizenbergAM@ipgg.sbras.ru

In this paper we investigate a modified version of the effective reflection coefficient (ERC), which is based on accounting for wavefront astigmatism and strongly elongated reflectors. Numerical tests show the advantages of using the modified effective reflection coefficient compared to a previous version. The modified ERC has a significant potential for use in AVO inversion and 3D wavefield modeling.

Key word: effective reflection coefficients, curved interface, wavefront astigmatism, AVO inversion, post- critical offsets.

Введение. В процедурах AVO инверсии очень важно найти истинное теоретическое описание явления отражения, которое близко соответствовало бы реальным амплитудам AVO отклика. В [4] был предложен новый подход к AVO инверсии, основанный на эффективных коэффициентах отражения (ЭКО) [2]. Известно, что частоты волнового поля, используемые в сейсмике, порождают значительную зону Френеля, окружающую точку отражения и влияющую на амплитуды отражения. Кроме того, криволинейные отражатели генерируют сложные волновые фронты отраженной и головной волн, которые интерферируют на околокритических и закритических удалениях. ЭКО, используемые в [4], учитывают эти сложные явления и в значительной степени адекватно описывают отражения от слабо криволинейных границ в сейсмической полосе частот при любых углах падения. Однако они не учитывают астигматизм (разницу главных кривизн) волновых фронтов. Это снижает качество AVO инверсии в случае границ сложной формы и большой кривизны. В данной работе мы предлагаем модифицированную версию ЭКО, учитывающую астигматизм волновых полей, и показываем на численных примерах её преимущество по сравнению с существующей версией.

Модифицированный эффективный коэффициент отражения.

В работе [1] было показано, что ЭКО Р-волны в точке отражения S_n $\chi(s_n, \omega) = \chi[\theta, k r^* s_n]$ зависит от угла падения (отражения) θ и безразмерного параметра $k r^*(s_n)$, где $k = \omega / V_{P1}$ – волновое число, $r^* s_n$ – кажущийся радиус кривизны волнового фронта в точке отражения, для которого было получено аппроксимационное выражение:

$$r^* s_n = \frac{1 + \cos^2 \theta(s_n)}{\cos^2 \theta(s_n) [K_{11}^* s_n - \delta K_{11} s_n] + K_{22}^* s_n},$$

где $K_{11}^* s_n$ и $K_{22}^* s_n$ являются главными кривизнами кажущегося волнового фронта отражённой Р-волны в лучевой плоскости и перпендикулярной к ней соответственно. Они зависят от главных кривизн границы $D_{11}(s_n)$, $D_{22}(s_n)$. $\delta K_{11} s_n = -D_{11}(s_n) / \cos \theta(s_n)$ есть главная кривизна фронта кажущейся головной волны в точке S_n в плоскости падения. $r^* s_n$ может быть интерпретирован, как расстояние между точкой отражения S_n и кажущимся источником, который вводится для кажущейся сферической волны, падающей на плоскую границу. Для антиклинали кажущийся радиус $r^* s_n < l(s_n)$, для синклинали $r^* s_n > l(s_n)$, где $l(s_n)$ – расстояние от истинного источника до точки отраже-

ния. Аргументы в ЭКО были определены в [1] в предположении, что кажущийся угол падения сферической волны θ^* равен действительному углу падения θ и $r^* s_n$ зависит от средней величины главных кривизн границы.

Дальнейшие исследования показали, что эта версия ЭКО имеет допустимую корректность, если астигматизм волновых фронтов мал. Для границ протяжённой формы и значительной кривизны требовалось разработать улучшенную (модифицированную) версию ЭКО. В [3] даётся математическое обоснование модифицированной версии ЭКО. Ниже мы показываем преимущества этой версии ЭКО на численных примерах.

Модельный пример. Чтобы оценить потенциал модифицированного ЭКО в сравнении с существующей версией ЭКО расчёты были выполнены для моделей криволинейных границ, использованных в [4]. Модели представляют собой два изотропных однородных полупространства, разделённых криволинейной границей, имеющей гауссову форму (рис. 1). Граница представлена формулой $z = B + A \exp -C x^2 - D y^2$, где $B = 0.7$ km, $A = -0.2$ km, C и D - параметры кривизны границы.

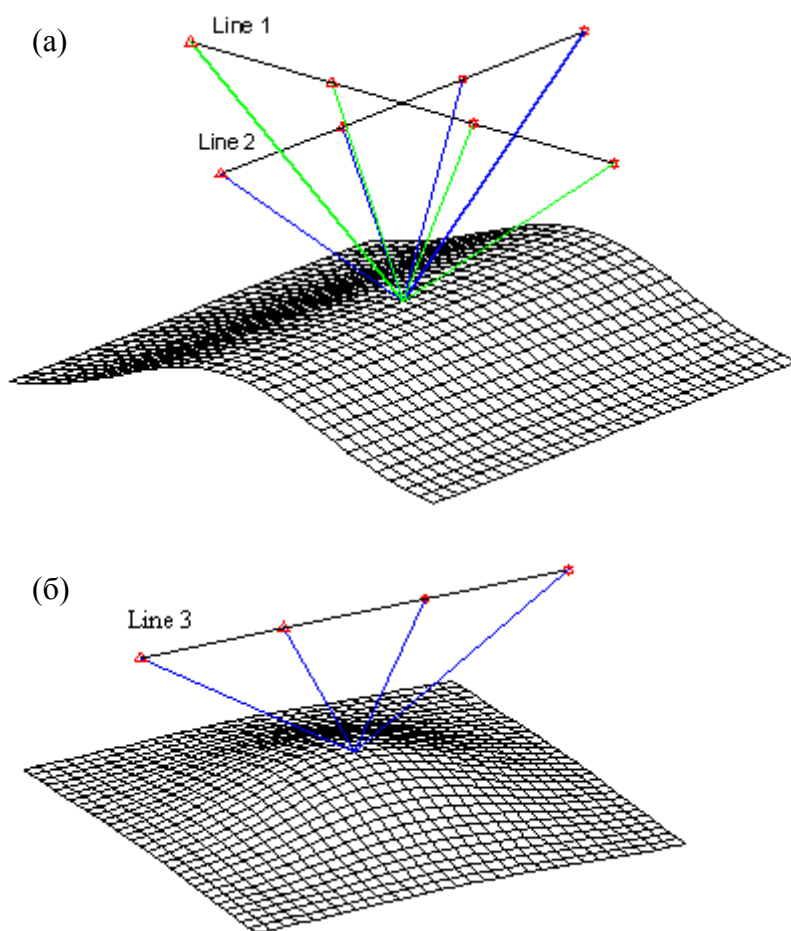


Рис. 1. Модели среды и геометрия системы наблюдений. (а) Линейная антиклинальная граница, (б) Изометрическая антиклинальная граница

Расчёты выполнены для двух типов антиклинальной границы: изометрическая - с параметрами крутизны $C = D = 1 \text{ km}^{-2}$. (Рис 1, б) и линейная, где $C = 1 \text{ km}^{-2}$ и $D = 0 \text{ km}^{-2}$ (Рис.1, а).

Верхнее полупространство описывается скоростями $V_{p1} = 2000 \text{ m/s}$, $V_{s1} = 1100 \text{ m/s}$ и плотностью $\rho_1 = 1800 \text{ kg/m}^3$; в нижнем полупространстве скорости равны $V_{p2} = 2800 \text{ m/s}$, $V_{s2} = 1600 \text{ m/s}$ и плотность $\rho_2 = 2100 \text{ kg/m}^3$. Мы рассматриваем отражение для точки ОГТ, находящейся на вершине антиклинальной отражающей границы. Модифицированные ЭКО рассчитаны для трёх различных приёмных линий; поперёк линейной антиклинали (line 1), вдоль линейной антиклинали (line 2) и для изометрической антиклинали (line 3). Источники и приёмники размещены вдоль приёмных линий, для которых $z = 0$ и $y = 0$. Шаг между источниками/приёмниками 25 m. Расстояние источник-приёмник изменяется от 0 до 2.75 km и покрывает докритические, околокритические и закритические удаления. Для рассматриваемой точки ОГТ кривизны границы $D_{11} = -0.4 \text{ km}^{-1}$ и $D_{22} = 0 \text{ km}^{-1}$ для line 1, $D_{11} = 0 \text{ km}^{-1}$ и $D_{22} = -0.4 \text{ km}^{-1}$ для line 2, $D_{11} = D_{22} = -0.4 \text{ km}^{-1}$ для line 3. Волновой импульс падающей Р-волны имеет симметричный спектр с колокольной огибающей, частотами от $f_{\min} = 3 \text{ Hz}$ до $f_{\max} = 62 \text{ Hz}$ и доминантной частотой $f_d = 38 \text{ Hz}$.

Анализ результатов. На рис. 2, 3 и 4 показаны модули (а) и фазы (б) эффективных коэффициентов отражения, рассчитанных по разным версиям ЭКО для line 1, 2 и 3 соответственно. Сплошной линией дана модифицированная версия ЭКО, кружочками – предыдущая версия и пунктиром – ЭКО для плоской границы. Мы видим, что модифицированная версия существенно отличается от предыдущих версий на линиях 1 и 3, ориентированных вдоль максимальной кривизны отражателя. Здесь кажущийся критический угол сдвинут от $\theta_{cr} = 51^\circ$ до $\theta_{cr}^* \approx 60^\circ$, а закритический максимум амплитуд с $\theta = 60^\circ$ до $\theta^* = 70^\circ$. На линии 2, ориентированной по простиранию границы, отличия между различными версиями ЭКО в закритической области малы, но существенны в докритической и близ-критической областях.

Чтобы объяснить эти закономерности, мы проанализировали поведение двух факторов $r^* s_n$ и $\theta^* s_n$, от которых зависит ЭКО. Оказалось, что на линиях 1 и 3 значения $r^* s_n$, вычисленные по формулам модифицированной и предыдущей версий, отличаются друг от друга несущественно и только на закритических углах, а на линии 2 полностью совпадают. Зато поведение кажущегося угла падения $\theta^* s_n$ очень сильно зависит от ориентации профиля и, следовательно, от формы криволинейного отражателя и связанного с этим астigmatизма волновых фронтов. Так, отличия между различными версиями ЭКО в докритической области на линии 2 связаны именно с этим фактором. Таким

образом, ключевым моментом модифицированной версии ЭКО является учёт кажущегося угла падения.

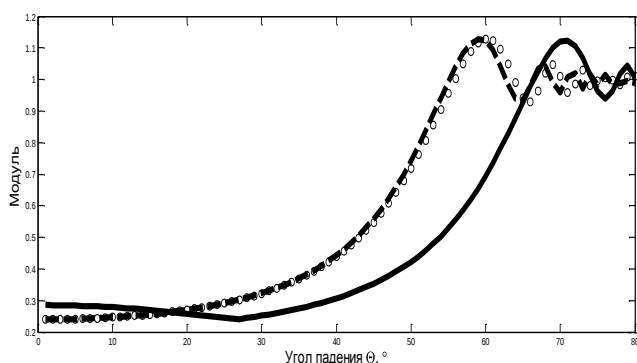


Рис. 2а. Модуль ЭКО для line 1.

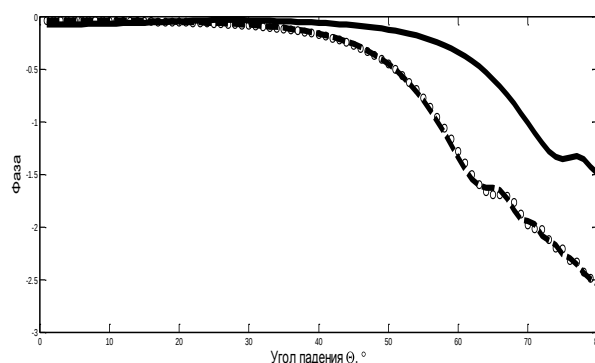


Рис. 2б. Фаза ЭКО для line 1.

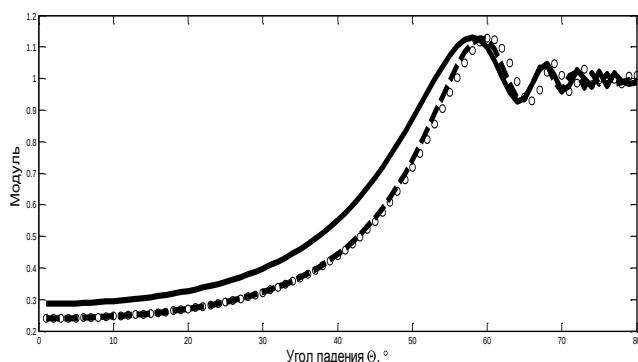


Рис. 3а. Модуль ЭКО для line 2.

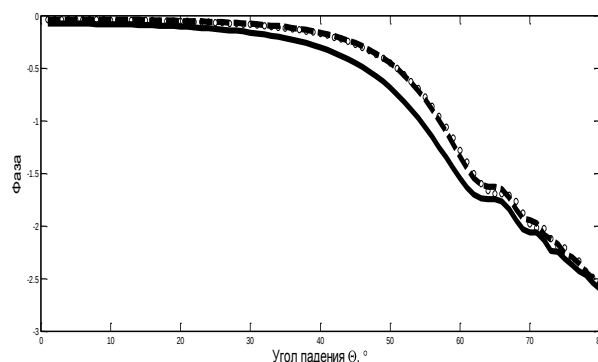


Рис. 3б. Фаза ЭКО для line 2.

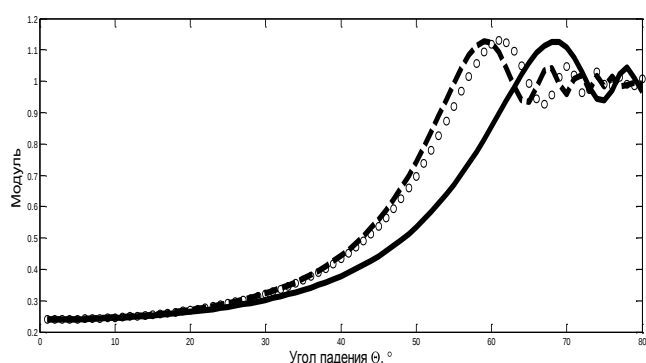


Рис. 4а. Модуль ЭКО для line 3.

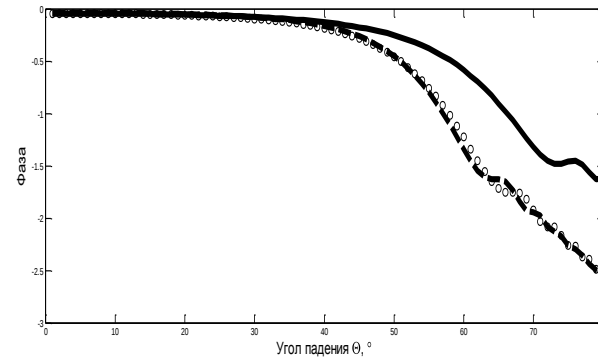


Рис. 4б. Фаза ЭКО для line 3.

Заключение. Для улучшения качества AVO инверсии в случае границ сложной формы и большой кривизны мы предлагаем использовать для теоретического описания амплитуд закритических отражений модифицированную версию эффективного коэффициента отражения. Численные тесты показали, что модифицированная версия ЭКО вычислительно эквивалентна существую-

щей версии, но обеспечивает более точные значения амплитуд для волновых фронтов с сильным астигматизмом и отражателей значительной протяжённости. Модифицированные ЭКО численно устойчивы и годятся для моделирования таких сложных волновых явлений, как близ-критические отражения и интерференция закритических отражённых и головных волн на криволинейных границах. Результаты показывают, что модифицированные ЭКО имеют значительный потенциал для применения в AVO инверсии и для моделирования реальных волновых полей и границ.

Благодарности

Авторы благодарят Сибирское отделение РАН (Междисциплинарный интеграционный проект СО РАН № 127) за финансовую поддержку этих исследований, а также М. Ayzenberg и L. Skopintseva (Statoil ASA, Норвегия) за ценные советы.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ayzenberg, M.A., Aizenberg, A.M., Helle, H.B., Klem-Musatov, K.D., Pajchel, J. and Ursin, B. [2007] 3D diffraction modeling of singly scattered acoustic wavefields based on the combination of surface integral propagators and transmission operators. *Geophysics*, **72**, SM19-SM34.
2. Ayzenberg, M., Tsvankin, I., Aizenberg, A.M. and Ursin, B. [2009] Effective reflection coefficients for curved interfaces in transversally isotropic media. *Geophysics*, **74**, WB33-WB53.
3. Rakshaeva, E.Z., Aizenberg, A.M., Andersson, F. [2013] Modified effective reflection coefficient for seismic wavefields with strong astigmatism at curved interfaces. . Extended Abstracts, 75th Conference and Exhibition, EAGE (submitted).
4. Skopintseva, L.V., Aizenberg, A.M., Ayzenberg, M.A., Landrø, M., and Nefedkina, T.V. [2012] The effect of interface curvature on AVO inversion of near-critical and postcritical PP-reflections. *Geophysics*, **77**, N1-N16.

© Е.Ж. Ракшаева, Т.В. Нефедкина, А.М. Айзенберг, 2013

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ЭЛЕКТРОМЕТРИИ НА ИНТЕРВАЛЕ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

Мария Александровна Павлова

ФБГУН Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Коптюга, 3, научный сотрудник, e-mail: Pavlova-MA@ipgg.sbras.ru

Карина Владимировна Сухорукова

ФБГУН Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Коптюга, 3, старший научный сотрудник, e-mail: SuhorukovaKV@ipgg.sbras.ru

Вячеслав Николаевич Глинских

ФБГУН Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Коптюга, 3, заведующий лабораторией, e-mail: GlinskihVN@ipgg.sbras.ru

Выполнена численная интерпретация данных гальванических и индукционных зондирований в интервалах баженовской свиты трех скважин Широного Приобья. Определены электрофизические характеристики (удельное электрическое сопротивление и диэлектрическая проницаемость) и эффекты частотной дисперсии. Построена геолого-электрическая модель баженовской свиты. Определена направленность изменений геоэлектрического разреза баженовской свиты.

Ключевые слова: баженовская свита, численная интерпретация, удельное электрическое сопротивление и диэлектрическая проницаемость

ELECTROMETRY LOG DATA INTERPRETATION OF THE BAGENOV FORMATION INTERVAL

Maria A. Pavlova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russian Federation, Novosibirsk, Koptug, 3, scientist, e-mail: PavlovaMA@ipgg.sbras.ru

Carina V. Suhorukova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russian Federation, Novosibirsk, Koptug, 3, senior staff scientist, e-mail: SuhorukovaKV@ipgg.sbras.ru

Vyacheslav N. Glinskih

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russian Federation, Novosibirsk, Koptug, 3, head of laboratory, e-mail: GlinskihVN@ipgg.sbras.ru

Numerical interpretation of galvanic and induction sounding data of the Bagenov formation interval tree wells of The Latitudinal Ob have been done. As the result, electrophysical characteristics (electric resistance and the dielectric permeability) and the effects of frequency dispersion have defined. For the first time geoelectrical model of the Bagenov formation have made. Trend of the Bagenov formation changes by geoelectrical section have defined.

Key words: bagenov formation, numerical interpretation, electric resistance and dielectric permeability

Развитие интерпретационной базы скважинной электрометрии связано с вовлечением математического аппарата, учитывающего как сложную геометрическую структуру, так и различные эффекты взаимодействия и распространения электромагнитного поля. Чрезвычайно актуальными в последние годы стали задачи электрометрии в геологических средах, описывающихся такими электрофизическими характеристиками как макроанизотропия электропроводности, диэлектрическая проницаемость и её частотная дисперсия. Наиболее ярко эти эффекты проявляются при изучении геологических объектов, характеризующихся сложной микро- и макроструктурой, а именно пространственной неоднородностью и контрастностью электрофизических параметров. К таким объектам относится баженовская свита – основная нефтематеринская толща в Западной Сибири. Характерной ее особенностью является высокая степень неоднородности состава, связанная с изменением содержания по разрезу глинистого, кремнистого, карбонатного и органогенного (до 10–25%) вещества [1–3]. На основе численной инверсии данных скважиной электрометрии в скважинах 1, 2, 3, пробуренных на Салымском, Малобалыкском и Чупальском месторождениях, восстановлено распределение электрофизических параметров пород баженовской свиты и проведена геологическая интерпретация полученных результатов. Использовался комплекс данных бокового каротажного зондирования (БКЗ) и высокочастотного электромагнитного каротажного зондирования (ВЭМКЗ) в диапазоне частот 0.875–14 МГц с привлечением бокового каротажа (БК), низкочастотного индукционного каротажа (ИК) и резистивиметрии.

По данным методов электрометрии породы баженовской свиты характеризуются высокими значениями удельного электрического сопротивления (УЭС). Детальный анализ фактического материала показывает следующее. Высокий контраст УЭС в скважине и пласте приводит к сильной сглаженности диаграмм БКЗ, искажению показаний, а также к увеличению погрешности измерения, особенно на длинных зондах. Влиянием скважины обусловлено и большое видимое расхождение кажущихся УЭС зондов БКЗ разной длины, поэтому не требуется вводить зоны проникновения в геоэлектрическую модель. На диаграммах БК по повышенным значениям УЭС хорошо заметны тонкие высокоомные карбонатные пропластки. В свою очередь, сигналы индукционного метода ВЭМКЗ слабо реагируют на высокоомные прослои и подвержены сильному влиянию относительно проводящих вмещающих пород или пропластков. В породах глинистого состава или с пиритизацией на сигналы ВЭМКЗ также влияет повышенная диэлектрическая проницаемость, завышая сигнал (разность фаз), измеренный на высоких частотах, что приводит к занижению кажущихся УЭС.

В высокоомных разрезах детальное разделение на пласты с разным УЭС наиболее адекватно проводится по данным БК. Но обычно по сигналу одного зонда БК трудно установить УЭС незатронутой проникновением части пласта,

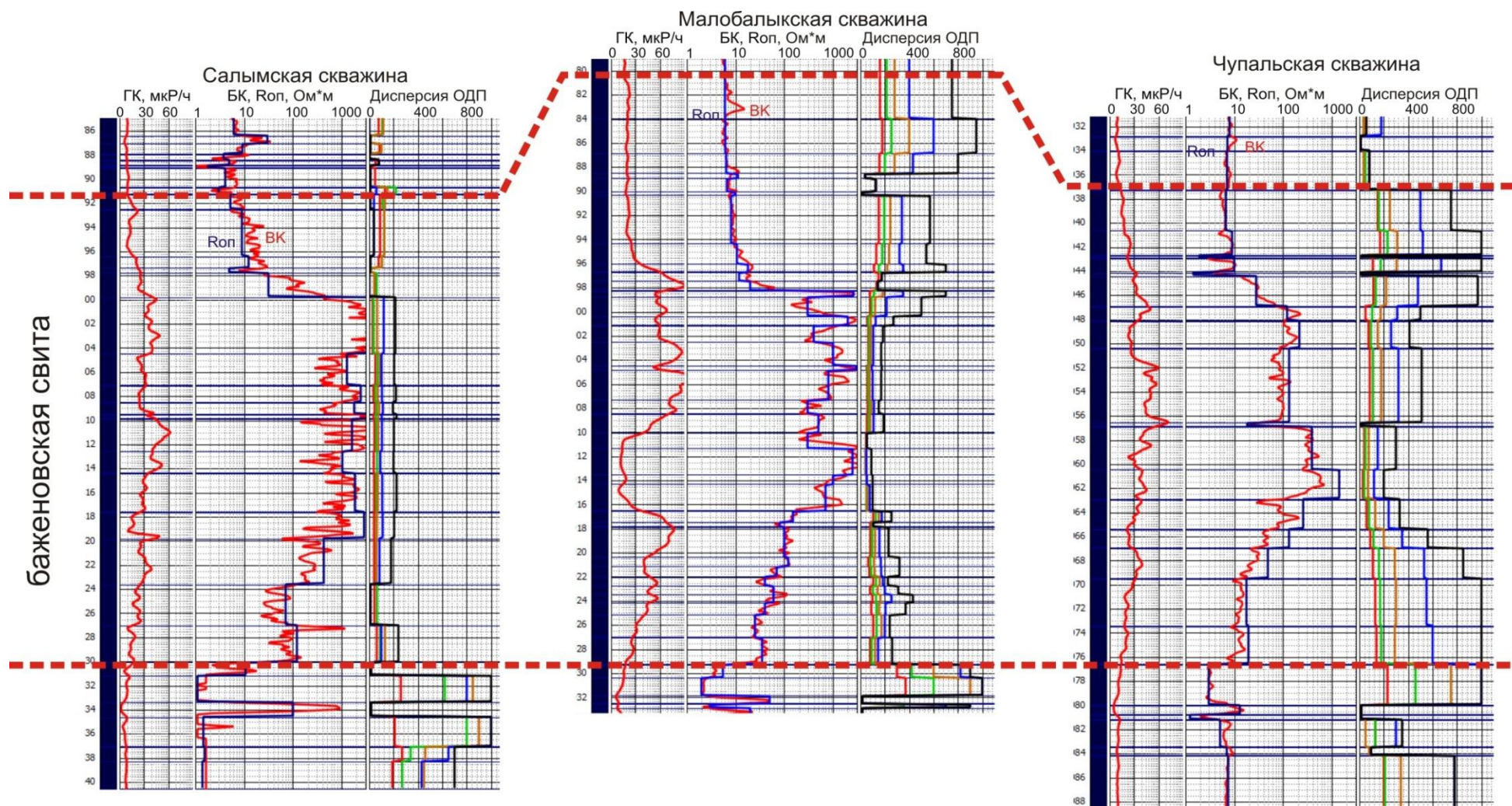
особенно при отсутствии данных кавернометрии. Поэтому расстановка границ для построения геоэлектрической модели проводилась по данным комплекса методов, прежде всего БК и РК с учетом БКЗ и ВЭМКЗ, а электрофизические параметры модели определялись численной инверсией данных БКЗ и ВЭМКЗ.

Детальный подбор сигналов БКЗ производился на основе двумерной численной инверсии. Предполагается, что в породах баженовской свиты зона проникновения отсутствует или очень тонкая. По результатам инверсии УЭС баженовской свиты в скважинах 2 и 3 составляет: в кровле – 6–8 Ом·м, в верхней высокоомной части – 700–900 Ом·м, в середине свиты увеличивается до 2500 и к подошве уменьшается с глубиной до 25–30 Ом·м. Следует подчеркнуть, что значения УЭС баженовской свиты в скважине 1 выше, по сравнению с другими скважинами, во всей высокоомной части. Они составляют 2000–3500 Ом·м, а в нижней части баженовской свиты наблюдается снижение до 100–200 Ом·м.

Для баженовской свиты оценено распределение относительной диэлектрической проницаемости (ОДП) и ее частотной дисперсии. Интерес к этому физическому параметру в последнее время возникает в связи с необходимостью найти такую геоэлектрическую модель, которая бы описывала поведение расширенного набора измеряемых характеристик в электромагнитном каротаже или комплекса данных, измеренных на постоянном и переменном токе [4–6]. Такие комплексы данных – например, разность фаз и отношение амплитуд в ВЭМКЗ или данные измерений ВЭМКЗ и БКЗ – используются все чаще с целью уменьшить эквивалентность значений параметров сложнопостроенных разрезов. Но резистивная модель геологической среды часто оказывается недостаточной, в отличие от модели с двумя электрофизическими характеристиками – УЭС и ОДП.

Методика определения расширенного набора электрофизических параметров основана на том, что повышенные значения ОДП не изменяют сигналы, измеренные на постоянном токе, но значительно влияют на сигналы переменного тока высокой частоты [7]. Поэтому первым шагом является построение резистивной модели среды по данным методов постоянного тока, например, БКЗ. Вторым, для установленных значений УЭС подбирается такое эффективное значение ОДП, чтобы измеренные сигналы ВЭМКЗ совпали с расчетными. Кроме того, ОДП в породах баженовской свиты зависит от частоты возбуждающего электромагнитного поля, поэтому для сигнала каждого зонда подбирается свое значение ОДП.

На основе численной инверсии комплекса данных электрометрии построена геоэлектрическая модель баженовской свиты, описываемая следующим распределением электрофизических параметров (сверху-вниз). В кровле свиты залегают аргиллиты, характеризующиеся низкими значениями УЭС и высокой частотной дисперсией ОДП. Они подстилаются глинисто-кремнисто-карбонатными породами с высокими значениями УЭС и относительно низкой частотной дисперсией ОДП. В центральной части свиты находятся наиболее кремнистые породы, которые характеризуются минимальными значениями ОДП и наименьшей её частотной дисперсией, что указывает на незначительное содержание глинистого вещества.



Распределение электрофизических параметров в интервалах баженовской свиты на основе численной инверсии комплекса данных скважинной электрометрии

В нижней части баженовской свиты залегают глинисто-кремнистые породы с повышенным относительно верхней пачки глинисто-кремнисто-карбонатных пород содержанием глины, количество которой увеличивается к нижней части свиты. Об этом свидетельствует плавное увеличение к подошве свиты частотной дисперсии ОДП и уменьшение значений УЭС. Анализ результатов интерпретации показывает, что толщины выделяемых в разрезе по комплексу электрометрии пород баженовской свиты уменьшаются в направлении с юго-востока на запад от Чупальской к Малобалыкской и к Салымской площади. В этом направлении происходит увеличение значений УЭС и уменьшение частотной дисперсии ОДП в краевых частях свиты, связанное с уменьшением количества глинистого и, вероятно, с увеличением карбонатного, кремнистого и органогенного материала.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. - М.: Недра, 1975. – 680 с.
2. Гурари Ф.Г., Вайц Э.Я., Меленевский В.Н. и др. Условия формирования и методика поисков залежей нефти в аргиллитах баженовской свиты. /Под. ред. Ф.Г. Гурари. - М.: Недра, 1988. С. – 199.
3. Конторович А.Э., Меленевский В.Н., Занин Ю.Н., Замирайлова А.Г., Казаненков В.А., Казарбин В.В., Махнева Е.Н., Ямковая Л.С. Литология, органическая геохимия и условия формирования основных типов пород баженовской свиты (Западная Сибирь) // Геология и геофизика, 1998. – Т. 39. – № 11. – С. 1477-1491.
4. Технология исследования нефтегазовых скважин на основе ВИКИЗ. Методическое руководство // Новосибирск: НИЦ ОИГГМ СО РАН. Изд. СО РАН. - 2000. - 121 с.
5. Эпов М.И., Глинских В.Н. Электромагнитный каротаж: моделирование и инверсия. Новосибирск: Академическое изд-во Гео, 2005, 98 с.
6. Эпов М.И., Каюров К.Н., Ельцов И.Н., Петров А.Н., Сухорукова К.В., Соболев А.Ю., Власов А.А. Новый аппаратный комплекс геофизического каротажа СКЛ и программно-методические средства интерпретации EMF Pro// Бурение и нефть. – 2012. - № 2. - С. 16–19.
7. Эпов М.И., Сухорукова К.В. Электрические и электромагнитные каротажные зондирования в реалистичных моделях нефтегазовых коллекторов: численное моделирование и интерпретация // Геофизический журнал. НАН Украины. Киев. —2012. —Том 34. – № 4. – С. 5-15.

© М.А. Павлова, К.В. Сухорукова, В.Н. Глинских, 2013

МОДЕЛИРОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ВЯЗКОСТИ ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ НА РАСПРЕДЕЛЕНИЕ УЭС В ОКРЕСТНОСТИ СКВАЖИНЫ И СКВАЖИННЫЕ ИЗМЕРЕНИЯ

Галина Владимировна Нестерова

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. ак. Коптюга, 3, к.т.н., старший научный сотрудник лаборатории электромагнитных полей, тел. (383)330-49-53, e-mail: NesterovaGV@ipgg.sbras.ru

Ирина Германовна Яценко

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, 634021, Россия, г. Томск, пр. Академический, 4, канд. геол.-минерал. наук, зав. лаборатории "Научно-исследовательский информационный центр с музеем нефтей", тел. (3822)-49-18-11, e-mail: sric@ipc.tsc.ru

Леонид Анатольевич Назаров

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала Сибирского отделения Российской академии наук, 630091, Россия, г. Новосибирск, ул. Красный проспект, 54, д.ф.-м.н., зав. лабораторией горной информатики, тел. (383)2172446, e-mail: naz@misd.nsc.ru

В работе было изучено влияние вязкости нефти на перераспределение удельного электрического сопротивления (УЭС) в окрестности скважины при проникновении фильтрата бурового раствора в пласт и соответствующие изменения показаний зондов электромагнитного каротажа (ВИКИЗ) и электрического каротажа (БКЗ). Данные о свойствах нефти брались из глобальной базы данных по физико-химическим свойствам нефти и газа, созданной в Институте химии нефти СО РАН. Для моделирования использовался программно-алгоритмический комплекс, обеспечивающий совместное рассмотрение электродинамических, гидродинамических и геомеханических процессов, происходящих в окрестности скважины, и формирующий единую электрогидродинамическую модель прискважинной зоны.

Ключевые слова: каротаж, моделирование, удельное электрическое сопротивление, вязкость, база данных, физико-химические свойства нефти.

SIMULATION OF OIL VISCOSITY INFLUENCE ON RESISTIVITY DISTRIBUTION AND BOREHOLE LOGGING

Galina V. Nesterova

Trofimuk Institute of petroleum geology and geophysics, Siberian branch of Russian Academy of Science, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Koptuyug, Ph.D., scientist of Laboratory of electromagnetic fields, tel. (383)330-49-53, e-mail: NesterovaGV@ipgg.nsc.ru

Irina G. Yashchenko

Institute of Petroleum Chemistry, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 634021, Russia, Tomsk, 4, Akademichesky Avenue, Ph.D. in Geology and Mineralogy, Head of the Laboratory, tel. (3822)-49-18-11, e-mail: sric@ipc.tsc.ru

Leonid A. Nazarov

Chinackal Institute of Mining, Siberian Branch of RAS, 630091, Russia, Novosibirsk, 54 Krasny Prospekt, prof., Head of Rock Informatics Laboratory, phone (383)2172446, e-mail: naz@misd.nsc.ru

Influence of oil viscosity on resistivity distribution in the borehole environment and VIKIZ (high frequency induction isoparametric wireline logging tool) and BKZ (Russian lateral log) logs during mud filtrate invasion was studied. Oil properties were derived from the database of physical and chemical properties of oil, developed at Institute of Petroleum Chemistry. Software system for joint computer simulation of electrodynamic, hydrodynamic and geomechanical processes in the borehole environment has been used.

Key words: logging, simulation, resistivity, viscosity, database, physical and chemical properties of oil.

В процессе проникновения фильтрата бурового раствора в водо-нефтенасыщенный пласт изменяются распределения водонасыщенности и солёности пластового флюида и, как следствие, - удельное электрическое сопротивление породы в окрестности скважины. Это отражается на каротажных диаграммах индукционных (ВИКИЗ) и гальванических (БКЗ) методов. Ранее был создан программно-алгоритмический комплекс, позволяющий одновременно моделировать происходящие в окрестности скважины гидродинамические, геоэлектрические и геомеханические процессы и включить созданный инструмент в схему интерпретации каротажных данных [2-5, 8-9, 12]. Входными параметрами при моделировании являются фильтрационно-ёмкостные свойства пласта, свойства пластовых флюидов и бурового раствора, давление, геомеханические параметры (угол внутреннего трения, сцепление, коэффициент бокового отпора, предел прочности породы). Важным фактором процесса проникновения является отношение вязкостей воды и нефти [2, 6]. При исследовании чувствительности модели прискважинной зоны к свойствам пластовой нефти использовалась информация из глобальной базы данных по физико-химическим свойствам нефти и газа [1, 7], созданной в Институте химии нефти СО РАН.

База данных зарегистрирована в Роспатенте [10-11] и в Государственном реестре баз данных НТЦ «Информрегистр», № 6624. В настоящее время в ней содержится около 21500 информационных описаний образцов нефти из 5500 месторождений, расположенных в 191 нефтегазоносных бассейнах мира на нефтеносных территориях 91 страны Азии, Африки, Европы, Америки и Австралии. База данных создана на основе Microsoft Access для Windows, применение которого позволяет сводить воедино информацию из разных источников (электронных таблиц, текстовых файлов, других баз данных) и представлять данные в удобном для практического использования виде с помощью таблиц, рисунков, диаграмм и отчетов.

В настоящей работе рассматривались данные измерений для трёх месторождений Западной Сибири. Для анализа влияния вязкости нефти на синтетические диаграммы ВИКИЗ и БКЗ были выбраны скважины со сходными режимами бурения и пласты с близкими фильтрационно-ёмкостными свойствами, но с сильно различающейся вязкостью пластовой нефти. Из БД извлекались данные о вязкости нефти для 20 и 50°C, её плотности и температуре на уровне пласта. Вязкость нефти пересчитывалась для температуры пласта по формуле Вальтера (Walter's equation) [13]. Остальные параметры моделей определялись по данным геофизических исследований в выбранных скважинах и измерениям на керне.

Рассчитанные радиальные кривые УЭС для момента времени 48 часов после вскрытия пласта приведены на рис. 1, кривые зондирования ВИКИЗ и БКЗ показаны на рис. 2. Вязкость пластовой нефти влияет на процесс проникновения фильтрата бурового раствора в пласт, при более вязкой нефти проникновение идёт медленнее. Диаграммы БКЗ и ВИКИЗ по разному реагируют на изменение вязкости пластовой нефти в разные моменты времени. Влияние свойств пластовой нефти на каротажные кривые необходимо учитывать при интерпретации зондирований ВИКИЗ и БКЗ. Это вызывает необходимость внесения корректив в процедуру инверсии данных каротажа и использования априорных данных о свойствах нефти, в частности, из имеющихся БД.

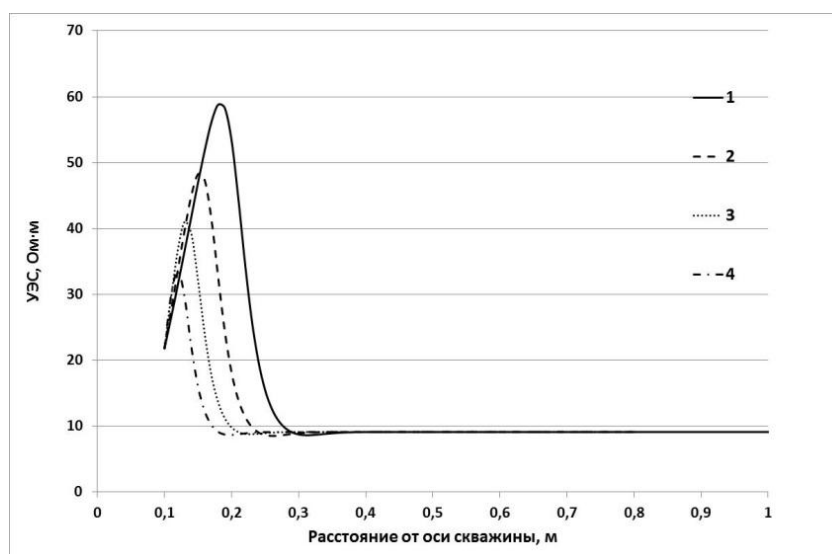


Рис. 1. Зависимость радиальных профилей УЭС от вязкости пластовой нефти. Пористость пласта- 20%, проницаемость- 50 мД, нефтенасыщенность – 70%, солёность пластового флюида- 20 г/л. Кинематическая вязкость нефти ($\text{мм}^2/\text{с}$) соответствует для линии 1- 2,01; 2- 4,04; 3- 5,84; 4- 8,82

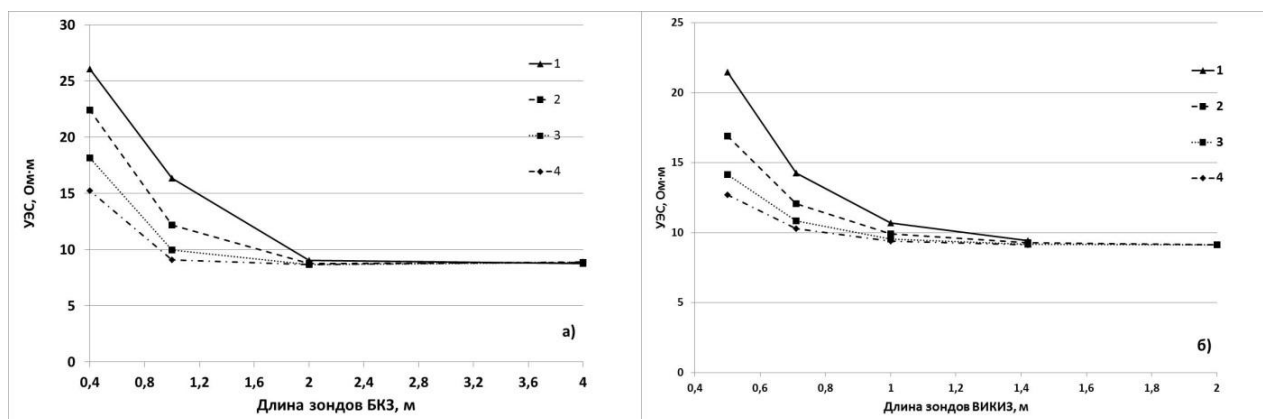


Рис. 2. Зависимость кривых зондирования БКЗ (а) и ВИКИЗ (б) от вязкости пластовой нефти

Работа выполнена при финансовой поддержке Междисциплинарного интеграционного проекта СО РАН № 89.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ан В.В., Козин Е.С., Полищук Ю.М., Яценко И.Г. База данных по химии нефти и перспективы ее применения в геохимических исследованиях // Геология нефти и газа. - 2000. - № 2. - С. 49 – 51.
2. Ельцов И.Н., Нестерова Г.В., Кашеваров А.А. Петрофизическая интерпретация повторных электромагнитных зондирований в скважинах // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52. – № 6. – С. 852-861.
3. Ельцов И.Н., Нестерова Г.В., Назарова Л.А., Назаров Л.А. Комплексная интерпретация данных каротажа с учётом моделирования гидродинамических и геомеханических процессов в окрестности скважины [Электронный ресурс] // Тезисы XIII научно-практической конференции «ГЕОМОДЕЛЬ-2011». – Геленджик. – 11- 15 сентября 2011. – 4 с.
4. Ельцов И.Н., Нестерова Г.В., Кашеваров А.А. Моделирование зоны проникновения при использовании буровых растворов на водной и нефтяной основе // ПМТФ, 2012, № 4, с.97-104.
5. Ельцов И.Н., Назаров Л.А., Назарова Л.А., Нестерова Г.В., Эпов М.И. Интерпретация геофизических измерений в скважинах с учетом гидродинамических и геомеханических процессов в зоне проникновения // ДАН, 2012, том 445, № 6, с. 671-674.
6. Кашеваров А. А., Ельцов И. Н., Эпов М. И. Гидродинамическая модель формирования зоны проникновения при бурении скважин // ПМТФ. – 2003. – Т. 44. – № 6. – С. 148-157.
7. Козин Е.С., Полищук Ю.М., Яценко И.Г. База данных по физико-химическим свойствам нефтей // Нефть. Газ. Новации. - 2011. - № 3. - С. 13-16.
8. Нестерова Г.В., А.А. Кашеваров, И.Н. Ельцов. Эволюция зоны проникновения по данным повторного каротажа и математического моделирования // Каротажник. – 2008. – № 1. – С. 52-68.
9. Нестерова Г.В., Ельцов И.Н., Назаров Л.А., Назарова Л.А. Влияние геомеханических параметров на каротажные диаграммы ВИКИЗ и БКЗ и электрогидродинамическую модель околоскважинного пространства // Тезисы XIV научно-практической конференции по проблемам комплексной интерпретации геолого-геофизических данных при геологическом моделировании месторождений углеводородов «ГЕОМОДЕЛЬ-2012», Геленджик, 10-14 сентября 2012, [электронный ресурс], 4 с. URL: <http://earthdoc.eage.org/results.php?words=%D0%9D%D0%B5%D1%81%D1%82%D0%B5%D1%80%D0%BE%D0%B2%D0%B0&style=simple>.
10. Пат. 2001620067 РФ. База данных по составу и физико-химическим свойствам нефти и газа (БД нефти и газа) / Ю.М. Полищук, И.Г. Яценко, Е.С. Козин, В.В. Ан; заявитель и патентообладатель Институт химии нефти СО РАН. – № 2000620096; Заявл. 23.10.2000; Опубл. 16.05.2001. – 1 с.
11. Полищук Ю.М., Яценко И.Г., Козин Е.С., Ан В.В. База данных по составу и физико-химическим свойствам нефти и газа (БД нефти и газа) // Официальный бюллетень Росийского агентства по патентам и товарным знакам. – 2001. - № 3 – С. 340 - 341.
12. Свидетельство о гос. регистрации программ для ЭВМ № 2012619496 РФ. ГЕНМ / Назаров Л.А., Назарова Л.А., Нестерова Г.В., Ельцов И.Н. Правообладатель: Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН. – № 2012619496; Заявл. 21.08.2012; Запат. 19.10.2012.
13. Daučík*, Jozef Višňovský, Jozef Ambro, Elena Hájeková Temperature Dependence of the Viscosity of Hydrocarbon Fractions // Acta Chimica Slovaca, Vol.1, No. 1, 2008, 43 – 57

© Г.В. Нестерова, И.Г. Яценко, Л.А. Назаров, 2013

ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТРЕЩИНОВАТОСТИ ПЛАСТА НА АМПЛИТУДНЫЙ СПЕКТР СЕЙСМИЧЕСКОГО СИГНАЛА

Михаил Михайлович Немирович-Данченко

Томский Филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, 634055, Россия, г. Томск, пр. Академический, 4, доктор физико-математических наук, ведущий научный сотрудник, e-mail: michnd@mail.ru

Александра Андреевна Шатская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 634050, Россия, г. Томск, пр. Ленина, 30, ассистент кафедры геофизики, e-mail: alek.sashka@mail.ru

В работе численно решена прямая задача сейсморазведки для среды, включающей в себя трещиноватый слой. При прохождении через такую модельную среду сейсмического сигнала свойства сигнала меняются по-разному для сплошной среды и для трещиноватой. По результатам численного моделирования показано, как изменяются спектральные характеристики сигналов для двух моделей поведения среды – упругой и упруго-пластической. Результаты сопоставляются с данными лабораторного эксперимента.

Ключевые слова: трещиноватые среды, спектральный анализ, численное моделирование.

NUMERICAL MODELLING OF INFLUENCE OF RESERVOIR-SCALE FRACTURES ON AMPLITUDE SPECTRUM OF THE SEISMIC SIGNAL

Mikhail M. Nemirovich-Danchenko

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Tomsk Affiliate, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tomsk, Russia, Leading Researcher, Ph.D in Physics and Mathematics, e-mail: michnd@mail.ru

Alexandra A. Shatskaya

National Research Tomsk Polytechnic University 634050, Tomsk, Lenin Avenue, 30, Department of Geophysics, assistant, alek.sashka@mail.ru

In work the direct problem of seismic for fractured zone is simulated. During seismic-wave propagation through such modeling environment, the properties of a signal change differently for the continuous environment and for the fractured zones. By results of numerical simulation it is shown, how spectral characteristics of signals for two models of behavior of the environment – elastic and elastic - plastic. Results are compared with data of laboratory experiment.

Key word: fractured zone, spectral analysis, numerical simulation.

В предлагаемой работе развивается спектральный подход анализа волновых сейсмических полей для выделения трещиноватых зон. Методика анализа амплитудных спектров сейсмических полей основывается на результатах численного конечно-разностного моделирования прямых задач механики деформируемого твердого тела для тел с трещинами [1].

Для численного расчета исходная модель среды, содержащей слой со случайно распределенными трещинами, приведена на рис. 1.

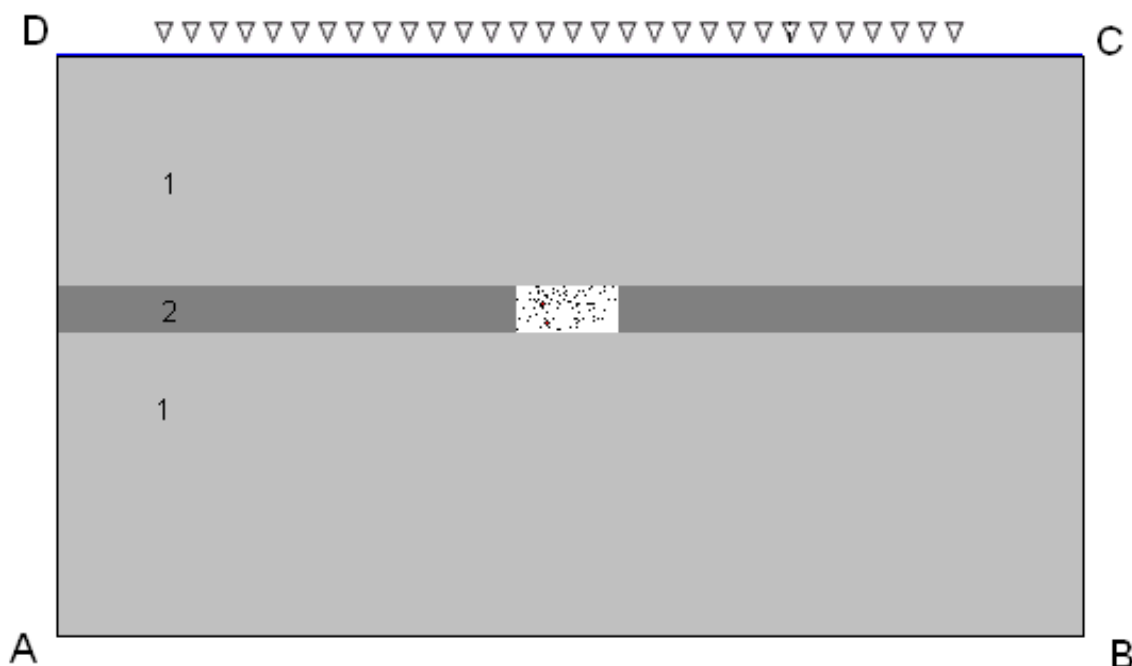


Рис. 1. Модель трещиноватой среды с трещинами 1-го типа.
1 – вмещающая среда, 2 – слой с трещиноватой зоной, ▽ - падающая волна.

Параметры вмещающей среды $V_p=3000$ м/с, $V_s=2000$ м/с, $\rho=2000$ кг/м³.
Параметры слоя $V_p=2000$ м/с, $V_s=1500$ м/с, $\rho=2000$ кг/м³, сверху расположена линия «источник-приемник». Грани АВ, ВС, DA свободны от напряжений, на грань CD нормально падает плоская волна – импульс Рикера :

$$\dot{U}_y|_{CD} = F(t) = -2\pi f \sqrt{e} (t - t_0) \cdot e^{-2\pi f(t-t_0)^2},$$

где $\dot{U}_y$ - Y-компонента скорости смещения. Этот импульс характеризуется высокой плавностью функции, её производных и спектра.

Для моделирования вся среды предполагается идеально-упругой, а в окрестностях вершин трещин, то есть в зонах концентрации напряжений – упруго-пластической [1].

Полученная в результате моделирования синтетическая сейсмограмма для такой модели приводится на рис. 2.

Для спектрального анализа выбирались участки трассы, не осложненные дифракционной картиной (то есть падающая волна), и участки трассы, отмеченной на рис. 2 пунктиром, содержащие отраженную от трещиноватой области волну. На рис. 3, а приводятся спектры падающей волны (1) и отраженной волны (2).

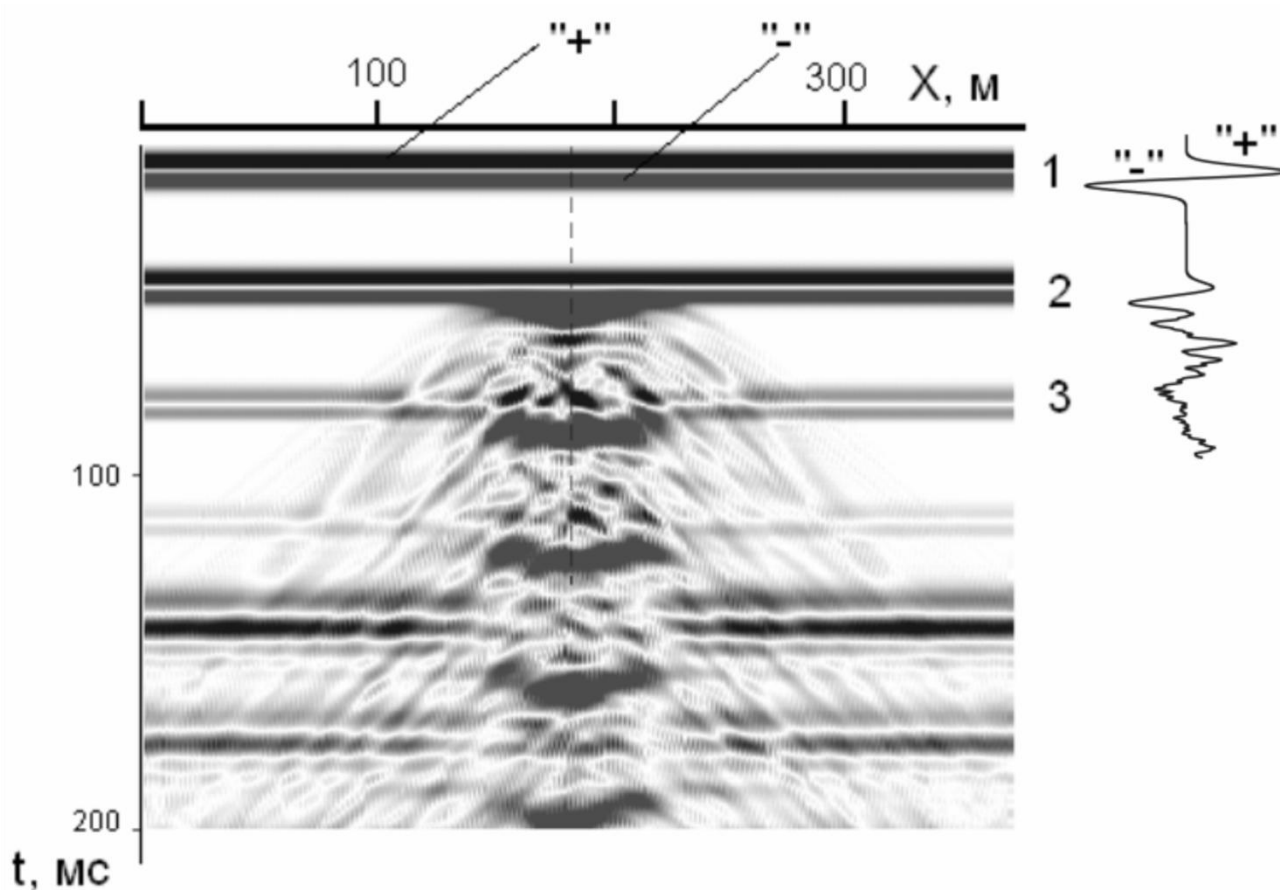


Рис. 2. Модельная сейсмограмма $\dot{U}_y|_{CD}(t)$. Знаками "+" и "-" показаны положительная и отрицательная фазы импульса Рикера. Цифрами обозначены: 1 - падающая волна, 2 - отражение от кровли слоя, 3 - отражение от подошвы слоя. Слева приведен участок трассы для пунктирной линии

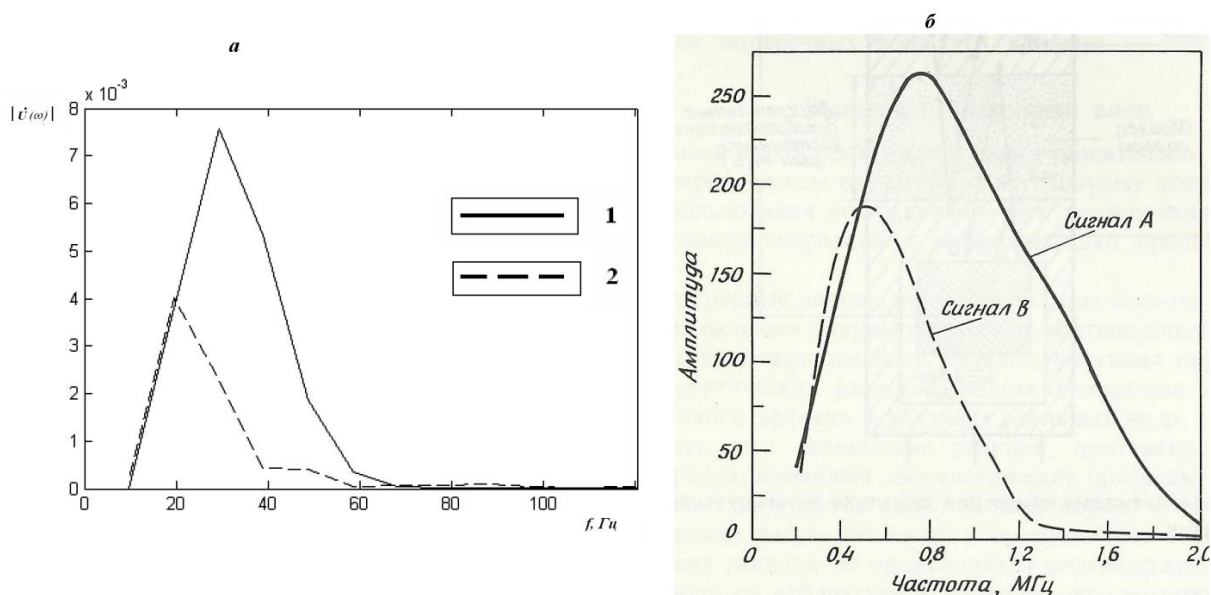


Рис. 3. а- ненормированные спектры падающей(1) и отраженной (2) волн, б - рис. 22 из работы [2]; спектры падающего (А) и отраженного от образца песчаника (В) сигналов

Заметим, что основанием для спектрального подхода стали результаты лабораторного исследования отражения сигнала от образца песчаника, выполненные Грегори [2]. Не останавливаясь подробно на этом опыте, приведем лишь спектры падающей и отраженной волн (рис. 3, б (рис. 22 из [2])).

Сравнение спектров говорит о следующем. Исходный сигнал (сигнал А в случае лабораторного эксперимента), распространяясь в поглощающей среде (образец песчаника, как и любое реальное тело, является поглощающим), записывается затем в виде сигнала В со спектром, существенно лишенным высоких частот. В случае численного моделирования поглощение происходит за счет неупругого поведения в окрестностях вершин трещин. Сравнение лабораторных данных (рис. 3, б) и результатов моделирования (рис. 3, а, ненормированные спектры) говорит о достаточно высоком качественном соответствии численного моделирования и физического эксперимента в части спектральных проявлений неидеальности свойств среды.

Обнаруженные закономерности могут быть использованы для выделения в разрезе зон повышенного поглощения некоторой полосы частот в спектре сейсмических волн; эти зоны могут соответствовать зонам повышенной пористости или трещиноватости.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. М.М. Немирович-Данченко Возможности обнаружения множественной трещиноватости сплошной среды на основе оценки спектральной плотности энергии отраженного сигнала // Физ. мезомех. - 2013. - Т. 16. - № 1. - С. 105-110
2. Под ред. Ч. Пейтона, Сейсмическая стратиграфия. Использование при поисках и разведке нефти и газа Ч.1., Москва, Мир, 1982, 375 с.

© М.М. Немирович-Данченко, А.А. Шатская, 2013

**РАСПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА
ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ В ЗЕМНОЙ КОРЕ
БАЙКАЛЬСКОЙ РИФТОВОЙ ЗОНЫ ПО ДАННЫМ ГСЗ И ГРАВИМЕТРИИ**

Елена Александровна Мельник

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. ак. Коптюга, 3, старший научный сотрудник лаборатории глубинных сейсмических исследований и региональной сейсмичности, тел. (383)330-60-18, e-mail: MelnikEA@ipgg.sbras.ru

Владимир Дмитриевич Суворов

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. ак. Коптюга, 3, главный научный сотрудник лаборатории глубинных сейсмических исследований и региональной сейсмичности, тел. (383)330-60-18, e-mail: SuvorovVD@ipgg.sbras.ru

Забина Рейнгольдовна Мишенькина

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. ак. Коптюга, 3, старший научный сотрудник лаборатории глубинных сейсмических исследований и региональной сейсмичности, тел. (383)330-60-18, e-mail: MishenkinaZR@ipgg.sbras.ru

В работе представлены результаты изучения природы аномалий скоростей Р, S- волн и плотности в верхней части земной коры по изменениям параметра петрофизической неоднородности в районе Муйской впадины Байкальской рифтовой зоны.

Ключевые слова: скорость продольных и поперечных волн, плотность, параметр петрофизической неоднородности, Байкальская рифтовая зона.

**DISTRIBUTION OF THE PETROPHYSICAL
HETEROGENEITY IN THE UPPER CRUST OF THE BAIKAL
RIFT ZONE FROM THE DSS AND GRAVITY DATA**

Elena A. Melnik

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), 630090, Russia, Novosibirsk, Acad. Koptyug av., 3, Senior research scientist, Laboratory of deep seismic investigations and regional seismology, tel. (383) 330-60-18, e-mail: MelnikEA@ipgg.sbras.ru

Vladimir D. Suvorov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), 630090, Russia, Novosibirsk, Acad. Koptyug av., 3, Principal research scientist, Laboratory of deep seismic investigations and regional seismology, tel. (383) 330-60-18, e-mail: SuvorovVD@ipgg.sbras.ru

Zabina R. Mishenkina

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), 630090, Russia, Novosibirsk, Acad. Koptyug av., 3, Senior research

scientist, Laboratory of deep seismic investigations and regional seismology, tel. (383) 330-60-18, e-mail: MishenkinaZR@ipgg.sbras.ru

The article presents the results of investigation of the velocity and density anomalies in the Earth's crust, based on the study of the petrophysical heterogeneity on measurements of P and S-waves from DSS data of the Baikal Rift Zone.

Key words: seismic velocities, density, petrophysical heterogeneity, upper crust, Baikal Rift Zone.

Ключевой проблемой интерпретации сейсмических данных является согласование геологических и геофизических моделей. Наиболее отчетливо она проявляется при интерпретации данных ГСЗ, когда прямые геологические наблюдения на обнаженных участках консолидированной коры в пределах щитов показывают сложную тектоническую структуру, резко контрастирующую с пологим залеганием сейсмических границ и изолиний скорости. Существует предположение, что пологие сейсмические скоростные структуры обусловлены состоянием вещества и отражают процессы, связанные с изменениями давления и температуры. Однако, измеряемые (вычисляемые) геофизические параметры, описывающие эти явления, отсутствуют.

Возможным продвижением в разделении эффектов, связанных с вещественным составом пород и их состоянием является использование не только абсолютных значений скоростей P и S – волн и плотности ρ в земной коре, но также степени их изменения с глубиной. Для этого предлагается использовать коэффициент петрофизической (химической) неоднородности (η) [2], который определяется изменениями модуля сжатия и плотности с глубиной, применявшийся ранее для глубоких оболочек Земли

$$\eta = dK/d\rho - (1/g) d\Phi/dz,$$

где K – модуль сжатия, $p = \rho g z$ – литостатическое давление, g – ускорение силы тяжести, $\Phi = K/\rho = V_p^2 - (4/3)V_s^2$, ρ – плотность, z – глубина, V_p , V_s – скорости продольных и поперечных волн. Теоретически величина η равна единице для однородных областей, в которых изменения скорости и плотности происходят только за счет литостатического давления, и отличается от нее при вещественных неоднородностях и фазовых переходах.

На рис. 1 показаны графики изменения коэффициента петрофизической неоднородности в зависимости от скорости продольной волны в земной коре Байкальской рифтовой зоны (БРЗ), Якутской кимберлитовой провинции (ЯКП) по данным ГСЗ [5] и по результатам теоретического моделирования состава сухих магматических пород [6]. Заметим, что представление зависимости коэффициента η от глубины приводит при двумерном распределении к неоднозначной связи между ними, так как одинаковые изменения скорости могут быть на разных глубинах или, наоборот, на одинаковой глубине различные значения η .

При расчете коэффициента петрофизической неоднородности необходимо иметь сведения о распределении плотности, которые получены из корреляци-

онной зависимости скорость-плотность, построенной по результатам сейсмогравитационного моделирования. Значения плотности, согласованы с сейсмической моделью коры при дополнительных условиях: одинаковая скорость продольных волн – одинаковая плотность, больше скорость – больше плотность, и удовлетворяли наблюдаемому гравитационному полю [5].

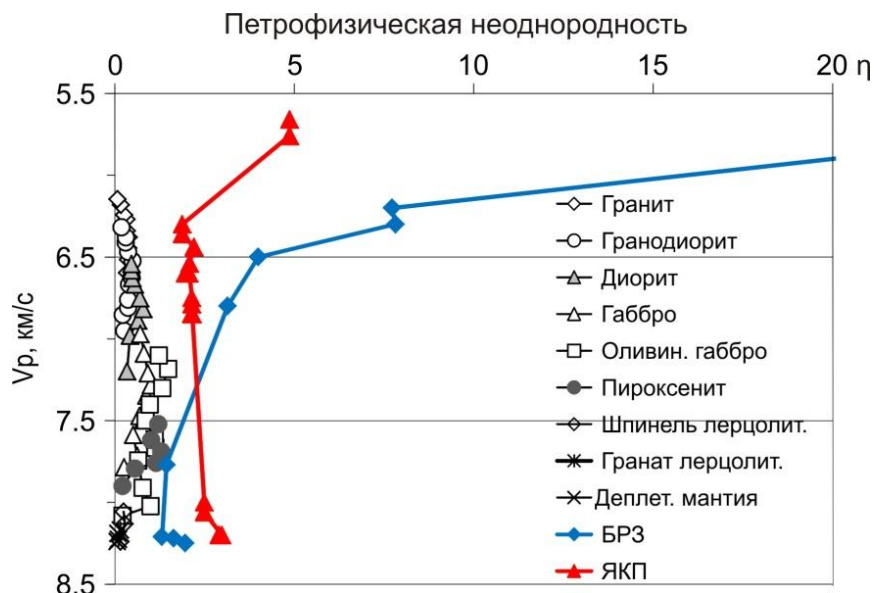


Рис. 1. Изменения коэффициента петрофизической неоднородности в зависимости от величины скорости продольных волн в земной коре (V_p) БРЗ, ЯКП и по результатам теоретического моделирования состава сухих магматических пород [6]

Представленные на рис. 1 данные иллюстрируют характерное уменьшение петрофизической неоднородности с увеличением скорости V_p в обоих регионах, в то время как в теоретических расчетах для различных пород величина η близка к единице во всем диапазоне изменений скоростей, минералогического состава, давления (глубины) и температуры. Аналогичные тренды изменения η в зависимости от давления наблюдаются и по лабораторным измерениям на образцах горных пород [1], что часто объясняется влиянием трещиноватости. Отсюда можно сделать вывод о том, что изменения коэффициента η обусловлены трещиноватостью горных пород, уменьшающейся с глубиной. Это также следует и из теоретического моделирования состава сухих магматических пород, где фактор трещиноватости отсутствует.

На рис. 2а, б представлены скоростные модели верхней части земной коры по профилю ГСЗ, пересекающему Муйскую впадину (северо-восточный фланг Байкальской рифтовой зоны [4]), дополненные разрезами по параметру петрофизической неоднородности и распределением его аномалий (рис. 2в, г). Последние получены в результате вычитания среднего тренда изменения η с глубиной, определяемого формулой $h=a\ln(\eta)+b$, которая удовлетворительно ап-

проксимирует данные наблюдений на образцах горных пород [1] при изменении значений эмпирических коэффициентов a и b .

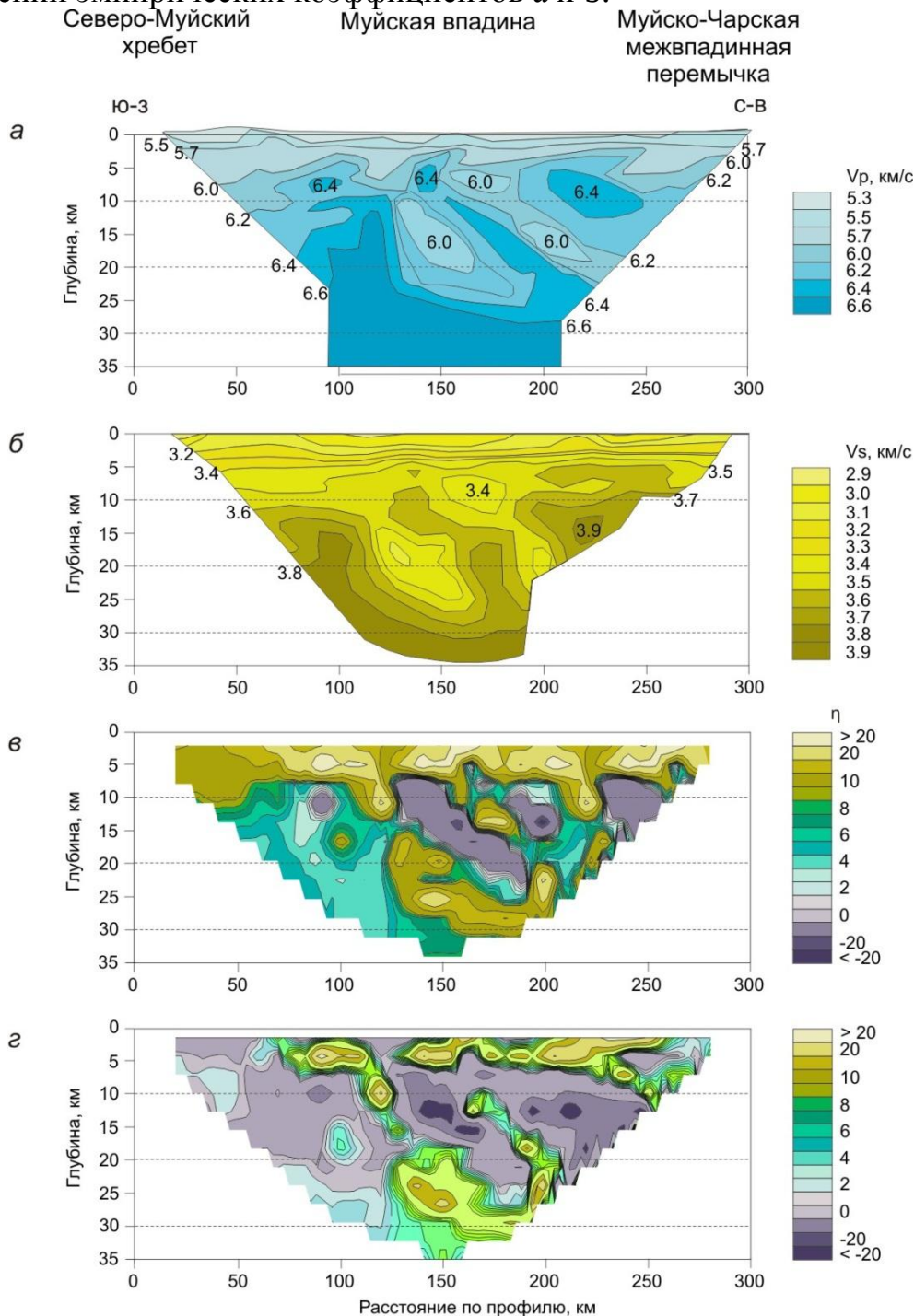


Рис. 2. Строение верхней части разреза коры по распределению скоростей продольных (а), поперечных (б) волн, параметра петрофизической неоднородности (в) и его аномалий (г) по профилю ГСЗ через Муйскую впадину (северо-восточный фланг Байкальской рифтовой зоны)

Разрезы, характеризующие распределение скоростей продольных и поперечных волн не вполне подобны. Аномалии скорости поперечных волн не-

сколько смещены относительно особенностей изменения скорости продольных волн.

Рассчитанная величина коэффициента петрофизической неоднородности изменяется в широких пределах от -20 до 20 (рис. 2в). При условии, что точность определения этой величины можно оценить 20-30%, такие изменения следует признать значимыми. На разрезе отчетливо выделяется верхний слой коры мощностью до 5-8 км с преимущественно повышенными значениями петрофизической неоднородности. В рельефе его подошвы наблюдаются узкие зоны, проникающие на глубину 12-15 км. В интервал глубин 10-20 км коэффициент η изменяется в диапазоне от 20 до -20 в пределах узких протяженных и наклонных зон, достигающих глубины 20-25 км.

При удалении трендовой компоненты, которую можно считать связанной с трещиноватостью пород, распределение петрофизических аномалий заметно упрощается (рис. 2г). В верхней части разреза на глубине до 8 км наблюдается отчетливая зона протяженных, частично прерывистых петрофизических аномалий. Она характеризуется повышенными значениями коэффициента, свидетельствующими о преимущественно вещественных изменениях приповерхностной толщи пород. В интервале глубин 8-25 км наблюдается обширное поле аномалий с амплитудой, близкой к единице. На этом фоне выделяются три узких протяженных зоны, падающих в восточном направлении. Наиболее уверенно выделяется западная аномалия. Центральная прерывается на интервале глубин 7-10 км и третья аномалия, прослеженная на глубину до 10 км, намечается в восточной части профиля вблизи Муйско-Чарской межвпадинной перемычки. По геологическим данным центральная аномалия (140-160 км профиля) располагается в западной зоне сочленения Байкало-Витимского вулканоплутонического пояса и Муйского дорифейского складчатого основания [3]. Более протяженная восточная петрофизическая аномалия (220-250 км профиля) соответствует зоне сочленения Байкало-Витимского вулканоплутонического пояса и Кударо-Удоканского прогиба. Наиболее уверенно прослеживаемая на глубину западная петрофизическая аномалия (в интервале 75-110 км профиля) по геологическим данным не выделена.

Использование комплексного параметра петрофизической неоднородности свидетельствует о возможности разделения эффектов влияния на сейсмическую скорость и плотность связанных как трещиноватостью, уменьшающейся под действием давления, так и изменениями вещественного состава. Это представляет интерес при выделении в земной коре структур, контролирующих размещение месторождений полезных ископаемых.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Баюк Е.И., Лебедев Т.С. Упругие свойства минералов и горных пород // Физические свойства минералов и горных пород при высоких термодинамических параметрах: Справочник / Ред. М.П.Воларович, 1988, М.: Недра. С. 5-69.
2. Буллен К.Е. Введение в теоретическую сейсмологию // М.: Мир, 1966

3. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1000000, Серия Алдано-Забайкальская. О-50 Бодайбо. ВСЕГЕИ, Санкт-Петербург, 2010.
4. Мишенькина З.Р., Мишенькин Б.П. Изучение зоны перехода от земной коры к мантии на северо-востоке Байкальской рифтовой зоны по данным рефрагированных и отраженных волн // Физика Земли, 2004 г., № 5, с.47-57.
5. Суворов В.Д., Мельник Е.А. О петрофизической неоднородности земной коры и верхов мантии в двух районах Сибири по сейсмогравитационным данным и измерениям на образцах горных пород // Физическая мезомеханика, том 11, № 1, 2008, с. 101-108.
6. Sobolev S.V. and Babeyko A.Yu. Modeling of mineralogical composition, density and elastic wave velocities in anhydrous magmatic rocks. Surveys in Geophysics 15: 515-544, 1994.

© Е.А. Мельник, В.Д. Суворов, З.Р. Мишенькина, 2013

ПРОГРАММНЫЙ ИНСТРУМЕНТАРИЙ АНАЛИЗА ДАННЫХ ЭЛЕКТРОТОМОГРАФИИ

Андрей Сергеевич Мартьянов

Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, студент, e-mail: martianovas@gmail.com

Александр Александрович Власов

ИНГГ СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, младший научный сотрудник, e-mail: vlasovaa@ipgg.nsc.ru

В статье рассмотрен процесс проведения геофизического исследования методом электротомографии для решения производственных задач. Предложена концепция программного средства для автоматизации процесса. Представлен прототип программного средства.

Ключевые слова: электротомография, моделирование.

SOFTWARE TOOL FOR ELECTRICAL RESISTIVITY TOMOGRAPHY DATA ANALYSIS

Andrey S. Martianov

Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2 Pirogova, student, e-mail: martianovas@gmail.com

Alexander A. Vlasov

A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptuga, Junior Researcher, e-mail: vlasovaa@ipgg.nsc.ru

The article describes the process of geophysical exploration using electrical resistivity tomography to solve industrial tasks, and proposed the concept of software tools to support the exploration process and prototype of software system.

Key word: electrical resistivity tomography, modeling.

В последнее время широкое развитие получил метод электротомографии, который активно применяется в различных областях человеческой деятельности, таких как экология, археология, гидрогеология, инженерно-геологические изыскания для строительства, городское коммунальное хозяйство и т.п. [1]. Метод позволяет детально изучить распределение удельного электрического сопротивления на глубине до 200 метров.

При проведении изысканий для решения производственных задач стоит выделить два важных фактора. Во-первых, следует учитывать, что исследуемая территория скорее всего будет содержать объекты человеческой деятельности, которые могут оказывать влияние как на проведение, так и на результаты измерений. Во-вторых, целью таких исследований является не доскональное изучение земной поверхности, а ответ на вполне конкретный вопрос, например, о выборе места бурения скважины на воду. При этом заказчик исследования за-

интересован в том, чтобы как можно скорее получить результаты, поэтому обработка полученных данных должна проводиться как можно быстрее и, соответственно, в рамках, минимально необходимых для решения поставленной задачи.

Проведение исследования земной поверхности с помощью метода электротомографии можно разбить на несколько этапов: планирование, проведение измерений, обработка, или интерпретация, полученных данных, подготовка результатов для представления заказчику.

Планирование включает в себя выбор расположения профилей согласно задачам, поставленным заказчиком, а также с учётом заранее известной информации об исследуемой местности. При планировании раскладки профилей стоит учитывать объекты, которые могут помешать раскладке (например, овраги, оживлённые автомобильные дороги) или исказить измерения (например, остатки разрушенных построек: фундамент, трубопровод).

При интерпретации важны не только непосредственные измерения, но и информация о том, как в действительности были разложены профили. Зачастую фактическая раскладка не соответствует планируемой, что может быть обусловлено как недостатком априорной информации во время планирования, так и всевозможными форс-мажорными обстоятельствами. Также может быть интересен и рельеф исследуемой местности. Удобным способом получения подобной информации является запись GPS-трека профилей.

Обработка полученных данных состоит из отбраковки измерений и проведении инверсии данных, или решения обратной задачи. Отбраковка измерений должна исключить искажённые данные измерений из решения обратной задачи. Причиной искажения может стать как человеческий фактор, например, плохо заземлённый работником электрод, так и независимые от бригады, проводящей исследование, причины антропогенного характера, к примеру, уже упоминавшиеся раннее остатки трубопровода. Для выявления искажений, вызванных причинами такого рода, очень важна работа с априорной информацией о местности.

Обратная задача состоит в подборе параметров некоторой выбранной модели земной поверхности, на которых как можно точнее бы моделировались измеренные данные. Модель задаёт распределение удельного электрического сопротивления в земле. Важной характеристикой модели является количество её параметров, т.к. от этого напрямую зависит сложность решения обратной задачи: чем больше параметров в модели, тем сложнее их подобрать. Также стоит отметить, что выбор параметризации модели зависит от задач исследований, т.е. от того, какую информацию необходимо извлечь в результате исследований, чтобы ответить на поставленный заказчиком вопрос.

Представление результата является, в некотором роде, самым важным этапом в исследовании: на его основании будет приниматься решение, которое скажется на всём проекте заказчика. Сложность данного этапа заключается в том, что часто заказчик не имеет знаний в области геофизики, поэтому результаты исследований следует преобразовать в наиболее доступный ему вид.

На данный момент в ходе исследования применяются разные программные средства. Одна из самых распространённых схем обработки данных выглядит следующим образом. Полученные данные с аппаратуры инвертируются с помощью программы RES2DINV [2], а результаты инверсии визуализируются с использованием специализированного программного обеспечения для построения карт, например Surfer. Такая передача данных между различными инструментами заметно тормозит получение результата, может стать причиной потери данных, а также усложняет комплексный анализ с учётом априорной информации. Целью представляемой в докладе работы является создание программного инструмента ViewErt, который бы упрощал труд интерпретатора и ускорял бы получение готового к передаче заказчику результата.

Основными преимуществами ViewErt должны стать:

1. Создание проекта исследования. Проект включает в себя данные о расположении профилей и объектах местности, данные измерений, параметры модели. Таким образом, объединяются данные, получаемые на разных этапах исследования, что в итоге позволяет автоматизировать получение комплексного результата.

2. Моделирование в рамках единой трёхмерной модели. Имеется в виду, что все профили располагаются в пределах одной модели, таким образом, обеспечивается согласованность при решении обратной задачи. Использование трёхмерной модели имеет свои преимущества. Во-первых, это позволяет применять трёхмерные алгоритмы моделирования, которые дают более точные, по сравнению с двухмерными, результаты. Во-вторых, напрямую применять трёхмерную визуализацию модели, которая наиболее наглядна для представления результата. Планируется предоставить набор моделей с различной параметризацией, покрывающих типичные случаи. Таким образом, в зависимости от ситуации появляется возможность уменьшить время инверсии, за счёт выбора подходящей для конкретной задачи модели с меньшим числом параметров.

3. Автоматизированная визуализация. Измеренные данные и данные, смоделированные по профилям, представляются в виде псевдоразрезов. Для модели используется трёхмерная визуализация. Также предусмотрена возможность построения изображения расположения профилей и объектов, занесённых в проект, с наложением их на карту (подложку).

Был разработан прототип системы. Основное внимание было уделено поддержке моделей с различной параметризацией и подсистеме визуализации. В результате удалось создать достаточно гибкую и расширяемую систему, отделить логику, специфичную для по-разному параметризованных моделей от общей части. Такое разделение позволяет минимизировать трудозатраты на введение новых параметризаций, что даёт хорошие возможности для развития системы. В прототипе реализована поддержка стандартной блочной модели, особый интерес она представляла в плане сравнения алгоритмов моделирования.

Для реализации подсистемы визуализации используется свободная программная библиотека Visualization Toolkit (VTK) [3]. VTK имеет широкие воз-

возможности для визуализации данных. На её основе была реализована как двухмерная визуализация (визуализация псевдоразрезов) (рис. 1), так и трёхмерная (визуализация трёхмерного распределения электрического сопротивления на основании текущей модели) (рис. 2). При трёхмерной визуализации предоставляется возможность вращения модели и использования прозрачности, что позволяет получить наглядное представление результатов исследования.

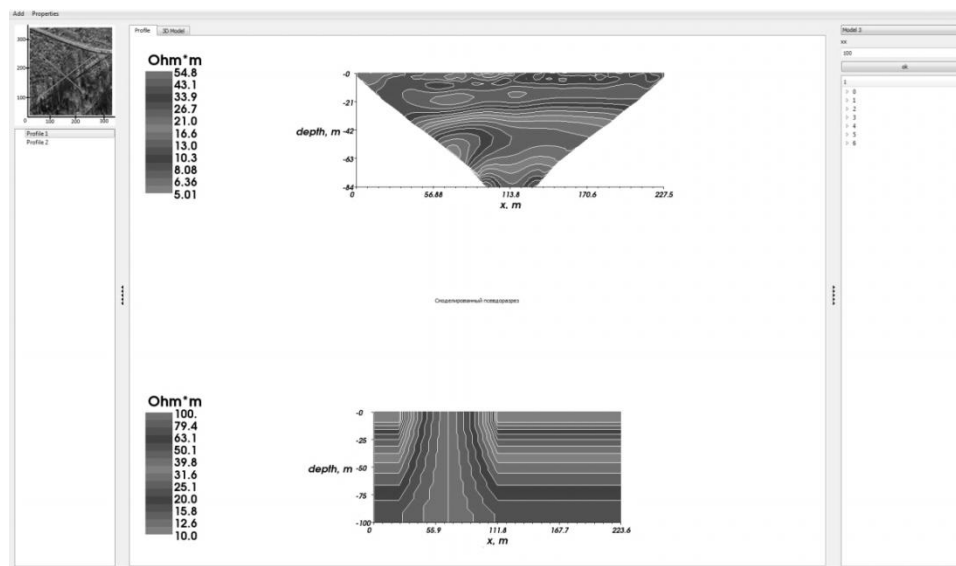


Рис. 1. Визуализация псевдоразрезов

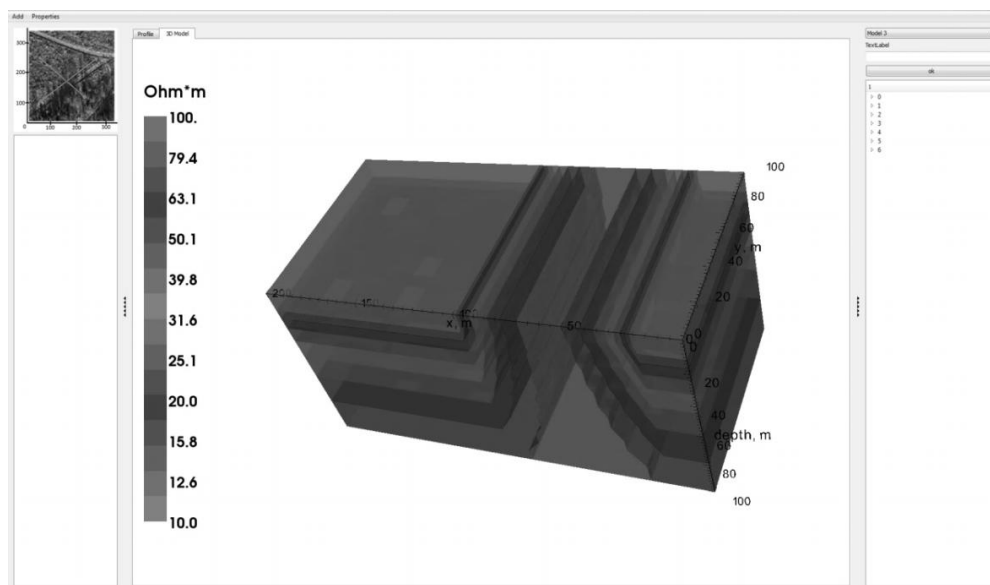


Рис. 2. Пример трёхмерной визуализации модели

Система позволяет загружать данные измерений из файлов формата, поддерживаемого большинством аппаратных систем для проведения электротомографии, таких как Iris Instrument Systems, «Скала-48» [1]. При этом предостав-

ляется возможность отбраковки данных в виде исключения из обработки искажённых частей данных.

На текущем этапе моделирование производится на основе трёхмерного алгоритма моделирования ВЭЗ [4]. Однако данная реализация работает довольно медленно, и есть необходимость перехода на более быстрый способ моделирования. В будущем планируется интегрировать в систему алгоритм [5], который имеет существенно меньшее время расчёта.

Таким образом, представленная программная система активно развивается, однако уже сейчас может применяться для задач моделирования.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Манштейн Ю. А. Электротомография: аппаратура, методика и опыт применения [Электронный ресурс] / Балков Е. В., Панин Г. Л., Манштейн Ю. А., Манштейн А. К., Белобородов В. А. – Режим доступа: <http://www.nemfis.ru/etom.pdf>
2. Geotomo Software [Electronic resource] – Англ. – Режим доступа: <http://www.geotomosoft.com/>
3. VTK – The Visualization Toolkit [Electronic resource] – Англ. – Режим доступа: <http://www.vtk.org/>
4. Неведрова, Н.Н. Трёхмерное моделирование сложных геоэлектрических структур / Н.Н.Неведрова, И.В, Суродина, А.М. Санчаа // Геофизика. - 2007. - №1. - с.36-41.
5. Эпов М.И. Математическое моделирование одного класса прямых и обратных задач / Эпов М.И., Шурина Э.П., Ковбасов К.В. // Материалы международной конференции «Обратные и некорректные задачи математической физики», посвящённой 75-летию академика М.М. Лаврентьева. – Новосибирск: 2007.

© А.С. Мартьянов, А.А. Власов, 2013

**ПАЛЕОМАГНИТНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОТЛОЖЕНИЙ
ВЕРХНЕГО МЕЛА -ПАЛЕОГЕНА, ВСКРЫТЫХ СКВ. № 124 И № 114
(ЮГ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ)**

Александра Викторовна Левичева

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, Пр. Ак. Коптюга 3, аспирант, тел. (383)330-49-66, e-mail: Levicheva-aleksa@mail.ru

В статье приведены результаты палеомагнитных исследований отложений верхнего мела - палеогена, вскрытых двумя скважинами (124 и 114), пробуренными в Томской структурно-фациальной зоне (Бакcharский железорудный бассейн). В результате проведенных исследований, определены носители намагниченности и на основании выделенной первичной (характеристической) *ChRM* компоненты намагниченности, построен палеомагнитный разрез, исследуемых отложений, в котором зафиксированы зоны прямой и обратной полярности.

Ключевые слова: Западная Сибирь, палеомагнитный разрез, верхний мел, палеоген.

**PALEOMAGNETIC CHARACTERISTIC
OF UPPER CRETACEOUS – PALEOGENE DEPOSITS
OF BOREHOLE № 124 AND № 114 (SOUTH OF WEST SIBERIA)**

Aleksandra V. Levicheva

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptug. 3, graduate student, tel. (383)330-49-66, e-mail: Levicheva-aleksa@mail.ru

In article results paleomagnetic researches Upper Cretaceous – Paleogene, opened by boreholes 124 and 114 drilled of the Tomsk facial zone (Bakchar iron basin) are presented. As result, magnetic minerals are defined. Paleomagnetic section consist of normal and reversal magnetozones. The section is reconstructed on the primary (characteristics) *ChRM* component.

Key words: West Siberia, paleomagnetic section, Upper Cretaceous, Paleogene.

В последнее время магнитостратиграфические исследования приобретают все большее значение для решения задач геохронологии, геофизики, стратиграфии и палеогеографии. В данной статье представлены результаты исследования палеомагнитной коллекции кернa двух скважин (124 и 114), пробуренных в Томской структурно-фациальной зоне (Бакcharский железорудный бассейн). Коллекция отобрана из отложений позднего мела – неогена и состоит из 118 ориентированных “верх-низ” образцов-кубиков. Исследуемые отложения мощностью 200 м, образовались во временных интервалах от позднего мела до миоцена и представлены: ипатовской, славгородской, ганькинской, парабельской, люлинворской, атлымской, новомихайловской, журавской, абросимовской и бещеульской свитами. В литологическом отношении это, преимущественно, глины, песчаники, алевролиты.

Естественная остаточная намагниченность пород (J_n) была измерена на спиннер-магнитометрах JR-4 и JR-6 (Чехия). Размагничивание образцов пород переменным магнитным полем выполнялось на установке LDA-3A (Чехия), терморазмагничивание - на установке TD-48. Для измерений магнитной восприимчивости (χ) горных пород использовался каппаметр Каппабридж – KLY-2 (Чехия). Для снятия кривых нормального намагничивания исследуемых пород использовался электромагнит постоянного тока 5-Р с максимальным намагничивающим полем в 1088 кА/м. При компонентном анализе полученных данных использовались диаграммы Зийдervельда [1], а направления компонент намагниченности оценивались с помощью метода наименьших квадратов [2]. Все эти операции и представление их результатов в графической форме велись с использованием программ Энкина [3].

Исследуемые отложения по магнитным свойствам неоднородны. Величина магнитной восприимчивости заключена в пределах $9,2-424,9 \cdot 10^{-5}$ ед. СИ (при средних значениях по свитам $11,5-178,45 \cdot 10^{-5}$ ед. СИ.) Величина естественной остаточной намагниченности варьирует от 0,3 до 96,1 мА/м (при средних значениях по свитам – 0,5–72,71 мА/м). Фактор Q изменяется в пределах 0,02–1,18.

Основные минералы-носители намагниченности горных пород - магнетит, ильменит, сидерит, гидроокислы железа - определены с помощью анализа кривых нормального намагничивания $J_{rs}(H)$, кривых терморазмагничивания $J_n(T)$ пород и минералогического анализа [4].

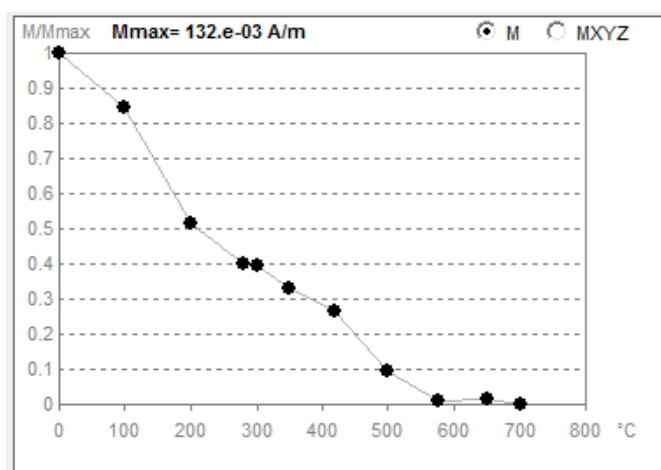
Для выделения первичной компоненты естественной остаточной намагниченности, были выполнены эксперименты по терморазмагничиванию и размагничиванию переменным полем.

Ступенчатое терморазмагничивание пород показало, что их естественная остаточная намагниченность имеет одно - трехкомпонентный состав. Низкотемпературная компонента выделяется в интервале 300–400 градусов Цельсия. Высокотемпературная компонента охватывает диапазон 400–650 градусов Цельсия. Для пород парабельской и абросимовской свит выделены две компоненты намагниченности. В отложениях ипатовской свиты выделена одна компонента намагниченности (рис. 1).

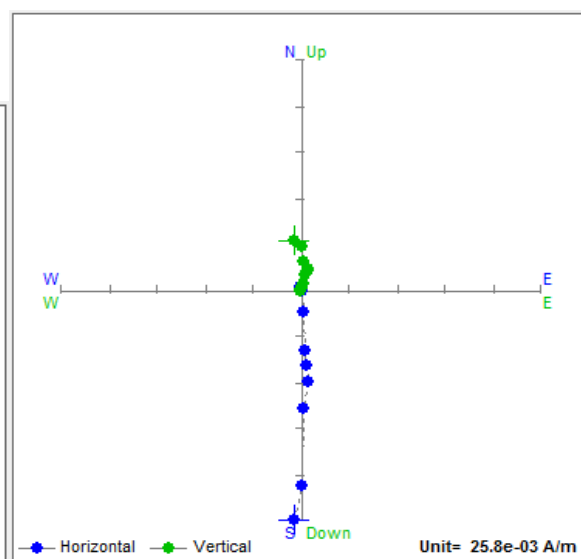
По результатам размагничивания переменным магнитным полем (шаг 10 мТл) естественная остаточная намагниченность исследуемых пород состоит из стабильной и нестабильной компонент. Нестабильная компонента J_n снимается переменными полями 10-50 мТ.

Для пород славгородской и ганькинской свит характерна однокомпонентная (стабильная) и двухкомпонентная (стабильная и нестабильная) намагниченности.

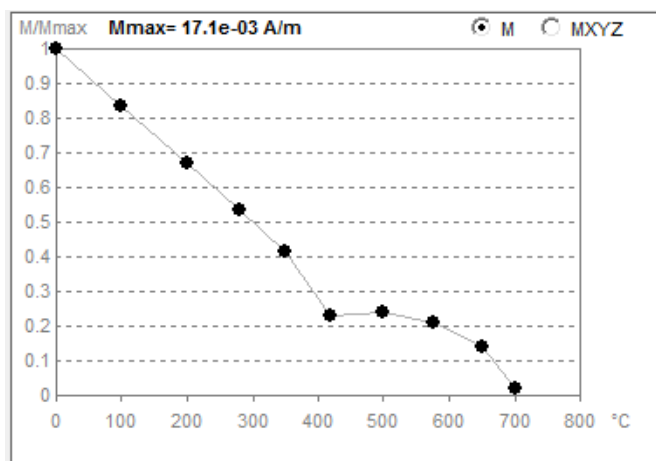
В процессе проведенных исследований определены магнитные свойства пород, определены магнитные минералы – носители намагниченности, установлены ориентационная природа и компонентный состав естественной остаточной намагниченности исследуемых пород. На основании выделенной характеристической компоненты намагниченности ($ChRM$), разработаны палеомагнитные разрезы скважин 124 и 114.



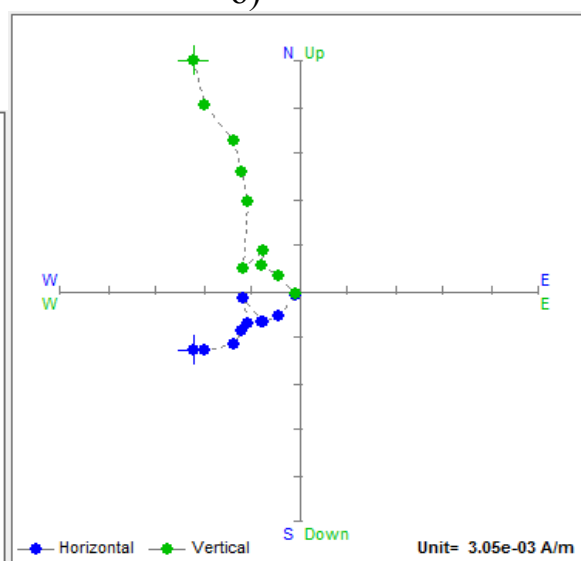
а)



б)



а)



б)

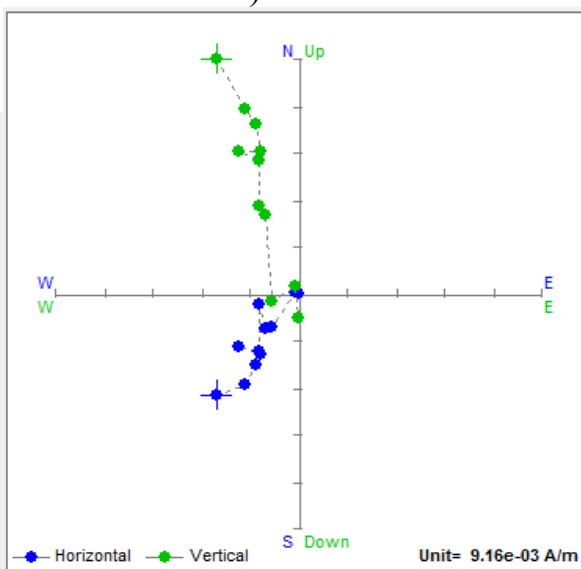
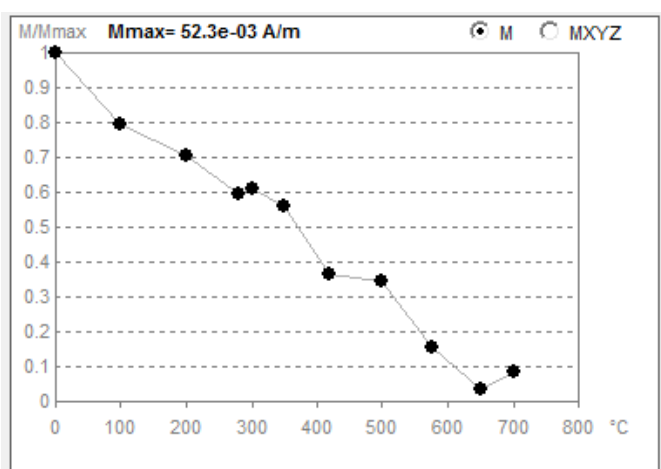


Рис. 1. Нормализованная кривая терморазмагничивания (а) и диаграмма Зийдervельда (б) (ипатовская, парабельская, абросимовская свиты)

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Zijdeveld J.D. Demagnetization of rocks: analysis of results. Methods in Palaeomagnetism. Amsterdam: Elsevier, 1967, p. 254-286.
2. Kirschvink J.L. The least-squares line and plane and the analysis of paleomagnetic data. Geophysical Journal of the Royal Astronomical Society, 1980, vol. 62, p. 699-718.
3. Enkin R.J. A computer program package for analysis and presentation of palaeomagnetic data. Pacific Geoscience Centre, Geol. Survey Canada. Sidney, 1994, 16 p.
4. Гринёв О.М., Григорьева Е.А., Бу Е.А., Тюменцева Е.П. Геолого-геохимические особенности основных типов руд Бакcharского железорудного месторождения // Нефть. Газ. Геология. Экология: современное состояние, проблемы, новейшие разработки, перспективные исследования: материалы «круглых столов». Томск : Изд-во ТПУ, 2010. С. 129–149.

© А.В. Левичева, 2013

ПОЛЯ НАПРЯЖЕНИЙ АФТЕРШОКОВЫХ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЕЙ В ЗОНЕ ПЕРЕХОДА ОТ ПАМИРА К ТЯНЬ-ШАНЮ

Ольга Анатольевна Кучай

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Коптюга, 3, старший научный сотрудник, e-mail: KuchayOA@ipgg.sbras.ru

Использовался катакластический метод для восстановления поля напряжений афтершоковых последовательностей двух сильных землетрясений Памира. Поле напряжений афтершокового процесса Маркансуйского землетрясения согласуется с региональным полем. Ориентация осей напряжений повторных толчков Алайского землетрясения меняется спустя декаду.

Ключевые слова: поля напряжений, механизм очага, афтершок.

STRESS FIELD AFTERSHOCK SEQUENCES IN THE TRANSITION ZONE FROM THE PAMIRS TO THE TIEN-SHAN

Olga A. Kuchay

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptug, 3, senior research scientist, e-mail: KuchayOA@ipgg.sbras.ru

Cataclastic method used to recover the stress field of aftershock sequences of two strong earthquakes Pamir. The stress field Markansuyskogo earthquake aftershock process is consistent with the regional field. The orientation of stress axes Alay earthquake aftershocks changed after decade.

Key word: Stress field, earthquake mechanism, aftershock.

Для реконструкции современного поля напряжений за счет афтершоковых последовательностей Маркансуйского (11 августа 1974г. $M=7.3$ $\varphi=39.4^\circ$, $\lambda=73.9^\circ$) и Алайского (1 ноября 1978г. $M=6.8$ $\varphi=39.4^\circ$, $\lambda=72.6^\circ$) землетрясений, зарегистрированных в зоне Дарваз-Каракульского разлома, использовался катакластический метод Ю.Л.Ребецкого и программный комплекс МКА [Ребецкий, 1999, 2007]. Алгоритм МКА многоэтапный, позволяет определять не только параметры эллипсоида напряжений и приращений сейсмостектонических деформаций (первый этап), но величины напряжений (второй – четвертый этапы). Для этого используются данные о механизмах очагов землетрясений, дополнительные материалы в виде обобщений экспериментов по разрушению горных пород, сведения о динамических параметрах очагов землетрясений и др. [Ребецкий, 2007]. В настоящей работе рассматриваются результаты работы алгоритма МКА первого этапа и анализируются особенности реконструкции ориентации главных осей напряжений, а также параметры, определяющие тип напряженного состояния (геодинамический режим), коэффициент Лоде-Надаи. Коэффициент Лоде-Надаи (μ_σ), определяющий вид тензора напряжений или вид его эллипсоида (изменяется от -1 до +1), тип напряженного состояния показывает взаимосвязь между направлением вектора на зенит и ориентацией главных осей напряжений.

В расчетах принимали участие механизмы 58 афтершоков Маркансуйского очага (1974-1975гг. с $M \geq 4.4$), 122 афтершока Алайского события (1978-1979гг. с $M \geq 3.3$) определенные по методике [Введенская, 1969; Костров, 1975; Юнга, 1990]. Механизмы афтершоков Маркансуйского и Алайского землетрясений определены автором.

В настоящей статье рассматриваются результаты работы алгоритма МКА первого этапа и анализируются особенности реконструкции ориентации главных осей напряжений, а также параметры, определяющие тип напряженного состояния (геодинамический режим), коэффициент Лоде-Надаи. Наряду с этим, рассчитаны сейсмотектонические деформации по данным механизмов очагов землетрясений, произошедших до вышеперечисленных сильных событий по методике [Ризниченко, 1985; Костров, 1975]. Деформации, накопленные не менее чем за 14 лет до Алтайского землетрясения, показывают, что в области его подготовки начало вспарывания начинается в пределах условной границы, разделяющей положительные и отрицательные величины в поле широтной, меридиональной и вертикальной компонент STD (рис. 1, столбец справа). Начало процесса Маркансуйского главного события происходило в однородном поле напряжений (рис.1, левый столбец).

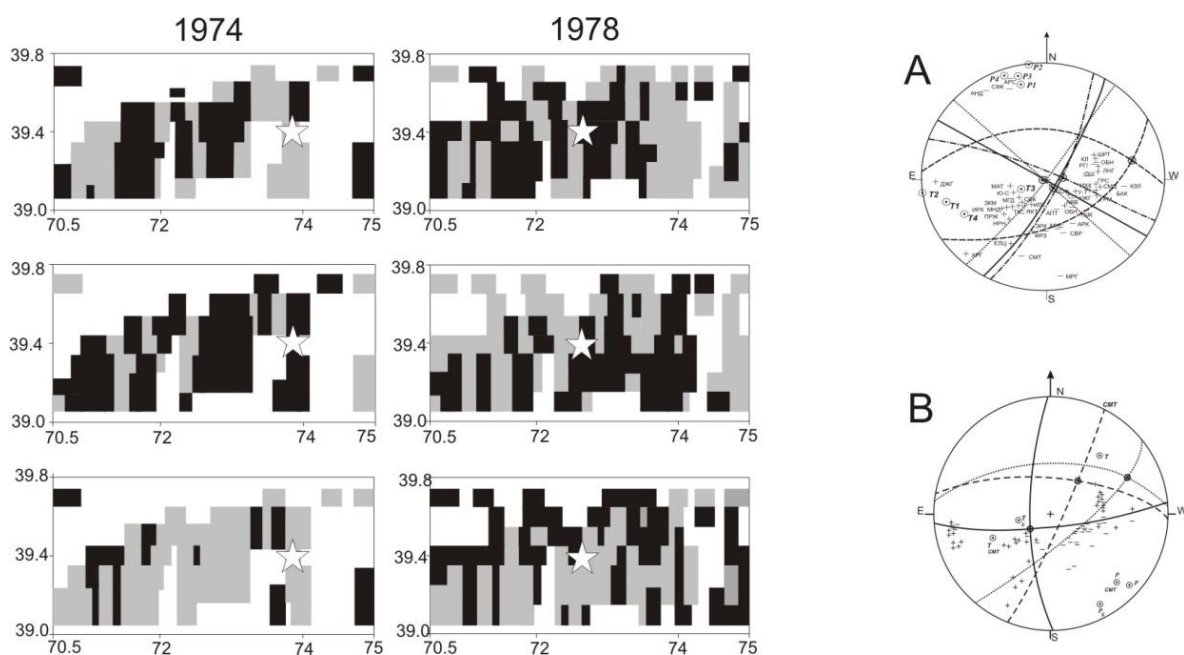


Рис. 1. Карты-схемы широтной меридиональной и вертикальной компонент тензора сейсмотектонических деформаций по данным механизмов очагов землетрясений, произошедших за 10 лет до Маркансуйского землетрясения 1974г. ($M=7.3$) (левый столбец) и за 14 лет до Алайского землетрясения 1978г. ($M=6.8$) (правый столбец). Светлым тоном отмечены области положительных значений деформаций, темным – отрицательных значений деформаций.

Звездочкой отмечены эпицентры Маркансуйского и Алайского землетрясений.

А – механизм очага Маркансуйского землетрясения на верхней полусфере.

В – механизм очага Алайского землетрясения на верхней полусфере

Процент определенных механизмов афтершоков Маркансуйского землетрясения с $M=4.4-6.6$ соответствует 60%, Алайского с $M=3.3-5.6$ - 81%. Высокий процент определенных механизмов афтершоков, позволяет говорить о достоверности при восстановлении поля напряжений по очагам сильных событий. Уменьшение процентного отношения определенных механизмов более слабых повторных толчков, понижает надежность восстановленных полей напряжений.

Результатом реконструкции первого этапа явились наборы карт напряженного состояния по повторным толчкам, полученным за счет афтершоков для разных магнитудных диапазонов (Маркансуйское) и Алайских афтершоков по временным периодам.

По определению разных авторов из диаграммы механизма очага Маркансуйского землетрясения следует, что оно характеризуется сдвиговой подвижкой в очаге (рис.1А) Предполагается, что нодальная плоскость северо-восточного простирания является плоскостью разрыва. Эту плоскость поддерживают схемы изосейст балльности по Киняпиной Т.А., Аманкулову Т.К. и Шебалину Н.В. [Землетрясения,1982].

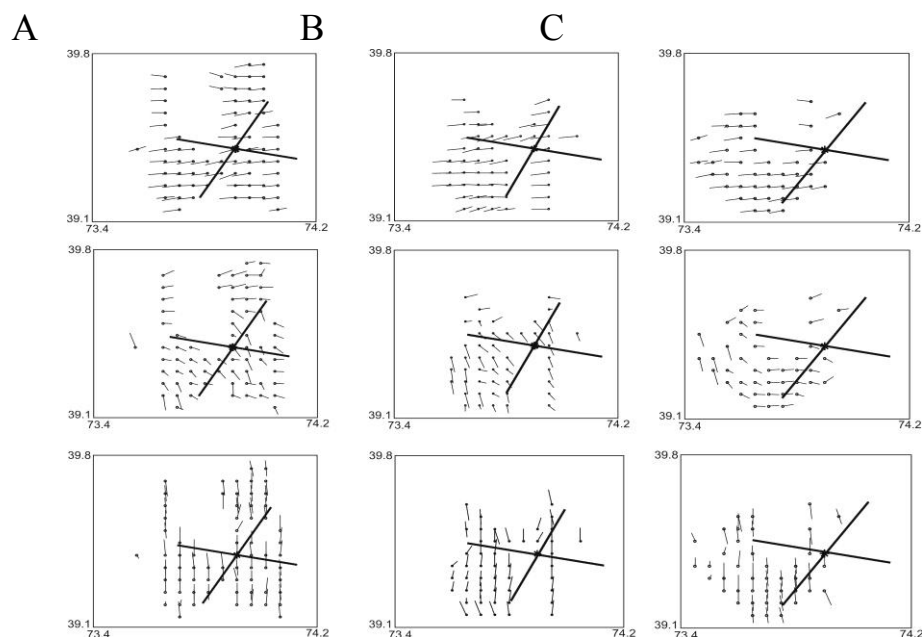


Рис. 2. Проекция на горизонтальную плоскость осей максимального девиаторного напряжения, восстановленные по данным механизмов очагов афтершоков Маркансуйского землетрясения по разным магнитудам (А – $M = 4.4-6.6$), (В - $M = 4.6-6.6$), (С – $M = 4.4-4.5$). Верхние рисунки - простирание осей максимальных девиаторных напряжений растяжения,

Средние рисунки - оси максимальных девиаторных промежуточных напряжений, Нижние рисунки - оси максимальных девиаторных напряжений сжатия. Направление погружения осей из точки. Точка в центре линии означает близгоризонтальное положение осей напряжения. Эти же точки являются центрами однородно деформирующихся доменов. Точка пересечения нодальных плоскостей – эпицентр главного землетрясения

Ориентация осей максимальных девиаторных напряжений сжатия, рассчитанных по сильным афтершокам с $M \geq 4.4$ характеризуется субмеридиональным направлением по всей афтершоковой области и согласуется с ориентацией оси Р механизма очага главного землетрясения. Оси растяжения везде имеют субширотное простирание с падением к западу, и наследуют простирание оси Т Маркансуйского очага, промежуточные оси девиаторных напряжений – меняют направление от субширотных до северо-западных в разных частях афтершоковой области (рис. 2). Коэффициент Лоде-Надаи меняется от 0.2 до – 0.6. Тип напряженного состояния соответствует сдвигу, растяжению со сдвигом, сжатие со сдвигом. По обе стороны плоскости разрыва поле напряжений не меняется. Ориентация осей максимальных девиаторных напряжений сжатия и растяжения, рассчитанных отдельно по более слабым ($M = 4.4 - 4.5$) и более сильным ($M = 4.6 - 6.6$) афтершокам сохраняет направление, полученное по всей совокупности афтершоков.

Тип подвижки в очаге Алайского землетрясения – сдвиг (рис.1В). Вдоль направления простирания субширотной плоскости разрыва возникли повторные толчки, максимальная магнитуда которых не превышала 5.6. Интересные особенности проявились при анализе поля напряжений Алайских афтершоков. За первую декаду после главного события ориентация осей максимальных девиаторных напряжений полученная по афтершокам с $M \geq 3.3$, наследует ориентацию оси Р и Т механизма очага самого Алайского Землетрясения (рис. 3). Спустя десять дней за весь остальной рассматриваемый период (с 11 ноября 1978г. по 1ноября 1979г.) происходит переориентация осей: преимущественное направление осей сжатия меняется с СЗ (в первой декаде) на СВ за последующие 11 месяцев, осей растяжения с СВ на СЗ. При такой смене ориентации осей напряжений достаточно трудно восстановить общее поле напряжений за весь год, что наблюдаем на рис.3 А. Коэффициент Лоде-Надаи меняется от - 1 до – 0.2 в первую декаду, а за остальной период становится близким к нулю.

Таким образом, восстановленная ориентация осей максимальных девиаторных напряжений за счет сильных повторных толчков Маркансуйского землетрясения, соответствует региональному полю напряжений, не меняется вблизи области плоскости разрыва главного землетрясения, согласуется с субмеридиональным смещением Памира к северу, определенным относительно стабильного Казахского щита. Однако плоскость разрыва Маркансуйского землетрясения сечет главный разлом и поэтому подвижка, возможно, произошла по оперяющему разлому. Другая картина наблюдается при восстановлении ориентации осей главных девиаторных напряжений при Алайском землетрясении. В ориентации осей максимальных девиаторных напряжений афтершоковой последовательности Алайского землетрясения отмечается изменение их азимутов практически на 90 градусов спустя декаду. Восстановленное поле напряжений афтершоков и оси механизма очага главного события не согласуются с широтным удлинением и меридиональным сокращением в зоне перехода от Памира к Тянь-Шаню, однако, азимут плоскости разрыва этого землетрясения и азимут разлома совпадают.

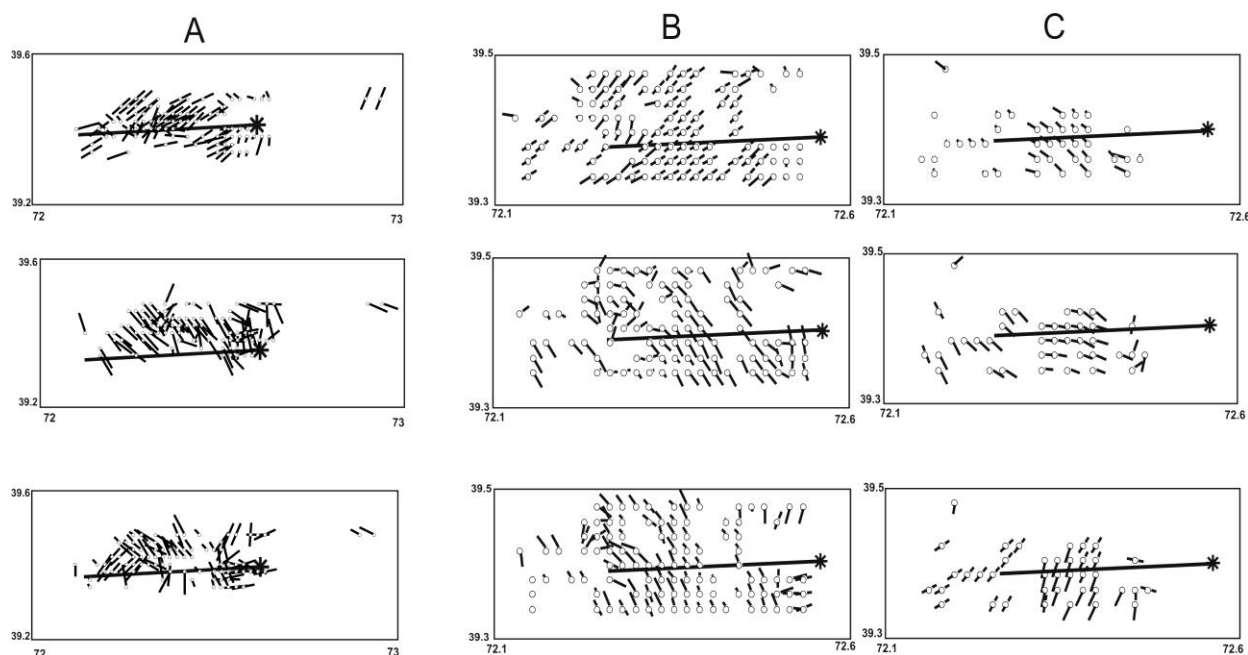


Рис. 3. Проекция на горизонтальную плоскость осей максимального девиаторного напряжения, восстановленные по данным механизмов очагов афтершоков Алайского землетрясения по разным временным интервалам (А – за год,), (В - первая декада,), (С – после первой декады за 11 последующих месяцев). Верхние рисунки - простираение осей максимальных девиаторных напряжений растяжения, Средние рисунки - оси максимальных девиаторных промежуточных напряжений, Нижние рисунки - оси максимальных девиаторных напряжений сжатия. Направление погружения осей из точки. Эти же точки являются центрами однородно деформирующихся доменов. Прямой длинной линией схематично показана плоскость разрыва. Звездочкой отмечен эпицентр главного события

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ребецкий Ю.Л. Методы реконструкции тектонических напряжений и сейсмостектонических деформаций на основе современной теории пластичности //Докл. РАН, 1999, Т. 365, № 3, С. 392-395.
2. Ребецкий Ю.Л. Тектонические напряжения и прочность природных массивов. М.: ИКЦ «Академкнига» 2007, 406 с.
3. Введенская А.В. Исследование напряжений и разрывов в очагах землетрясений при помощи теории дислокаций. М., Наука, 1969, 136 с.
4. Юнга С.Л. Методы и результаты изучения сейсмостектонических деформаций. М.: Наука, 1990, 190с.
5. Костров Б.В. Механика очага тектонического землетрясения. М., Наука, 1975, 174 с.
6. Ризниченко Ю.В. Проблемы сейсмологии. М.: Наука, 1985, 408с.
7. Землетрясения в СССР в 1978 году, М.: Наука 1982, 232с.

© О.А. Кучай, 2013

ОСОБЕННОСТИ СЕЙМОТЕКТОНИЧЕСКИХ ДЕФОРМАЦИЙ АЛТАЕ-САЯНСКОЙ ГОРНОЙ ОБЛАСТИ

Ольга Анатольевна Кучай

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Коптюга, 3, старший научный сотрудник, e-mail: KuchayOA@ipgg.sbras.ru

Антонина Андреевна Татаурова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Коптюга, 3, магистрант, e-mail: ant07@mn.ru

Анализируются широтная, меридиональная и вертикальная компоненты сейсмотектонических деформации Алтае-Саянской области, полученные по данным механизмов очагов землетрясений. Рассмотрены величины компонент деформаций в каждой элементарной области. Наибольшие значения укорочения меридиональной компоненты, отражающей горизонтальное давление Индийской плиты, характерны для южных и центральных районов Алтая и горного обрамлении восточной части Тувинской впадины.

Ключевые слова: сейсмотектонические деформации, механизм очага.

FEATURES SEISMOTECTONIC DEFORMATIONS ALTAI-SAYAN MOUNTAIN REGION

Olga A. Kuchay

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptug, 3, senior research scientist, e-mail: KuchayOA@ipgg.sbras.ru

Antonina A. Tataurova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptug, 3, magistrand, e-mail: ant07@mn.ru

Analyzed latitude, meridional and vertical components of seismotectonic deformation of the Altai-Sayan region, obtained from data of earthquake focal mechanisms. Consider the quantity of the strain components in each unit area. The greatest values of shortening meridional component, reflecting the horizontal pressure Indian Plate, are characteristic of the southern and central regions of the Altai and the surrounding mountains eastern Tuva Basin.

Key word: Seismic strain, earthquake mechanism.

В статье рассматривается общая сейсмотектоническая обстановка Алтае-Саянской горной области (АСО) и в качестве основного источника информации о напряженно-деформированном состоянии глубинных частей земной коры используются механизмы очагов землетрясений. Оценка сейсмотектонических деформаций (СТД) проводится по данным о механизмах очагов землетрясений, полученных по методике, основанной на работах [Введенская, 1969; Костров, 1975; Юнга, 1990], с использованием регионального годографа, рассчитанного [Цибульчик, 1967] для Алтае-Саянской области.

Компоненты тензора деформаций за счет остаточных явлений в очагах землетрясений, рассчитывались путем суммирования тензоров сейсмических моментов всех землетрясений, возникших в единице объема за определенный промежуток времени [Ризниченко, 1985; Костров, 1975]. Деформация тех участков, где наряду со слабыми землетрясениями возникли и сильные очаги, определяется в основном сильными. Представленные в этой статье сейсмотектонические деформации рассчитаны по данным о 770 механизмах очагов землетрясений с $M=3.5-7.3$, происшедших в АСО за период с 1970 по 2007 гг. В этот каталог входят как землетрясения, так и афтершоки. В ряде случаев для наиболее сильных событий использовались данные полученные из каталога СМТ [<http://www.globalcmt.org/CMTsearch.htm>]. Элементарные объемы, для которых определялись тензоры сейсмотектонических деформаций, имели по широте и долготе значения равные 0.4° и глубине 30км. Расчеты компонент деформаций для ячеек осреднения, проводились методом скользящего окна с шагом $0,2^\circ$. Такие площадки осреднения вполне оправданы, так как наибольшее количество землетрясений приходится на магнитуды 3.5-5 и деформации от этих очагов не выходят за пределы этих площадок. В пределах каждой ячейки осреднения рассчитывались вертикальная, меридиональная и широтная компоненты деформаций в географической системе координат. В данной работе положительные значения деформаций соответствуют относительному удлинению, отрицательные значения – относительному укорочению линейных размеров элементарных объемов земной коры в соответствующих направлениях. Наряду с вышеперечисленными картами были построены карты-схемы максимальных и минимальных значений. Для этого в каждой ячейке из диагональных компонент тензора сейсмотектонических деформаций (ε_{xx} , ε_{yy} , ε_{zz}) выбирались наибольшие и наименьшие значения по абсолютной величине и затем строились две карты: одна с учетом максимальных значений и знака деформации, другая с учетом минимального значения и знака деформации.

На карте меридиональной компоненты тензора сейсмотектонических деформаций (рис. 1) устойчиво прослеживается субмеридиональное горизонтальное укорочение, подтверждая, что в целом земная кора в пределах АСО находится в состоянии субмеридионального сжатия. Соответственно меридиональная компонента деформаций (ε_{yy}) имеет отрицательные значения на большей части территории. Положительные значения наблюдаются фрагментарно на отдельных локальных участках АСО и проявились в Котловине Больших Озер. Дополнительно рассчитанные сейсмотектонические деформации только по 82-м наиболее сильным землетрясениям и афтершокам ($M \geq 5.0$) показывают стабильное меридиональное укорочение объемов земной коры для большей территории, исключая Котловину Больших Озер.

В поле широтной компоненты деформаций ε_{xx} (рис. 1) несмотря на неоднократную смену знака деформаций, наблюдается преимущественное широтное удлинение на всей территории Алтая – Саян. Области широтных укорочений приходятся на центральную часть АСО.

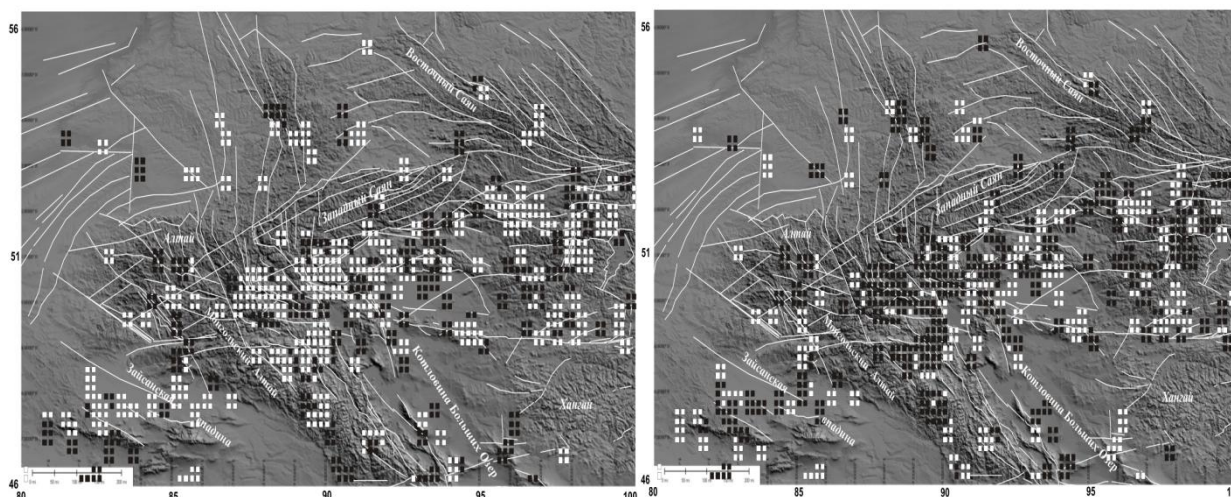


Рис. 1. Карта-схема меридиональной (слева) и широтной (справа) компонент тензора СТД земной коры Алтае-Саянского региона. Черными квадратами показаны области положительных значений деформаций (области удлинения), белыми – области отрицательных значений деформаций (области укорочения), разломы обозначены тонкими светлыми линиями

Вертикальная компонента (ε_{zz}) отличается наибольшей контрастностью, в пределах значительной части исследуемого района отмечается вертикальное удлинение объемов земной коры. Отрицательные значения вертикальных деформаций, наблюдаются на отдельных участках по всей территории АСО. В частности в Котловине Больших Озер, на территории, расположенной диагонально на северо-восток от хр. Сангилен, в западной части Русского Алтая, юго-восточной окраине Шапшальского хребта встречаются участки "рифтового" типа с близвертикальными укорочениями.

Карта максимальных значений получилась значительно отличной, от карты меридионального укорочения. А так как считается, что давление в субмеридиональном направлении на Алтае-Саянскую зону происходит за счет смещения Индийской плиты, в субмеридиональном направлении, то и наибольшее укорочение должно происходить в этом направлении. Однако далеко не всегда наблюдается подобная картина. Но прежде надо отметить, что расчет СТД проводился иногда на основе землетрясений достаточно слабых магнитуд, поэтому деформации могут быть связаны с локальными напряжениями отдельных частей коры.

Анализ карты (рис. 2А) максимальных значений СТД показывает, что в Зайсанской впадине отмечается наибольшее укорочение, далее севернее в Русском Алтае широтное удлинение, еще севернее меридиональное удлинение и вертикальное укорочение. В районе Чуйско-Курайской впадин и их горных обрамлений объемы земной коры деформируются таким образом, что южная часть характеризуется максимальным меридиональным укорочением, северная - широтным удлинением.

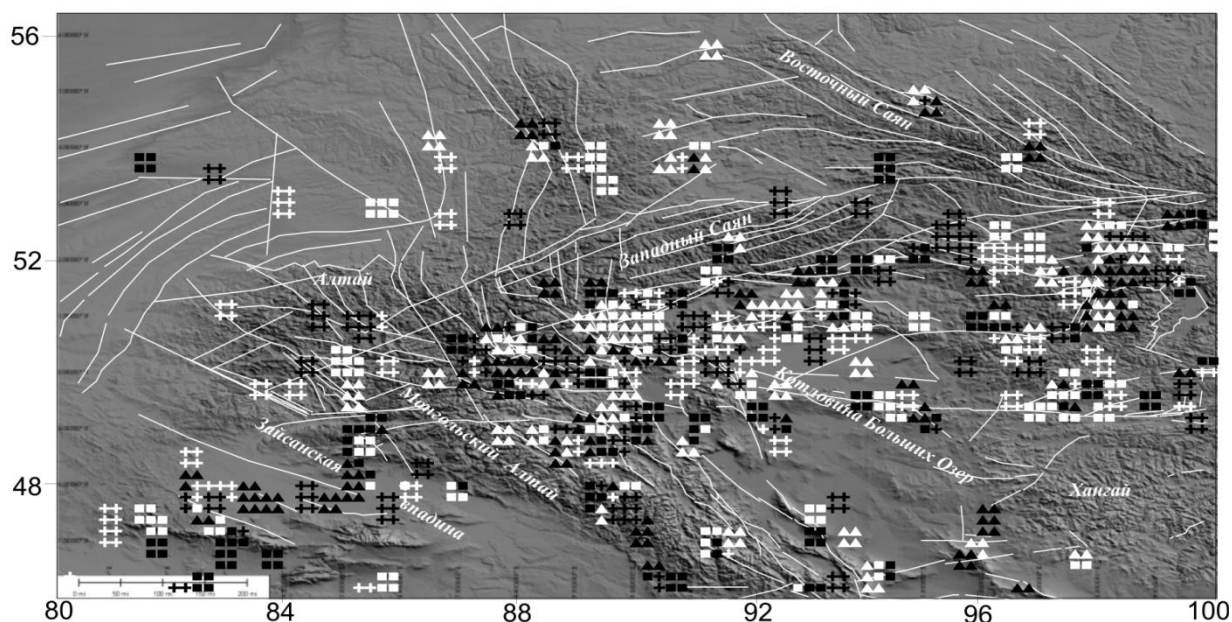
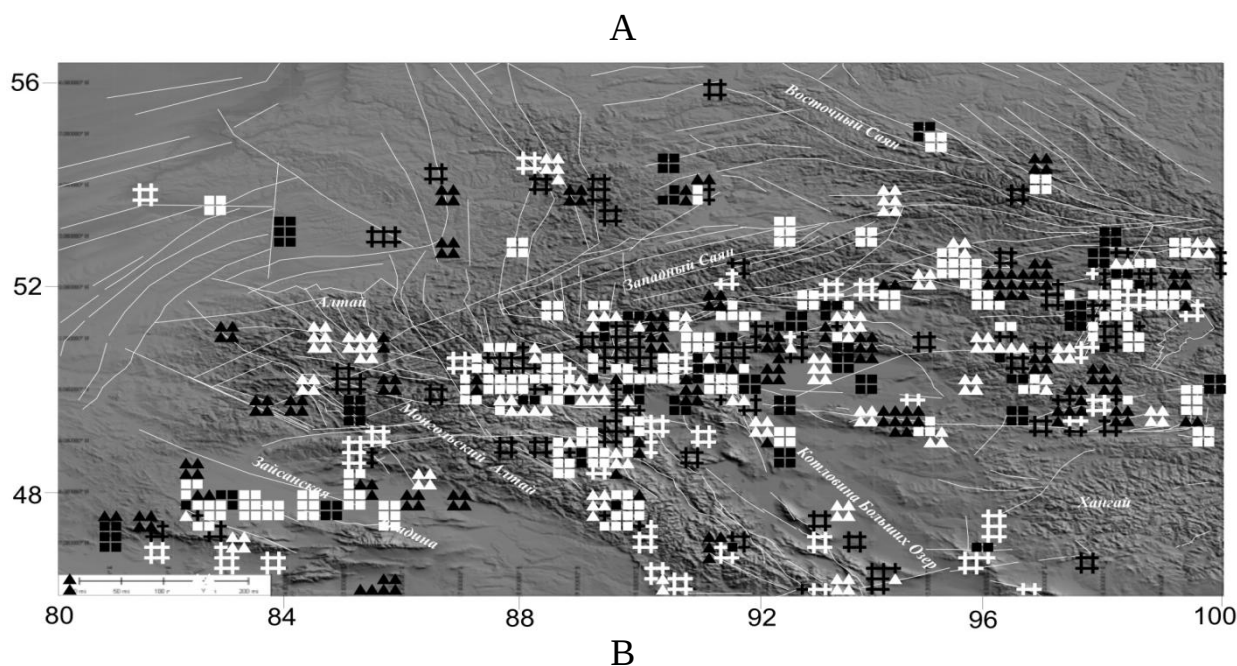


Рис.2. Карты-схемы максимальных (А) и минимальных (В) значений одной из трех диагональных компонент тензора сейсмотектонических деформаций в географической системе координат в каждой ячейке осреднения. Черным цветом показаны области положительных значений деформаций (области удлинения), белым – области отрицательных значений деформаций (области укорочения). Квадратами обозначены ячейки с максимальными (минимальными для В) по абсолютной величине значениями меридиональных компонент, треугольниками – ячейки с максимальными (минимальными для В) по абсолютной величине значениями вертикальных компонент, крестиками – ячейки с максимальными (минимальными для В) по абсолютной величине значениями широтных компонент. Разломы обозначены тонкими светлыми линиями

В Монгольском Алтае, с юга на север широтное укорочение сменяется меридиональным укорочением и затем широтным удлинением в районе схождения разломов юго-восточного и северо-восточного простираний. Вдоль хр. Западного Танну-Ола наблюдаются широтные и севернее, вертикальные укорочения меняются на меридиональные. Далее на восток располагается область широтного или вертикального удлинения. В крайней восточной части района исследования происходит чередование меридиональных и широтных укорочений. Таким образом, области максимального меридионального укорочения в основном располагаются в южной и центральной частях района АСО. Области максимального меридионального удлинения встречаются фрагментарно и на очень небольших территориях. Севернее 49 параллели и восточнее 89 меридиана наблюдается преимущественное широтное и вертикальное удлинение. Исключение составляет полоса в пределах которой чередуются меридиональное, широтное и вертикальное укорочения, прослеживающиеся вдоль хр. Западного Танну-Ола, далее на С-В, огибая Тувинскую впадину.

Карта минимальных значений сейсмотектонических деформаций получена путем выделения в каждом элементарном объеме осреднения минимального значения из трех компонент (ε_{xx} , ε_{yy} , ε_{zz}). Эти значения в основном характерны для широтной и вертикальной компонент, как для удлинений, так и для укорочений. Меридиональная компонента достаточно редко принимает минимальные значения и фиксируется только на небольших отдельных участках (рис.2В).

Таким образом, впервые на таком детальном уровне с шагом 0.2^0 по данным механизмов очагов землетрясений разных магнитуд были рассчитаны СТД. При анализе распределения областей укорочения и удлинения наиболее устойчивым является укорочение объемов земной коры в меридиональном направлении. На большей части территории, объемы земной коры испытывают широтное удлинение. Вдоль вертикали наблюдается мозаичная картина с чередованием областей удлинений и укорочений. В тоже время меридиональная компонента достаточно редко принимает минимальные значения, которые отмечены только на небольших отдельных участках. Области максимального меридионального укорочения в основном располагаются в южной и центральной части района АСО, горном обрамлении восточной части Тувинской впадины, максимального меридионального удлинения встречаются фрагментарно и на очень небольших территориях (рис.2). Совокупность этих факторов позволяет сделать заключение о том, что распределение величин деформаций, полученных по данным механизмов очагов землетрясений разных магнитуд, свидетельствует в пользу того, что горизонтальное субмеридиональное сжатие, связанное с давлением Индийской плиты, оказывает большее влияние на горную систему Алтая и центральную часть Алтае-Саянской области.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Введенская А.В. Исследование напряжений и разрывов в очагах землетрясений при помощи теории дислокаций. М., Наука, 1969, 136 с.

2. Костров Б.В. Механика очага тектонического землетрясения. М., Наука, 1975, 174 с.
3. Ризниченко Ю.В. Проблемы сейсмологии. М. Наука, 1985, 407с.
4. Цибульчик Г.М. О годографах сейсмических волн и строении земной коры Алтае-Саянской области // Региональные геофизические исследования в Сибири. Новосибирск: Наука, 1967, С.159–169.
5. Юнга С.Л. Методы и результаты изучения сеймотектонических деформаций. М.: Наука, 1990,190с.

© О.А. Кучай, А.А. Татаурова, 2013

ПРОБЛЕМЫ И МЕТОДЫ УЧЁТА ВЕКОВОЙ ВАРИАЦИИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГЕОМАГНИТНЫХ НАБЛЮДЕНИЙ И СЪЁМОК В СИБИРИ

Дмитрий Александрович Кулешов

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского Отделения Российской Академии наук (ИНГГ СО РАН), 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, аспирант ИНГГ СО РАН, тел. +7(383)333-29-05, e-mail: KuleshovDA@ipgg.sbras.ru

Петр Георгиевич Дядьков

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского Отделения Российской Академии наук (ИНГГ СО РАН), 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, доцент кафедры геофизики геолого-геофизического факультета Новосибирского государственного университета, к.г.-м.н., зав. лабораторий естественных геофизических полей ИНГГ СО РАН, тел. +7(383)333-03-99, e-mail: DyadkovPG@ipgg.sbras.ru

В статье рассматриваются пространственные особенности вековой вариации геомагнитного поля в Сибири за последние 20 лет. Оценивается погрешность её определения по модели IGRF-11. Предложен метод выделения вековой вариации по результатам высокоточных наблюдений на локальных участках.

Ключевые слова: геомагнитное поле, вековая вариация, геомагнитная съемка, методы учёта вековой вариации геомагнитного поля, тектономагнитный мониторинг.

PROBLEMS AND METHODS FOR CALCULATION OF SECULAR VARIATION IN GEOMAGNETIC MEASUREMENTS AND SURVEYS IN SIBERIA

Dmitry A. Kuleshov

TROFIMUK INSTITUTE OF PETROLEUM GEOLOGY AND GEOPHYSICS SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, ave. Academician Koptyuga 3, postgraduate IPGG SB RAS, tel. +7(383)333-29-05, e-mail: KuleshovDA@ipgg.sbras.ru

Petr G. Dyadkov

TROFIMUK INSTITUTE OF PETROLEUM GEOLOGY AND GEOPHYSICS SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, ave. Academician Koptyuga 3, docent of geophysics department of Novosibirsk State University, Ph.D., head of laboratory of natural geophysical fields, IPGG SB RAS, tel. +7(383)333-03-99, e-mail: DyadkovPG@ipgg.sbras.ru

The space features of geomagnetic secular variation in the Siberia during the last 20 years is considered. We estimated errors between data of Siberian magnetic observatories and IGRF-11 model. The method for calculation of secular variation value based on precision survey data for local areas is offered.

Key words: geomagnetic field, secular variation, geomagnetic survey, method for calculation of geomagnetic secular variation, tectonomagnetic monitoring.

Введение

При проведении высокоточных геомагнитных наблюдений и съемок, выполняемых для широкого круга задач, как с целью разведки полезных ископаемых, так и для мониторинга состояния среды и изучения геодинамических процессов, возникает проблема учета вековой вариации геомагнитного поля (ГМП).

При выделении вековой вариации ГМП, как правило, используются 2 подхода. Одной из общепризнанных моделей для расчета вековой вариации является IGRF-11 (International Geomagnetic Reference Field: the eleventh generation) [1]. Следует иметь в виду, что минимальные выделяемые структуры ГМП по модели IGRF-11 составляют порядка 2-3 тыс. км [2]. Кроме того, эта модель уточняется раз в пять лет, и она может не учитывать быстрых изменений вековой вариации – джерков. Поэтому, для локальных полигонов различие ГМП по данным модели и данным измерений может быть значительным [3].

Другой подход вычисления вековой вариации ГМП основывается на данных конкретных геомагнитных обсерваторий и данных наблюдений на пунктах векового хода, например [4], либо с использованием пунктов наблюдений геомагнитного поля при тектономагнитных исследованиях на геодинамических полигонах [5].

Вековая вариация ГМП в Сибири и прилегающих территориях. Сравнение данных обсерваторий с данными модели IGRF-11

По данным обсерваторий [6] и модели IGRF-11 построены карты изменения модуля вектора геомагнитной индукции на территории Сибири и прилегающих областей за период 1989 – 2009 гг. относительно 1989 г. (рис. 1(a,b)).

Во-первых, анализ этих данных показывает, что изменения магнитного поля за 20-летний период достигают 500-600 нТл, т.е., ежегодные приращения значений модуля магнитной индукции могут в среднем составлять 25 – 30 и более нТл.

Во-вторых, сравнение величин вековой вариации, рассчитанной по данным обсерваторий (рис. 1a) и по модели IGRF-11 (рис. 1b), показывает различие между результатами расчетов до 75 нТл за 20 лет для обсерватории Алма-Ата (ААА) (рис. 1c). Невязка для территории Сибири имеет меньшую величину ~ +/-20 нТл за 20 лет. По-видимому, этой величиной мы можем характеризовать несоответствие модели IGRF-11 обсерваторским данным при выделении вековой вариации на территории Сибири.

Среднее значение невязки составляет +/- 1 нТл в год, но в связи неравномерностью изменений магнитного поля во времени это значение может быть больше, особенно для высокоширотных районов, где невязка достигает в отдельные годы в 2 – 3 раза больших величин.

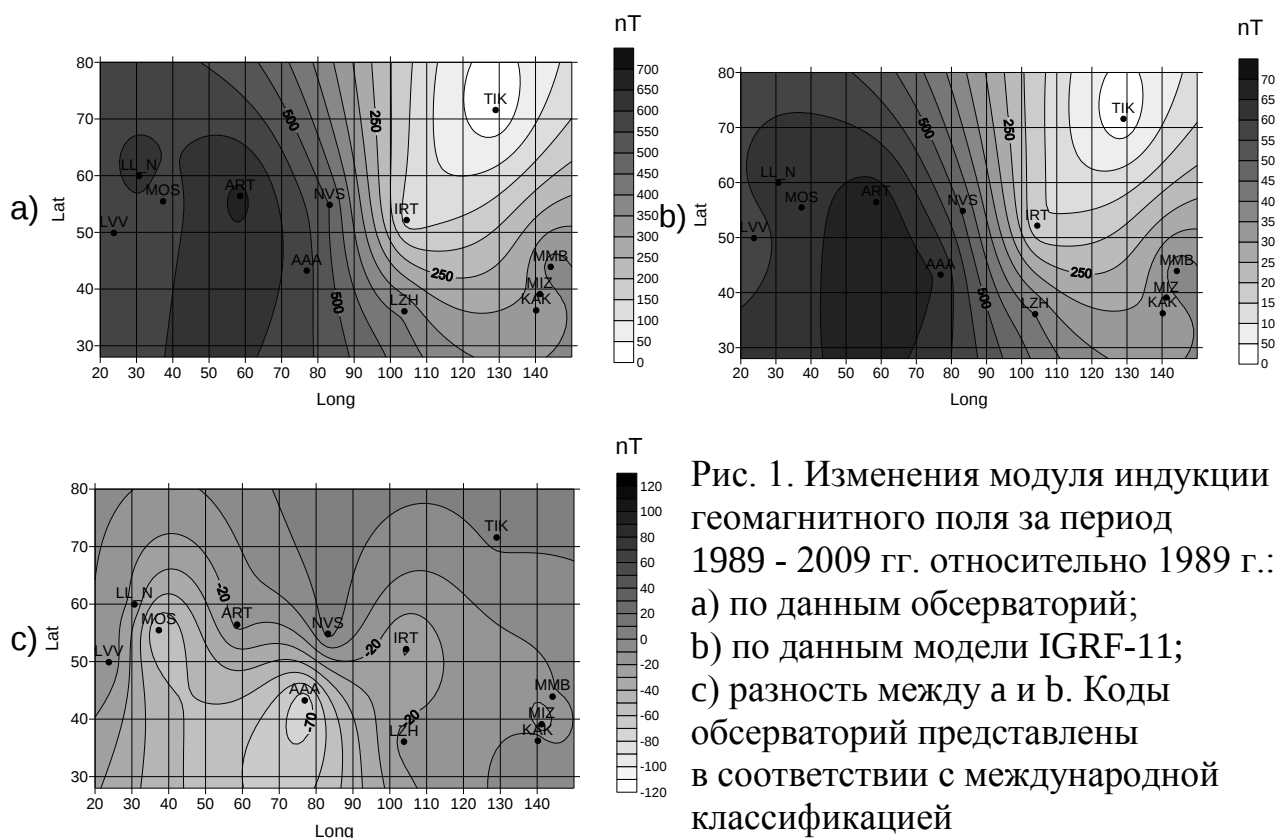


Рис. 1. Изменения модуля индукции геомагнитного поля за период 1989 - 2009 гг. относительно 1989 г.: а) по данным обсерваторий; б) по данным модели IGRF-11; в) разность между а и б. Коды обсерваторий представлены в соответствии с международной классификацией

Методика выделения вековой вариации по данным высокоточных наблюдений на локальных участках

Проведение высокоточных наблюдений на локальных участках, например, на геодинамических полигонах при тектономагнитных исследованиях, позволяет предложить методику выделения вековой вариации, которая включает в себя несколько этапов.

Подготовка исходных данных. Исключаются из рассмотрения пункты, находящиеся в пределах влияния интенсивных магнитных аномалий, а также пункты, находящиеся в поле техногенного воздействия и тектономагнитных аномалий.

Интерполяция данных высокоточных магнитных наблюдений полиномиальными поверхностями различного порядка. Качество интерполяции векового хода поверхностями различного порядка можно отслеживать по значениям среднеквадратичных отклонений величин разности между исходными данными и значениями в точке (X_i, Y_i) функции $Z(X_i, Y_i)$, интерполирующей вековой ход данным типом поверхности. Величина среднеквадратичного отклонения отражает точность, с которой выделяется вековой ход. Однако для того, чтобы сравнивать между собой значения среднеквадратичных отклонений (особенно если они близки) и определять, каким типом поверхности удастся лучше выделить вековой ход, необходимо учитывать, что размеры фокусов векового хода составляют порядка 5 – 6 тыс. км [7]. Поэтому для локальных полигонов с размерами порядка $(150 \times 150 \text{ км}^2)$ изолинии поверхностей, интерполирующих ве-

ковую вариацию, должны представлять собой дуги больших окружностей. Если значения среднеквадратичных отклонений величин разности между исходными данными и значениями в точках (X_i, Y_i) функции $Z(X_i, Y_i)$, интерполирующей вековой ход поверхностью близки, и точность, с которой интерполируется вековая вариация плоскостью, достаточна для данного типа исследования, то в качестве интерполирующей вековой ход поверхности можно рассматривать плоскость.

Выделение вековой вариации для Алтайского и Байкальского геодинимических полигонов. Сравнение с данными IGRF-11

Апробация методики была выполнена на Алтайском и Байкальском геодинимических полигонах. На Байкальском геодинимическом полигоне с целью мониторинга напряженного состояния земной коры на 200 пунктах проводятся ежегодные измерения модуля вектора геомагнитной индукции вот уже более 40 лет.

На Алтайском геодинимическом полигоне на 40 пунктах проводятся ежегодные измерения модуля вектора геомагнитной индукции, начиная с октября 2003 г. Первые пункты тектономагнитных наблюдений были заложены спустя несколько дней после Чуйского землетрясения 27.09.2003, $M=7,3$. Размеры полигона составляют порядка 120 км на 110 км с севера на юг и с запада на восток соответственно. На рис. 2 показаны результаты выделения и учета вековой вариации за период с 2004 по 2012 гг. Наряду с интерполяцией плоскостью были опробовано представление вековой вариации поверхностями более высоких порядков.

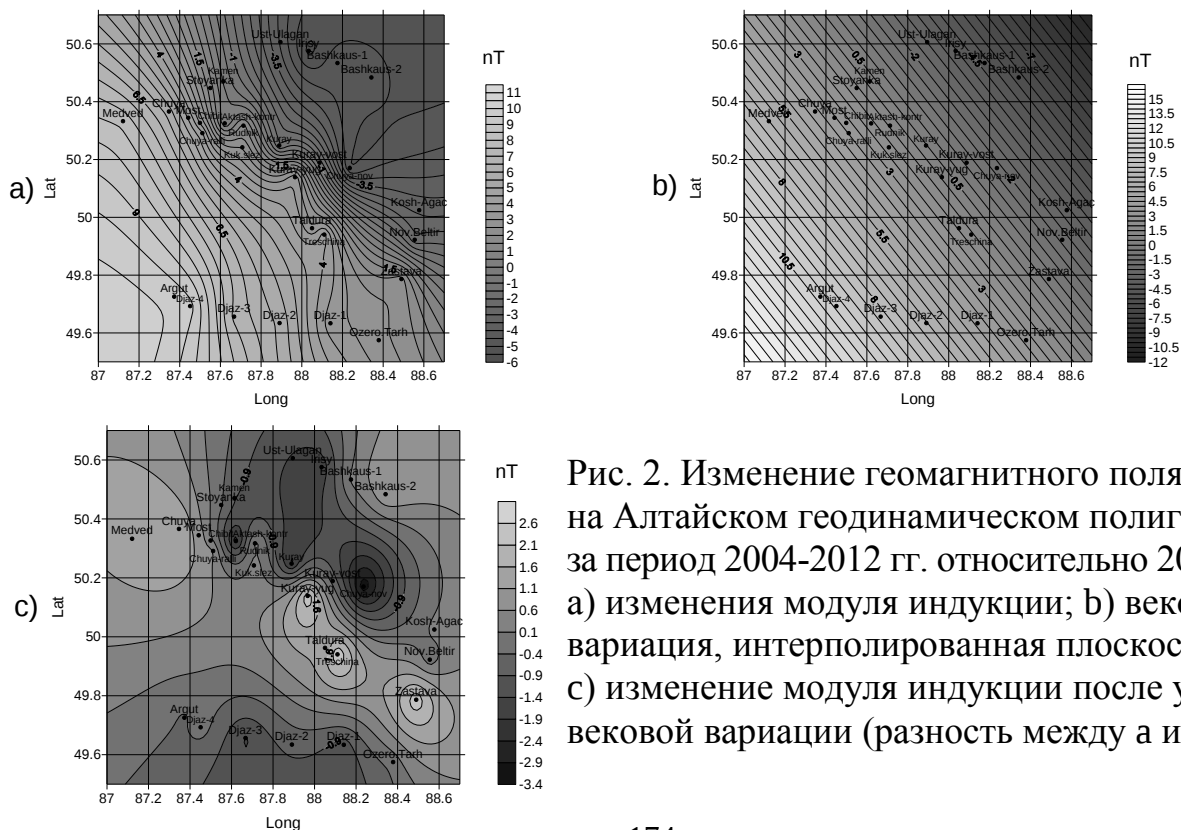


Рис. 2. Изменение геомагнитного поля на Алтайском геодинимическом полигоне за период 2004-2012 гг. относительно 2004 г.: а) изменения модуля индукции; б) вековая вариация, интерполированная плоскостью; в) изменение модуля индукции после учета вековой вариации (разность между а и б)

Учет вековой вариации на Байкальском геодинамическом полигоне для периода 2009-2012 гг. позволил выделить наиболее интенсивные тектономагнитные аномалии в районе центральной части Байкальской впадины, где в последние годы, в том числе в настоящее время, наблюдается сейсмическая активизация.

Обсуждение результатов

Сравнение вековой вариации модуля геомагнитной индукции для территории Сибири, рассчитанной по данным обсерваторий и по модели IGRF-11 для периода 1989-2009 гг., позволило оценить несоответствие между реальными и модельными данными. Невязка для территории Сибири составляет $\sim \pm 20$ нТл за 20 лет. При этом абсолютная величина вековой вариации достигала 500-600 нТл в западных районах Сибири.

Эти оценки могут служить основой для определения погрешностей, возникающих за счет неучета вековой вариации при проведении различных магнитных наблюдений и съемок, в том числе с геологоразведочными целями. Учет векового хода, основанный на этих оценках, также необходим при выделении длиннопериодных, например, 11-летних вариаций, которые могут быть использованы для зондирования структуры аномалий электропроводности нижней мантии.

Предложена методика, позволяющая по данным экспериментальных наблюдений на локальных участках, произвести учёт и исключение вековой вариации. Эта методика была апробирована на Алтайском геодинамическом полигоне. Учет вековой вариации позволил выделить тектономагнитные аномалии, которые до этого в явном виде не проявлялись, при этом наблюдается пространственная приуроченность одной из основных аномалий к области генерации афтершоков и сейсмодислокации Чуйского землетрясения 27.09.2003, $M=7,3$.

Данное исследование поддержано проектами СО РАН МИП 96 и ИП 54, а также проектом 7.1 ОНЗ РАН.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Finlay C.C., Maus S., Beggan C.D., Bondar T.N. et al. International Geomagnetic Reference Field: the eleventh generation // *Geophys.J. Int.* (2010) 183, 1216 – 1230.
2. Ладынин А.В., Попова А.А., Семаков Н.Н.. Векторные магнитные измерения с феррозондовыми теодолитами // Новосибирский государственный университет, 2005, с. 25.
3. Демина И.М., Петрова А.А. Качество прогноза векового хода главного геомагнитного поля и его влияние на создание сводных карт России // *Вестник КРАУНЦ. Науки о Земле.* 2010 № 1. выпуск № 15, 206 – 215.
4. Чурсин А.В. Прутьян А.М., Федорова Н.В. Цифровая карта аномального магнитного поля Северного, Среднего и Южного Урала и прилегающих территорий Восточно-Европейской и Западно-Сибирской платформ // *Литосфера*, 2008, № 6, с. 63 – 72.
5. Djadkov P.G., Mikheev O.A., Minenko M.I., Sobolev O.A. Some results of tectonomagnetic monitoring in the epicentral zone of the M7.5 Altay earthquake, September 27, 2003 // *Annals of geophysics*, v. 50, №1 (2007), 31 - 37.
6. British geological survey. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.geomag.bgs.ac.uk/data_service/data/annual_means.shtml.
7. Бондарь Т. Н., Головков В. П., Яковлева С. В. Региональные особенности векового хода геомагнитного поля // *Геомагнетизм и аэрономия*, 2008, том 48, № 4, с. 553-560.

© Д.А. Кулешов, П.Г. Дядьков, 2013

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА МЕДЛЕННО МЕНЯЮЩИХСЯ АМПЛИТУД К ОБРАТНОЙ ДИНАМИЧЕСКОЙ ЗАДАЧЕ СЕЙСМИКИ НА ПРИМЕРЕ СКАЛЯРНОГО УРАВНЕНИЯ

Юрий Анатольевич Орлов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект академика Коптюга 3, старший научный сотрудник лаборатории численного моделирования геофизических полей, тел. (383)330-49-57, e-mail: orlovYA@ipgg.nsc.ru.

Предлагается новый метод для приближенного решения обратной динамической задачи. Физической основой является метод медленно меняющихся амплитуд. Волновое поле представляется в виде суммы известных решений для референтной среды с коэффициентами слабо меняющимися в выбранном направлении. Это позволяет уравнения в частных производных свести к системе обыкновенных дифференциальных уравнений с постоянными коэффициентами. Даются выражения для вычисления этих коэффициентов.

Ключевые слова: обратная задача, метод медленно меняющихся амплитуд, волновое поле, дифференциальное уравнение.

USE THE SLOWLY CHANGING AMPLITUDE METHOD TO INVERSE DYNAMIC SEISMIC TASK ON AN EXAMPLE OF SCALAR EQUATION

Yuri A. Orlov

A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptuyuga Prosp., senior researcher at the laboratory of numerical modeling of geophysical fields, Tel. (383) 330-49-57, e-mail: orlovYA@ipgg.nsc.ru.

A new method for approximate solution of inverse dynamic task is offered. The physical basis is slowly changing amplitude method. Wave field is represented as a sum of known solutions to reference medium with slow changing factors in the chosen direction. This allows the partial derivatives equations reduce to a system of ordinary differential equations with constant coefficients. The expression to calculate these coefficients are given.

Key words: inverse problem method, slowly changing amplitude method, wave field, differential equation.

Физической основой предлагаемого метода является метод медленно меняющихся амплитуд, который был предложен в 1921 г. голландским ученым Ван-дер-Полем. Часто этот метод называют еще метод связанных амплитуд. Метод широко применяется в различных областях знаний оптике, электро- и радио-технике. Кратко суть этого метода заключается в следующем. Пусть есть некоторый быстро осциллирующий процесс и есть некоторые слабые воздействия во времени или в пространстве. В результате таких воздействий может возникать другой быстро осциллирующий процесс. Эти процессы взаимно связаны и при синхронном воздействии происходит возрастание амплитуды одного и соответствующее ослабление другого.

Целью работы является разработка способа решения обратной динамической задачи на основе приближенного решения уравнений распространением волн методом слабо меняющихся амплитуд.

Последовательное рассмотрение будет проведено на примере волнового уравнения для стационарного случая, предполагая, что окончательное строение среды получается после суммирования по всем частотам:

$$\omega^2 U + v^2(r) \Delta U = F, \quad (1)$$

где $U = U(r, \omega)$ – смещение, ω – циклическая частота, v – скорость распространения волн, $r = (x_1, x_2, x_3)$ – радиус вектор, Δ – оператор Лапласа, $F = F(r, \omega)$ – внешнее воздействие, формирующее подающую волну в среде и рассредоточены на некоторой плоскости нормальной оси x_3 . Скорость в среде представим в виде:

$$v(r) = v_0(r) + v_1(r), \quad (2)$$

$$|v_1(r)| \ll v_0(r), \quad (3)$$

где $v_0(r)$ – скорость в референтной среде (начальное приближение). Нас будет интересовать восстановление скорости в среде $v_1(r)$ в некотором ограниченном объеме V .

Считаем, что для любого выбора положения источников решения $W_j = W_j(r, \omega)$ для референтной среды известны и удовлетворяют уравнению:

$$\omega^2 W_j + v_0^2(r) \Delta W_j = F_j, \quad (4)$$

где j – ограничено и изменяются в пределах от 1 до N .

Решение уравнения (1) для некоторой заданной силы $F = F_n$ будем искать в виде суммы референтных решений W_j с коэффициентами $A_{jn}(x_3)$ медленно меняющимся по одной из координат x_3 (индекс n пока фиксируем):

$$U_n = \sum_{j=1}^N A_{jn}(x_3) W_j \quad (5)$$

Подставим это решение в уравнение (1) и, пренебрегая малыми членами, содержащими: v_1^2 , $\frac{\partial A_{jn}^2(x_3)}{\partial x_3^2}$, $v_1 \frac{\partial A_{jn}(x_3)}{\partial x_3}$, получим:

$$\sum_{j=1}^N \left[A_{jn}(x_3) \omega^2 W_j + v_0^2(r) \Delta W_j + 2v_0(r) \frac{\partial A_{jn}(x_3)}{\partial x_3} \frac{\partial W_j}{\partial x_3} + 2v_0(r)v_1(r) A_{jn}(x_3) \Delta W_j \right] = F_n$$

Первое слагаемое в этом выражении удовлетворяет либо однородному уравнению при $j \neq n$, либо неоднородному (4) при $j = n$. Опускаем эти члены и в итоге получим:

$$\sum_{j=1}^N \left[\frac{\partial A_{jn}(x_3)}{\partial x_3} \frac{\partial W_j}{\partial x_3} + A_{jn}(x_3) \frac{v_1(x_3)}{v_0(x_3)} \Delta W_j \right] = 0 \quad (6)$$

В полученном уравнении содержатся произведения медленноменяющихся и быстро осциллирующих функций. Скорость в среде может содержать как быстро осциллирующие так и плавные составляющие. Если применить некоторую специально подобранную процедуру скользящего среднего, то медленноменяющиеся функции можно считать неизменными в окне усреднения, а усреднение быстро осциллирующих – будет давать ноль. Кроме того, считаем, что референтные функции удовлетворяют условию нормировки:

$$\frac{1}{V} \iiint_V \frac{\partial W_j}{\partial x_3} \left(\frac{\partial W_k}{\partial x_3} \right)^* dV = \delta_{jk}, \quad j = 1, 2, \dots, N \text{ и } k = 1, 2, \dots, N. \quad (7)$$

Умножим уравнение (6) на $\left(\frac{\partial W_k}{\partial x_3} \right)^*$ (для каждого k от 1 до N), усредним по всему объему и с учетом нормировки (7) получим систему уравнений:

$$\frac{\partial A_{kn}(x_3)}{\partial x_3} + \sum_{j=1}^N m_{kj} A_{jn}(x_3) = 0; \quad k = 1, 2, \dots, N. \quad (8)$$

$$\text{Где } m_{kj} = \frac{1}{V} \iiint_V \frac{v_1(\mathbf{r})}{v_0(\mathbf{r})} \Delta W_j \left(\frac{\partial W_k}{\partial x_3} \right)^* dV \quad j = 1, 2, \dots, N \text{ и } k = 1, 2, \dots, N \quad (9)$$

интегральные параметры среды - неизвестной добавки к скорости. Систему (8) можно переписать в матричной записи

$$\frac{\partial \mathbf{A}_n(x_3)}{\partial x_3} + \mathbf{M} \mathbf{A}_n(x_3) = 0 \quad (10)$$

Итак получили систему обыкновенных дифференциальных уравнений (8,10) с постоянными коэффициентами (9), решение которой хорошо известно[1]. Для решения необходимо поставить N граничных условий. Постановка граничных условий на $A_{jn}(x_3)$ задается набором сил, которые в свою очередь определяются набором референтных решений. Функция $A_{jn}(x_3)$ - одномерна, а

распределение сил может быть трехмерным. Выбор референтных решений определяется постановкой обратной задачи и выбранной системой возбуждения и регистрации волн. Для каждого метода в сейсмике своя система наблюдения и постановка граничных условий на медленно меняющиеся функции может являться не тривиальной задачей. Если нужный нам набор референтных решений таков, что все они формируются источниками на плоскости $x_3 = 0$, то для заданной нами силы $F = F_n$ следует задать следующие граничные условия: $A_{jn}(0) = \delta_{jn}$, $j = 1, 2, \dots, N$.

Если часть референтных решений соответствует отраженным волнам (обратному излучению), например, расположению источников за исследуемой областью при $x_3 = H$, то для соответствующих амплитуд необходимо поставить нулевое граничное условие при $x_3 = H$. Необходимо отметить, что разделение волн на падающие и отраженные не тривиален. Во-первых, чисто теоретически не всегда можно разделить волны на падающую и отраженную [2]. Во-вторых важным свойством системы регистрации должна являться возможность разложения поля на референтные составляющие и определения их амплитуд.

Нашей целью является получение решения обратной задачи, то есть определить неизвестную добавку к скорости $v_1(r)$. Эта функция входит в коэффициенты m_{kj} (9), которые получаются интегрированием по всему объёму $v_1(r)$. Поэтому задача сводится к двум этапам: найти коэффициенты m_{kj} системы обыкновенных дифференциальных уравнений первого порядка с постоянными коэффициентами и далее по этим коэффициентам вычислить $v_1(r)$ применив обратное преобразования к (9).

Рассмотрим первую из этих задач. Известна следующая формулировка решения обратной задачи для неизвестных коэффициентов системы уравнений с постоянными коэффициентами. Пусть в некоторых точках $x_3 = \xi_1, \xi_2, \dots, \xi_N$ известны значения амплитуд: $A_{jn}(\xi_1)$, $A_{jn}(\xi_2)$, ..., $A_{jn}(\xi_N)$ для всех j от 1 до N , и их производных по x_3 в этих точках. Обозначим набор этих значений матрицами $\mathbf{A}_n(\xi)$ и $\mathbf{D}_n(\xi)$ соответственно. Если определитель матрицы $\mathbf{A}_n(\xi)$ не равен нулю, то интегральные параметры среды m_{kj} вычисляются однозначно:

$$\mathbf{M} = -\mathbf{D}_n(\xi)\mathbf{A}_n^{-1}(\xi) \quad (11)$$

При регистрации волновых полей, как правило, не измеряются дифференциальные значения поля по координате и производные амплитуд можно вычислить через их разности в близких точках, тогда количество точек регистрации должно быть больше чем N .

В приведенном выше решении предполагалось, что возбуждается только одна референтная волна W_n . Система наблюдения с многократным перекрытием позволяет возбуждать волны с различным направлением. Запишем решение

когда имеется возможность по отдельности возбуждать все волны соответствующие N референтным решениям. Другими словами ставится N разных граничных условий для амплитуд $A_{jn}(x_3 = 0)$ для всех n и j от 1 до N . Пусть в некоторой точке $x_3 = \xi_1$ известна матрица $A(\xi_1)$, в которой каждый столбец данных получен при возбуждении каждой из W_n референтных волн для n от 1 до N . В этой же точке известна и матрица производных $D(\xi_1)$. Если матрица $A(\xi_1)$ не вырождена, то интегральные параметры среды вычисляются однозначно:

$$M = -D(\xi_1)A^{-1}(\xi_1) \quad (12)$$

Запишем еще решение важное для практического применения. Пусть в двух близких точках ξ_1 и ξ_2 известны амплитуды для всех сил $A(\xi_1)$ и $A(\xi_2)$, а производные амплитуд можно вычислить через их разность, тогда:

$$M = 1 - A(\xi_2)A^{-1}(\xi_1) / \xi_2 - \xi_1 \quad (13)$$

Дальнейшее извлечение параметров среды (в нашем случае добавки к скорости (9)) из решений (11-13) существенно зависит от системы возбуждения-приема и набора референтных решений и это оставим для дальнейших исследований. Решения получены для одночастотного случая и для построения среды может оказаться не достаточным. Необходимо просуммировать (усреднить) по всем частотам. Отметим лишь одно важное свойство полученных решений. В сейсмике как правило форма импульса волны от источников не известна и в обратных задачах возникает проблема определения формы импульса. В полученных решениях (11-13) входят либо деление амплитуд либо деление производных амплитуды по координате на амплитуду. Это приводит к сокращению неизвестной спектральной составляющей импульса. Поэтому для данного решения не требуется знание формы излучаемой волны во времени.

В настоящее время при решении обратных задач наиболее изученным методом является Борновское приближение [3]. Вероятной областью применения метода медленных амплитуд являются среды, в которых основным носителем информации являются каналовые волны, например, акустический каротаж. На ниже приведенном простейшем примере покажем, что этот метод допускает изменение прямой волны с точностью до квадратов относительного изменения скорости.

Рассмотрим одномерную однородную среду с неизвестной скоростью распространения волн v . Излучение волны происходит в точке $x=0$, а регистрация в некоторой точке $x = x_0$, где регистрируется волна $U_D = \exp(-ikx_0)$, где $k = \omega/v$. Ограничим область некоторым значением $x = L$. В качестве референтной модели выберем однородную среду с несколько другой скоростью

распространения волн $v_0 : v = v_0 + \Delta v$. Обозначим $\delta v = \Delta v / v_0$. В такой референтной среде есть только два решения: волна бегущая в положительном направлении оси X - $W_1 = c_1 \exp(-ik_0 x)$ с излучением в точке $x=0$ и в отрицательном - $W_2 = c_2 \exp(ik_0(x-L))$ с излучением в точке $x=L$, где $k_0 = \omega / v_0$. В этом случае сумма (5) содержит только два члена: $U_1 = A_1(x)W_1 + A_2(x)W_2$.

Решим прямую задачу. Вычислим значения параметров m_{jk} в (9): $m_{11} = -ik_0 \delta v$, $m_{22} = -m_{11}$ и $m_{21} = m_{12} = 0$. Недиagonalные члены равны нулю и система уравнений (8) распадается на два независимых уравнений для $A_1(x)$ и $A_2(x)$. Для первой амплитуды получаем решение: $A_1(x) = \exp(ik_0 \delta v x)$, где учтено граничное условия в начальной точке $A_1(0) = 1$. Решение для $A_2(x)$ с нулевым граничным условием дает нулевое решение и окончательно поле в среде представляется в виде: $U_1 = \exp(-ik_0 x(1 - \delta v))$. Оценим разность между истинным полем в среде U_D и полученным приближенным $\Delta U = U_D - U_1$: $\Delta U \approx \exp(-ik_0 x(1 - \delta v)) \exp(ik_0 x \delta v^2) - 1$. Отсюда следует условие: $k_0 x \delta v^2 \ll 1$.

Теперь рассмотрим решение обратной задачи. Для вычисления амплитуд выделим в зарегистрированном поле U_D прямую и обратную волны, и разделив их на w_1 и w_2 соответственно получим в точке $x = x_0$ амплитуды $A_1(x) = \exp(-i(k - k_0)x)$, $A_2(x) = 0$; и их производные $D_1(x) = -i(k - k_0) \exp(-i(k - k_0)x)$, $D_2(x) = 0$. Отсюда следует, что недиагональные члены матрицы **M** равны нулю и достаточно одного референтного решения w_1 . Решение для диагонального члена дает: $m_{11} \approx ik_0 \delta v$. Откуда получаем неизвестное значение скорости с точностью до второго порядка. Отметим, что для решения не требуется вычисление и минимизация целевой функции.

Вывод. Предложен новый способ приближенного решения обратной динамической задачи, основанный на методе медленно меняющихся амплитуд. Это позволяет уравнения в частных производных свести к системе обыкновенных дифференциальных уравнений с постоянными коэффициентами. Для полной системы наблюдения не требуется знание формы излучаемого сигнала и позволяет получить интегральные параметры среды в явном виде.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Корн. Корн Г. и Корн Т. Справочник по математике для научных работников и инженеров. М. «Наука», 1970. С. 720.
2. Бреховских Л.М. Волны в слоистых средах. М. «Наука». 1973. С. 343.
3. Алексеев А.С., Костин В.И., Хайдуков В.Г., Чеверда В.А. Восстановление двумерных возмущений скорости вертикально-неоднородной акустической среды по данным многократного перекрытия (линеаризованная постановка)// Геол. и геофиз. - 1997. - Т. 38. - № 12. - С.1980-1992.

© Ю.А. Орлов, 2013

ПРОГРАММНО-АЛГОРИТМИЧЕСКАЯ СИСТЕМА ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ И СОВМЕСТНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ИМПУЛЬСНЫХ ИНДУКЦИОННЫХ ЗОНДИРОВАНИЙ С УЧЁТОМ ВЫЗВАННОЙ ПОЛЯРИЗАЦИИ

Михаил Александрович Корсаков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр-т Ак. Коптюга, 3, младший научный сотрудник, тел. (383)333-28-16, e-mail: KorsakovMA@ipgg.sbras.ru

Евгений Юрьевич Антонов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр-т Ак. Коптюга, 3, тел. (383)333-28-16, заведующий лабораторией, e-mail: AntonovEY@ipgg.sbras.ru

Николай Олегович Кожевников

Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр-т Ак. Коптюга, 3, главный научный сотрудник, тел. (383)333-28-16, e-mail: KozhevnikovNO@ipgg.sbras.ru

В статье описана научно-исследовательская версия программно-алгоритмической системы для совместной инверсии данных импульсных индукционных зондирований геологических сред с учётом низкочастотной дисперсии электрической проводимости.

Ключевые слова: инверсия, импульсные зондирования, индукционно-вызванная поляризация.

GEOPHYSICAL MODELLING AND JOINT INTERPRETATION SYSTEM FOR TIME-DOMAIN ELECTROMAGNETIC SOUNDINGS IN CONDUCTIVE POLARIZABLE MEDIUM

Mikhail A. Korsakov

Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Prosp. Acad. Koptuyga, post-graduate, tel. (383) 333-28-16, e-mail: KorsakovMA@ipgg.sbras.ru

Evgeny Yu. Antonov

Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Prosp. Acad. Koptuyga, head of laboratory, tel. (383) 333-28-16, e-mail: AntonovEY@ipgg.sbras.ru

Nikolai O. Kozhevnikov

Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Prosp. Acad. Koptuyga, general researcher, tel. (383) 333-28-16, e-mail: KozhevnikovNO@ipgg.sbras.ru

The paper discusses computer system for joint inversion transient electromagnetic data in conductive and polarizable geological medium.

Key words: inverse problem, transient electromagnetics, inductively induced polarization.

Первые автоматизированные системы для интерпретации данных импульсной индуктивной электроразведки появились в конце 80-х годов прошлого

го века. Наиболее известными из них были GRENDL [McAllister, Raiche, 1986], TEMIX [Stoyer, 1988], ЭРА [Табаровский и др., 1989; Эпов и др., 1990] и ПОДБОР [Могилатов, Злобинский, 1995]. В связи с широким внедрением персональных компьютеров, эти системы получили распространение и в течение многих лет служили и служат рабочими инструментами в геофизических исследованиях. Упомянутые отечественные и зарубежные программные комплексы предназначены для инверсии данных зондирований становлением поля в рамках модели горизонтально-слоистой проводящей среды.

К настоящему времени в России и за рубежом разработаны программные пакеты для интерпретации данных наземных импульсных электромагнитных зондирований. Наиболее известными среди них являются следующие.

EMS (*ИНГГ СО РАН, г. Новосибирск*). Современная версия программы ЭРА для интерпретации данных площадных импульсных индукционных зондирований. В новой версии существенно развит пользовательский интерфейс и графическая визуализация данных и результатов интерпретации, инверсия данных выполняется в рамках модели слоистой проводящей среды.

ПОДБОР (*СНИИГГиМС, ИНГГ СО РАН, г. Новосибирск*) Система ПОДБОР использует быстрое решение прямой задачи импульсной индукционной электроразведки во временной области А.Н.Тихонова. Инверсия реализует возможность использования четырёх методов: Левенберга-Марквардта, Ньютона, линейной инверсии (локальный ряд Тейлора), минимизации с использованием линеаризованной прямой задачи.

EM Vision (*Encom, Австралия*). Комплекс обработки данных электромагнитных зондирований с возможностью учета эффектов индукционно-вызванной поляризации (ВПИ). Интерфейс программы позволяет обрабатывать результаты измерений, представленных в форматах известных марок зарубежной аппаратуры электромагнитных зондирований (Artemis, Geonics, Sirotem, Zonge Engineering, Airborne GEOTEM и др.)

EMIGMA (*PetRos EiKon Incorporated, Канада*). В программном комплексе реализован набор функций, основными из которых являются обработка данных как аэро-, так и наземных импульсных электромагнитных зондирований (наземные измерения осуществляются установками с совмещёнными и разнесёнными петлями). Инверсия данных измерений осуществляется с помощью алгоритмов Оккама и Марквардта в рамках горизонтально-слоистой модели среды. Кроме этого, программный комплекс содержит пакет для моделирования электромагнитных полей в трёхмерных средах. Большим достоинством комплекса является развитый графический интерфейс, сопоставимый по уровню со специализированными системами визуализации.

TEM-RESEARCHER (*Applied ElectroMagnetic Research (AEMR), Голландия*). Продукт входит в многоцелевую геофизическую систему TEM-FAST 48NPC. С помощью этой программы можно проводить инверсию данных в рамках горизонтально-слоистых и градиентных моделей. Предусмотрена возможность моделирования с учётом ВПИ и магнитной вязкости. Для визуализации результатов инверсии строятся 2D- и/или 3D-изображения геоэлектриче-

ских разрезов. Для данных ЗСБ и ВЭЗ реализован алгоритм совместной инверсии.

STEMINV (*Zonge International Inc., США*). Система интерпретации данных электромагнитных зондирований, ориентированная на аппаратуру фирмы-производителя геофизической аппаратуры Zonge. Программная система состоит из нескольких независимых модулей: **TEM1D** – для моделирования электромагнитных откликов индукционной петлевой системы; **TCINV** – для инверсии данных в рамках горизонтально-слоистой модели среды. Для инверсии данных используются итерационные алгоритмы линейной минимизации.

SiTEM/SeMDI (*Aarhus Geophysics, Дания*). Состоит из двух программных продуктов, предназначенных для обработки (SiTEM) и инверсии (SeMDI) данных импульсной индуктивной электроразведки. SeMDI можно также использовать для инверсии данных метода сопротивлений. Возможна совместная инверсия данных импульсной индуктивной электроразведки и ВЭЗ.

Анализ перечисленных выше наиболее известных программных средств позволяет сделать выводы о тенденциях развития программного обеспечения для методов импульсной индуктивной электроразведки и сформулировать основные требования к разрабатываемому авторами программному пакету. На рис. 1 представлен общий вид основного рабочего окна программы.

С начала 70-х годов прошлого века в публикациях о результатах съёмок индукционным методом переходных процессов (МПП) появляются сообщения о регистрации немонотонных неустановившихся сигналов. Как выяснилось, причиной их появления является индукционно вызванная поляризация (ВПИ) геологической среды. Явление вызванной электрической поляризации (ВП) давно используется при решении геологических задач. Наиболее полно изучена и широко применяется вызванная поляризация, измеряемая при помощи заземлённых электрических линий для возбуждения и приёма поля; для такого типа ВП характерны большие времена релаксации, поэтому зачастую влиянием индукционных процессов можно пренебречь. Что касается быстропротекающей вызванной поляризации (БВП), проявляющейся при индукционном возбуждении и регистрации переходных процессов, то данное явление обычно рассматривается как геологическая помеха. Это обусловлено как слабой изученностью самих процессов БВП, так и тем, что на ранних временах преобладают индукционные эффекты. Вместе с тем показано, что *совместная* инверсия результатов индукционных зондирований (для установок разной геометрии и/или размера) с учётом частотной дисперсии электропроводности позволяет оценивать параметры БВП даже в условиях сильного проявления индукционных эффектов [Кожевников, Антонов, 2009а, 2009б].

Сказанное выше послужило основанием для дальнейшего развития первой версии научно-исследовательской программно-алгоритмической системы [Антонов и др., 2010] за счёт обеспечения возможности *совместной* интерпретации данных импульсных индукционных зондирований. Как и в первой версии, для учёта поляризуемости среды используется комплексная частотно-зависимая электропроводность, описываемая формулой Коул-Коул.

Для научно-исследовательской версии системы интерпретации данных импульсной индуктивной электроразведки важна возможность импорта и экспорта данных, соответствующих разным типам измерительной аппаратуры или систем интерпретации. Это позволяет экономить время при работе с данными, которые были получены в разное время и/или на разной аппаратуре. Экспорт данных в разные форматы способствует их удобной передаче для обработки и интерпретации в других программных пакетах.

В последние годы в результате электроразведочных работ получают массивы данных всё большего объёма, что делает актуальной разработку интерфейса для 2D- и 3D-визуализации поля и его трансформаций в виде кажущегося сопротивления ρ_t t или продольной проводимости S_t H_t , а также экспорта данных и результатов инверсии в виде, удобном для использования в специальных графических программах.

По-прежнему актуальной задачей остаётся создание быстрых алгоритмов решения прямой задачи. Разработанная система предусматривает: ускорение за счёт использования разных подходов и решений в зависимости от постановки («обычная» проводящая или поляризующаяся среда); набор прямых задач, обладающих разной скоростью и точностью решения, а также возможность простого переключения между ними; параллельные алгоритмы. Всего в интерпретационной системе могут использоваться четыре алгоритма решения прямой задачи.

При исследовании поляризующихся сред предусмотрена возможность учёта параметров установки, режимов токового импульса (время выключения, продолжительность импульса, влияние предшествующих импульсов), а также выбора критериев, используемых при минимизации целевой функции.

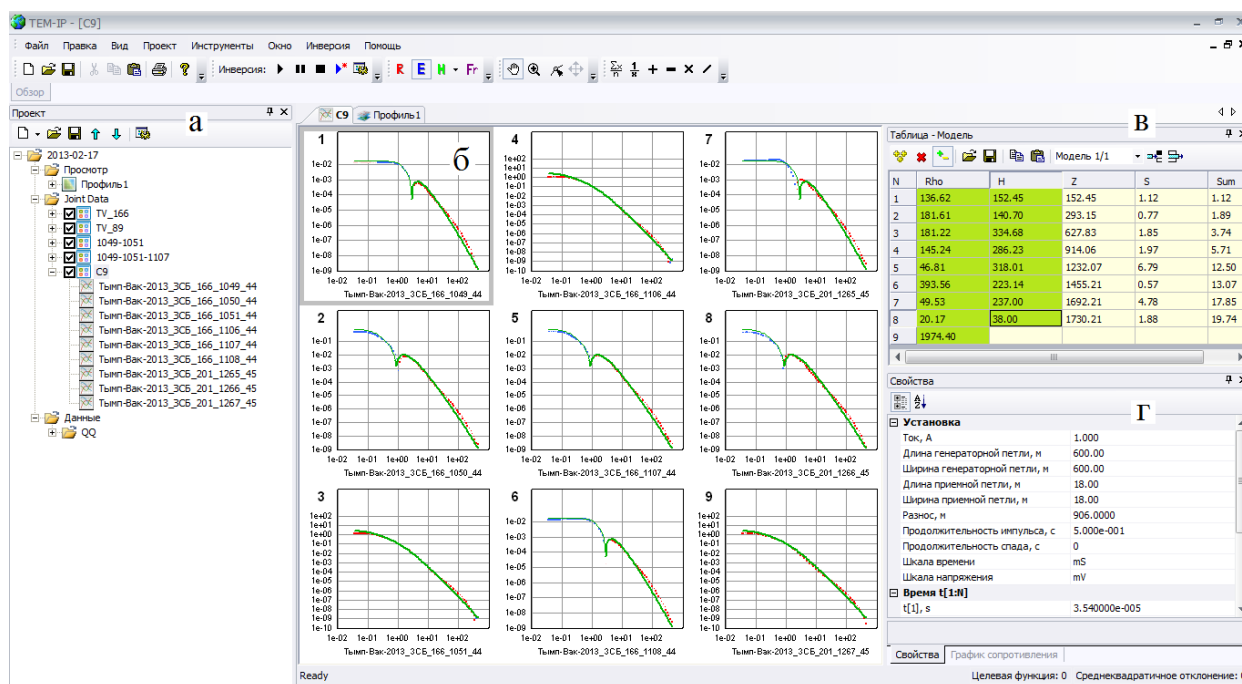


Рис. 1. Основное рабочее окно программы TEM-IP: а – панель данных, б – графическое окно, в – модель, г – параметры генераторно-приёмных установок

Система интерпретации данных нестационарных индукционных зондирований показала высокую эффективность при поисках таликовых зон в районе Пякяхинского нефтегазового месторождения, а также совместной инверсии переходных характеристик, измеренных при нефтепоисковых работах в Восточной Сибири и Западной Якутии. Во всех перечисленных случаях интерпретация проводилась в рамках модели поляризующейся среды.

Выводы

Разработан программно-алгоритмический комплекс для интерпретации данных индукционных импульсных зондирований, в том числе с учётом индукционно-вызванной поляризации. Возможность совместной инверсии данных, измеренных установками разной геометрии, позволяет более уверенно определять параметры поляризующихся геологических сред.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

Антонов Е.Ю., Кожевников Н.О., Корсаков М.А. «ТЕМ-IP» – Система для интерпретации данных индукционных импульсных зондирований поляризующихся сред [Электронный ресурс] // Первая международная научно-практическая конференция по электромагнитным методам исследования «ГЕОБАЙКАЛ-2010», Иркутск, 2010. – 2с.

Кожевников Н.О., Антонов Е.Ю. Совместная инверсия данных МПП с учетом индукционно-вызванной поляризации // Геология и геофизика. – 2009а. - т. 50. - №2. - с. 181-190.

Кожевников Н.О., Антонов Е.Ю. Импульсная индуктивная электроразведка поляризующихся сред // Геофизический журнал. – 2009б. - т. 31. - № 4. - с. 104-118.

Могилатов В.С., Злобинский А.В. Программа для ЭВМ ПОДБОР // Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ № 950272, РосАПО, заявка № 950200, дата регистрации 02.08.1995 г.

Табаровский Л.А., Эпов М.И., Дашевский Ю.А., Ельцов И.Н Система автоматизированной интерпретации результатов электромагнитных зондирований «ЭРА» // Всесоюзный семинар «Нетрадиционные методы геофизических исследований неоднородностей в земной коре», Звенигород, 14-16 декабря 1989 г. М.: 1989. – с. 43-44.

Эпов М.И., Дашевский Ю.А., Ельцов И.Н. Автоматизированная интерпретация электромагнитных зондирований // (Препринт / ИГиГ СО АН СССР; № 3). - Новосибирск, 1990. - 29 с.

McAllister, K. and Raiche, A.P., 1986, Program GRENDL – Manual prepared for AMIRA by the Mathematical Geophysics Group, CSIRO Division of Exploration Geoscience.

© М.А. Корсаков, Е.Ю. Антонов, Н.О. Кожевников, 2013

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЕСТЕСТВЕННЫХ ВАРИАЦИЙ ГЕОМАГНИТНОГО ПОЛЯ ТИПА КПК В ПРОБЛЕМЕ РАЗВЕДОЧНОГО КАРТИРОВАНИЯ СРЕДНЕГЛУБИННЫХ НЕОДНОРОДНОСТЕЙ В ЗЕМЛЕ

Николай Феликсович Кротевич

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, 3, ведущий инженер, тел. (383)334-41-53

Марина Николаевна Никитенко

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, 3, старший научный сотрудник, тел. (383)330-96-02, e-mail: NikitenkoMN@ipgg.sbras.ru

В статье рассмотрен простой способ разведки глубинных горизонтальных неоднородностей в Земле. Способ основан на измерении геомагнитных вариаций типа КПК в двух разнесенных точках. Способ прошел полевые испытания и дал хорошие результаты.

Ключевые слова: геомагнитные вариации, поиск неоднородностей.

UTILIZATION OF NATURAL SHORT-TERM GEOMAGNETIC VARIATIONS IN LATERAL EXPLORATION OF MEDIUM-DEEP EARTH HETEROGENEITIES

Nikolay F. Krotevich

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Ak. Koptuyga Prosp. 3, senior engineer, tel. (383)334-41-53

Marina N. Nikitenko

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Ak. Koptuyga Prosp. 3, senior research scientist, tel. (383)330-96-02, e-mail: NikitenkoMN@ipgg.sbras.ru

An easy technique of lateral exploration of medium-deep earth heterogeneities is considered. The technique is based on measuring of short-term geomagnetic variations in two spaced receivers. The technique was tested on field data and showed good results.

Key word: geomagnetic variations, exploration of heterogeneities.

Задача обнаружения локальных неоднородностей в Земле всегда была актуальной, так как неразрывно связана с разведкой полезных ископаемых, являясь ее первым звеном. Особый интерес представляют поиски горизонтальных неоднородностей, которые сводятся к двум основным типам: геоморфологическим и геоэлектрическим. Примерами таких неоднородностей являются для первого типа – нефтегазовые ловушки, для второго типа – различные аномально проводящие объекты, связанные с рудными месторождениями.

При выборе метода картирования неоднородностей сопровождающими требованиями к нему являются:

- возможность прямых поисков,
- работа в труднодоступных районах,

- исследование глубин до 10 км (при нефтегазовой разведке),
- существенное удешевление разведочной аппаратуры и самого процесса полевых наблюдений.

Методов, которые могли бы удовлетворять всем указанным требованиям, в настоящее время не существует. По этой причине для обнаружения нефтегазовых ловушек вынуждены применять громоздкую и дорогостоящую сейсмику (МОВ, МОГТ и др.), которая к тому же малоэффективна при поисках неантиклинальных ловушек [1].

В составе переменного естественного электромагнитного поля Земли (ЕЭМП) имеется особый вид колебаний – короткопериодические колебания КПК, которые обладают многими позитивными свойствами: имеют практически синусоидальную форму, значительную временную продолжительность, большую интенсивность, благоприятную для их измерения (около 1 – 2 нТ), возможность глубокого проникновения в Земле: по скин-эффекту в условиях Западной Сибири – до 10 км и другие. В 1950-х годах на основе использования вариаций КПК были созданы весьма востребованные в то время методы электроразведки: ТТ (метод теллурических токов) и МТП (метод магнитотеллурического профилирования).

В 1963 г., когда возможности нового направления в электроразведке – магнитотеллурики – были еще мало изучены, по инициативе проф. Л.Л. Ваньяна в Институте Геологии и Геофизики СО АН СССР начались комплексные магнитотеллурические исследования в Западной Сибири. К этому времени в ИГиГ были разработаны и изготовлены первые в СССР образцы МТ-аппаратуры [2]. Профильные исследования, проведенные на севере Новосибирской области по методике синхронных измерений компонент естественных вариаций E_x , E_y , H_x , H_y и H_z в двух разнесенных точках профиля «база» – «поле» (установка «поле» была подвижной), дали в метрологическом отношении удовлетворительный материал для сравнительного анализа всех МТ-методов. В частности, было установлено, что магнитные компоненты КПК вопреки ожиданиям весьма чутко реагируют на глубинные неоднородности в Земле [3]. Другие результаты этих исследований по разным причинам не были опубликованы. В настоящей работе мы попытаемся восполнить этот пробел, поставив на первое место обратную задачу: обнаружение среднеглубинных неоднородностей по данным измерений магнитных вариаций. Для этой цели трансформируем метод теллурических токов, в котором вместо вариаций электрического поля будем измерять магнитные компоненты H_x , H_y и H_z . Выгода от такого трансформирования очевидна: отсутствие громоздких электрических диполей неограниченно расширяет географию применения метода и его мобильность, а наличие трех измеряемых пространственных компонент магнитного поля существенно увеличивает информативность при поисках неоднородностей.

Рассмотрим практические примеры обсуждаемого вопроса. На рис. 1 приведены фрагменты профильных измерений по схеме «база» – «поле» для двух различных геолого-географических регионов: Новосибирской области и прибрежного участка Антарктиды [4].

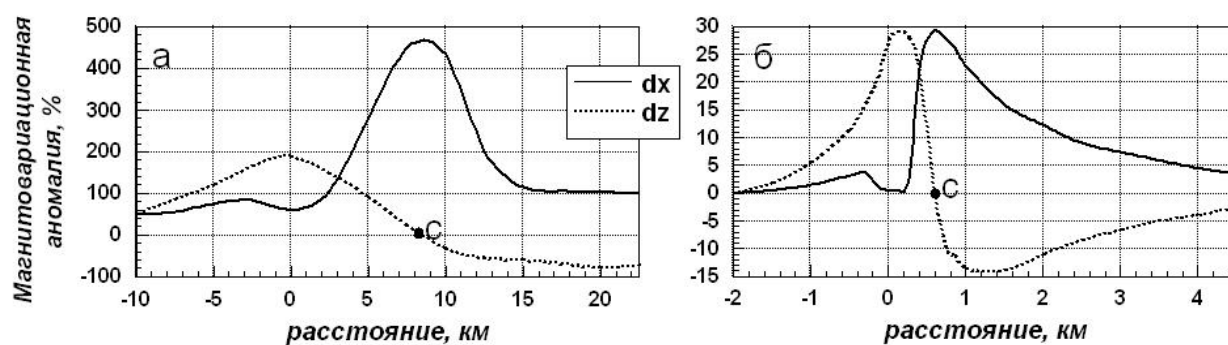


Рис. 1. Сравнение глубинной магнитовариационной аномалии на суше и магнитовариационной аномалии типа «берегового эффекта». с – центр токовой струи. $dx = (H_x(\text{поле}) - H_x(\text{база})) / H_x(\text{база}) \cdot 100\%$, $dz = (H_z(\text{поле}) - H_z(\text{база})) / H_z(\text{база}) \cdot 100\%$. а) На суше (Новосибирская обл.); б) В районе береговой линии (Антарктида)

Источники аномального поведения кривых dx и dz на обоих рисунках также различны. Тем не менее, графики на том и другом рисунках близки по форме. Более того, эти графики подобны стандартным кривым магнитного поля от длинного провода, по которому течет постоянный ток. Следовательно, точки «с» представляют собой центры «токовых струй», образованными неоднородностью в Земле (рис. 1а) и неоднородностью в море за счет скачка проводимости вблизи береговой линии (рис. 1б). Заметим, что «сухопутный вариант» берегового эффекта, зафиксированный нами в Новосибирской области, более чем на порядок превышает по интенсивности «морской вариант». Выявленная неоднородность в Земле может представлять собой либо вытянутую проводящую жилу с поперечным размером согласно графика 1а около 10-15 км, либо разлом в фундаменте на глубине не более 0.5 км, заполненный флюидным веществом высокой проводимости. Истинная природа данной неоднородности может быть раскрыта только бурением скважины. Координаты, где нужно закладывать скважину, четко обозначены кривыми на рис. 1а.

На рис.2 представлены графики, отражающие неоднородности в Земле по трем модификациям магнитотеллурики. Общая длина профиля – 50 км. Среднее расстояние (шаг) между пунктами наблюдения ЕЭМП – около 4.5 км. На рис. 2а видно, что на фоне слабовыраженного влияния неоднородностей имеется одна, очень крупная неоднородность, основные параметры которой рассмотрены выше (рис.1). Дополнительным подтверждением того, что аномалия h_x и h_z вызвана проводящей жилой, вытянутой поперек профиля, (либо разломом в фундаменте того же направления) является горизонтальная компонента h_y , которая по всему профилю практически не изменяется и проходит вблизи единицы, то есть эта компонента не имеет индукционной составляющей магнитного поля. Напротив, аномальная часть горизонтальной компоненты h_x превышает первичную часть магнитного поля в 5 раз (на 400%). Графики рис. 2б, характеризующие изменения продольной проводимости по осям x , y , хотя и отмечают главную неоднородность, но крайне неоднозначно.

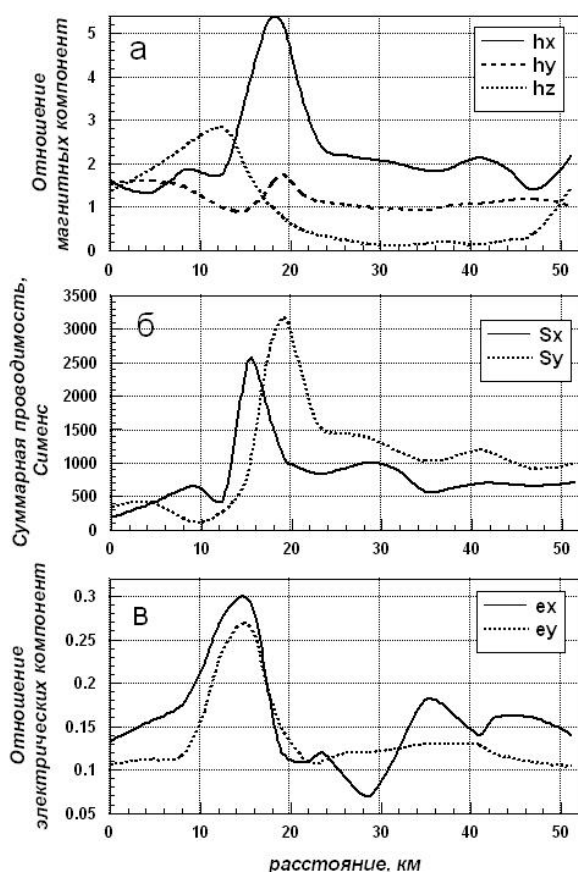


Рис. 2. Профиль Мальчиха-Коноваловка, Новосибирская обл.

а) Графики отношений синхронных магнитных компонент КПК:

$$hx = Hx(\text{поле})/Hx(\text{база}),$$

$$hy = Hy(\text{поле})/Hy(\text{база}),$$

$$hz = Hz(\text{поле})/Hz(\text{база});$$

б) Графики суммарной продольной проводимости по данным МТП:

$$Sx \sim Hx/Ey, Sy \sim Hy/Ex;$$

в) Графики отношений синхронных электрических компонент КПК:

$$ex = Ex(\text{поле})/Ex(\text{база}),$$

$$ey = Ey(\text{поле})/Ey(\text{база})$$

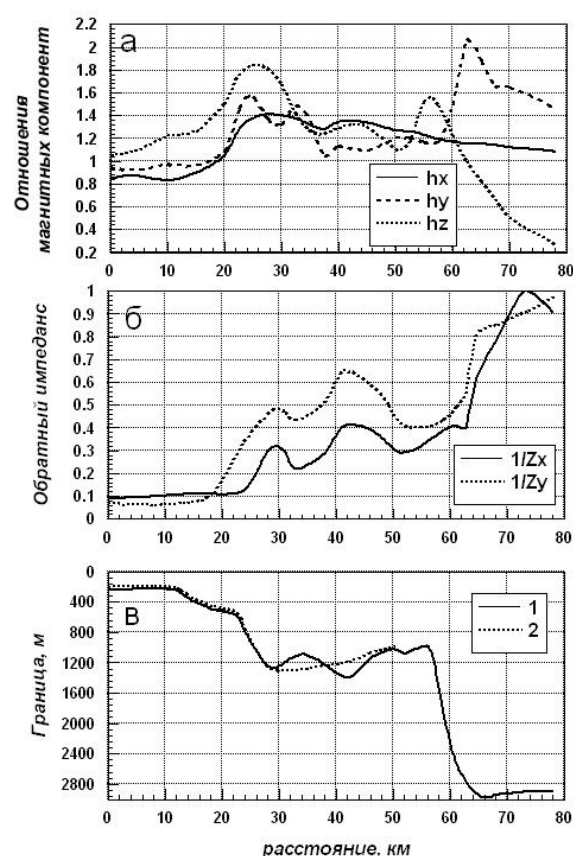


Рис. 3. Профиль Сташково-Черемшанка, Новосибирская обл.

а) Графики отношений синхронных магнитных компонент КПК:

$$hx = Hx(\text{поле})/Hx(\text{база}),$$

$$hy = Hy(\text{поле})/Hy(\text{база}),$$

$$hz = Hz(\text{поле})/Hz(\text{база});$$

б) Графики обратного импеданса:

$$1/Zx = Hx/Ey, 1/Zy = Hy/Ex;$$

в) 1 – геоэлектрический (МТП),
2 – сейсмический (КМПВ) разрез по поверхности опорного горизонта

По сравнению с методом, использующим компоненты H_x , H_y и H_z , метод МТП более громоздкий, так как требует измерения всех составляющих ЕЭМП. Графики на рис. 2в показывают изменения компонент ex , ey , которые при переходе через ось неоднородности испытывают лишь слабые возмущения – около 20% от первичного поля. По сравнению с компонентой hx (рис. 2а) эти возмущения слабее в 20 раз. Этот факт как раз и показывает, что компоненты ex , ey в зоне с большой проводимостью дают искаженные результаты.

На рис.3 приведены результаты измерений h_x , h_y и h_z на профиле меридионального направления длиной 78 км. Здесь имеется много аномалий различной интенсивности. Большинство из них по индуктивной составляющей не превышает 20-30% от величины первичного поля. Имеются две аномалии со 100-процентной индуктивной частью. Природу данных аномалий объясним, обратившись к рис. 3в, где приведен разрез вдоль профиля по опорному горизонту (по поверхности кристаллического фундамента), глубина которого неравномерно увеличивается от 200 м до 3000 м. Разрез до 50 км выполнен сейсмикой (КМПВ). Весь разрез до 78 км снят в 1963 г. методом МТП. На участке до 52 км оба метода дали практически одинаковый результат. Повышенная аномальность магнитных компонент на рис. 3а объясняется двумя резкими погружениями фундамента: между 20 и 30 км, а также между 60 и 70 км профиля. Индуцированная часть магнитного поля возникает за счет того, что электрический ток течет вдоль простирания наклонной поверхности фундамента. Более мелкие аномалии обусловлены неоднородностями в нижележащей толще фундамента. Графики на рис.3б, полученные методом МТП, отражают относительную проводимость осадочной толщи, которая хорошо коррелирует с глубиной погружения фундамента, а одинаковое поведение кривых по направлениям x и y свидетельствует о том, что погружение фундамента в данном районе происходит в северо-западном направлении.

Заключение

Для разведки неоднородностей в Земле как геоморфологического, так и геоэлектрического типа целесообразно использовать магнитовариационный метод по схеме «база» – «поле» с регистрацией трех компонент магнитных вариаций типа КПК. Этот способ превосходит все классические и магнитотеллурические методы электроразведки по целому ряду параметров: информативности, расширенной географии применения, защите от внешних и внутриземных помех, весогабаритным показателям. Рекомендуемые датчики для регистрации вариаций типа КПК – магнитомеханические и феррозондовые преобразователи с порогом чувствительности не выше 0.01 нТ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Методика поисков и разведки нефтегазоносных объектов нетрадиционного типа // Москва: Наука. – 1990. – 240 с.
2. Кротевич Н.Ф. Магнитные микровариационные измерения и аппаратура для магнитотеллурических исследований // Новосибирск: Наука. – 1972. – 256 с.
3. Ваньян Л.Л., Кротевич Н.Ф. Влияние резких геоэлектрических неоднородностей на КПК магнитного поля // Геомагнитные исследования. – 1967. – № 11. С. 19–20.
4. Мансуров С.М. Магнитоионосферные возмущения // Москва: Наука. – 1959. – 185 с.

© Н.Ф. Кротевич, М.Н. Никитенко, 2013

ВОССТАНОВЛЕНИЕ ЗНАЧЕНИЯ МОДУЛЯ ЮНГА ПО ДАННЫМ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В СКВАЖИНАХ С ПОМОЩЬЮ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ

Владимир Анатольевич Киндюк

ИНГГ СО РАН, 630090, г. Новосибирск, пр. академика Коптюга 3, младший научный сотрудник, e-mail: KindyukVA@ipgg.sbras.ru

Андрей Юрьевич Соболев

ИНГГ СО РАН, 630090, г. Новосибирск, пр. академика Коптюга 3, кандидат технических наук, старший научный сотрудник, e-mail: SobolevAY@ipgg.sbras.ru

В статье описан метод оценки значений модуля Юнга по комплексу каротажных исследований в скважине. Используются нейронные сети, обучаемые на интервалах вычисленного значения модуля Юнга E из данных акустического каротажа. Описанный подход позволяет определить значение модуля Юнга в скважинах, где отсутствуют данные акустического каротажа. Подготовка входных данных состоит в увязке и нормировке каротажных кривых. Определенные значения модуля Юнга планируется использовать в гидродинамической модели околоскважинного пространства с учетом геомеханических аспектов.

Ключевые слова: свойства геомеханической модели, искусственная нейронная сеть.

PREDICTION OF YOUNG'S MODULUS FROM GEOPHYSICAL LOGS USING NEURAL NETWORKS

Vladimir A. Kindyuk

A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, 3 Koptuga, Novosibirsk, 630090, Research Fellow, e-mail: KindyukVA@ipgg.sbras.ru

Andrey Y. Sobolev

A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, 3 Koptuga, Novosibirsk, 630090, Senior Research Scientist, Candidate of Technical Sciences, e-mail: SobolevAY@ipgg.nsc.ru

This paper describes the method for prediction of the Young's modulus from geophysical logs. Method uses artificial neural networks trained on data with values of Young's modulus calculated from acoustic logging data. Preparation of the input data consists of normalization and linking the data. The obtained values of Young's modulus will be used for hydrodynamic modeling of near-well space with the geomechanical aspects, including wells where acoustic logging data were not available.

Key words: geomechanical model parameters, artificial neural networks.

В статье описывается метод определения значений модуля Юнга по результатам геофизических исследований в скважине при отсутствии данных широкополосного акустического каротажа. Предполагается наличие данных широкополосного акустического и гамма-плотностного каротажей в соседних скважинах.

В рамках разрабатываемой в настоящее время гидродинамической модели околоскважинного пространства с учетом геомеханических аспектов [1] требуется определение ряда геомеханических свойств пород, являющимися параметрами модели. Одним из параметров модели является модуль Юнга, который, по мнению авторов, линейно связан с пределом прочности породы на сжатие. После разделения терригенных отложений по типам породы, можно для каждого типа определить коэффициент линейной связи, и тем самым для каждого типа породы оценивать предел прочности по значению модулю Юнга. Предел прочности является ещё одним входным параметром гидродинамической модели.

Актуальность определения предела прочности продиктована современным требованием к разработке и интенсификации добычи полезных ископаемых. После вскрытия коллектора во время бурения происходит изменение поля напряжений, а предел прочности определяет, каким образом изменяются фильтрационные свойства породы.

Расчет модуля Юнга E производился по следующей формуле

$$E = \rho v_s^2 \left(2 + \frac{v_p^2 - 2v_s^2}{v_p^2 - v_s^2} \right), \quad (1)$$

где ρ – плотность в $[\text{кг/м}^3]$; скорости поперечной v_s и продольной v_p волн рассчитываемые из каротажных данных интервальных времен DT [сек/м] по формулам: $v_s = 10^6 / DTS$ и $v_p = 10^6 / DTP$.

В проверочной скважине имеется набор керновых измерений (рис. 1, 2).

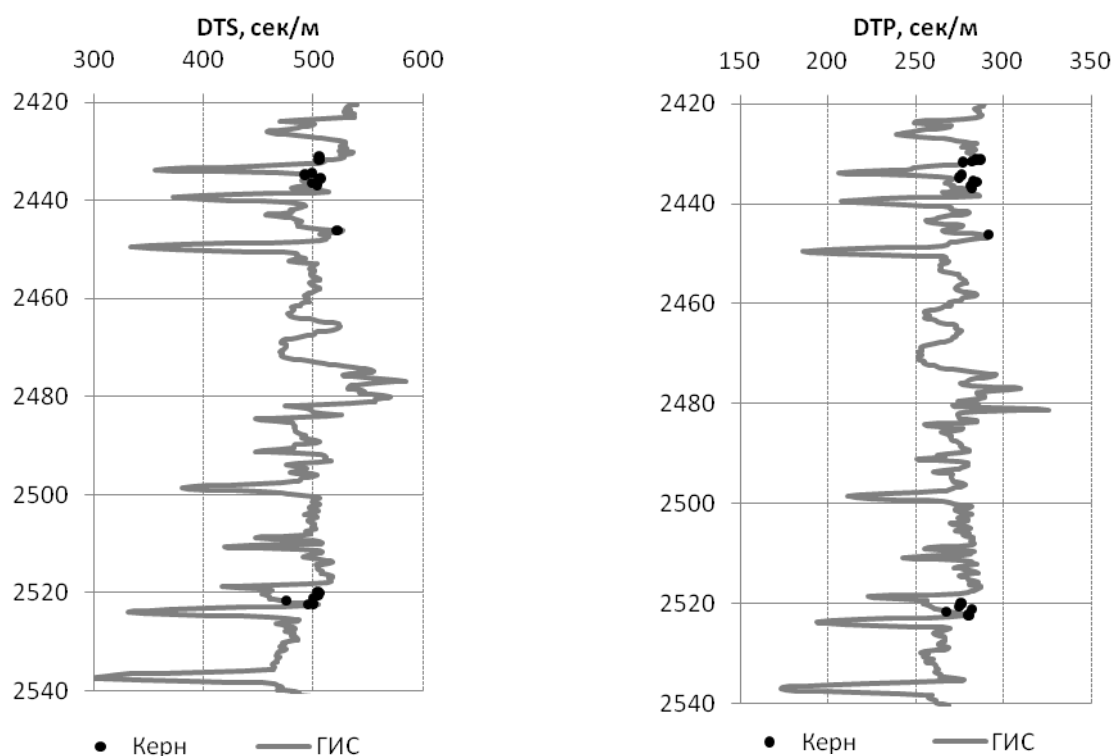


Рис. 1. Сравнение результата лабораторных измерений

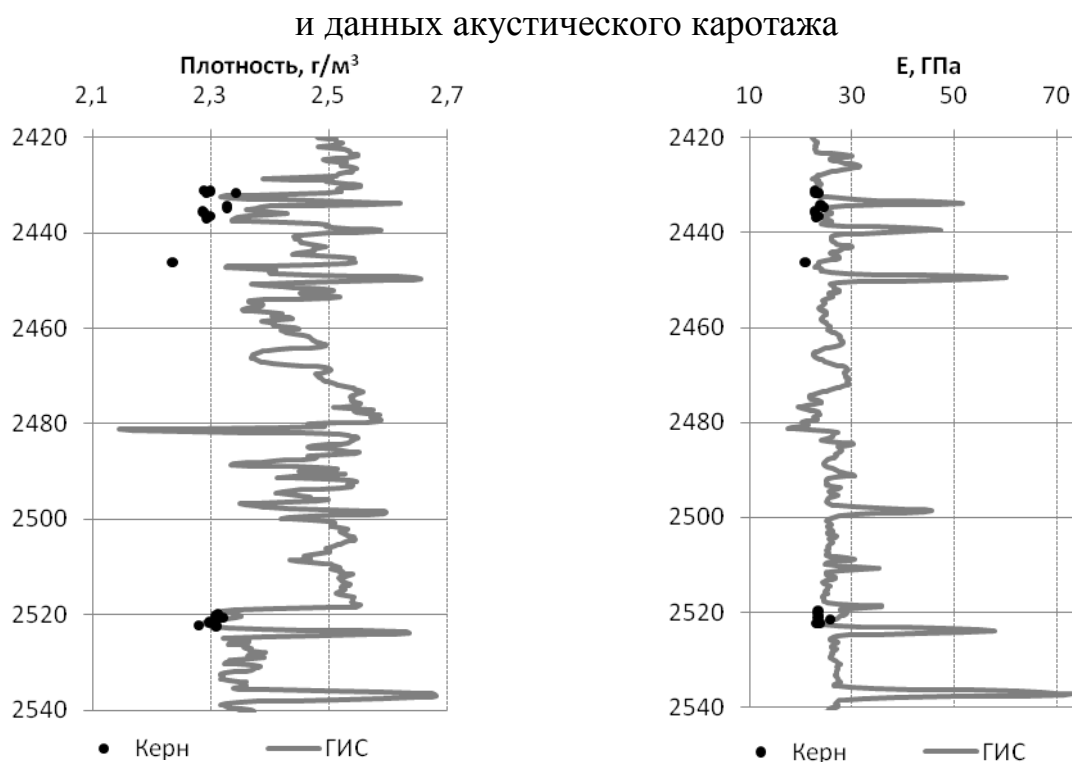


Рис. 2. Сравнение результата лабораторных измерений и рассчитанных по данным ГИС

Для скважин с небогатым набором геофизических исследований предлагается использовать нейронные сети, обучаемые на основных методах геофизических исследований. Нейронные сети нашли довольно широкое применение в нефтяной промышленности [2]. Схематически организация работы нейронной сети показан на рис. 3. Программа обработки данных реализована на языке Python с использованием свободно распространяемой библиотеки алгоритмов машинного обучения PyBrain [3], в нашем случае использовалась сеть с одним скрытым слоем.

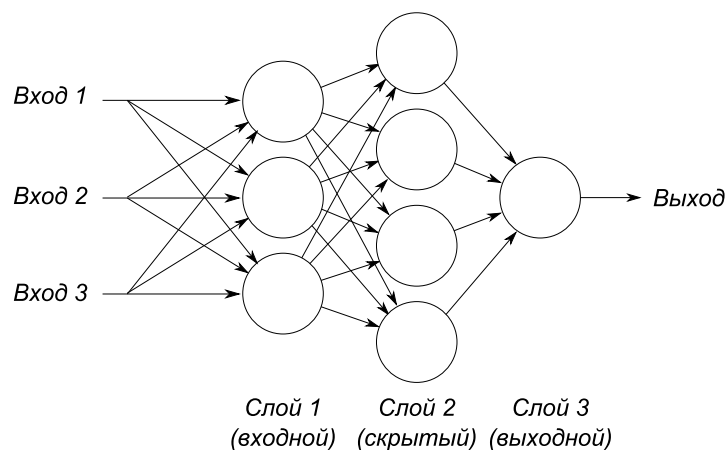


Рис.3. Схема работы нейронной сети

На вход нейронной сети подавались следующие геофизические измерения:

- Гамма-каротаж (ГК), нормированный
- Потенциал самополяризации (ПС), нормированный
- Пористость, определенная по гамма плотностному каротажу
- Кривая кажущегося сопротивления двух метрового зонда ВИКИЗ.

На рис. 4 показан пример восстановления модуля Юнга, слева для скважины, в которой нейронная сеть проходила обучение, а справа для проверочной скважины. Для данных скважин выбран один стратиграфический горизонт.

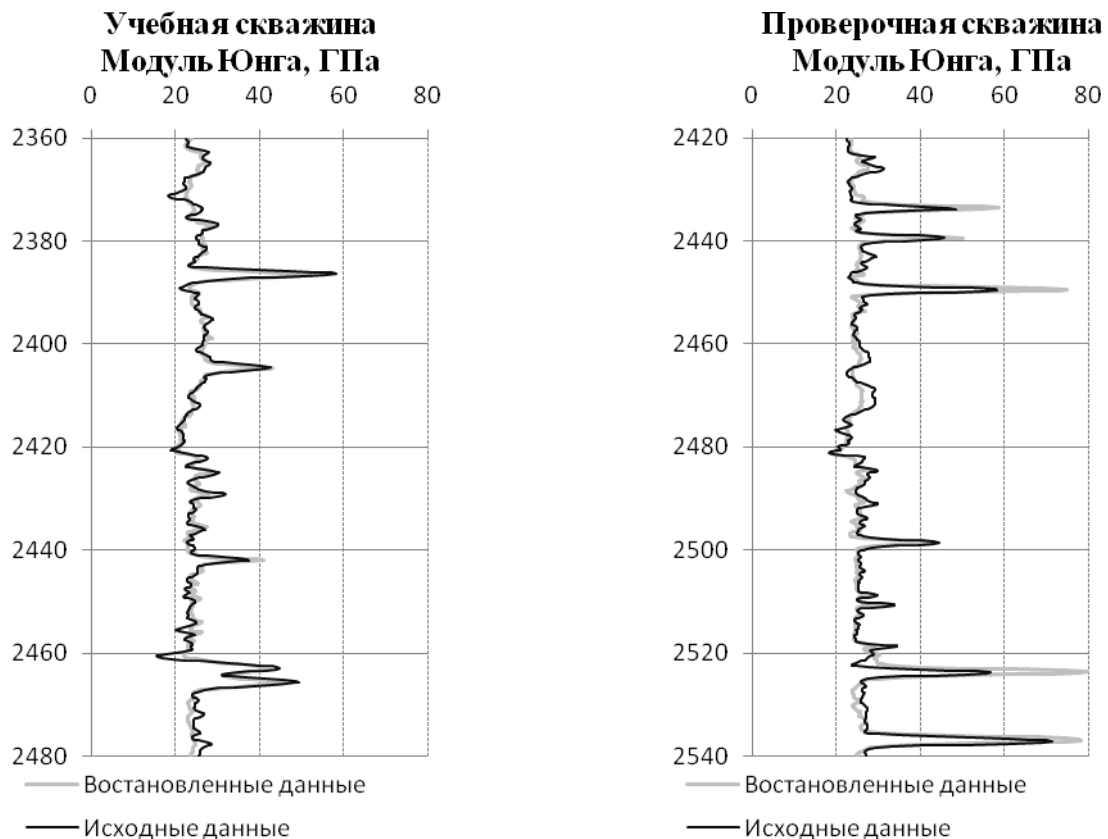


Рис. 4. Сравнение значения модуля Юнга, определенного по нейронной сети, и практического. Слева - сравнение для фрагмента учебной скважины, и справа - проверочной скважины (не участвовавшей в обучении)

Обученная сеть определяет модуль Юнга в учебной скважине с коэффициентом корреляции 0.94. На рис. 5, слева, показан кросс-плот для этого случая. При определении модуля Юнга в тестовой скважине, где сеть не проходила обучение, коэффициент корреляции снизился незначительно и составил 0.93 на приведенном фрагменте. На рис. 5, справа, показан кросс-плот сравнения качества определения E . Такой результат говорит о достоверности полученных результатов и о перспективности применяемого подхода.

Наличие всего нескольких интервалов расхождения значения модуля Юнга, видимо, связано с особенностями структуры данных интервалов, а неточное определение в плотных прослоях - с увеличением ошибки определения пористости.

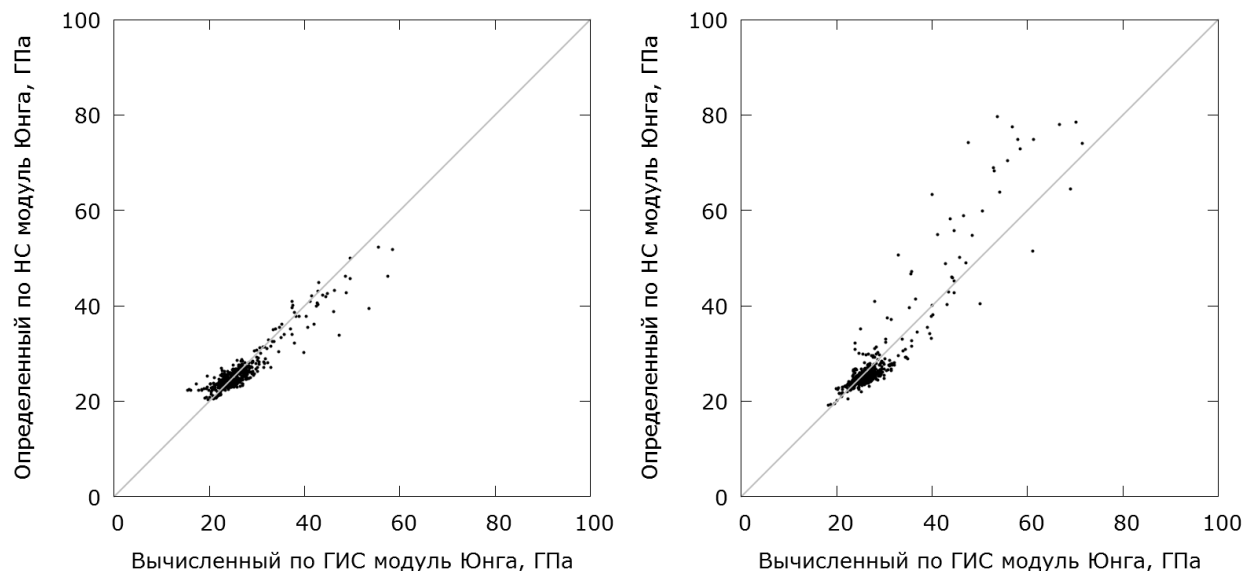


Рис. 5. Кросс-плот вычисленных и определенных из нейронной сети значений модуля Юнга в учебной (слева) и тестовой (справа) скважинах

Выводы.

В целом определение модуля Юнга происходит успешно на всем целевом интервале. Таким образом, предложенный метод позволяет с хорошей точностью восстанавливать модуль Юнга в коллекторах с минимальным набором данных ГИС. В дальнейшем предполагается классифицировать группы по условиям осадконакопления, что позволит более эффективно восстанавливать значения модуля Юнга, а значит, и предела прочности на сдвиг.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Назарова Л.А., Назаров Л.А., Ельцов И.Н., Киндюк В.А. Некоторые геомеханические аспекты бурения глубоких скважин в массиве горных пород // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. — Новосибирск: СОРАН, 2010. — №6. — С. 3-10.
2. Paulson M., Ressler J., Morgan K., Baxter C. Prediction of sediment undrained shear strength from geophysical logs using neural networks // OTC. — Texas, 2006. — P. 1-5.
3. Tom Schaul, Justin Bayer, Daan Wierstra, Sun Yi, Martin Felder, Frank Sehnke, Thomas Rückstieß, Jürgen Schmidhuber. PyBrain // Journal of Machine Learning Research. — 2010. — №11. — P. 743-746.

© В.А. Киндюк, А.Ю. Соболев, 2013

УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИКИ ИЗМЕРЕНИЯ МАГНИТОЙ ВЯЗКОСТИ ВО ВРЕМЕННОЙ ОБЛАСТИ ЛАБОРАТОРНОЙ ИНДУКЦИОННОЙ УСТАНОВКОЙ

Ярослав Константинович Камнев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Коптюга, 3, аспирант, тел. (383)330-79-08, e-mail: KamnevYK@ipgg.nsc.ru

Николай Олегович Кожевников

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Коптюга, 3, д.г.-м.н., профессор, главный научный сотрудник, тел. (383)333-28-16, e-mail: Kozhevnikov-NO@ipgg.nsc.ru

Сергей Михайлович Стефаненко

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Коптюга, 3, ведущий инженер, тел. (383)330-79-08, e-mail: StefanenkoSM@ipgg.nsc.ru

В статье приведены результаты измерений переходных характеристик магнитовязких образцов.

Ключевые слова: переходные процессы, магнитная вязкость, суперпарамагнетизм.

IMPROVEMENT METHOD TIME-DOMAIN MAGNETIC VISCOSITY MEASUREMENTS WITH LABORATORY INDUCTIVE SYSTEM

Yaroslav K. Kamnev

A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 690090, Russia, Novosibirsk, 3 Prosp. Koptuyuga, Ph.D. student, tel. (383)330-79-08, e-mail: KamnevYK@ipgg.nsc.ru

Nikolai O. Kozhevnikov

Dr. Sci. (Geol.–Min.), Prof., A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 690090, Russia, Novosibirsk, 3 Prosp. Koptuyuga, general researcher, tel. (383)333-28-16, e-mail: Kozhevnikov-NO@ipgg.nsc.ru

Sergey M. Stefanenko

A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 690090, Russia, Novosibirsk, 3 Prosp. Koptuyuga, leading engineer, tel. (383)330-79-08, e-mail: StefanenkoSM@ipgg.nsc.ru

The paper discusses inductive transient response, measured on magnetically viscous samples.

Key words: transient response, magnetic viscosity, superparamagnetism.

Магнитное последствие, или магнитная вязкость, может быть проявлением нескольких физических процессов. В данной статье рассматриваются эффекты магнитной вязкости, связанные с релаксацией намагниченности однодоменных частиц ферромагнитных минералов. Если однодоменная частица мала,

или температура велика, её магнитный момент испытывает тепловые флуктуации. Под действием внешнего магнитного поля частицы пытаются выстроиться по его направлению. После выключения магнитного поля в результате тепловых флуктуаций приобретённая намагниченность J спадает по экспоненциальному закону: $J(t) = J_0 \exp(-t/\tau)$. Здесь J_0 – намагниченность в момент выключения внешнего поля, t – время после выключения поля, τ – постоянная времени релаксации намагниченности: $\tau = \tau_0 \exp(KV/kT)$, где K – постоянная магнитной анизотропии, V – объем частицы, T – температура, k – постоянная Больцмана, $\tau_0 = 10^{-9}$ с.

Обычно, в геологических средах присутствуют однодоменные частицы разного размера, поэтому их намагничивание характеризуется спектром времен релаксации. Во многих случаях можно принять, что логарифмы времен релаксации распределены равномерно. Для такого распределения намагниченность ансамбля частиц при ступенчатом изменении магнитного поля изменяется пропорционально логарифму времени [Кожевников и др., 2012].

В геофизике магнитная вязкость рассматривается преимущественно как помеха, осложняющая измерения. Так, в палеомагнетизме выявление и устранение вязкой намагниченности является важной частью исследований. После появления в начале восьмидесятых годов прошлого столетия высокочувствительной аппаратуры для работ методом переходных процессов (МПП) эффекты магнитной вязкости отмечаются и в электроразведке. И здесь магнитную вязкость рассматривают как нежелательный фактор, препятствующий интерпретации данных МПП в терминах электропроводности. С другой стороны, в последние 10 – 15 лет появились работы, где показано, что изучение магнитной вязкости геологических сред, в том числе в условиях их естественного залегания, может найти применение при решении разнообразных геологических задач. В этой связи исследования, ориентированные на изучение магнитной вязкости, представляются перспективными.

Целью исследований является совершенствование методики измерения магнитной вязкости во временной области. В настоящее время измерения проводятся преимущественно в частотной области, однако при работе во временной области есть преимущества (нечувствительность к постоянной компоненте магнитной восприимчивости, широкий частотный диапазон измерений и др.). Поэтому, методика измерений во временной области стала бы полезным инструментом при исследовании магнитной вязкости.

Ранее на основе полевой станции для зондирования методом переходных процессов FastSnap была разработана лабораторная установка для изучения магнитной вязкости во временной области. Метод переходных процессов основан на изучении магнитного поля затухающих в среде вихревых токов, устанавливающихся после выключения тока в источнике. Для возбуждения и регистрации переходных процессов в полевых условиях используются горизонтальные незаземлённые петли. При исследовании среды с высоким содержанием суперпарамагнитных частиц релаксация их намагниченности создаёт перемен-

ный магнитный поток через приёмную петлю и индуцирует в ней ЭДС. Для исследований в лаборатории используются генераторные и измерительные катушки. Лабораторная установка и методика измерений подробно описаны в [Камнев и др., 2012]. В качестве материала для исследований использовались образцы древнего металлургического горна, а так же синтетические образцы магнитовязкой почвы.

При работе с упомянутой установкой выявились некоторые проблемы. Как выяснилось, необходимая чувствительность измерений достигалась при использовании цилиндрических образцов большого объема (диаметр 63мм, высота 30мм). При использовании образцов в виде кубика с ребром 2см погрешность измерений оказалась слишком значительной для уверенного измерения эффектов магнитной вязкости (особенно для образцов с низким содержанием суперпарамагнитных частиц). Напомним, что кубические образцы такого размера являются стандартными в палеомагнитных и петромагнитных исследованиях, в том числе, при изучении магнитной вязкости в частотной области. Кроме этого, большое количество образцов кубической формы содержатся в коллекции палеомагнитного центра ИНГГ СО РАН.

Для повышения чувствительности индукционной системы авторами разработана специальная система катушек. В качестве приёмной используется катушка кубической формы с ребром 2 см, плотно облегающая образец. Генераторная катушка цилиндрической формы диаметром 6,3 см располагается вокруг приёмной и не соприкасается с ней. Причины, по которым генераторная катушка разнесена от приёмной, заключаются в следующем. Во-первых, вязкая намагниченность сильно зависит от температуры, и нагревание образца от генераторной обмотки во время измерений приводит к дрейфу показаний прибора. Во-вторых, система с разнесенными генераторной и приёмной катушками в отличие от той, где катушки располагаются рядом, характеризуется меньшими амплитудой и длительностью собственного переходного процесса. Качество измерений удалось улучшить также благодаря шунтированию генераторной катушки переменным сопротивлением R . Измерения на ранних временах выполняются при $R=1\text{ кОм}$, что обеспечивает малую длительность собственного переходного процесса катушек. На поздних временах, когда необходимо измерять сигналы низкого уровня, $R=100\text{ Ом}$. Это позволяет подавить шумы, однако приводит к затягиванию собственной переходной характеристики катушек. Поэтому измерения выполняются дважды: сначала с пустыми катушками, что дает их собственную переходную характеристику, а затем с катушками, в которые помещен образец, в результате чего измеряется суммарная переходная характеристика. Затем находится разность между суммарной и собственной переходными характеристиками, таким образом получается свободная от искажений переходная характеристика, отражающая эффекты магнитной вязкости.

В общем случае ЭДС $e(t)$, индуцируемая в приемной катушке за счет релаксации намагниченности образца и нормированная на ток I в генераторной катушке, записывается в виде [Кожевников и др., 2012]: $e(t)/I=A\cdot t^{-x}$, где A – ам-

плитуда переходной характеристики, x – показатель степени, определяющий скорость убывания переходного процесса (обычно $x \approx 1$). Благодаря такой конструкции катушек и новым методическим приемам удалось во временном диапазоне 1 – 10 мс более чем на порядок повысить точность измерения амплитуды A на кубических образцах. Рис. 1 иллюстрирует типичные результаты измерений индукционной переходной характеристики слабомагнитного (в том, что касается проявлений магнитной вязкости) образца. Как нетрудно видеть, суммарный сигнал лишь в несколько раз превышает собственную переходную характеристику катушек. После вычитания собственной переходной характеристики из суммарной полезный сигнал может быть представлен в виде: $e(t)/I = 3,5 t^{-1,09}$. Таким образом, параметр x практически не отличается от единицы. Это свидетельствует о том, что переходная характеристика связана с релаксацией намагниченности суперпарамагнитных частиц. Отметим, что при работе с предыдущей системой переходные процессы с амплитудой A менее 5 – 10 мкВ/А были сильно зашумлены, и их не удавалось аппроксимировать степенной функцией. Новые катушки и методика измерений позволяют изучать переходные характеристики с амплитудой $A \geq 0,5$ мкВ/А. В описываемой версии катушечной системы не предусмотрена жесткая фиксация приемной катушки внутри генераторной. Это приводит к некоторому дрейфу показаний, что препятствует оценке погрешностей при изучении слабомагнитных образцов. Поэтому, при доработке системы необходимо обеспечить жесткую фиксацию приемной катушки по отношению к генераторной, а также образца по отношению к приемной катушке.

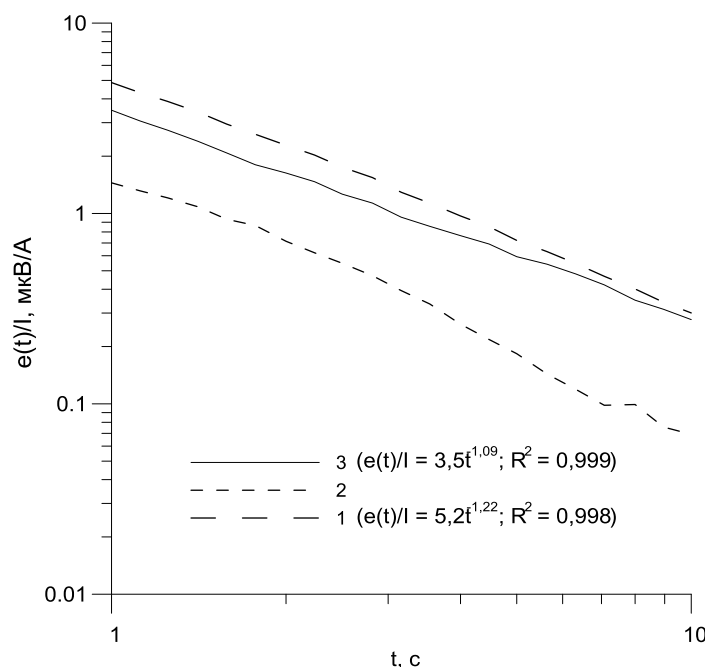


Рис. 1. Типичные результаты измерения индукционной переходной характеристики. 1 – суммарная переходная характеристика; 2 – собственный переходный процесс измерительной системы; 3 – переходный процесс образца

Благодаря использованию шунта с сопротивлением 1кОм и уменьшению силы тока в генераторной обмотке длительность собственного переходного процесса измерительной системы удалось сократить до 50 – 80 мкс. Это позволило измерить переходные характеристики образцов с высокой магнитной восприимчивостью ($\kappa \approx 4 \times 10^{-2}$ ед. СИ) в диапазоне времён 0,1 – 10 мс. При анализе результатов измерений диапазон времен регистрации переходных характеристик был разделен на три интервала (рис. 2). В пределах каждого интервала для аппроксимации переходного процесса использовались разные значения параметров A и x . При работе с предыдущей версией системы, когда измерения осуществлялись в диапазоне 1 – 10 мс., изменения параметров A и x были незначительны, и считалось что они связаны с погрешностями измерений. Однако, измерения на ранних (0,1-1 мс) временах новыми катушками показали, что изменения параметров A и x в связаны не с погрешностью измерений, а являются характеристикой изучаемого образца. Среднеквадратичное отклонение при измерениях на ранних временах составляет от 1 до 5%, что намного меньше различия параметров A и x в зависимости от временного интервала аппроксимации. В настоящее время невозможно однозначно ответить на вопрос, с чем связаны трудности аппроксимации всей переходной характеристики единой степенной зависимостью. Можно лишь предположить, что распределение времен релаксации частиц, которые вносят основной вклад в релаксацию намагниченности на ранних временах, отличается от общепринятой модели, согласно которой логарифмы времен релаксации распределены равномерно [Кожевников и др., 2012]. Подтверждение этой гипотезы означало бы, что индукционные измерения магнитной вязкости во временной области могут быть использованы для оценки распределения суперпарамагнитных частиц по размерам, т.е. для решения задач магнитной гранулометрии.

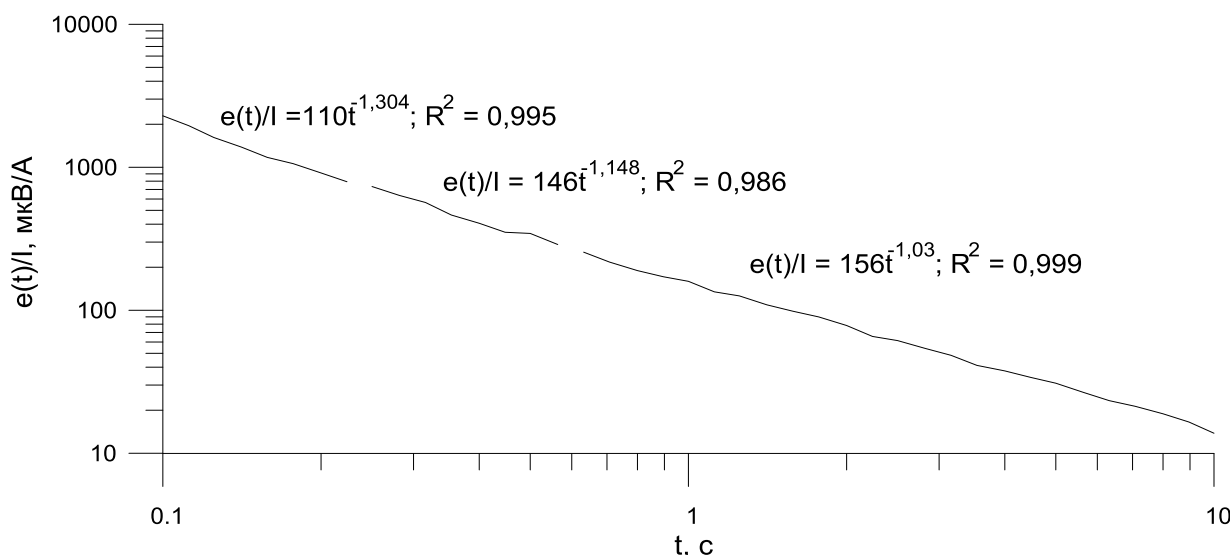


Рис. 2. Переходная характеристика сильно магнитного образца разделённая на три временных интервала. Для каждого участка переходной характеристики приведена аппроксимирующая степенная функция, и величина достоверности аппроксимации R^2

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Камнев Я.К., Кожевников Н.О., Матасова Г.Г. Измерение магнитной вязкости во временной области лабораторной индукционной установкой // Интерэкспо ГЕО-Сибирь 2012. VIII Междунар. Научн. конгр., 10 – 20 апреля 2012 г., Новосибирск: VIII Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых»: сб. материалов в 2т. Т.1. – Новосибирск: СГГА, 2012. – С. 38 – 42.
2. Кожевников Н.О., Антонов Е.Ю., Матасова Г.Г., Камнев Я.К. Метод переходных процессов при изучении геологических сред с магнитной вязкостью // Геофизический журнал, №4, Т.34, 2012, с. 137 – 149.

© Я.К. Камнев, Н.О. Кожевников, С.М. Стефаненко, 2013

УСТРОЙСТВО ДЛЯ ОПЕРАТИВНОГО ТЕМПЕРАТУРНОГО МОНИТОРИНГА

Сергей Алексеевич Казанцев

ФГБУН Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, старший научный сотрудник, к.т.н., тел. (383)-330-25-91, e-mail: KazantsevSA@ipgg.sbras.ru

Михаил Евгеньевич Пермяков

ФГБУН Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, научный сотрудник, к.т.н., тел. (383)-330-25-91, e-mail: PermyakovME @ipgg.sbras.ru

Альберт Дмитриевич Дучков

ФГБУН Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, главный научный сотрудник, д.г.-м.н., тел. (383)-330-25-91, e-mail: DuchkovAD@ipgg.sbras.ru

В докладе обсуждается новое устройство для длительного мониторинга температуры геологических и технических объектов. Устройство выполняет измерения, хранение и передачу данных по каналу сотовой связи. Приведены первые результаты мониторинга температуры в одной из скважин обсерватории «Ключи».

Ключевые слова: мониторинг температуры, датчики температуры, автономные измерители температуры, природа вариаций температуры

A DEVICE FOR REAL-TIME TEMPERATURE MONITORING

Sergey A. Kazantsev

Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, prospect akad. Koptug, 3, Senior research scientist, Candidate of science, tel. (383)330-25-91, e-mail: KazantsevSA@ipgg.sbras.ru

Mikhail E. Permyakov

Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, prospect akad. Koptug, 3, Research officer, Candidate of science, tel. (383)330-25-91, e-mail: PermyakovME@ipgg.sbras.ru

Albert D. Duchkov

Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, prospect akad. Koptug, 3, Principal research scientist, Doctor of sci. (geophysics), tel. (383)330-25-91, e-mail: DuchkovAD@ipgg.sbras.ru

A new device for long-term temperature monitoring of geological and technical objects is discussed. The device allows to perform the measurement, storage and data transfer over the cellular network. The first results of the temperature monitoring in the observatory “Klyuchi” borehole are presented.

Key words: temperature monitoring in boreholes, temperature sensors, autonomous temperature gauges, temperature variations and their causes.

Современный уровень проведения мониторинга геофизических полей, выполняемого с различными целями, в том числе для изучения и контроля развития геодинамических процессов, требует обеспечения надежной регистрации, хранения и оперативной передачи данных наблюдений по каналам GPRS (General Packet Radio Service- пакетная радиосвязь общего пользования)

Актуальность разработки и изготовления автоматизированного устройства сбора и передачи геофизической информации обусловлена наличием у ИНГГ СО РАН на территории Сибири ряда геодинамических полигонов, стационаров и обсерваторий, непрерывно регистрируемая информация с которых, должна оперативно поступать в институт для ее обработки и анализа .

Автоматизированная «Станция оперативного температурного мониторинга» (далее СТАНЦИЯ) является логическим продолжением устройства АИТ (Автономный Измеритель Температуры) ранее разработанного в Институте [1] и обеспечивает работу как в полностью автономном режиме с накоплением данных, так и в полуавтономном режиме, предоставляющем пользователю возможность получения данных в реальном масштабе времени и полного контроля удаленной станции по каналу GPRS в зоне покрытия сотовой связи на институтский интернет-сервер, WEB-страницу, откуда имеется возможность, как оперативно визуализировать полученные данные, так и выгружать их для последующей обработки и анализа в табличном формате.

Конструктивно СТАНЦИЯ реализована в виде нескольких функциональных блоков. Основой разработки является Универсальная Цифровая Платформа (УЦП). Уже на этапе разработки УЦП в неё закладывалась возможность расширения для работы в комплексе со всевозможными надстраиваемыми устройствами и большинством цифровых датчиков, в том числе и температурных. Для этой цели в УЦП предусмотрены следующие возможности подключения:

- разъем для подключения платы АЦП;
- разъем подключения цифровых датчиков температуры с интерфейсом 1-Wire;
- разъем подключения цифровых датчиков с интерфейсом I2C;
- разъем подключения дополнительного оборудования с интерфейсами RS232, RS485, RS422, SPI (например: клавиатуры и ЖК-индикатора);
- разъем подключения GSM модема;
- USB разъем для связи с компьютером.

Логику работы Платформы реализует микропроцессор STM32L151R, который управляет режимами работы СТАНЦИИ, первичной обработкой данных, записи их в память, передачей по каналам связи USB или GPRS. Микропроцессор имеет встроенные часы реального времени для временной привязки измерений и задания интервалов работы СТАНЦИИ. Таким образом, СТАНЦИЯ способна осуществлять сбор, хранение и передачу температурной информации.

На рис. 1 представлена функциональная схема СТАНЦИИ с возможными подключениями различных типов датчиков.

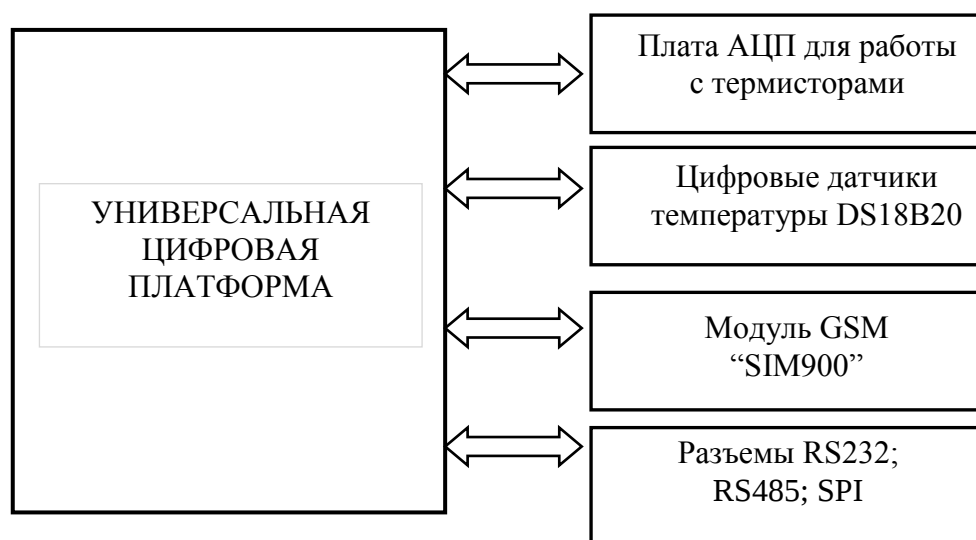


Рис. 1. Блок-схема Станции оперативного температурного мониторинга

Описываемый здесь вариант СТАНЦИИ предназначен для мониторинга прецизионных измерений температуры датчиками, расположенными на разной глубине в скважине или размещенными в пределах иного пространственного объекта. При работе с резистивными датчиками температуры (металлическими или полупроводниковыми терморезисторами) к УЦП подключается плата, преобразующая аналоговую информацию с датчиков температуры в цифровую. Микропроцессор цифровой платформы управляет её работой: установкой параметров АЦП, очередностью подключения аналоговых датчиков.

Аналоговая плата содержит 24-х разрядный аналого-цифровой преобразователь (АЦП) ADS1243, обеспечивающий выходной цифровой код в зависимости от установки режима в 16 или 24 разряда. АЦП со встроенными регулируемым усилителем, цифровым фильтром, устройством автокалибровки, работает по принципу дельта-сигма модуляции и обеспечивает оцифровку и хранение входной информации для дальнейшей первичной обработки.

Полупроводниковые температурные датчики подключаются к АЦП через спаренный 8-ми канальный коммутатор. Для контроля температуры самой аналоговой платы на неё установлен цифровой температурный датчик ADT75.

Для передачи данных на удаленный сервер к Платформе присоединяется GPRS-модем типа SIM900. Для резервного хранения всех полученных данных в устройство УЦП заложена микросхема энергонезависимой флэш-памяти или карта памяти микро-SD объемом до 16 Гбайт.

С февраля 2013 г. СТАНЦИЯ используется для мониторинга температуры (Т) в скв. №3 обсерватории «Ключи». Эта скважина глубиной около 100 м пробурена в нескольких метрах от торца капитального обогреваемого здания. Для характеристики теплового режима пород в скв. № 3 был дважды (в апреле и июле 2012 г.) проведен температурный каротаж. Полученные практически одинаковые термограммы приведены на рис. 2. Они имеют необычный вид: в верх-

ней части разреза (до 60-70 м) выявлено уменьшение температуры пород от 10 до 60-70 м. Аномальный характер этого распределения T еще более подчеркивается при сравнении с термограммой по скв. 1 (рис. 2). Сква. №1 расположена также на территории обсерватории, но удалена от капитальных строений. Рост температуры по этой скважине начинается примерно с 15 м, что характерно для данных геологических и климатических условий. Сопоставление термограмм свидетельствует о том, что верхний слой пород в месте бурения скв. №3 аномально прогрет. Причиной этого, несомненно, является отопляющее влияние здания, построенного в 1970-1980 гг., и скапливающегося зимой вблизи здания снежного покрова.

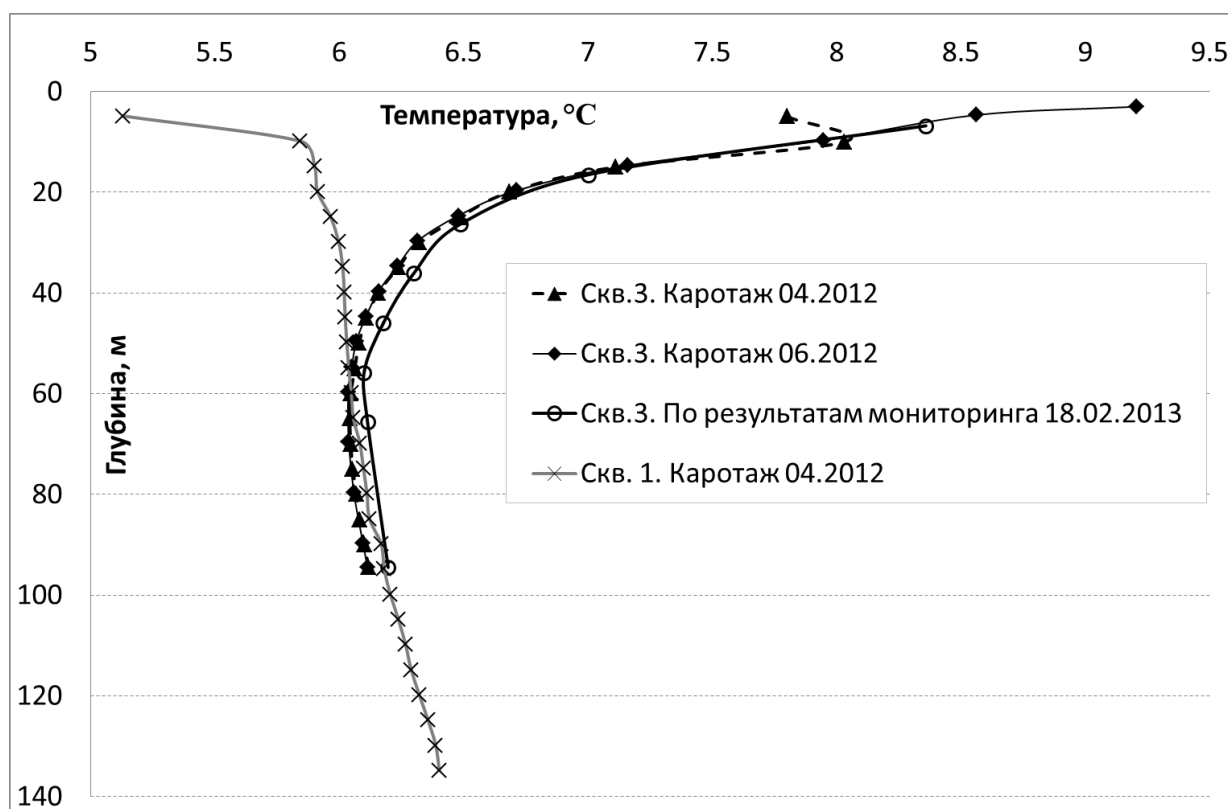


Рис. 3. Результаты температурных наблюдений в скважинах обсерватории «Ключи»

Организованный в скв. №3 мониторинг температуры преследует несколько целей: 1) выявление возможных вариаций температурного поля в стабильном регионе, 2) изучение параметров (амплитуды, длительности) свободной температурной конвекции в стволе скважины и 3) обеспечение необходимой контрольной информации для оценки возможностей волоконно-оптической системы мониторинга T , которая также размещена в скв. №3.

Регулярные измерения температуры в скв. №3 начались 05.02.2013 г. Датчики, термисторы типа ММТ-4 с номинальным сопротивлением 10 кОм, смонтированы в косу и помещены в скважину на глубинах 7, 17, 27, 36, 46, 56, 66 и

95 м. Интервал измерений – 1 час. За время мониторинга отмечены заметные изменения T (уменьшение на $0,2^{\circ}\text{C}$) только на глубине 7 м. Температура нижних датчиков остается постоянной. Для характеристики степени достоверности мониторинга на рис. 2 представлена термограмма, построенная по показаниям датчиков термокосы 13.02.2013. Сравнение с каротажными измерениями показывает, что «мониторинговая» термограмма хорошо соответствует данным каротажа. Различие порядка $0,07\text{--}0,08^{\circ}\text{C}$ связано, скорее всего, с инструментальными погрешностями (например, ошибками градуирования термодатчиков) и не имеет принципиального значения для осуществления мониторинга.

Исследования проводились при поддержке Программы фундаментальных исследований, выполняемых совместно организациями УрО и СО РАН: проект «Теоретические и экспериментальные исследования температурных вариаций в геологической среде, связанных с геодинамическим режимом земной коры, климатическими изменениями и техногенными воздействиями» (СО РАН - №45, УрО РАН - №12-С-5-1023).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Казанцев С.А., Дучков А.Д. Аппаратура для мониторинга температуры и измерения теплофизических свойств мерзлых и талых пород // Международная конференция «Криогенные ресурсы полярных и горных регионов. Состояние и перспективы инженерного мерзловедения». - Тюмень: ИКЗ СО РАН.- 2008.- С. 236-239.

© С.А. Казанцев, М.Е. Пермяков, А.Д. Дучков, 2013

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТОДА ЗОНДИРОВАНИЯ ВЕРТИКАЛЬНЫМИ ТОКАМИ НА НЕФТЯНЫХ И РУДНЫХ ОБЪЕКТАХ

Аркадий Владимирович Злобинский

“Научно-техническая компания ЗаВеТ-ГЕО”, 630102, Россия, г. Новосибирск, ул. Восход, 26/1, оф. 56, к.т.н., генеральный директор, тел. (903)935-22-87, e-mail: zlobinskyav@newmail.ru

Владимир Сергеевич Могилатов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, ФГБУН, 630090, Россия, г. Новосибирск, просп. Коптюга, 3, д.т.н., профессор кафедры геофизики НГУ, главный научный сотрудник лаборатории геоэлектрики, тел. (913)912-43-36, e-mail: mvecs@yandex.ru

Борис Петрович Балашов

“Научно-техническая компания ЗаВеТ-ГЕО”, 630102, Россия, г. Новосибирск, ул. Восход, 26/1, оф. 56, д.т.н., начальник отдела НИОКР, тел. (962)828-37-29, e-mail: boris@geozvt.ru

В докладе обсуждается опыт применения площадной импульсной электроразведки с фиксированным источником электромагнитного поля – круговым электрическим диполем для оконтуривания границ нефтяных залежей и изучения рудных объектов. В работах на нефтяных объектах в пределах нефтяного поля регистрируются положительные значения сигнала. В работах на рудных объектах площадной сигнал ЗВТ-М хорошо описывается влиянием локального проводника. Имеющиеся у нас средства трехмерного (по проводимости) моделирования позволяют качественно и количественно объяснить результаты измерений.

Ключевые слова: переходные процессы, электроразведка, поиски нефтяных месторождений, поиски руды.

USING VERTICAL ELECTRIC CURRENT SOUNDING FOR OIL AND ORE SURVEYS

Arkadiy V. Zlobinskiy

“STC ZaVeT-GEO”, 630102, Russia, Novosibirsk, 26/1 Voskhod st. of. 56, PhD in techn., General Manager, tel. (903)935-22-87, e-mail: zlobinskyav@newmail.ru

Vladimir S. Mogilatov

TROFIMUK INSTITUTE OF PETROLEUM GEOLOGY AND GEOPHYSICS SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Prosp., principal scientist officer, Laboratory of geoelectrics, PhD in techn, professor of geophysics Novosibirsk State University, tel. (913)912-43-36, e-mail: mvecs@yandex.ru

Boris P. Balashov

“STC ZaVeT-GEO”, 630102, Russia, Novosibirsk, 26/1 Voskhod st. of. 56, head of R&D department, PhD in techn., tel. (962)828-37-29, e-mail: boris@geozvt.ru

Field work by the Vertical Electric Current Soundings (VECS) showed the possibility of detection and delineation of special zones in oil deposits. Results VECS can refine the outline of deposit, and in general, adjust the plan of drilling. In ore-targeted works VECS areal signal (measured dBz/dt component) is well described by the influence of a local conductor.

Key word: electrical prospecting, VECS, TEM, oil surveys, ore surveys.

Физические предпосылки

Традиционно при работах методами электроразведки в качестве источника электромагнитного поля используют незаземленную петлю или заземленную электрическую линию. Незаземленная петля, заземленная линия и круговой электрический диполь возбуждают совершенно разные системы электрических токов в изучаемой среде. Знаменитое «токовое кольцо» (Nabighian, 1979), возбуждаемое петлей, образуется только горизонтальными токами и характеризуется широким латеральным распространением. На дневной поверхности мы имеем отклик, определяемый всей вмещающей толщей. В этих условиях изучение слабых аномалий, обусловленных глубоко залегающими месторождениями нефти, сталкивается с проблемой фонового сигнала. Неразрешимая проблема снятия фона, типичная для традиционных электроразведочных исследований по технологии зондирования становлением (ЗС), вовсе не техническая проблема, а принципиальная, связанная с источником электромагнитного поля.

Возможность регистрировать отклик только от локального трехмерного объекта предоставляет электромагнитное поле, возбуждаемое круговым электрическим диполем - КЭД (Могилатов, 1992). Правильная тороидальная система токов, образующаяся в горизонтально-слоистой среде, не имеет магнитного поля вне себя (т.е. на дневной поверхности и выше). Магнитный отклик появляется только в связи с латеральными нарушениями геоэлектрических параметров среды (не только удельного сопротивления, но и любых других). Именно такова идея метода зондирования вертикальными токами (ЗВТ).

Работы методом ЗВТ делятся на два направления. Первое направление направлено на оконтуривание нефтяных залежей. Согласно опыту проведенных методом ЗВТ работ, в пределах нефтяного поля регистрируются положительные значения сигнала $\partial B_z / \partial t$, на границе нефтяного поля происходит смена знака сигнала, и за пределами нефтяного поля регистрируется сигнал отрицательной полярности (Могилатов и др., 2003, Балашов и др., 2011).

Второе направление состоит в определении удельной проводимости среды по измеренным данным. Эта методика используется на рудных месторождениях и при экологических работах (Злобинский и др., 2010).

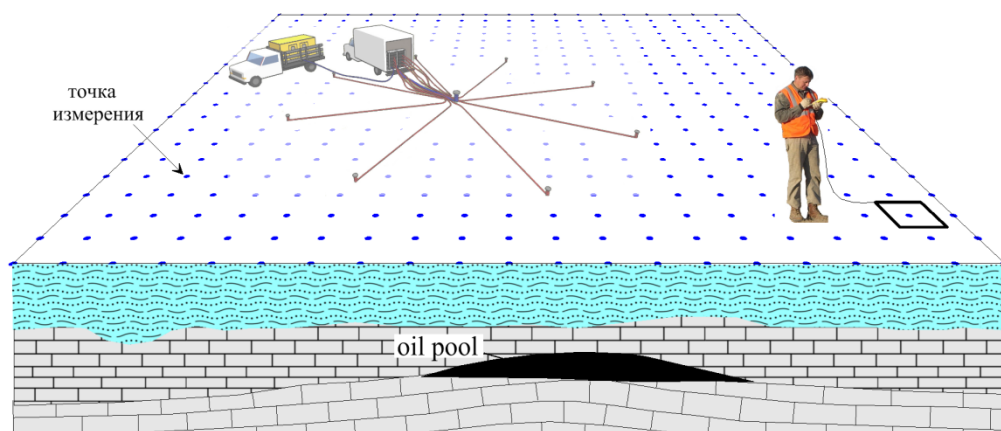


Рис. 1. Общая схема работ зондированиями вертикальными токами
Описание методики полевых работ

В пределах участка работ устраивается источник электромагнитного поля – круговой электрический диполь с радиусом, соответствующим глубине и площади исследований. Круговой электрический диполь состоит из 8 заземленных электрических линий, сходящихся к центру под углом 45 градусов. В упоминаемых ниже работах радиус (или длины каждой из 8 радиальных линий) составлял от 200 до 1250 м. Идея такого источника подразумевает, что геометрия его правильная, а токи в лучах выровнены. Использование мощного источника тока (до 160 А) позволяет регистрировать сигналы с высоким соотношением полезный сигнал/помеха.

Измерительный комплекс включает компактный индукционный датчик и измеритель «СЕИ-7». Оператор (один или несколько) с измерителем свободно перемещается по площади исследований. Синхронизация между генераторной установкой и измерителем выполняется с использованием сигналов спутников GPS. Удаление от центра установки может составлять до 5 радиусов источника. Таким образом, при одном закрепленном источнике радиусом 1000 м оперативно исследуется площадь до 75 км².

Шийское нефтяное месторождение (Татарстан, Россия). Суеглинское поднятие

В настоящее время при нефтепоисковых работах на территории Республики Татарстан наиболее остро стоят проблемы оконтуривания небольших месторождений нефти, разбраковки сейсмоподнятий на наличие залежей углеводородов и поиск различного рода сложнопостроенных ловушек. Основной нефтепоисковый геофизический метод – сейсморазведка не в состоянии однозначно решить эти задачи и возникает необходимость привлечения несейсмических методов поиска и разведки.

Работы зондированиями вертикальными токами были направлены на оценку перспективности Суеглинского сейсмического поднятия на открытие залежи нефти. Данное сейсмическое поднятие находится вблизи Малокирменского сейсмического поднятия в пределах которого обнаружена залежь нефти, входящая в состав Шийского месторождения (Нефтегазононость республики Татарстан, 2007).

Электроразведочные исследования были выполнены на площади 51 км². В качестве источника электромагнитного поля был использован круговой электрический диполь радиусом 1250 м, суммарный ток коммутируемый генератором составил 144 А.

По результатам работ проведенных технологией ЗВТ выделен нефтеперспективный участок, охватывающий область положительного значения сигнала интенсивностью более 1.5 мкВ. Суеглинское сейсмическое поднятие, на оценку перспективности которого были направлены данные работы оказалось малоперспективным на обнаружение углеводородов. Согласно полученным материалам наиболее перспективной для открытия нефти в отложениях девона является юго-восточная часть исследованной площади – Нурманское сейсмиче-

ские поднятия. На всей площади исследований ранее также была проведена геохимия GORE SORBER, которая также показала, что участки с вероятностью обнаружения нефти более 90 % находятся в восточной части площади и в большей части перекрываются с участками положительного прогноза сделанного по результатам ЗВТ.

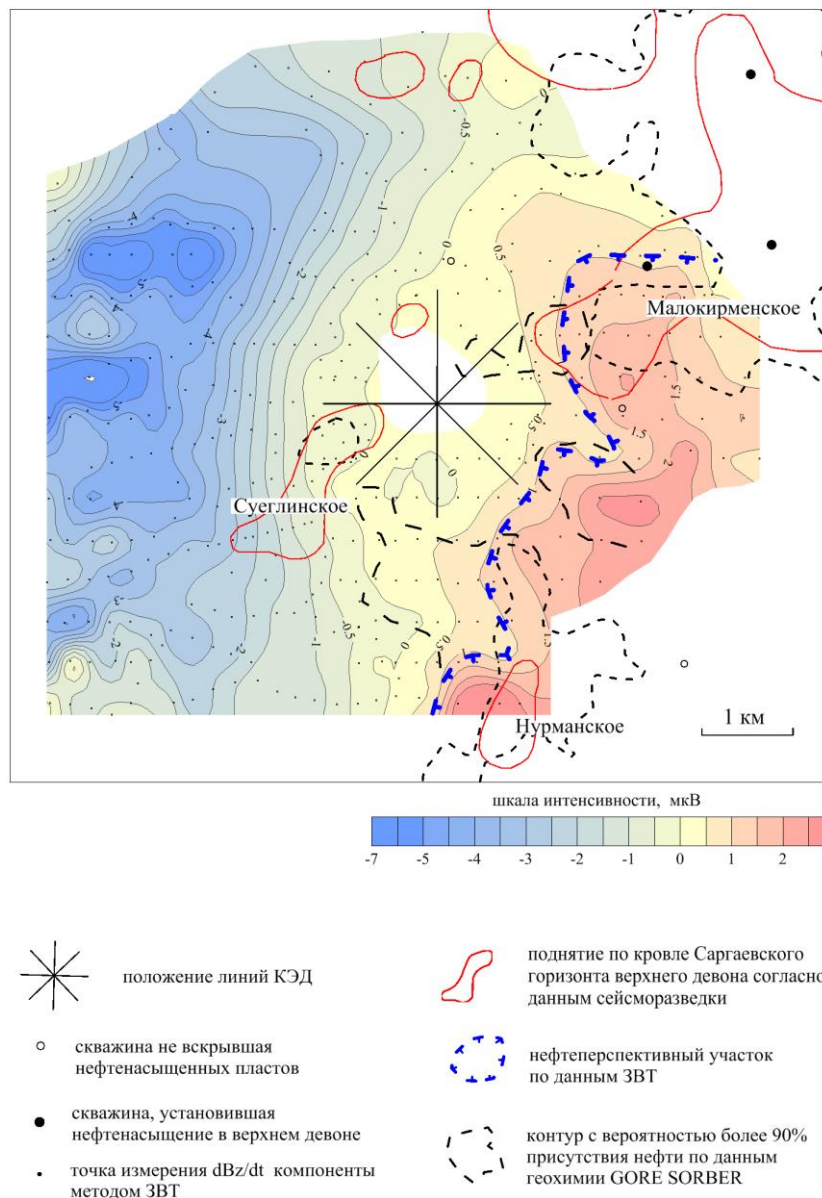


Рис. 2. План изолиний ЭДС на времени 201 мс после выключения тока

Изучение литиевых пегматитов методом ЗВТ под городом Каустинен (Западная Финляндия)

Перед геофизическими методами была поставлена задача изучения морфологии пегматитовой жилы, в которой находится литиевая руда со средним содержанием LiO₂ около 1%. Объект исследования имеет субвертикальное паде-

ние, длину несколько сотен метров и ширину от 20 до 70 метров. Мощность перекрывающих пород не превышает 10 м.

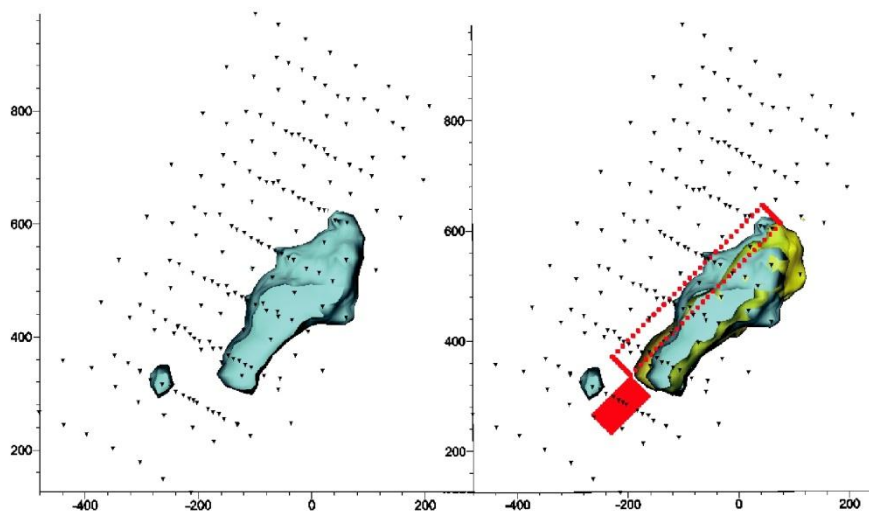


Рис. 3. Объемное изображение изоповерхности величины сигнала $\partial B_z / \partial t$. На левом рисунке изображен сигнал полученный в поле. На правом рисунке совмещены полевой сигнал, сигнал полученный при 3D моделировании и контур модели. Голубая изоповерхность – полевой сигнал. Желтая изоповерхность – сигнал от модели по результатам расчета. Красным пунктиром обозначены контуры модели. Центр КЭД находится в точке с координатами 0, 0

Основными преимуществами ЗВТ в применении к данным работам являются:

- возможность быстро выявить все локальные неоднородности удельного сопротивления среды. Положение искомого объекта проявляется уже при просмотре полевых данных, до подробного анализа и длительной интерпретации в офисе;
- экономическая целесообразность. Для проведения работ потребовалось установить только один источник электромагнитного поля;
- устойчивость к электромагнитным помехам на отдельных точках наблюдения;
- относительная неприхотливость метода ЗВТ к точности измеряемых сигналов. Это обстоятельство оказалось полезным, так как по центру площади работ проходила дорога, а вдоль нее линия электропередач. Уровень электромагнитных помех от линии электропередачи на профилях, которые были расположены около дороги, достигал 200 мкВ.

Для определения морфологии границ пегматитовой жилы было выполнено 3D моделирование, которое позволило уточнить границы, объем и местоположение изучаемого объекта. Согласно полученным данным, удельное со-

противление изучаемого объекта около 15 Ом·м. Вмещающая среда характеризуется высоким сопротивлением (>1000 Ом·м).

Выводы

Нами изучена пространственная структура неустановившегося магнитного поля над нефтяным залежами и рудными объектами при возбуждении среды круговым электрическим диполем. Согласно физическим основам метода ЗВТ площадное распределение магнитного поля свободно от фона вмещающей среды и вызвано только локальными геоэлектрическими неоднородностями. При проведении работ на различных нефтяных полях было определено, что контур нефтегазоносности совпадает с положительной аномалией вертикальной компоненты магнитного поля $\partial B_z / \partial t$. Отмечается хорошее совпадение областей положительного прогноза на обнаружение нефти по данным геохимического изучения концентрации углеводородов в почвенном слое с использованием сорбционных датчиков GORE SORBER и перспективных областей по данным ЗВТ. При проведении работ на рудных объектах, метод ЗВТ позволяет выполнить 3D инверсию сигналов и определить морфологические границы изучаемого объекта.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Балашов Б. П., Мухамадиев Р. С., Могилатов В. С., Андреев Д. С., Злобинский А. В., Шишкин В. К., Стогний В. В. [2011] Оконтуривание залежей углеводородов с использованием зондирований вертикальными токами. *Геофизика*, 1, 61-66.
2. Злобинский А.В., Квашнин К.А., Могилатов В.С. [2010] Электроразведка методом зондирования вертикальными токами применительно к рудной геофизике. *Геофизика*, 6, 53-57.
3. Могилатов В.С. [1992], Круговой электрический диполь новый источник для электроразведки. *Изв. РАН. Сер. Физика Земли*, 6, 97-105.
4. Могилатов В.С., Балашов Б.П., [2005] Зондирования вертикальными токами. *Новосибирск, Издательство СО РАН, филиал «Гео»*.
5. Могилатов В.С., Мухамадиев Р.С., Балашов Б.П., Смоленцев В.В., Феофилов С.А., Темирбулатов Ш.С., Потапов В.В. [2003] Результаты работ по оконтуриванию залежей нефти в Татарстане методом зондирований вертикальными токами. *Геофизика*, 5, 47-54.
6. Секачев М.Ю., Балашов Б.П., Саченко Г.В., Вечкапов О.П., Захаркин А.К., Тарло Н.Н. Могилатов В.С., Злобинский А.В. [2006] Аппаратурный электроразведочный комплекс «Цикл-7». *Приборы и системы разведочной геофизики*, 1, 44-46.
7. Nabighian M.N., [1979] Quasi-static transient response of a conducting half-space – An approximate representation. *Geophysics*, 44. 1700-1705.

© А.В. Злобинский, В.С.Могилатов, Б.П. Балашов, 2013

ОПРЕДЕЛЕНИЕ РЕЗОНАНСНЫХ СВОЙСТВ ВЕРХНЕЙ ЧАСТИ РАЗРЕЗА ПО ЗАПИСЯМ МИКРОСЕЙСМ: ДАННЫЕ ФИЗИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Юрий Иванович Колесников

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, доктор технических наук, доцент, заведующий Лабораторией экспериментальной сейсмологии, тел. (383)333-31-38, e-mail: kolesnikovyi@ipgg.sbras.ru

Константин Владимирович Федин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, аспирант, тел. (383)333-34-19, e-mail: fedinkv@ipgg.sbras.ru

На трехмерных физических моделях тестируется методика определения резонансных свойств верхней части разреза по записям микросейсм. Эксперименты проведены на моделях двухслойной и трехслойной сред. Показано, что при измерениях малоканальной аппаратурой пересчет разновременных данных к «единому» времени позволяет существенно снизить погрешности, связанные с нестационарным характером микросейсмического поля.

Ключевые слова: верхняя часть разреза, резонансные свойства, микросейсмы, стоячие волны, физическое моделирование.

DETERMINATION OF NEAR-SURFACE RESONANCE PROPERTIES FROM MICROTREMOR MEASUREMENTS: PHYSICAL MODELING DATA

Yury I. Kolesnikov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Pr. Acad. Koptuyuga, Doctor of Science (geophysics), associate professor, head of Laboratory of Experimental Seismology, tel. (383)333-31-38, e-mail: kolesnikovyi@ipgg.sbras.ru

Konstantin V. Fedin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Pr. Acad. Koptuyuga, post-graduate student, tel. (383) 333-34-19, e-mail: fedinkv@ipgg.sbras.ru

The method for determining near-surface resonance properties using microtremor records is tested on three-dimensional physical models. Experiments were carried out for models of two-layer and three-layer media. It is shown that for measurements made with few-channel equipment the conversion of nonsimultaneous data to “common” time can reduce considerably the errors concerned with microseismic field nonstationarity.

Key words: near-surface, resonance properties, microtremor, standing waves, physical modeling.

Введение

Записи микросейсм широко используются для оценки реакции земной поверхности на возможные сейсмические воздействия. Методы, основанные на регистрации микросейсм, относительно дешевы, не требуют больших временных затрат, характеризуются высокой детальностью, но и, как правило, не очень высокой точностью.

Один из способов повышения точности сейсмического микрорайонирования с использованием записей микросейсм реализован в методике, описанной в работе [1]. Эта методика основана на выделении из микросейсмического поля его когерентных составляющих – формирующихся в верхней части разреза (ВЧР) стоячих волн. В данной работе представлены результаты тестирования этой методики на данных трехмерного физического моделирования.

Методика экспериментов

При проведении экспериментов и обработке экспериментальных данных мы использовали лабораторный вариант методики, уже применявшейся для сейсмического микрорайонирования реальной территории [1]. Схема экспериментов представлена на рис. 1.

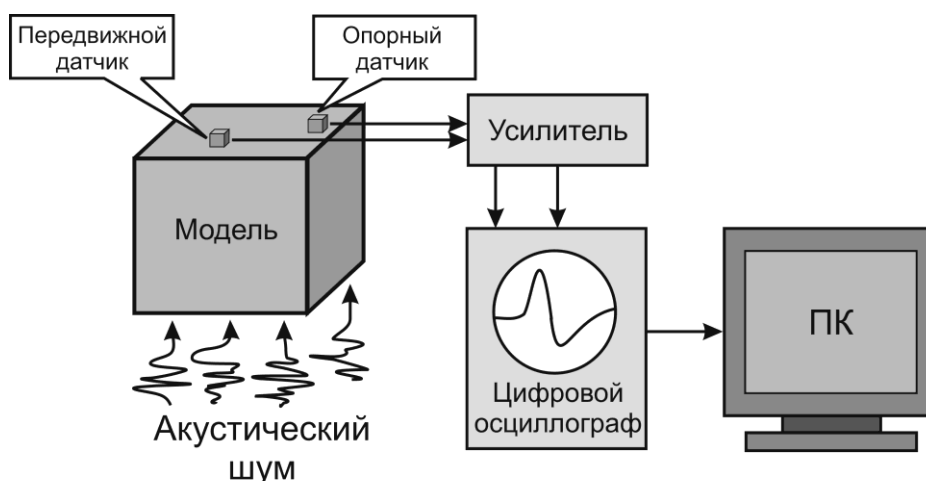


Рис. 1. Схема экспериментов

Измерения проводились в ультразвуковом диапазоне частот на верхних гранях трехмерных моделей двухслойной и трехслойной сред, изготовленных в виде параллелепипедов с горизонтальным сечением $25 \times 25 \text{ см}^2$ из бетона, для приготовления которого использовался речной песок с размерами частиц 1÷3 мм и цемент М400 в разных весовых соотношениях. В двухслойной модели скорость продольных волн V_p в нижнем слое мощностью 8 см составляла 4450 м/с, а в верхнем слое мощностью 7.5 см – 2760 м/с. Трехслойная модель изготавливалась из двухслойной добавлением сверху еще одного слоя мощностью 2.5 см со скоростью $V_p = 1350 \text{ м/с}$.

Для сокращения времени экспериментов на нижних гранях моделей генерировался дополнительный акустический шум с помощью устройства типа автомобильных дворников с жесткой щеткой. Регистрация шумовых сигналов производилась двумя широкополосными пьезокерамическими датчиками поршневого типа диаметром 2 мм. Оси максимальной чувствительности датчиков были ориентированы по нормали к верхней грани модели, поэтому регистрировались преимущественно вертикальные колебания поверхности.

Как и в методике сейсмического микрорайонирования [1], один датчик использовался как опорный – он крепился неподвижно в одной из точек на верхней поверхности модели и его положение в течение всего эксперимента не менялось. Второй датчик в ходе эксперимента последовательно устанавливался также на верхней поверхности модели в узлах квадратной сетки размерностью 23*23. Шаг сетки составлял 1 см. После установки передвижного датчика в каждой точке системы наблюдений производилась синхронная запись шумовых сигналов от обоих датчиков. Сигналы регистрировались двухканальным цифровым осциллографом В-423 и записывались на жесткий диск персонального компьютера (ПК) для последующей обработки. Длительность регистрации при каждом положении передвижного датчика составляла примерно 2 секунды при частоте дискретизации 1 МГц.

Записи опорного датчика позволяют использовать разновременные данные, полученные с помощью малоканальной (в нашем случае двухканальной) аппаратуры, для имитации одновременных наблюдений в большом числе точек. Алгоритм пересчета данных к «единому» времени описан в [1]. Этот алгоритм позволяет по шумовым данным, полученным при разновременных наблюдениях в разных точках исследуемого объекта, и дополнительным данным, синхронно записанным в опорной точке, выделять когерентные колебания стоячих волн на фоне некогерентного шума.

Результаты экспериментов

Так как скорости продольных волн в модельных материалах известны, частоты стоячих волн сжатия, формирующихся в однородном слое под действием шумовых колебаний, легко оценить. В зависимости от условий отражения на границах слоя должны образовываться либо узлы, либо пучности стоячих волн [2]. В частности, на жестко зафиксированной границе могут располагаться только узлы стоячих волн, а на свободной границе – их пучности. Соответственно, если условия на обеих границах схожи (на них находятся или только узлы, или только пучности), то между ними должно укладываться целое число полудлин волн, а при различных условиях – нечетное число четвертей волн.

Поскольку ни нижние, ни тем более свободные границы верхних слоев моделей не закреплены абсолютно жестко, можно предположить, что при резонансных явлениях на этих границах должны располагаться пучности стоячих волн. Так как расстояние между соседними пучностями (как и между соседни-

ми узлами) равно половине длины стоячей волны, собственные частоты слоя f_n для его вертикальных колебаний равны

$$f_n = \frac{V_p}{\lambda_n} = \frac{nV_p}{2h}, \quad (1)$$

где n – номер моды стоячих волн, λ_n – длина волны для этой моды, V_p – скорость продольных волн, h – толщина слоя.

Согласно формуле (1), частота низшей моды стоячих волн сжатия в верхнем слое для двухслойной модели должна быть равна 18.4 кГц, а для трехслойной модели – 27 кГц. Моды более высоких порядков должны быть кратны этим значениям. Накопление по времени амплитудных спектров исходных двухсекундных шумовых записей, разбитых на участки по 4096 отсчетов, и их осреднение по всем точкам наблюдения для каждой из этих моделей показало, что на суммарных спектрах появляются резонансные пики именно на частотах, кратных 18.4 кГц и 27 кГц (рис. 2). В то же время на спектре для трехслойной модели (рис. 2, б) заметных пиков, связанных с резонансами в среднем слое, не наблюдается, хотя эта модель была изготовлена из двухслойной модели путем добавления к ней сверху еще одного слоя. Также в обоих спектрах нет явных пиков, связанных с резонансами в нижнем слое. Это свидетельствует о том, что в данных моделях наиболее сильно на дневной поверхности проявляются резонансные явления в верхнем слое.

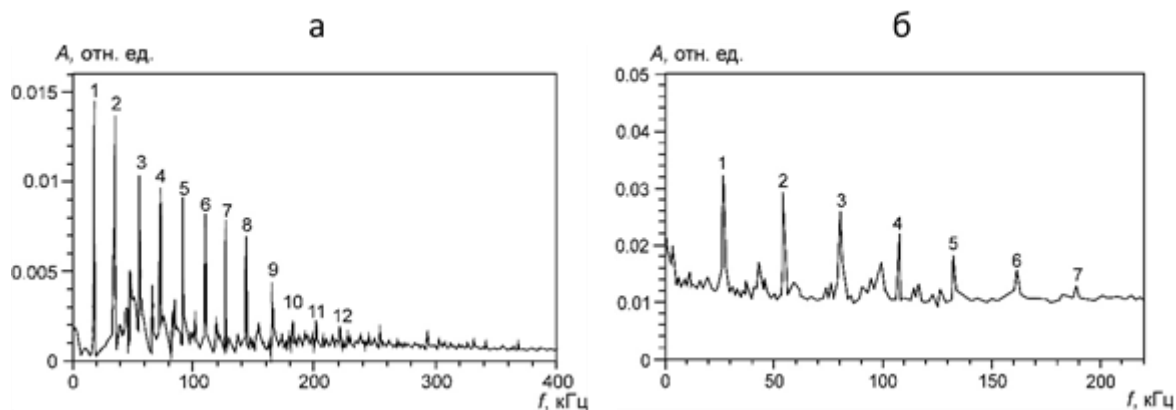


Рис. 2. Осредненные по времени и пространству амплитудные спектры шумовых записей, зарегистрированных на верхних гранях моделей двухслойной (а) и трехслойной (б) сред; цифры указывают номера мод стоячих волн

При сейсмическом микрорайонировании, в том числе и с использованием микросейсм, обычно определяется усиление колебаний в разных местах исследуемого участка относительно колебаний на поверхности некоторого эталонного грунта. Так как поле микросейсм в общем случае имеет нестационарный характер, методы сейсмического микрорайонирования, основанные на его разно-

временных измерениях малоканальной аппаратурой, могут приводить к большим погрешностям. Методика [1], в которой, как отмечалось выше, реализован пересчет разновременных данных к «единому» времени с использованием синхронных записей в опорных точках, позволяет существенно повысить точность микрорайонирования по микросейсам без проведения дорогостоящих многоканальных синхронных измерений.

Это иллюстрируют рис. 3, на котором приведено распределение амплитуд низшей моды стоячих волн по площади наблюдений для моделей двухслойной и трехслойной сред до и после пересчета к «единому» времени. Как можно видеть, разброс амплитуд, которые в идеале для однородного слоя должны быть одинаковы на всей площади наблюдений, после пересчета снижается примерно на порядок. Аналогичные результаты получены и для мод более высоких порядков.

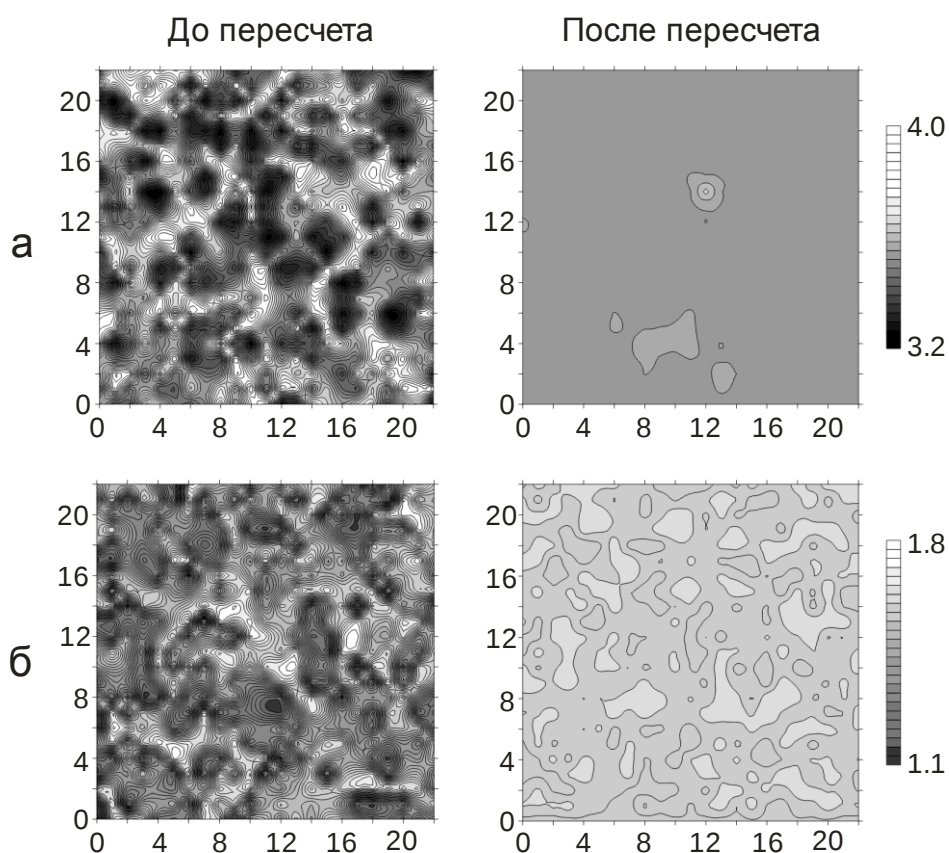


Рис. 3. Распределение амплитуд низшей моды стоячих волн на верхних гранях моделей двухслойной (а) и трехслойной (б) сред до и после пересчета разновременных данных к «единому» времени

Заключение

На данных трехмерного физического моделирования исследованы возможности определения резонансных свойств верхней части разреза по записям микросейсм. Эксперименты проведены на моделях двухслойной и трехслойной сред. Показано, что при использовании малоканальной аппаратуры пересчет

разновременных данных к «единому» времени существенно уменьшает погрешности измерений, связанные с нестационарным характером микросейсмического поля, что позволяет повысить качество сейсмического микрорайонирования.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Еманов А.Ф., Красников А.А., Бах А.А., Черных Е.Н., Еманов А.А., Семин А.Ю., Черепанов А.В. Резонансные свойства верхней части разреза // Физ. мезомех. – 2008. – Т. 11, № 1. – С. 26-36.
2. Хайкин С.Э. Физические основы механики. М.: Наука, 1971. – 751 с.

© Ю.И. Колесников, К.В. Федин, 2013

КАЛИБРОВКА СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАТЧИКОВ-ВЕЛОСИМЕТРОВ СТУПЕНЬЮ СМЕЩЕНИЯ

Петр Александрович Дергач

ИНГГ СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга 3, аспирант, e-mail: DergachPA@ipgg.sbras.ru

Вячеслав Иванович Юшин

ИНГГ СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга 3, доктор технических наук, главный научный сотрудник, e-mail: YushinVI@ipgg.sbras.ru

В работе рассмотрен оригинальный негармонический метод калибровки сейсмических датчиков-велосиметров ступенью (скачком) смещения. В первой части изложена теоретическая часть методики. Во второй части работы описываются устройство калибровочного стенда и эксперимент по калибровке 10-герцового сейсмоприемника, проведенный на нем. Сделан ряд выводов о причинах искажений импульсов при проведении практического эксперимента и методах их устранения. В результате получена «истинная» частотная характеристика велосиметра.

Ключевые слова: сейсмоприемник, велосиметр, калибровка датчиков.

CALIBRATION OF SEISMIC SENSORS BY A STEP-FORM TEST FUNCTION

Petr A. Dergach

A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptuga, PhD student, e-mail: DergachPA@ipgg.sbras.ru

Vyacheslav I. Yushin

A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptuga, Doctor of Engineering Science, Chief Research Scientist, e-mail: YushinVI@ipgg.sbras.ru

The non-harmonic seismic sensors calibration by a step-form test function method is described in this paper. First part is theoretical. Second part describes experimental calibration setup and calibration experiment of a 10 Hz seismometer. We make a number of conclusions about reasons of signal distortion and its fixing methods. Finally complex frequency characteristic of seismic sensor is obtained.

Keyword: seismic sensor, velocimeter, calibration of seismic sensors.

Введение

В современной наземной сейсморазведке используются, в основном, индукционные сейсмоприемники инерционного типа. В рабочей полосе частот такой датчик выступает как велосиметр, вырабатывающий выходной сигнал, примерно пропорциональный колебательной скорости его корпуса. С высокой степенью точности, современный сейсмоприемник является линейной системой, и это дает право характеризовать его в терминах теории линейных динамических систем комплексной частотной характеристикой (КЧХ) [3]. Соответственно, откалибровать сейсмоприемник, означает, определить в абсолютных

единицах движения его корпуса комплексную частотную характеристику. Калибровка сейсмодатчика необходима для того чтобы проследить связь между результатами исследований, полученных с его помощью, и абсолютными эталонами единиц соответствующих физических величин [1]. Как правило, она производится с помощью специальных калибровочных вибростендов, малодоступных обычным потребителям.

В данной работе описывается, альтернативный обширному классу импульсных, негармонический метод калибровки сейсмических датчиков – метод калибровки ступенью смещения, реализация которого на практике более проста. Важно отметить, что данный метод основан на чисто механическом воздействии на корпус датчика. Другое достоинство метода состоит в том, что для получения полной частотной характеристики датчика требуется всего одно простое тестовое воздействие, легко измеримое в абсолютных физических единицах, заменяющее множество гармонических колебаний, каждое из которых потребовало бы отдельного измерения.

Идея метода

Как известно [2], всякая линейная динамическая система $B(j\omega)$ исчерпывающим образом характеризуется не только КЧХ, но и импульсной переходной функцией (ИПФ) $b(t)$, которая представляет собой теоретическую реакцию данной системы на дельта-функцию и однозначно связана с КЧХ обратным преобразованием Фурье:

$$b(t) = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{+\infty} B(j\omega) e^{i\omega t} d\omega \quad (1)$$

$$B(i\omega) = \int_0^{\infty} b(t) e^{-i\omega t} dt \quad (2)$$

Таким образом, КЧХ $B(j\omega)$ и АЧХ $|B(j\omega)|$ можно получить, располагая экспериментальной записью системы на "хороший" тестовый импульс, качество которого определяется шириной его амплитудного спектра.

Для калибровки датчика-велосиметра по скорости тестовое воздействие в виде дельта-функции скорости создается путем резкого смещения корпуса датчика на заданную фиксированную величину h . Идеализированно такое смещение $x(t)$ можно отобразить формулой

$$x_h(t) = h \cdot l_s(t), \quad (3)$$

где $l_s(t)$ – единичная ступенчатая функция Хевисайда. Производная от (3) пропорциональна дельта-функции и высоте ступени h :

$$x'_h = \frac{d(x_h(t))}{dt} = h \left(\frac{d(l_s(t))}{dt} \right) = h\delta_v(t) \quad (4)$$

Таким образом, воздействие на датчик в виде мгновенного смещения его корпуса на расстояние h равноценно воздействию по скорости в виде дельта-функции скорости с условной "амплитудой" h . Очевидно, реакция датчика на такое идеальное воздействие будет пропорциональна его импульсной переходной функцией по скорости. Поскольку размерность дельта-функции всегда обратна размерности ее аргумента, размерностью импульса скорости (4) будет [м/с].

При неидеальном, но известном или измеренном импульсном воздействии $x'_h(t)$ можно воспользоваться более общим определением частотной характеристики как отношения комплексных спектров выходного $Y_h(i\omega)$ и входного $X_h(i\omega)$ сигналов

$$W_{VV}(i\omega) = Y_h(i\omega)/X_h(i\omega), \text{ где} \quad (5)$$

$$X_h(i\omega) = \int_0^\infty x'_h(t)e^{-i\omega t} dt \quad (6)$$

Функция (5) существует при всех ω , при которых $|X_h(i\omega)| > 0$. В рабочей полосе частот это требование обычно выполняется.

Отличительное свойство метода калибровки скачком смещения состоит в том, что нет необходимости заботиться об измерении функции времени $x'_h(t)$ в абсолютных физических единицах. Действительно, из (6) следует, что на нулевой частоте это выражение не зависит от формы импульса и равно просто высоте ступени смещения

$$X_h(0) = \int_0^\infty x'_h(t) dt = h \quad (7)$$

Отсюда следует, что различие в спектрах выходного сигнала $Y_h(i\omega)$ при идеальном дельта-импульсном воздействии и реальном входном импульсе $x'_h(t)$ на нулевой частоте полностью отсутствует и может появиться только с повышением частоты. Это позволяет вычислять АЧХ (6), используя нормированный безразмерный спектр $X_0(\omega)$:

$$W_{VV}(\omega) = Y_h(\omega)/hX_0(\omega), \text{ где} \quad (8)$$

$$X_0(\omega) = X_h(\omega)/X_h(0) = X_h(\omega)/h \quad (9)$$

Таким образом, частотная характеристика датчика-велосиметра равна размерному спектру его реакции на ступень смещения, масштабированному фактической величиной ступени, и скорректированному нормированным безразмерным спектром импульса "истинной" скорости.

Калибровочный стенд

На рис. 1 схематично изображен калибровочный стенд, используемый при данном методе калибровки.

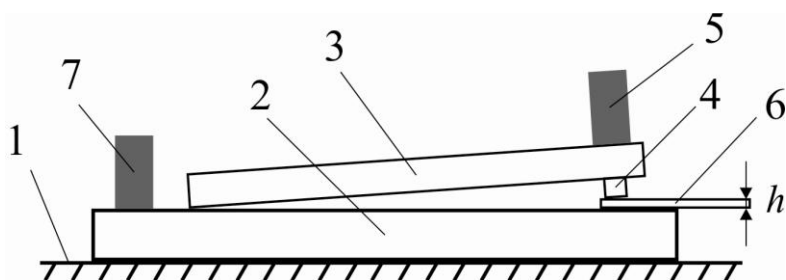


Рис. 5 Принципиальная схема калибровки сейсмического датчика скачком смещения: 1 – фундамент, 2 – станина, 3 – подвижная платформа, 4 – упор, 5 – тестируемый датчик, 6 – калиброванный щуп, 7 – компенсирующий датчик

На жёстком фундаменте (1) установлена неподвижная металлическая станина (2), имеющая плоскую гладкую верхнюю поверхность. На станину положена подвижная платформа (3), имеющая форму параллелепипеда, на нижней плоскости которой вблизи середины одного из ребер укреплен точечный упор (4). Сверху на платформе приблизительно над упором устанавливается тестируемый датчик (5). При такой конструкции платформа будет опираться на плоскость станины линией (ребром, противолежащим упору) и точкой (упором). Если под упор подставить плоскую пластину-щуп (6) известной толщины h , то край платформы, на котором укреплен тестируемый датчик, приподнимется на толщину этого щупа. Если щуп выдернуть, то платформа с датчиком под действием силы тяжести упадет на станину и примет первоначальное положение. В результате, датчик резко сместится практически точно на толщину щупа.

На практике реальное воздействие будет искажено в первую очередь собственными колебаниями станины и внешними сейсмическими шумами. Кроме того свободное падение платформы с датчиком произойдет не мгновенно, а займет, хотя и малое, но конечное время что приведет к отклонению тестового воздействия от дельта-функции и, как следствие, последующему "завалу" верхних частот спектра $Y_h(i\omega)$ калибровочного отклика датчика. Также при ударе упора о станину возможны отскоки.

Нейтрализация всех вышеупомянутых искажений может быть достигнута двумя дополнительными операциями. Первая состоит в измерении с помощью компенсационного датчика и вычитании из отклика калибруемого датчика ко-

лебаний станины. Вторая заключается в прямой записи «истинной» относительной скорости платформы и станины в момент тестового скачка специальным датчиком.

Калибровка 10-герцового сейсмоприемника

На примере калибровки 10-герцового сейсмоприемника хорошо видно значение вспомогательных корректирующих процедур. На Рис. 2а приведена запись отклика сейсмоприемника на скачек смещения 360 мкм. На Рис. 2б показан в увеличенном масштабе «хвост» этого отклика и соответствующий ему по времени фрагмент записи компенсационного датчика.

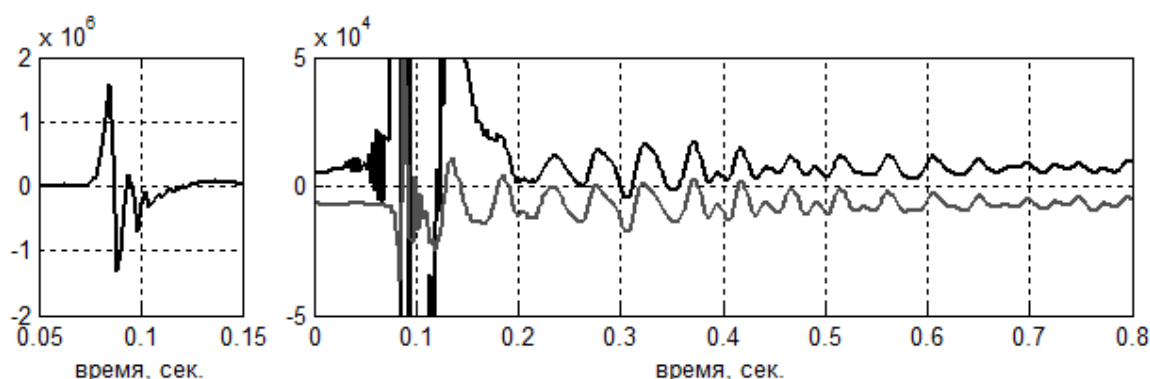


Рис. 6. Запись реакция вертикального сейсмоприемника GS-20 на ступень смещения 360 мкм в двух амплитудных масштабах: слева – в полном диапазоне, справа – в увеличенном масштабе, при котором виден протяженный "хвост" собственных колебаний станины, установленной на легком столе.

Нижняя трасса на левом рисунке – запись колебаний станины компенсационным датчиком

Типичный вид записи датчика «истинной» скорости во время сброса платформы, и ее интеграл показаны на Рис. 3. На нем видно, что в момент сброса контрольный велосиметр, помимо основного калибровочного движения, фиксирует отскоки и собственные колебания платформы.

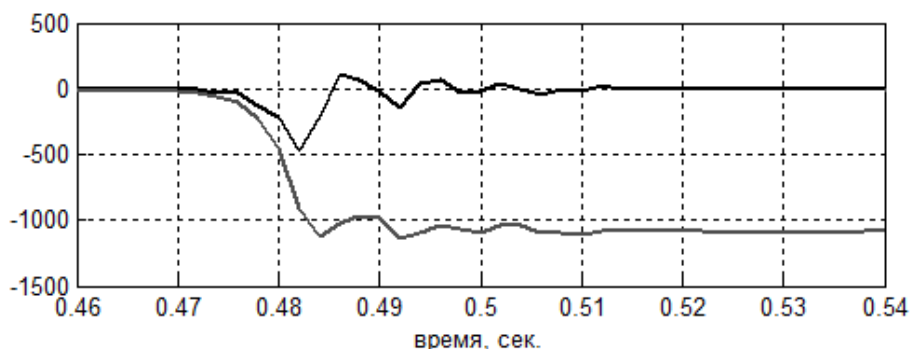


Рис. 3. Запись свободного падения платформы датчиком скорости: черная линия – скорость, серая – смещение

Деление комплексного спектра отклика калибруемого датчика на комплексный спектр контрольного велосиметра в соответствии с (8) в дискретной форме даст «истинную» КЧХ до частоты Найквиста (Рис. 4).

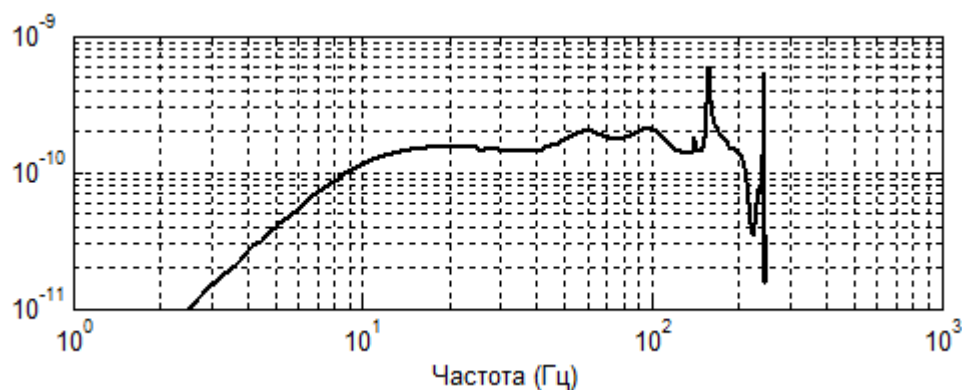


Рис. 4. «Истинная» КЧХ калибруемого датчика

Работа проводилась при частичной поддержке гранта РФФИ № 12-05-00377.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Бесекерский В.А., Попов Е.П. Теория систем автоматического регулирования // Наука, М. – 1972. – С. 767.
2. Ивлев Л.Е., Коновалова Т.Н. Особенности поверки сейсмоприемников // Датчики и системы. – 2012. – №2. – С. 44–50.
3. Юшин В.И., Алгоритмические аспекты калибровки сейсмоприемников скачком смещения // Приборы и системы разведочной геофизики. – 2003. – №3. – С. 44–49.

© П.А. Дергач, В.И. Юшин, 2013

ТЕМПЕРАТУРНЫЙ МОНИТОРИНГ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ГЕОДИНАМИЧЕСКИХ ЗАДАЧ В СЕЙСМОАКТИВНЫХ РАЙОНАХ (НА ПРИМЕРЕ О. КУНАШИР)

Дмитрий Юрьевич Демежко

Институт геофизики УрО РАН, 620016, Россия, г. Екатеринбург, ул. Амундсена, 100, ведущий научный сотрудник, д.г.-м.н., тел. (343)267-19-96, e-mail: ddem54@inbox.ru

Анатолий Константинович Юрков

Институт геофизики УрО РАН, 620016, Россия, г. Екатеринбург, ул. Амундсена, 100, заведующий лабораторией геодинамики, к.г.-м.н., тел. (343)267-95-19, e-mail: akyurkov@mail.ru

Альберт Дмитриевич Дучков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, главный научный сотрудник, д.г.-м.н., тел. (383)330-25-91, e-mail: DuchkovAD@ipgg.sbras.ru

Сергей Алексеевич Казанцев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, старший научный сотрудник, к.т.н., тел. (383)330-25-91, e-mail: KazantsevSA@ipgg.sbras.ru

В докладе обсуждаются результаты длительного мониторинга температуры в 300-метровой скважине на острове Кунашир. Анализ данных позволяет выделить три основных механизма, ответственных за температурные вариации: колебания жидкости в скважине под воздействием приливных сил, свободная тепловая конвекция жидкости, деформации земной коры, связанные с тектоническими землетрясениями. В качестве примера, рассмотрены вариации температуры в скважине на глубине 240 м при подготовке и реализации катастрофического землетрясения Тохоку.

Ключевые слова: остров Кунашир, землетрясение Тохоку (11.03.2011), мониторинг температуры в скважинах, температурные вариации и их природа.

TEMPERATURE MONITORING FOR SOLVING GEODYNAMIC PROBLEMS IN SEISMOACTIVE AREAS (EXAMPLE FROM KUNASHIR ISLAND)

Dmitry Yu. Demezhko

Institute of Geophysics UB RAS, 620016, Russia, Yekaterinburg, Amundsen street, 100, Leading research scientist, Doctor of sci. (geophysics), tel. (343)267-19-96, e-mail: ddem54@inbox.ru

Anatoliy K. Yurkov

Institute of Geophysics UB RAS, 620016, Russia, Yekaterinburg, Amundsen street, 100, Head of geodynamic laboratory, PhD (geophysics), tel. (343)267-95-19, e-mail: akyurkov@mail.ru

Albert D. Duchkov

Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, prospect akad. Koptug, 3, Principal research scientist, Doctor of sci. (geophysics), tel. (383)330-25-91, e-mail: DuchkovAD@ipgg.sbras.ru

Sergey A. Kazantsev

Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, prospect akad. Koptug, 3, Senior research scientist, PhD (geophysics), tel. (383)330-25-91, e-mail: KazantsevSA@ipgg.sbras.ru

The report discusses the results of temperature monitoring in the 300-meters of depth boreholes, which is placed on the Kunashir island. Data analysis allows distinguishing three main mechanisms responsible for temperature variations: liquid fluctuations in the borehole under the influence of tidal forces, free thermal convection in liquid, crustal deformations associated with tectonic earthquakes. As an example, temperature variations were examined in a borehole at the depth of 240 m when preparing and realizing the catastrophic earthquake of Tohoku.

Key words: island Kunashir, earthquake Tohoku (11.03.2011), temperature monitoring in boreholes, temperature variations and their causes.

Высокая информативность временных характеристик теплового поля Земли при решении задач современной геодинамики известна давно. Наиболее удобным способом оценки этих характеристик является непрерывный температурный мониторинг в скважинах. Однако его полноценная реализация стала возможной лишь в последние десятилетия - с разработкой автономных станций температурного мониторинга. Наибольший практический интерес представляют температурные вариации, обусловленные изменениями в тектоническом режиме при подготовке землетрясения. Подобные вариации наблюдались во многих сейсмически активных районах [1-3], но ограниченные ряды этих наблюдений и недостаточная временная дискретизация не позволили идентифицировать различные физические процессы, обуславливающие температурные вариации в широком временном диапазоне – от первых минут до нескольких суток и более.

В докладе приведены результаты температурного мониторинга в Курильском сейсмоактивном районе, выполненного в основном рамках совместных интеграционных проектов ДВО РАН и СО РАН (2009-2012). Измерения осуществляются с помощью автономного цифрового измерителя температуры (АИТ), разработанного в ИНГГ СО РАН [4]. Аппаратура обеспечивает измерения температуры в диапазоне $-20 - +40$ °C с точностью 0,02 К и чувствительностью 0,002 К. Температурный мониторинг в 300-метровой обсаженной скважине Кун-1 на о. Кунашир проводится нами с октября 2007 г и направлен на комплексное изучение факторов пространственно-временной изменчивости теплового поля Южных Курил и выявление изменений, связанных со сменой гидродинамического режима при подготовке тектонического землетрясения. Температуры регистрируются с периодичностью 30 минут на глубинах: 20, 40, 60, 80, 100, 120, 140, 160, 180, 200, 220, 240 м, а с сентября 2011 – также на глубинах 260 и 280 м. Анализ полученных данных позволил выделить основные механизмы, ответственные за температурные вариации в диапазоне от нескольких минут до десятков – сотен суток на глубинах 40-280 м [5]: колебания столба жидкости в скважине под воздействием приливных сил; свободная тепловая конвекция жидкости, обусловленная положительным геотермическим градиентом

(ок. $0,1\text{ }^{\circ}\text{C/м}$); деформации земной коры, связанные с подготовкой и реализацией тектонических землетрясений.

Приливные вариации температуры проявляются в виде суточных и полусуточных колебаний с амплитудой $n \cdot 10^{-2}\text{ }^{\circ}\text{C}$. Данные о теоретических приливных деформациях земной коры позволили оценить деформационную чувствительность температурного поля (по совокупности волн $M2$, $S2$, $O1$, $K2$ она составляет $2 \cdot 10^{-4}\text{ }^{\circ}\text{C/нанострейн}$).

Свободная тепловая конвекция проявляется хаотическими температурами с амплитудой $n \cdot 10^{-2}\text{ }^{\circ}\text{C}$ в диапазоне от нескольких минут до суток. Математическое моделирование этого процесса показало, что восходящие и нисходящие течения представляют собой систему винтовых струй, сосредоточенных в центральной части канала и серии замкнутых тепловых ячеек вблизи его стенок. Пространственная структура течений и температурных возмущений постоянно меняется, что обеспечивает температурные вариации в широком диапазоне частот [6].

Низкочастотные (с периодом более суток) температурные колебания выявлены на глубинах 240 м и более и очевидно связаны с деформационными процессами. Механизм этой связи, по-видимому, гидродинамический. Ниже 240 м скважина вскрывает водоносный горизонт большой протяженности. Деформации земной коры приводят к изменению порового давления, которое передается на большие расстояния и приводит к водообмену между этим горизонтом и другими резервуарами, залегающими выше или ниже, в нашем случае в заколонном пространстве (скважина герметичная). Так, аномально высокое поровое давление будет компенсироваться притоком воды из горизонта, аномально низкое – поглощением. При движении заколонного потока вверх, установленные в скважине датчики регистрируют повышение температуры и наоборот. Моменту землетрясения соответствует локальный температурный минимум, отмечающий смену режима подземных вод. Анализ более полутора тысяч землетрясений с магнитудой $M > 4.5$, происшедших за период наблюдений в радиусе $R \leq 1000$ км, показал, что пороговую характеристику землетрясений, уверенно фиксируемых изменениями температуры, можно описать соотношением $M/\text{Lg}(R) > 2.5$.

Рассмотрим вариации температуры в скважине при подготовке и реализации катастрофического землетрясения Тохоку (11.03.2011, $M = 9.0$; $R = 700$ км, $M/\text{Lg}(R) = 3.2$) (рисунок). В середине сентября 2010 г. началось снижение температуры на глубине 240 м, составившее за две недели $0,1\text{ }^{\circ}\text{C}$, а 27.09.2010 в 51 км от скважины произошло землетрясение $M = 5.1$, $M/\text{Lg}(R) = 2.9$. В течение суток после этого землетрясения температура восстановилась. В последующие 5,5 месяцев снова происходило медленное снижение T , составившее к моменту землетрясения Тохоку те же $0,1\text{ }^{\circ}\text{C}$. Сразу после землетрясения температура поднялась на $0,2\text{ }^{\circ}\text{C}$. При этом изменения уровня воды в скважине не наблюдалось, что указывает на локализацию движений подземных вод в заколонном пространстве скважины. Уменьшение температуры соответствует деформации растяжения, снижению порового давления и перетоку пластовых вод из верх-

них (холодных) горизонтов в нижние. Реализация землетрясения сопровождается сменой режима растяжения на режим сжатия и обратным перераспределением подземных вод [7].

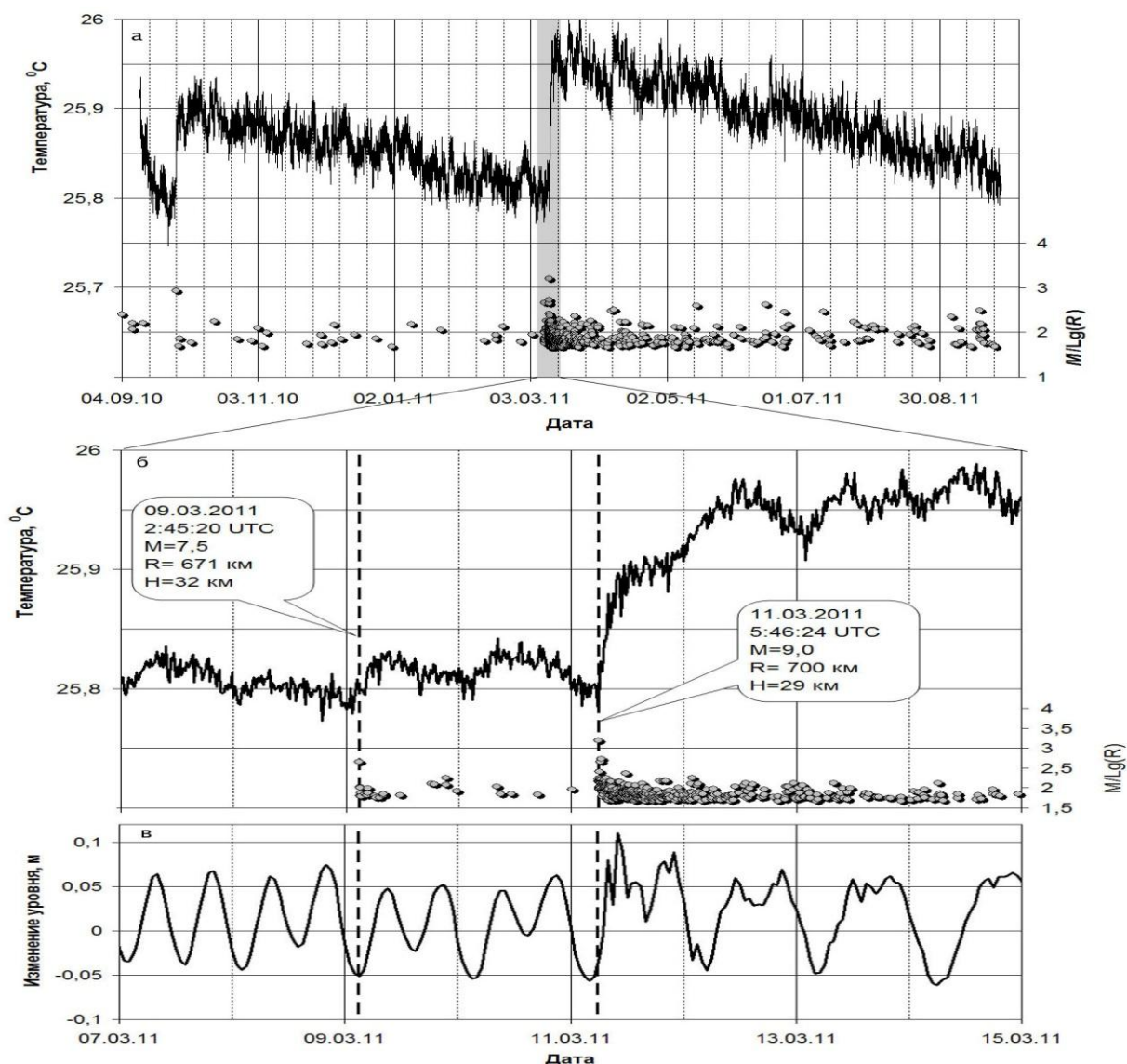


Рис. Изменения температуры на глубине 240 м (а, б) и вариации уровня воды в скважине (в). В нижней части рисунков (а, б) отмечены землетрясения, происшедшие в радиусе 1000 км от скважины в координатах дата - отношение магнитуды к логарифму эпицентрального расстояния ($M/Lg(R)$).

Моменты землетрясения Тохоку и его форшока отмечены вертикальными пунктирными линиями

Проведенные исследования свидетельствуют о комплексном характере температурных изменений в сейсмически и вулканически активных районах. На низкочастотные колебания, связанные с геодинамическими процессами, накладываются более высокочастотные, вызываемые свободной тепловой кон-

векцией и приливными колебаниями уровня воды в скважине. При этом сами геодинамические процессы могут иметь различную природу. Все перечисленные явления оперируют в различных частотных диапазонах, что открывает возможности их эффективного разделения. Несмотря на очевидную информативность геотермического мониторинга геодинамических процессов говорить о его прогностических возможностях пока рано. Необходимо локализовать область, сейсмический режим в которой наиболее тесно связан с температурными изменениями в исследуемой скважине, и более точно установить соотношения между параметрами землетрясений и температурных колебаний. Уверенной идентификации «тектонического сигнала» в геотемпературном поле будет способствовать расширение сети мониторинга, которая должна охватывать несколько соседних островов. Это позволит выделять согласованные температурные изменения.

В 2009 г. мониторинг температуры организован нами и в другом сейсмоактивном регионе России – в Байкальской рифтовой зоне. Здесь измерения T проводятся аналогичной аппаратурой (термокоса и АИТ) в стометровой скважине, расположенной на территории обсерватории «Талая» (южное побережье оз. Байкал). В результате были выявлены разнопериодные вариации температуры, которые по нашему мнению объясняются техническими причинами и не связаны с эволюцией сейсмического процесса [8].

Исследования проводились при поддержке Программы фундаментальных исследований, выполняемых совместно организациями УрО и СО РАН: проект «Теоретические и экспериментальные исследования температурных вариаций в геологической среде, связанных с геодинамическим режимом земной коры, климатическими изменениями и техногенными воздействиями» (УрО РАН - №12-С-5-1023, СО РАН - №45).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Nakamura Y and Wakita H. Precise temperature measurement of groundwater for earthquake-prediction study // Pure and Applied Geophysics.- 1984.- V. 122,- No 2-4- P. 164-174.
2. Зубаков С.И. Термические предвестники землетрясений //Физика Земли.- 1992.- №8.- P. 72-82.
- 3.. Buntebarth, G.,V.M. Belikov, G.A. Ishankuliev, G. Kumsiashvili. Jerks and long-term variations in borehole temperatures in the Transcaucasus and near the Kopet-Dagh Front Fault in Turkmenistan // Cahier du Centre European de Geodynamique et de Seismologie, Luxembourg.- 1997.- No 14.- P. 65–79.
4. Казанцев С.А., Дучков А.Д. Аппаратура для мониторинга температуры и измерения теплофизических свойств мерзлых и талых пород // Международная конференция «Криогенные ресурсы полярных и горных регионов. Состояние и перспективы инженерного мерзловедения». - Тюмень: ИКЗ СО РАН.- 2008.- С. 236-239.
5. Демежко Д.Ю., Юрков А.К., Уткин В.И., Климшин А.В. О природе температурных вариаций в скважине Куп-1 (о. Кунашир) // Геология и геофизика.- 2012.- Т. 53.- № 3.- С. 406-414.
6. Миндубаев М.Г., Демежко Д.Ю. Свободная тепловая конвекция в буровых скважинах: численное моделирование и экспериментальные данные // Мониторинг. Наука и технологии.- 2012.- №4.- С. 12-18.

7. Демежко Д.Ю., Юрков А.К., Уткин В.И., Щапов В.А. Температурные изменения в скважине Кип-1 (о. Кунашир), вызванные землетрясением Тохоку (11.03.2011 г., $M = 9.0$) // Доклады РАН.- 2012.- Т. 445.- №2.- С. 200-204.

8. Пермяков М.Е., Дучков А.Д., Демежко Д.Ю., Казанцев С.А. Результаты изучения геотемпературного поля в скважине обсерватории «Талая» (южное побережье оз. Байкал). // ГЕО-Сибирь-2011. Т.2. Недропользование. Горное дело. Новые направления и технология поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Ч. 1: сб. матер. VII Междунар. научн. конгресса «ГЕО-Сибирь-2011», 19-29 апреля 2011 г., Новосибирск. – Новосибирск: СГГА.- 2011.- Т. 2.- Часть 1. - С. 27-31.

© Д.Ю. Демежко, А.К. Юрков, А.Д. Дучков, С.А. Казанцев, 2013

СОДЕРЖАНИЕ

1. И.Г. Яценко, Г.В. Нестерова. Закономерности пространственного распределения парафинистых нефтей России и теплового потока.....	3
2. С.В. Яскевич, А.А. Дучков, Ф. Андерссон. Микросейсмический мониторинг в азимутально анизотропных средах. Точность локации и возможность определения параметров анизотропии	9
3. М.Йо. Шумскайте, Ю.К. Доломанский. Новые возможности метода ЯМР-релаксометрии при исследовании горных пород.....	14
4. А.Н. Шеин, Н.О. Кожевников, Е.Ю. Антонов. Трехмерная геоэлектрическая модель Чернорудной зоны Приольхонья: описание и результаты расчетов индукционных переходных характеристик с помощью программы Modem3D	18
5. А.Е. Шалагинов, Н.Н. Неведрова. Изучение геоэлектрических параметров разреза (электропроводность и коэффициент анизотропии) по данным электромагнитных зондирований для задач мониторинга сейсмотектонических процессов	24
6. М.Е. Царапкин, Г.А. Дугаров, В.В. Карстен, С.Б. Горикалёв. Определение сейсмической добротности продуктивного интервала по данным ВСП скважины Пеляткинская-830 модифицированным методом спектральных отношений	29
7. И.Г. Яценко, Г.В. Нестерова. Анализ размещения нетрадиционных нефтей России с применением информационно-вычислительной системы по нефтяной геологии	35
8. В.В. Филатов. О модели релаксации сопротивления в методах сейсмоэлектроразведки.....	41
9. И.И. Фадеева, А.А. Дучков, М.Е. Пермьяков. Количественная оценка гидратосодержания в образце по данным измерения температурного поля от линейного источника тепла	46
10. А.Н. Фаге, Н.М. Яркова, И.Н. Ельцов. Применение электро-томографии для разведки угольных пластов и контролирующих их водоносных горизонтов	52
11. В.Ю. Тимофеев, Д.Г. Ардюков, А.В. Тимофеев. Постсейсмические смещения и эффективная вязкость среды.....	58
12. Д.В. Тейтельбаум, А.А. Власов. Программная система для каротажа в процессе бурения.....	64
13. В.В. Скуридина, А.А. Дучков, А.А. Романенко, Д.Е. Аюнов. Параллельная реализация алгоритма расчета влияния рельефа на оценку теплового потока Земли.....	70

14. <i>А.Ф. Серов, В.Н. Мамонов, А.Д. Назаров, К.М. Кириллов.</i> Измерительный пункт «КВАРТА-Н-50» для контроля дебета и параметров нефтяной эмульсии и нефти на скважине.....	76
15. <i>К.С. Сердюк, М.Ш. Урамаев, И.В. Михайлов.</i> Программная библиотека Emfcore количественной интерпретации данных электрометрических измерений в скважинах.....	83
16. <i>А.С. Сердюков, А.А. Дучков.</i> Численное решение уравнения двойного корня в криволинейных координатах.....	90
17. <i>К.С. Сердюк, И.А. Азбаш, А.Ю. Соболев.</i> Построение быстрых аппроксимационных модулей решения задач высокочастотного электромагнитного каротажа.....	96
18. <i>К.В. Сухорукова, О.В. Нечаев.</i> Сигналы бокового каротажного зондирования в анизотропных отложениях по результатам численного моделирования.....	102
19. <i>М.И. Протасов, Г.В. Решетова, В.А. Чеверда.</i> Выявление зон трещиноватости на основе взвешенного суммирования многокомпонентных сейсмических данных.....	108
20. <i>Б.И. Прилоус.</i> О введении понятия представительного объемного элемента в теорию структурированного континуума.....	115
21. <i>П.В. Пономарев, Н.Н. Неведрова.</i> Строение юго-западной части Чуйской впадины Горного Алтая по данным метода сопротивлений.....	121
22. <i>Е.Ж. Ракшаева, Т.В. Нефедкина, А.М. Айзенберг.</i> Модифицированный эффективный коэффициент отражения для AVO инверсии закритических РР отражений от криволинейных границ	126
23. <i>М.А. Павлова, К.В. Сухорукова, В.Н. Глинских.</i> Интерпретация данных электрометрии на интервале баженовской свиты.....	132
24. <i>Г.В. Нестерова, И.Г. Яценко, Л.А. Назаров.</i> Моделирование влияния вязкости пластовой нефти на распределение УЭС в окрестности скважины и скважинные измерения	137
25. <i>М.М. Немирович-Данченко, А.А. Шатская.</i> Численное моделирование влияния трещиноватости пласта на амплитудный спектр сейсмического сигнала	141
26. <i>Е.А. Мельник, В.Д. Суворов, З.Р. Мишенькина.</i> Распределение коэффициента петрофизической неоднородности в земной коре Байкальской рифтовой зоны по данным ГСЗ и гравиметрии	145
27. <i>А.С. Мартьянов, А.А. Власов.</i> Программный инструментарий анализа данных электротомографии	151
28. <i>А.В. Левичева.</i> Палеомагнитная характеристика отложений верхнего мела -палеогена, вскрытых скв. № 124 и № 114 (юг Западной Сибири).....	156
29. <i>О.А. Кучай.</i> Поля напряжений афтершоковых последовательностей в зоне перехода от Памира к Тянь-Шаню	160
30. <i>О.А. Кучай, А.А. Татаурова.</i> Особенности сеймотектонических деформаций Алтае-Саянской горной области.....	165

31. <i>Д.А. Кулешов, П.Г. Дядьков.</i> Проблемы и методы учёта вековой вариации при проведении геомагнитных наблюдений и съёмок в Сибири	171
32. <i>Ю.А. Орлов.</i> Применение метода медленно меняющихся амплитуд к обратной динамической задаче сейсмологии на примере скалярного уравнения.....	176
33. <i>М.А. Корсаков, Е.Ю. Антонов, Н.О. Кожевников.</i> Программно-алгоритмическая система для моделирования и совместной интерпретации данных импульсных индукционных зондирований с учётом вызванной поляризации.....	182
34. <i>Н.Ф. Кротевич, М.Н. Никитенко.</i> Использование естественных вариаций геомагнитного поля типа КПК в проблеме разведочного картирования среднеглубинных неоднородностей в Земле	187
35. <i>В.А. Киндюк, А.Ю. Соболев.</i> Восстановление значения модуля Юнга по данным геофизических исследований в скважинах с помощью нейронных сетей.....	192
36. <i>Я.К. Камнев, Н.О. Кожевников, С.М. Стефаненко.</i> Усовершенствование методики измерения магнитной вязкости во временной области лабораторной индукционной установкой	197
37. <i>С.А. Казанцев, М.Е. Пермяков, А.Д. Дучков.</i> Устройство для оперативного температурного мониторинга	203
38. <i>А.В. Злобинский, В.С. Могилатов, Б.П. Балашов.</i> Использование метода зондирования вертикальными токами на нефтяных и рудных объектах.....	208
39. <i>Ю.И. Колесников, К.В. Федин.</i> Определение резонансных свойств верхней части разреза по записям микросейсм: данные физического моделирования.....	214
40. <i>П.А. Дергач, В.И. Юшин.</i> Калибровка сейсмических датчиков-велоСИМЕТРОВ ступенью смещения.....	220
41. <i>Д.Ю. Демежко, А.К. Юрков, А.Д. Дучков, С.А. Казанцев.</i> Температурный мониторинг для решения геодинамических задач в сейсмоактивных районах (на примере о. Кунашир)	226

CONTENTS

1. <i>I.G. Yashchenko, G.V. Nesterova.</i> Regularities of spatial distribution of paraffin oils Russia and heat flux	3
2. <i>S.V. Yaskevich, A.A. Duchkov, F. Andersson.</i> Microseismic monitoring in azimuthally anisotropic media, location robustness and feasibility to determine anisotropic parameters.....	9
3. <i>M.Yo. Shumskayte, Yu.K. Dolomanski.</i> New possibilities of the method of NMR-relaxometry in the research of rocks	14
4. <i>A.N. Shein, N.O. Kozhevnikov, E.Yu. Antonov.</i> 3D geoelectrical model of Chernorud area in Ol'khon region: description and results of modeling transient induction signals by program Modem3D.....	18
5. <i>A.E. Shalaginov, N.N. Nevedrova.</i> Study of geoelectric parametrs (conductivity and anisotropy coefficient) from tem data to monitoring seismotectonic processes	24
6. <i>M.E. Tsarapkin, G.A. Dugarov, W.V. Karsten, S.B. Gorshkalev.</i> Determining the seismic quality factor in the reservoir interval from VSP data of Pelyatkinsky-830 well using the modified spectral ratio method.....	29
7. <i>I.G. Yashchenko, G.V. Nesterova.</i> Analysis of placement of unconventional oils of Russia using information-processing system for oil geology	35
8. <i>V.V. Filatov.</i> On resistivity relaxation's model in exploration by seismoelectric method	41
9. <i>I.I. Fadeeva, A.A. Duchkov, M.E. Permyakov.</i> Quantitative evaluation of hydrate content within the sample by measuring the temperature field from a linear heat source	46
10. <i>A.N. Fague, N.M. Yarkova, I.N. Yeltsov.</i> Use of electrical resistivity tomography method for allocating coal-beds and adjacent governing aquifers.....	52
11. <i>V.Y. Timofeev, D.G. Ardyukov, A.V. Timofeev.</i> Postseismic displacement and effective viscosity of medium	58
12. <i>D.V. Teytelbaum, A.A. Vlasov.</i> Software system for logging while drilling	64
13. <i>V.V. Skuridina, A.A. Duchkov, A.A. Romanenko, D.E. Ayunov.</i> Parallel implementation of algorithm for calculating the influence of relief on the estimation of heat flow of the Earth	70
14. <i>A.F. Serov, V.N. Mamonov, A.D. Nazarov, K.M. Kirillov.</i> Measuring item "KBAPTA-H-50" for the control of the debit and parameters petroleum mix and petroleum on the chink	76

15. <i>K.S. Serdyuk, M.Sh. Uramaev, I.V. Mikhaylov.</i> The software library Emfcore for quantitative interpretation of electrometric well logging data	83
16. <i>A.A. Duchkov, A.S. Serdyukov.</i> Numerical solver for double square root equation in curvilinear coordinates.....	90
17. <i>K.S. Serdyuk, I.A. Agbash, A.Y. Sobolev.</i> Fast approximation units for high frequency electromagnetic logging 1d direct problem.....	96
18. <i>C.V. Suhorukova, O.V. Nechaev.</i> Modeling of lateral logging sounding signals in macroanisotropic terrigenous deposits	102
19. <i>M.I. Protasov, G.V. Reshetova, V.A. Tcheverda.</i> Recovery of fracture zones by weighted summation of multi-component data title	108
20. <i>B.I. Prilous.</i> About introduction of concept of the representative volume element in the theory of the structured continuum.....	115
21. <i>P.V. Ponomarev, N.N. Nevedrova.</i> Structure of southwestern part of Chuya basin by resistivity method	121
22. <i>E.Z. Rakshaeva, T.V. Nefedkina, A.M. Aizenberg.</i> Modified effective reflection coefficient for AVO inversion of post-critical PP reflections from curved interfaces.....	126
23. <i>M.A. Pavlova, C.V. Suhorukova, V.N. Glinskikh.</i> Electrometry log data interpretation of the bagenov formation interval.....	132
24. <i>G.V. Nesterova, I.G. Yashchenko, L.A. Nazarov.</i> Simulation of oil viscosity influence on resistivity distribution and borehole logging	137
25. <i>M.M. Nemirovich-Danchenko, A.A. Shatskaya.</i> Numerical modelling of influence of reservoir-scale fractures on amplitude spectrum of the seismic signal.....	141
26. <i>E.A. Melnik, V.D. Suvorov, Z.R. Mishenkina.</i> Distribution of the petrophysical heterogeneity in the upper crust of the Baikal rift zone from the DSS and gravity data	145
27. <i>A.S. Martianov, A.A. Vlasov.</i> Software tool for electrical resistivity tomography data analysis	151
28. <i>A.V. Levicheva.</i> Paleomagnetic characteristic of upper cretaceous – paleogene deposits of borehole № 124 and № 114 (south of West Siberia)	156
29. <i>O.A. Kuchay.</i> Stress field aftershock sequences in the transition zone from the Pamirs to the Tien-Shan.....	160
30. <i>O.A. Kuchay, A.A. Tataurova.</i> Features seismotectonic deformations Altai-Sayan mountain region.....	165
31. <i>D.A. Kuleshov, P.G. Dyadkov.</i> Problems and methods for calculation of secular variation in geomagnetic measurements and surveys in Siberia	171
32. <i>Yu.A. Orlov.</i> Use the slowly changing amplitude method to inverse dynamic seismic task on an example of scalar equation.....	176
33. <i>M.A. Korsakov, E.Yu. Antonov, N.O. Kozhevnikov.</i> Geophysical modelling and joint interpretation system for time-domain electromagnetic soundings in conductive polarizable medium	182

34. <i>N.F. Krotevich, M.N. Nikitenko</i> . Utilization of natural short-term geomagnetic variations in lateral exploration of medium-deep Earth heterogeneities.....	187
35. <i>V.A. Kindyuk, A.Y. Sobolev</i> . Prediction of Young's modulus from geophysical logs using neural networks.....	192
36. <i>Ya.K. Kamnev, N.O. Kozhevnikov, S.M. Stefanenko</i> . Improvement method time-domain magnetic viscosity measurements with laboratory inductive system	197
37. <i>S.A. Kazantsev, M.E. Permyakov, A.D. Duchkov</i> . A device for real-time temperature monitoring.....	203
38. <i>A.V. Zlobinskiy, V.S. Mogilatov, B.P. Balashov</i> . Using vertical electric current sounding for oil and ore surveys	208
39. <i>Yu.I. Kolesnikov, K.V. Fedin</i> . Determination of near-surface resonance properties from microtremor measurements: physical modeling data	214
40. <i>P.A. Dergach, V.I. Yushin</i> . Calibration of seismic sensors by a step-form test function.....	220
41. <i>D.Yu. Demezhko, A.K. Yurkov, A.D. Duchkov, S.A. Kazantsev</i> . Temperature monitoring for solving geodynamic problems in seismoactive areas (example from Kunashir island)	226

Научное издание

IX Международные научный конгресс и выставка

ИНТЕРЭКСПО ГЕО-СИБИРЬ-2013

Международная научная конференция

НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ. ГОРНОЕ ДЕЛО. НОВЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ И ТЕХНОЛОГИИ ПОИСКА, РАЗВЕДКИ И РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ. ГЕОЭКОЛОГИЯ

Т. 1

Сборник материалов

Материалы публикуются в авторской редакции

Компьютерная верстка *Н.Ю. Леоновой*

Изд. лиц. ЛР № 020461 от 04.03.1997.

Подписано в печать 10.04.2013. Формат 60 × 84 1/16

Печать цифровая.

Усл. печ. л. 10,40. Тираж 100 экз. Заказ

Редакционно-издательский отдел СГГА
630108, Новосибирск, 108, ул. Плеханова, 10.

Отпечатано в картопечатной лаборатории СГГА
630108, Новосибирск, 108, ул. Плеханова, 8.