ПРИБОРЫ и СИСТЕМЫ
РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ

ЕЖЕКВАРТАЛЬНОЕ ОФИЦИАЛЬНОЕ ИЗДАНИЕ САРАТОВСКОГО ОТДЕЛЕНИЯ ЕВРО-АЗИАТСКОГО ГЕОФИЗИЧЕСКОГО ОБЩЕСТВА

ИЮЛЬ-СЕНТЯБРЬ
03/2006

ТЕМА НОМЕРА:

МЕТРОЛОГИЯ В ГЕОФИЗИКЕ

ТАКЖЕ В НОМЕРЕ:

Испытана пневмопушка "Малыш"

Вышел в свет новый учебник по сейсморазведке

15 лет на рынке геофизического оборудования

ИЗВЕСТНОЕ ИМЯ – ИЗВЕСТНЫЕ МАРКИ

ООО «ОЙО-ГЕО ИМПУЛЬС ИНТЕРНЭШНЛ»

Производство и продажа полевого геофизического оборудования

НОВЫЙ СЕЙСМОПРИЕМНИК GS-30 CT

с нелинейными искажениями < 0.08 и допусками параметров ± 2%

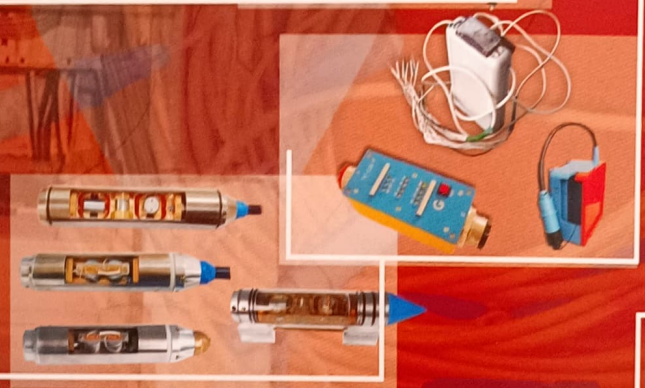
- сейсмоприёмники (геофоны)
- кабельная продукция
- разъёмы
- тестеры
- аксессуары
- сервисные работы
- охранные системы

СЕРВИСНЫЕ РАБОТЫ ПО РЕМОНТУ И ОБСЛУЖИВАНИЮ ГЕОФИЗИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Тестеры и обрывоискатели

БУКСИРУЕМЫЕ КОСЫ

с самоориентирующимися сейсмоприемниками.



КАБЕЛЬНАЯ ПРОДУКЦИЯ

-для телеметрических систем сбора данных

-для линейных систем с числом жил от 2 до 254

РАЗЪЕМЫ ТИПА

KCL , KCK-2, LCK-2, GSC-4 (HERMA-4), РПТ-21.

Адрес: 450001, Россия, Башкортостан, г.Уфа, ул. Кировоградская, 36
Тел. (3472)-25-39-73, факс (3472)-24-73-44.
E-mail: geoimp@ufanet.ru http:// geoimp.on.ufanet.ru

СОДЕРЖАНИЕ

Колонка редактора

Наука начинается с измерений...
Турлов П.А. 04

Тема номера: Метрология в геофизике

Тематический обзор

Метрологическое обеспечение геофизических исследований: состояние, проблемы, решения
А.М. Блюменцев, В.П. Цирульников, В.С. Симаков, С.А. Федотов, Н.Г. Козыряцкий, О.В. Горбатюк 05

Идеология

Некоторые актуальные вопросы метрологии геофизических исследований
А.М. Блюменцев, В.С. Симаков, А.В.Стакло, С.А. Федотов 08

Метрологическое обеспечение геофизических исследований скважин
А. М. Блюменцев, В. П. Цирульников, Н. Г. Козыряцкий, Г. А. Калистратов 14

Теория

Погрешности и неопределенности измерений
Э.Г. Миронов, , В.А. Фирсанов 20

Теоретические основы испытаний электродинамических сейсмоприёмников
Стакло А.В. 48

Приборы и системы

Разработка и изготовление стандартных образцов предприятия для калибровки скважинных измерителей магнитной восприимчивости
И.И. Глухих, А.П. Хейнсон, О.Л. Сокол-Кутыловский, Л.Г. Строкина А.С. Соболев 17

Аппаратура и методика регистрации акустических сигналов морских сейсмических источников
Гуленко В.И., Бадиков Н.В., Шумский Б.В. 40

Пневматический источник сейсмических сигналов «Малыш»
Бадиков Н.В., Москаленко Ю.А., Бадиков А.Н., Гуленко В.И. 43

К вопросу обеспечения качества сейсморазведочных работ
И.М. Кузнецов, Н.В. Тарасов, П.А. Турлов 46

Тестер «Тест-СП» как средство измерения параметров электродинамических сейсмоприемников
Бескоровайный В.Л., Коханов Е.Г., СелезневаТ.В., Тарасова О.В. 57

Технологии

Метрология, технология, экономика и геологическая эффективность сейсморазведки
Бевзенко Ю.П., Долгих Ю.Н., Шулик С.И., Воронова И.А. 36

Высокоточная градуировка феррозондовых магнитометров с использованием инклинометрических столов среднего класса точности
Астраханцев Ю.Г., Белоглазова Н.А. 60

Обмен опытом

Обеспечение единства измерений при геофизическом исследовании недр
Зейкан А.Ю., Музыка В.В., Пясецкий Г.В., Ромасенко В.Н. 34

Метрологическое обеспечение аппаратуры ГИС в ОАО "Сибнефть - Ноябрьскнефтегазгеофизика"
Воркунов В.В. 64

Стандартизация

Метрологическое обеспечение, сертификация и стандартизация геодезических работ при сейсморазведочных исследованиях
Прихода А.Г. 24

Эталонный геодезический полигон как средство сертификации и метрологической поверки спутниковых приборов для обеспечения геофизических работ
Прихода А.Г., Лапко А.П. 28

Анализ состояния и основных результатов функционирования системы сертификации геофизической продукции
Блюменцев А.М., Горбатюк О.В., Козыряцкий Н.Г., Симаков В.С. 32

Кабельные наконечники ЗАО «Геофизическая компания ДЕЛЬТА-ЛОТ» сертифицированы!
Горбунов О.Б., Янченко Н.Л. 63

Образование

Вышел в свет учебник...
Крылатков С.М. 66

Главный редактор
Турлов П.А.

Выпускающий редактор
Пимштейн И.Г.

Менеджер проекта
Мокроусова Е.И.

Верстка
Тарасов В.Н.

Обложка, оформление
Мокроусов Д.В.

Адрес редакции:
Россия, 410019, г. Саратов, ул. Крайняя, 129

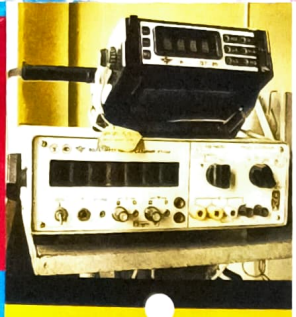
E-mail: skbsp@san.ru

Тел. (845-2) 64-14-32
Fax: (845-2) 64-14-52

Тираж отпечатан в типографии ООО "Формат"
тел.: (845-2) 238-664
Тираж: 500 экз.
Подписано в печать 25.08.06
Дата выпуска 04.09.06
Зак. № 612

Издание зарегистрировано в Министерстве РФ по делам печати, телерадиовещания и средств массовых коммуникаций за номером ПИ №77-7906 от 27 апреля 2001 г.

От редколлегии
Ответственность за подбор и изложение фактов в статьях несут авторы. Редколлегия может публиковать статьи, не разделяя точки зрения авторов.



КОЛОНКА РЕДАКТОРА

НАУКА НАЧИНАЕТСЯ С ИЗМЕРЕНИЙ...

Турлов П.А., СО ЕАГО, г. Саратов

Эта фраза, сказанная Д.И.Менделеевым, послужила эпиграфом к одной из центральных статей настоящего выпуска нашего журнала, темой которого стала "Метрология в геофизике".

Тема эта несколько неожиданна не только для читателей, но и для редакции. Поясню, почему она появилась.

Помещая материалы о новых отечественных и зарубежных приборах и системах, мы молчаливо принимали, что заявленные характеристики присущи им по определению всегда. И своими публикациями настраивали на это и нашего читателя. Настало время акцентировать внимание эксплуатационников всего геофизического инструментария на необходимость постоянного и разумного метрологического контроля используемого геофизиками оборудования.

Сам термин "метрологическая поверка" имеет корнем "доверие". Геофизик-исследователь должен быть всегда уверен в качестве выполняемых измерений, должен обеспечить доверие к полученным результатам. А поэтому контроль, контроль и еще раз контроль!

Однако любая контрольная операция стоит денег, и вопросы: "что мерить?", "как мерить?", "чем мерить?", "когда мерить?",-теперь уже далеко не праздные вопросы. Разумность подхода, экономность технологии замеров, обоснованность и оптимальность набора проверяемых параметров аппаратно-программных комплексов - все это требует обсуждения при рассмотрении темы "Метрология в геофизике".

Редакция постаралась привлечь к написанию статей авторитетных специалистов по этой проблеме, да и читатели достаточно активно откликнулись на наш призыв об участии в обсуждении проблем по указанной теме. Так что редакционный портфель этого номера журнала опять оказался полным.

Лично меня впечатлило то обилие вроде бы на первый взгляд и мелких, но, оказывается, очень важных, вопросов, которые оказались освещенными в предлагаемых материалах. Как говорится, век живи - век учись!

По моему убеждению, читать в этом номере нужно все. Я прочел эти материалы с большим удовольствием, чего и вам желаю!

Всегда Ваш
главный редактор П.А.Турлов

НАШИ ПАРТНЕРЫ

ЕАГО

СКБ СЕЙСМИЧЕСКОГО ПРИБОРОСТРОЕНИЯ

СНИИГГиМС

ЗАО «СОЕДИНИТЕЛЬ»

GEOS

Сейс Эл

OYO-GEO IMPULSE INTERNATIONAL

сибнефть
Ноябрьскнефтегазгеофизика

Метрологическое обеспечение геофизических исследований: состояние, проблемы, решения

А.М. Блюменцев, В.П. Цирульников (ФГУП ГНЦ РФ ВНИИгеосистем),
В.С. Симаков, С.А. Федотов (ФГУП ВНИИгеофизика), Н.Г. Козыряцкий
(ОАО «Нефтегазгеофизика»), О.В. Горбатюк (ОАО «Газпромгеофизика»), Москва

Геофизические исследования относятся к числу наиболее эффективных информационно-измерительных технологий, сопровождающих все стадии геологоразведочных работ (ГРР) и предназначенных для изучения глубинного строения Земли, поиска, разведки, освоения и эксплуатации месторождений полезных ископаемых, мониторинга геологической среды, решения инженерно-геологических, геоэкологических, технологических и технических задач.

По результатам геофизических исследований изучаются условия залегания геологических объектов, физические свойства и состав пород, их слагающих, разнообразные естественные и техногенные процессы, протекающие в недрах. Информация, получаемая в ходе геофизических исследований, широко используется при подсчете начальных и текущих запасов полезных ископаемых, проектировании и контроле разработки месторождений полезных ископаемых.

В последнее время в разведку и освоение вовлекаются месторождения сложного строения, залегающие на больших глубинах, вновь осваиваются месторождения, считавшиеся выработанными или неперспективными.

Указанное обстоятельство предъявляет повышенные требования к точности и достоверности геофизической информации, побуждает развивать новые методы и модификации геофизических исследований, разрабатывать и совершенствовать сложные технические средства для их реализации и, что особенно актуально в настоящее время, создавать и внедрять новые прогрессивные технологии геофизических исследований. При этом совершенно очевидно, что ценность геофизической информации находится в прямой зависимости от ее качества, и в первую очередь от ее достоверности и показателей точности.

В целом геофизические исследования можно определить, как технологический процесс получения количественной информации о геологических объектах в условиях их естественного залегания, реализуемый путем совместного использования технических средств измерений (геофизической аппаратуры), а также методического, алгоритмического и метрологического обеспечения.

Предметом исследования при геофизических исследованиях является геологический объект, характеризующийся определёнными физическими свойствами, вещественным составом и пространственными координатами и описываемый конкретной геологической и петрофизической моделью. Конечной целью геофизических измерений является получение количественных оценок параметров этих моделей (физических, вещественных, геометрических), однозначно определяющих место изучаемого геологического объекта в принятой системе классификаций объектов недропользования. Подобные измерения, в отличие от традиционных измерений отдельных физических величин, принято называть системными [1, 2]. Технологическим средством, реализующим системные измерения, является специальный вид средств измерений информационно-измерительные системы (ИИС).

Информационно-измерительные системы – это совокупность функционально объединённых измерительных, вычислительных и других вспомогательных технических средств для получения измерительной информации, её преобразования, передачи, хранения и обработки с целью представления потребителю (в том числе ввода в АСУ) в требуемом виде, либо автоматического осуществления логических функций, контроля, диагностики, идентификации [3, 4].

Применительно к задачам и технологиям геофизических исследований ИИС ГИ в самом общем виде должна включать в себя [3] средства сбора информации (первичные измерительные преобразователи – скважинная геофизическая аппаратура), средства передачи информации (телеметрическую систему), средства преобразования и обработки измерительной информации (аналоговые и аналогово-цифровые преобразователи, вычислительные модули, алгоритмическое и программное обеспечения), средства сбора и хранения информации, вспомогательные методические и технические средства, обеспечивающие функционирование ИИС (средства метрологического, математического и информационного обеспечения).

Качество геофизической информации, получаемой в процессе реализации геофизических исследований, определяется в первую очередь свойствами и состоянием основных функциональных элементов геофизических ИИС, которые должны контролироваться системой метрологического обеспечения геофизических исследований (МО ГИ).

Система МО ГИ представляет собой комплекс технических, методических, нормативных и организационных средств, обеспечивающих единство, достоверность и требуемую точность результатов измерений и охватывающих все модули ИИС ГИ и все стадии их функционирования.

Системный подход к метрологическому обеспечению ГИ должен включать следующие этапы:

- выбор параметров исследуемой геологической модели, измеряемых при геофизических исследованиях;
- выбор оптимальных единиц измерений и разработку исходных эталонов измеряемых величин;
- выбор и обоснование нормируемых метрологических характеристик геофизической аппаратуры и обрабатывающих геофизических программ;
- разработку поверочных схем, определяющих систему передачи размера единиц от исходных эталонов к вторичным и рабочим эталонам и далее к рабочим измерительным приборам и комплексам;
- разработку методик аттестаций, градуирования и калибровки эталонов и рабочих СИ;
- разработку методик аттестаций методик выполнения измерений геофизических и геологических параметров, включающих оценку режимов проведения измерений, методик учёта влияющих факторов и способы оценки качества конечных результатов измерений.

Спецификой измерительного процесса при геофизических исследованиях как объекта метрологического обеспечения является следующие обстоятельства:

- основными видами измерений являются косвенные измерения (особенно это относится к геофизическим исследованиям скважин – ГИС), когда искомые параметры геологических объектов определяются в рамках решения обратных задач по результатам прямых наблюдений параметров геофизических полей;

- измерения обычно выполняются не отдельными средствами измерений, а комплексами геофизическими информационно-измерительными системами, обычно пространственно распределенными, работающими в сложных условиях взаимодействия с изучаемым геологическим объектом и при существенном влиянии разнообразных дестабилизирующих факторов;

- результатом измерений являются одновременно несколько параметров (несколько физических величин) геофизических полей, характеризующих свойства объекта исследований;

- по своей сути измерения чаще всего являются динамическими, при существенном изменении измеряемого параметра в широком диапазоне его значений;

- измерительный процесс при геофизических исследованиях это не только собственно измерения физических параметров при полевых, скважинных, лабораторных и других видах исследований, но и последующие этапы преобразования результатов измерений от получения промежуточных результатов, например параметров физических полей или геофизических параметров, вплоть до получения конечных результатов, например геологических параметров; названные этапы суть индивидуальная (геофизическая) и комплексная (геологическая) интерпретация результатов геофизических измерений; для полноценной реализации технологического процесса получения геофизической или геологической информации на количественном уровне необходимо использование развитого методического, программно-алгоритмического, петрофизического и метрологического обеспечения;

- в большинстве случаев в качестве отраслевой эталонной базы для геофизических измерений выступают либо аттестованные естественные полигоны для аэро- и наземных полевых геофизических методов или образцы горных пород для петрофизических исследований, либо искусственные модели пластов горных пород для геофизических исследований скважин, свойства которых в максимальной мере приближены к свойствам реальных геологических объектов и которые, чаще всего, воспроизводят несколько геофизических и/или геологических параметров.

Сказанное выше подчеркивает всю сложность создания, поддержания и развития эффективно действующей системы метрологического обеспечения геофизических исследований (МО ГИ).

В геофизической отрасли бывшего СССР в рамках деятельности Министерства нефтяной промышленности СССР, Министерства газовой промышленности СССР и Министерства геологии СССР к концу 80-ых годов прошлого века созданы и функционировали основные элементы системы метрологического обеспечения геофизических исследований.

Система была построена по иерархическому принципу и реализовывала передачу размеров единиц измерений физических величин от исходных государственных эталонов, находящихся в ведении Госстандарта СССР, рабочим средствам измерений (СИ) для геофизических исследований, эксплуатирующихся в производственных геофизических предприятиях, и находящихся в сфере метрологического контроля ведомств.

В организационном плане система МО ГИ включала в себя:

Метрологические центры (МЦ), организованные при ведущих научно-исследовательских и проектно-конструкторских организациях Миннефтепрома СССР и Мингео СССР и имеющие в своем составе государственные и (или) отраслевые стандартные образцы и поверочные установки высших разрядов, метрологические характеристики которых установлены в соответствие с поверочными схемами относительно государственных эталонов;

Метрологические службы геофизических предприятий, оснащенные базовыми поверочными установками, аттестованными метрологическими службами базовых или головных организаций по метрологии, и полевыми калибровочными устройствами, привязанными в плане передачи единиц физических величин к базовым поверочным установкам.

Действующая ранее система МО ГИ функционировала в соответствии с нормативными документами и приказами соответствующих министерств. Передача размера единиц физических величин от исходных образцовых средств измерений рабочим регламентировалась ведомственными поверочными схемами и методиками поверки, согласованными с метрологическими институтами Госстандарта, и учитывала все иерархические уровни.

Известные экономические трудности конца 80-х начала 90-х годов прошлого века, изменение формы собственности геофизических организаций и предприятий, структурная перестройкой геологической отрасли и, в значительной мере, реформирование государственной системы управления сферой недропользования все это привело к тому, что существующая ранее единая для всех российских геофизических предприятий система метрологического обеспечения сегодня отсутствует.

Так, нормативная база, как немаловажный элемент системы метрологического обеспечения геофизических исследований, в значительной степени устарела, ибо её основу составляют методики поверки (калибровки) и поверочные (калибровочные) схемы, разработанные, в основном, в начале или середине 80-х годов. Для новых методов и модификаций геофизических исследований такие документы в ранге общеотраслевых отсутствуют вообще.

Состояние ныне действующей технической базы системы МО ГИ таково, что большинство эксплуатирующихся поверочных (калибровочных) установок морально устарели, физическое состояние некоторых из них вряд ли может обеспечивать воспроизведение измеряемых физических величин с заданной точностью в течение времени эксплуатации; для многих установок отсутствуют элементы автоматизации и компьютеризации.

Вызывает тревогу тот факт, что в стремлении восстановить метрологическую службу, отдельные геофизические предприятия, создавая свою эталонную базу, претендуют на статус отраслевых метрологических центров в отсутствие какой-либо узаконенной иерархической организационной структуры метрологической службы отрасли. Так например, на сегодняшний день известны, по крайней мере, четыре (!) организации-обладателя государственных стандартных образцов нейтронных свойств горных пород, статус которых в системе передачи единиц физических величин до сих пор не определен, сличение их характеристик между собой не проведено.

Отсутствие планового централизованного финансирования для поддержания отраслевой системы МО ГИ на требуемом уровне и нормативной документации, регламентирующей правила и порядок осуществления метрологических процедур, привело к существенному нарушению сроков метрологической аттестации исходных образцовых средств измерений государственного и отраслевого уровня, поверочных и калибровочных установок, к частичной потере кадрового потенциала, моральному старению и физическому износу технических средств МО ГИ, недопустимому разрыву в научном и техническом уровне между технологиями ГИС и их метрологическим обеспечением (не в пользу последнего).

В то же время, в связи с возрастающими требованиями к качеству геофизической информации, реально существующей конкуренцией с западными фирмами, пришедшими на российский рынок геофизических услуг, и рядом других обстоятельств требования к эффективности функционирования системы МО ГИ неизмеримо возросли, что делает означенную проблему предельно актуальной.

Для успешного решения этой проблемы необходима реконструкция и развитие на новом уровне системы МО ГИ с учетом современных требований к качеству и эффективности геологического изучения недр.

Реализация мероприятий по реконструкции единой системы МО ГИ должна включать в себя в первую очередь создание Единой общероссийской отраслевой метрологической службы геофизических исследований (ЕМС ГИ). Эта служба должна быть построена по иерархическому принципу и включать в себя:

Головную организацию метрологической службы геофизических исследований (МС ГИ) на базе одного из ведущих научных центров РФ в области геологического изучения недр;

Метрологические центры (МЦ) по направлениям деятельности или по видам измерений в сфере геофизических исследований, предпочтительно на базе организаций-держателей исходных эталонов;

Метрологические службы (МС) геофизических предприятий (ГП).

Основополагающим положением функционирования ЕМС ГИ должно быть требование о том, что создаваемая система МО ГИ должна быть в полном смысле этого слова единой для всех организаций-исполнителей геофизических работ независимо от их административной или ведомственной подчиненности и форм собственности, в том числе для совместных предприятий и зарубежных компаний, работающих в РФ.

Поскольку важнейшим элементом системы МО ГИ является ее нормативная база, в числе первоочередных задач следует назвать необходимость приведения действующих нормативных документов (наряду с разработкой и новых) в соответствие с новыми законодательными актами РФ и Положением о МПР РФ и Роснедра как Федеральными исполнительными органами, призванными содействовать нормативному обеспечению работ по стандартизации, сертификации, метрологическому контролю и надзору в области геологического изучения недр.

Очевидным стало и то, что и сама структура нормативной базы системы МО ГИ требует коренного пересмотра. Кроме «традиционных» методик поверки (калибровки) и поверочных (калибровочных) схем, она должна включать в себя, как минимум, нормативные документы следующих видов:

Общесистемные документы, регламентирующие функционирование отраслевой системы МО ГИ в целом, т. е. документы, законодательно устанавливающие общие положения системы МО ГИ, ее организационную структуру и пр. В эту группу документов должны также войти документы, регламентирующие требования к системе передачи размера единиц измеряемых параметров от эталонов (в том числе, входящих в общегосударственные поверочные схемы) рабочим средствам измерений для геофизических исследований, а также требования к методикам калибровки рабочих средств измерений. К числу общесистемных документов МО ГИ следует отнести также документы, устанавливающие терминологию, понятийный аппарата в области МО ГИ, единицы измеряемых величин, правила аккредитации метрологических служб геофизических предприятий, требования к метрологическим службам и ряд других.

В условиях сложившихся рыночных отношений и особенно в свете предстоящего вступления России в ВТО немаловажным элементом функционирования геофизического предприятия является действующая на этом предприятии система качества выполняемых исследований и работ. По этой причине к числу общесистемных документов МО ГИ следует отнести также комплект нормативных документов вида «Система менеджмента качества», регламентирующий требования к системе качества предприятия и ее элементам.

Помимо общесистемных документов должны разрабатываться также документы, распространяющиеся на отдельные методы (модификации) геофизических исследований и регламентирующие требования к метрологическим характеристикам конкретных геофизических средств измерений, методам и средствам их метрологической аттестации и калибровки, требования к эталонам. Важный блок нормативной базы этого уровня должны составить документы вида «Методики выполнения измерений» (МВИ), методики их метрологической аттестации, а также аттестации алгоритмов и программ обработки и интерпретации результатов измерений при геофизических исследованиях.

Понятно, что приведенный перечень документов не претендует на полноту, а упомянут как комплекс первоочередных документов, подлежащих разработке.

Подчеркивая тот факт, что техническая база системы МО ГИ также требует значительной модернизации, в качестве первоочередных шагов в этом направлении можно было бы назвать следующие:

- создание нового поколения калибровочных установок (комплексов), построенных на принципах автоматизации и компьютеризации, допускающих возможность включения их в автоматизированные рабочие места метрологов, подобных комплексу "АРМ-Метролог" разработки НПП "Геометр" [3] и позволяющих контролировать более широкую номенклатуру метрологических характеристик геофизических средств измерений, в том числе и динамические погрешности для отдельных видов измерений;
- проведение переаттестации исходных эталонов, расширение их номенклатуры и, по возможности, сличение их характеристик с зарубежными эталонами.

При реализации этих мероприятий следует иметь в виду, что вновь создаваемая система МО ГИ должна быть обязательной для всех геофизических предприятий, поставляющих информацию в государственные банки данных, независимо от формы собственности и национальной принадлежности сервисных геофизических организаций.

Финансирование работ по созданию общероссийской системы МО ГИ должно осуществляться основными потребителями геофизической информации государством, в лице федерального исполнительного органа, призванного обеспечивать эффективность изучения и исследование ресурсов недр, и добывающими компаниями, ведущими разведку а разработку месторождений полезных ископаемых. Одной из возможных форм такого финансирования, кстати широко апробированного за рубежом, могло бы быть создание специализированной научно-производственной организации в рамках возможной ?Ассоциации пользователей геофизической информацией?.

Нельзя не упомянуть еще и о целом круге задач, на первый взгляд кажущихся второстепенными, но без решения которых система МО ГИ не может считаться полноценной. Среди этих задач реконструкция и обновление учебной базы для подготовки ведомственных поверителей, подготовка и издание целого комплекса научной, методической и справочной литературы в области МО ГИ, и включение метрологических служб производственных геофизических предприятий в Российскую систему калибровки и много многое другое.

Литература

1. Измерение параметров пространственных полей. Я.Е. Беленький. Наукова думка. Киев, 1985г.
2. Метрологическое обеспечение геофизических исследований скважины. А.М. Блюменцев и др. М., Недра, 1991г.
3. Скважинные геофизические информационно-измерительные системы. Широков В.Н. и др. М., Недра, 1996г.
4. Системы информационно-измерительные. Метрологическое обеспечение. Основные положения. ГОСТ 8.437-81.

Некоторые актуальные вопросы метрологии геофизических исследований

А.М. Блюменцев (ГНЦ ВНИИГеосистем), В.С. Симаков, А.В.Стакло, С.А. Федотов (ФГУП ВНИИГеофизика), Москва

«Наука начинается ... с тех пор, как начинают измерять, точная наука немыслима без меры»
Д.И. Менделеев

Общие положения

Геофизические исследования относится к числу наиболее эффективных способов получения информации при геологическом изучении недр. Основная часть геофизической информации представляет собой результаты измерений различных параметров геологической среды. Качество измерительной информации должно обеспечивать достоверность и сопоставимость результатов дальнейших геологических построений и выводов. Для обеспечения этого необходимо соблюдать установленные для любых измерений нормы и правила, иначе говоря, обеспечивать единство измерений. Уместно напомнить, что единство измерений это такое состояние измерений, при котором «результаты выражены в узаконенных единицах, размеры которых в установленных пределах равны размерам единиц, воспроизводимых первичными эталонами, а погрешности результатов измерений известны и с заданной вероятностью не выходят за установленные пределы» [1]. Обеспечение единства измерений именуется также как "метрологическое обеспечение". Отметим, что метрологическое обеспечение неразрывно связано с техническим регулированием, в частности, со стандартизацией и подтверждением соответствия продукции, работ и услуг требованиям нормативных документов (сертификацией).

В настоящее время сложилось положение, при котором выполняются определенные объёмы работ по геологическому изучению недр, но при этом метрологическое обеспечение как обязательная и составная часть применяемых технологий либо отсутствует, либо осуществляется на недопустимо низком уровне. Руководители ряда предприятий игнорируют требования Закона Российской Федерации "Об обеспечении единства измерений" даже для тех видов измерений, которые подлежат обязательному метрологическому обеспечению, а органы исполнительной власти не осуществляют метрологический контроль и надзор за выполнением геофизических исследований. Ситуация усугубляется и тем, что работы по геологическому изучению и использованию недр на территории Российской Федерации проводятся организациями различной ведомственной принадлежности и форм собственности, как российскими, так и зарубежными. Осуществлявшая ранее метрологическое обеспечение и кураторскую деятельность система базовых организаций и метрологических служб бывшего Министерства геологии СССР фактически разрушена.

Сказанное заставляет авторов ещё раз обсудить основные положения метрологии геофизических исследований. Ни одна из существующих проблем не может быть решена без создания организационной структуры и ее правового обеспечения. Однако в данной статье сосредоточимся лишь на технической составляющей метрологии геологического изучения недр, в основном, применительно к двум методам сейсморазведке и гравиразведке. Эти методы выбраны по двум разным критериям: сейсморазведка является основным геофизическим методом, затраты на который составляют более 90 % всех затрат на геофизику, а гравиразведка – тот метод, метрология которого наиболее развита.

Научно-методические основы метрологического обеспечения любых измерений предполагают решение следующих основных вопросов:

- установление основных измеряемых физических величин в различных методах изучения недр;
- создание эталонов единиц измеряемых физических величин различного вида и назначения (исходных, подчиненных, рабочих, транспортабельных и т.п.);
- разработка схем передачи размера единиц измеряемых физических величин от эталонов к рабочим средствам измерений (поверочные схемы и схемы калибровки);
- установление номенклатуры параметров и характеристик технических средств, применяемых в каждом из методов изучения недр и требований к ним;
- разработка методик измерений значений параметров и характеристик технических средств, методик испытаний, а также нормирование погрешностей определений этих параметров и характеристик;
- установление номенклатуры показателей методик выполнения измерений, применяемых в каждом геофизическом методе;
- нормирование методических погрешностей и аттестация методик выполнения геофизических измерений;
- установление и нормирование показателей назначения алгоритмов и программ обработки результатов измерений в каждом из геофизических методов и разработка методик их аттестации.

Технической базой получения информации при геологическом изучении недр фактически являются измерительные информационные системы (ИИС), во многих случаях многоканальные и по своей структуре пространственно распределенные. В измерительном процессе обычно применяют совокупность функционально объединенных измерительных, вычислительных и других вспомогательных технических средств для получения измерительной информации, ее преобразования, обработки и представления в требуемом виде. Результатом измерений являются одновременно несколько параметров геофизических полей, отражающих физические свойства объекта исследований. В дальнейшем на основании прямых измерений параметров геофизических полей путём решения обратных задач находят параметры геологических объектов, определение которых является конечной целью измерений. Измерения осложнены влиянием разнообразных помех, из которых наиболее серьёзными являются геологические помехи (поля от геологических тел, не являющихся поисковыми объектами).

То обстоятельство, что в геофизике приходится

иметь дело с ИИС, существенно усложняет решение вопросов технического регулирования и метрологии. Среди геофизиков нет единого понимания, что такое канал измерений при геологическом изучении недр. Некоторые геофизики считают, что в состав канала измерений должна включаться геологическая среда. На самом деле геологическая среда – это объект измерений, который определяется как "тело (физическая система, процесс, явление и т. д.), которое характеризуется одной или несколькими измеряемыми физическими величинами" [1]. Под измерительным каналом в [1] понимается измерительная цепь измерительной системы. В свою очередь, измерительная цепь – это совокупность элементов средств измерений, образующих непрерывный путь прохождения измерительного сигнала одной физической величины от входа до выхода. Измерительный же сигнал – это сигнал, содержащий количественную информацию об измеряемой физической величине. Геологическая среда ни в одном геофизическом методе не является ни средством измерения, ни его элементом, следовательно, в любом случае её нельзя включать в измерительный канал.

Нормативными документами предусматриваются два вида метрологического контроля ИИС: комплектная или поэлементная поверка (калибровка). Сейчас можно утверждать, что ни в одном геофизическом методе не разработана метрология измерительного канала в целом. Удаётся решать вопросы метрологии отдельных составных частей ИИС (датчики, регистраторы и т.п.). Но при этом существующая метрология не отвечает на вопрос, как влияют на качество геологических построений (на конечный результат) такие составляющие, как параметры технических средств, методики выполнения измерений и обработки, методы интерпретации.

В различных методах геологического изучения недр уровень развития метрологического обеспечения существенно различается. Но для всех методов наиболее существенным является решение следующих ключевых задач:

- разработка, развитие и совершенствование эталонной базы для обеспечения поверки (калибровки) средств измерений (измерительных каналов), а также схем передачи размера единиц величин, измеряемых в геофизике от эталонов рабочим средствам измерений;
- разработка критериев и правил для метрологической аттестации методик выполнения измерений при геологическом изучении недр;
- разработка метрологического обеспечения алгоритмов и программ, применяемых при обработке и интерпретации полученных при геофизических и геохимических измерениях данных.

Некоторые особенности метрологии полевой геофизики

Как и во всех других методах геологического изучения недр наиболее развита в полевой геофизике в настоящее время метрология технических средств. Уже в процессе их разработки определяется номенклатура параметров и характеристик технических средств, необходимая и достаточная для оценки их качества при выпуске из производства. В то же время, в современной полевой геофизике практически отсутствуют технические средства за исключением общепромышленных (например, термометры, манометры, вольтметры, генераторы и т.п.), прошедшие официальные процедуры утверждения как тип средства измерений.

Без утверждения типа средства измерений не может существовать вся система обеспечения единства измерений: исходные и рабочие эталоны, поверочные схемы, аттестованные поверители и т.п.

Это относится, в частности, такому прибору массового применения, как сейсмоприемник. Более того, нельзя считать окончательно законченной дискуссию о том, следует ли относить сейсмоприемник к средствам измерений или можно считать его индикатором. Стремление считать сейсмоприемник индикаторам, по мнению сторонников такого мнения, позволяет избегать государственного метрологического контроля и надзора, в частности, исключает необходимость первичной и периодической поверки (калибровки) и, соответственно, облегчает выпуск и эксплуатацию сейсмоприемников. В тоже время все специалисты не отрицают, что сейсмоприемник имеет свойства воспринимать воздействие сейсмоколебаний и преобразовывать их в электрический измерительный сигнал, удобный для обработки, хранения, дальнейших преобразований, индикации и передачи. Кроме того, не подвергается сомнению, что сейсмоприемник должен иметь нормируемые характеристики и параметры. Указанные свойства в классической метрологии являются характеристиками первичных измерительных преобразователей, которые однозначно классифицируются как средства измерений.

Не намного лучше ситуация с метрологией другого основного элемента в измерительной цепи при сейсмических исследованиях сейсмостанций (в телеметрических системах полевых модулей). Только сейсмостанция «Прогресс-Л» утверждена как тип средств измерений. Однако на фоне большого количества типов отечественных и зарубежных сейсмостанций, находящихся в эксплуатации, это не меняет общего состояния проблемы.

Сейсмостанция многоканальное устройство. Каждый канал имеет в своем составе усилитель и фильтры, аналого-цифровой преобразователь (АЦП), являющийся измерительным преобразователем, вычислительные средства. Таким образом, сейсмостанция, будучи элементом измерительной информационной системы ИИС, сама представляет собой измерительную информационную подсистему со всеми метрологическими проблемами, присущими ИИС.

Отсутствие строгого метрологического отношения к техническим средствам неизбежно приводит с одной стороны к неконкурентоспособности отечественной сейсморазведочной техники, а с другой к некачественным сейсмическим материалам при проведении работ.

Процедура утверждения типа средства измерений предполагает, что определено, какую физическую величину измеряют, применяя данное техническое средство, в каком диапазоне, с какими погрешностями. От этого зависит структура и состав эталонов (установок высшей точности), воспроизводящих и хранящих измеряемую величину, и поверочной схемы для передачи размера величины рабочим средствам измерений.

Существующая эталонная база непригодна для полноценного метрологического обеспечения технических средств сейсморазведки. Применительно к сейсмоприемникам следует оценить возможность использования эталона и повероч-

ной схемы для средств измерений виброперемещения, виброскорости и виброускорения [2] и поверочной схемы для средств измерений сейсмоперемещения, сейсмоскорости и сейсмоускорения в диапазоне частот 0,01 20 Гц [3]. Как видно, частотный диапазон поверочной схемы для средств измерений сейсмоколебаний существенно уже требуемого. Но главным недостатком указанной эталонной базы является то, что для нее не регламентируются фазовые погрешности, а эталонные технические средства не обеспечивают измерения с малыми нелинейными искажениями.

Аналогичные требования к фазовым параметрам и нелинейным искажениям справедливы и для поверки канала сейсмостанции. Все преобразования и измерения в канале сейсмостанции производятся с электрическим сигналом от сейсмоприемника, т.е. канал сейсмостанции имеет много общего с цифровым вольтметром, а измеряемой величиной является переменное напряжение. Тем не менее, существующие методы и средства поверки средств измерения напряжения нельзя непосредственно применить для канала сейсмостанции, т.к. эти средства и методы не удовлетворяют необходимым требованиям. Кроме того, эталоны переменного напряжения для поверки АЦП с числом разрядов 24 в настоящее время отсутствуют.

Фазовые характеристики и значения нелинейных искажений особо важны для технических средств сейсморазведки. В ходе сейсмических работ проводят измерения времени от момента возбуждения сейсмического сигнала до момента прихода к сейсмоприёмнику отраженного или преломленного сигнала. Поэтому необходим учет фазового запаздывания в аппаратуре. Наличие нелинейных искажений приводит к тому, что относительно низкочастотные помехи, которые всегда присутствуют, и интенсивность которых во много раз превышает величину полезного сигнала, вызывает появление гармоник, попадающих в частотный диапазон измеряемого полезного сигнала и искажающих его.

Поэтому современные сейсмоприёмники и сейсмостанции конструируются таким образом, чтобы добиться минимальных значений коэффициента нелинейных искажений (КНИ). В современных зарубежных и отечественных нормативных документах, а также в проспектах производителей и рекламе продавцов сейсморазведочной техники указываются для сейсмоприемников и сейсмостанций очень высокие показатели назначения. Например, коэффициент нелинейных искажений (КНИ) для сейсмоприемников не более 0,01 %, для сейсмостанций не более 0,0001 %.

В метрологическом обеспечении сейсморазведки сложилась парадоксальная ситуация: декларируется, что сейсмоприёмники и сейсмостанции имеют очень высокие качественные показатели, а исходные и рабочие эталоны, с помощью которых можно достоверно определять параметры сейсмоприёмников и сейсмических станций, значительно отстали в своем развитии.

В состав эталона для средств измерений сейсмоколебаний должны входить следующие установки и измерительные приборы:

1) Сейсмометрическая установка вертикальная, воспроизводящая линейные колебательные перемещения в вертикальной плоскости.

2) Сейсмометрическая установка горизонтальная, воспроизводящая аналогичные перемещения в горизонтальной плоскости.

3) Комплект акселерометров для измерения и контроля параметров движения рабочего стола установок.

4) Интерферометр лазерный для точного и детального измерения истинного движения рабочего стола сейсмометрической установки и обеспечения оценки гармонического состава (нелинейных искажений) перемещений рабочего стола.

5) Измеритель нелинейных искажений сигналов акселерометров.

6) Измеритель фазы между движением рабочего стола и сигналами акселерометров, сигналами акселерометров и сейсмоприемников.

Диапазоны значений параметров сейсмоколебаний, воспроизводимые эталоном в диапазоне частот 1 - 500 Гц, должны быть: для сейсмоскорости - 110-6 110-2 м/с, для сейсмоускорения 110-5 1 м/с2. Параметры сейсмоколебаний должны воспроизводиться с относительным средним квадратическим отклонением от 110-3 до 110-2 , неисключенный коэффициент нелинейных искажений не более 0,01 %.

Эталон для средств измерений параметров сейсмоколебаний должен отвечать также некоторым дополнительным требованиям:

коэффициент поперечных колебаний поверхности стола не должен превышать 0,1 %.

измерение перемещений должно производиться с погрешностью не более 0,3 нм.

погрешность измерения фазы выходного сигнала акселерометров по отношению к сигналу стенда не более 10.

погрешность измерения КНИ не хуже 20 % от его величины.

Первичный эталон переменного напряжения, способный обеспечить поверку канала сейсмостанции, должен удовлетворить требованиям, реализация которых даже для современного развития техники являются весьма не простой задачей. В частности, эталон должен воспроизводить синусоидальные сигналы с амплитудой от 110-6 до 1 В со средним квадратическим отклонением S0 от 110-6 до 110-1 и неисключенной систематической погрешностью от 110-7 до 110-1, в том числе коэффициент нелинейных искажений не более 0,001 %.

Наиболее развита по сравнению с другими методами полевой геофизики система стандартизации и метрологии гравиразведки, что не удивительно, поскольку специалисты в области гравиразведки никогда не избегали соблюдения требований метрологии, не опасались соответствующего контроля и надзора. Определена измеряемая физическая величина это сила тяжести, установлена терминология [4], номенклатура параметров и характеристик наземных гравиметров и основные требования к ним, в основном разработана и функционирует уже длительное время система метрологического обеспечения. Эта система включает:

рабочие эталоны (баллистические гравиметры, комплексы наземных гравиметров и гравиметрические полигоны);

опробованные в течение более чем 20-ти лет схемы поверки наземных гравиметров, включающие не одно поколение схем и не одного ведомства;

нормативные документы, устанавливающие требования создания и аттестации рабочих эталонов и рабочих средств измерений.

Исходным эталоном для гравиразведки служит Государственная гравиметрическая сеть,

которая регулярно контролируется и расширяется организациями Роскартографии. Уникальным достижением в метрологии гравиразведки следует считать создание системы гравиметрических полигонов, которые относительно равномерно покрывали территорию бывшего Советского Союза и регулярно контролировались (поверялись). Полигоны служили в качестве рабочих эталонов для поверки рабочих гравиметров. К сожалению, сейчас эта система практически разрушена, все полигоны нуждаются в пересвидетельствовании. Есть, однако, и исключения: в 2004-2005 г.г. Баженовской экспедицией с использованием абсолютного гравиметра создан уникальный по своей точности Нижнетагильский полигон. Главной нерешенной проблемой в гравиразведке сегодня является отсутствие утвержденного в установленном порядке государственного эталона силы тяжести.

Состояние аттестации методик выполнения измерений

Для обеспечения требуемой точности измерений в метрологии нужно не только устанавливать требования к техническим средствам, но также к методикам выполнения измерений (МВИ). МВИ, которые применяют для получения измерительной информации, можно разделить на две группы. Одна группа – это МВИ, применяемые при определении параметров и характеристик технических средств (при испытаниях) с целью определения - удовлетворяют ли сами технические средства установленным требованиям. Другая группа – МВИ параметров геофизических полей с целью получения информации о геологической среде. Уровень метрологического обеспечения МВИ указанных групп существенно отличается.

Любое техническое средство в той или иной степени проходит испытания, чтобы изготовитель (поставщик) и потребитель (покупатель) имели уверенность, что данное техническое средства соответствует установленным требованиям, имеет заявленные показатели назначения и способно выполнять возложенные на него функции. Методы и средства этих испытаний (методики выполнения измерений параметров и характеристик технических средств) чаще устанавливаются в соответствующем разделе технических условий или в разделе «Методика поверки» в эксплуатационной документации, реже – в отдельном нормативном документе. Наличие соответствующего утверждения указанных документов следует считать аттестацией установленных документами методик выполнения измерений.

В сейсморазведке действуют (до 2010 г.) отраслевые стандарты, устанавливающие основные показатели и методы испытаний сейсмоприемников [5] и сейсмостанций [6], а в гравиразведке – Государственный стандарт и специальный нормативный документ по поверке наземных гравиметров [7,8]. Таким образом, вопросы разработки и аттестации МВИ параметров технических средств в определенной мере решаются.

Методики выполнения измерений параметров геофизических полей в большинстве случаев не имеют четких параметров (критериев), соблюдение которых при проведении измерений даст желаемый результат с определенной степенью вероятности. Нормирование методических погрешностей в настоящее время может осуществляться только для регистрируемого физического сигнала: силы тяжести и сейсмоколебания. Оценка методических погрешностей геологических построений не разработана, в том числе не разработано разделение методических погрешностей и погрешностей, возникающих вследствие влияния геологических помех.

МВИ параметров полей обычно устанавливаются на уровне инструкций (методических указаний, руководств, рекомендаций и т.п.) по проведению соответствующих работ. Указанные документы, как правило, не проходят процедур метрологической экспертизы и официального утверждения на установленном уровне. Часто эти МВИ имеют много модификаций, не носят ведомственного или отраслевого характера, применяются на уровне стандарта предприятия. Их использование доступно практически только авторам (разработчикам) конкретной методики, благодаря их знаниям и опыту.

Все сказанное свидетельствует о том, что проблема аттестации МВИ геофизических полей с оценкой их по конечному результату в настоящее время не решена.

Ситуация в полевой геофизике иллюстрируется следующими фактами. В 2005 году закончена разработка нормативных документов, устанавливающих технологии выполнения работ, включая и МВИ и метрологическое обеспечение, по основным видам полевой геофизики: сейсморазведке, гравиразведке, электроразведке. Документы, первоначально задуманные как инструкции, из-за бюрократических преград были переведены в категорию рекомендаций. Но даже в такой категории и по той же причине документы не утверждены на ведомственном уровне. Выход из данной ситуации заключается в переводе указанных нормативных документов в категорию национальных стандартов, что, безусловно, требует и дополнительного времени, и дополнительного финансирования, но решит вопрос о метрологическом обеспечении и аттестации МВИ параметров полей.

Состояние метрологии алгоритмов и программ

В принципиальном плане формирование системы МО и правил аттестации алгоритмов и программ не отличается от общепринятых для любых иных объектов. Прежде всего, необходимо установить оптимальную номенклатуру контролируемых показателей алгоритмов и программ и требований к ним.

Программы обработки и интерпретации должны учитывать, что измерения проведены с некоторыми, обычно оцененными погрешностями, а результаты обработки и интерпретации должны сопровождаться оценкой погрешности полученных параметров геологических тел, а также оценкой величины геологических помех.

Для решения задачи метрологического обеспечения алгоритмов и программ, по-видимому, следует воспользоваться опытом классической метрологии в области определения показателей некоторой системы по её выходному сигналу при известном входном сигнале. Так, для определения динамических характеристик средства измерений, проявляющихся в том, что на его выходной сигнал влияют значения входного сигнала и любые изменения этих значений во времени, используют тестовые сигналы как функции времени. Примеры таких сигналов: синусоида, δ-функция, единичная ступень.

Искомые геологические тела распределены в пространстве. Поэтому применительно к геологи-

ческому изучению недр целесообразно использовать пространственные тестовые сигналы. Для этой цели можно применять хорошо разведанные геологические структуры, иными словами полигоны. Вероятно, эти полигоны должны различаться по задаваемому сигналу, например, - от точечных структур типа диапировых или штоков, от разрывных нарушений горизонтальных и наклонных пластов, от двумерных и трёхмерных антиклиналей (синклиналей). Однако сейчас нет сведений даже о проекте создания подобных полигонов и тем более методике их использования для аттестации методик обработки и интерпретации (включая, конечно, программные продукты), для сравнительных испытаний геофизической аппаратуры, для её сертификации и т.п.

В настоящее время можно сформулировать показатели и требования применительно к алгоритмам и программам в основном качественного (не количественного) характера. Основным методом оценки соответствия алгоритмов и программ установленным требованиям будет экспертный.

Предлагаем примерный перечень показателей, который можно использовать для оценки программных пакетов и систем обработки и интерпретации геофизических данных.

Соответствие назначению. В рамках этого показателя кроме качественной возможно применение количественных оценок, в том числе, путем испытаний программ на тестовых сигналах, по материалам математического моделирования или по результатам экспериментальной проверки на изученных геологических объектах.

В данном случае могут быть получены оценки погрешностей определения параметров геологической среды, полученных с помощью испытуемой программы.

Эффективность, заключающаяся в конкретных примерах использования программного продукта и наличии подтверждения достоверности полученных результатов при решении разных задач в регионах с различными геолого-геофизическими условиями.

Новизна, состоящая в отличиях испытуемой программы от прототипов или конкурирующих программ и оценку возможности решения принципиально новых геолого-геофизических задач или получения более надежных результатов по сравнению с общепринятыми (стандартными, известными).

Востребованность оценивают на основании перечня геолого-геофизических задач, при решении которых используется данный программный продукт, числа контрактов (договоров), при выполнении которых использовался программный продукт, возможность продажи или передачи программного продукта другим пользователям и трудозатраты по его освоению.

Надежность оценивают на основании анализа устойчивости функционирования, способности продолжать работу после возникновения отклонений, вызванных сбоями технических средств, ошибками обслуживания и т.п.

Конструктивные показатели характеризуются модульной и блочной структуры пакета программ, гибкостью, которая заключается в возможности использования программ при изменении условий, начальных или исходных данных и модифицируемостью, т. е. обеспечение простоты внесения необходимых в процессе эксплуатации изменений и доработок.

Показатели удобства применения, состоящие в легкости освоения программного продукта, в наличии, полноте и понятности пользовательской документации, удобстве ввода исходных данных, наличии MENU и возможности получения подсказок с помощью функций "help", наличии средств и наглядности визуализации результатов работы программ.

Показатели вычислительной техники, включающие типы и требования к ЭВМ для работы с программным продуктом, минимально допустимые объемы оперативной и дисковой памяти, форматы записи входной и выходной информации.

Заключение

В данной статье рассмотрены только основные технические вопросы научно методических основ метрологического обеспечения. Хотя круг проблем и задач метрологического обеспечения геофизического изучения недр весьма широк, содержание и объем работ в указанной сфере в целом определен. Что и как нужно делать для повышения качества геологических исследований недр ясно. Неясно будут ли решаться указанные проблемы, т.к. создается впечатление, что заинтересованность в их решении имеется только у сохранившихся специалистов в области стандартизации и метрологии. Соответственно отсутствует адекватное финансирование таких работ.

Следует напомнить об отечественном опыте системного решения вопросов метрологии и стандартизации в 1970-1980-х годах. Результаты работ тех лет в значительной степени обеспечивают и современные потребности в метрологии и стандартизации, хотя с каждым годом все более перестают соответствовать современному уровню требований.

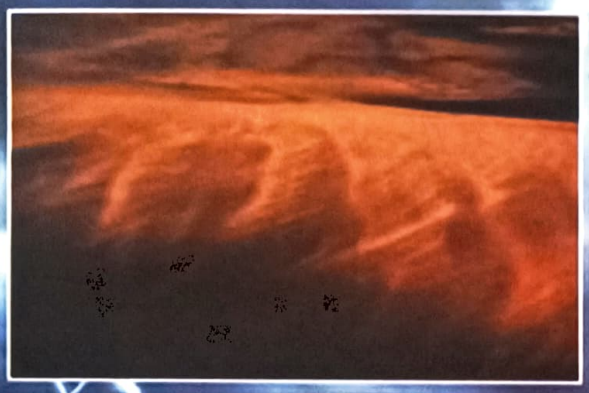
Следует обратить внимание на тот факт, что за рубежом данной сфере деятельности уделяется большое и устойчивое внимание. Так, за рубежом в настоящее время широко внедряются на предприятиях, в том числе и геологоразведочных, системы качества на базе стандартов ИСО 9000-2001. Одним из механизмов функционирования систем качества является создание систем нормативного и метрологического обеспечения в сфере деятельности предприятия.

Следует, наконец, понимать, что экономия на стандартизации и метрологии в конечном итоге оборачивается значительно большими затратами на повторные геологоразведочные работы.

Литература

1.РМГ 29-99. ГСИ. Метрология. Основные термины и определения
2.МИ 2070-90. ГСИ, Государственный специальный эталон и государственная поверочная схема для средств измерений виброперемещения, виброскорости и виброускорения
3.ГОСТ 8.562-97. ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений сейсмоперемещения, сейсмоскорости и сейсмоускорения в диапазоне частот 0,01 20 Гц
4.ГОСТ Р 52334-2005. Гравиразведка. Термины и определения»
5.ОСТ 41-03-303-2003 Геофизическая аппаратура и оборудование. Сейсмоприемники электродинамические. Основные показатели и методы испытаний
6.ОСТ 41-03-304-2003 Геофизическая аппаратура и оборудование. Сейсморазведочные системы. Основные показатели и методы испытаний
7.ГОСТ 13017-83 Гравиметры наземные. Общие технические требования.
8.МИ 1820-87 ГСИ. Методические указания. Гравиметры наземные. Методика поверки.

Нет преград для сейсморегистрирующей системы ARAM • ARIES



Система безошибочного восстановления данных (EDRTM)

- **невозможно переоценить полезность системы при проведении полевых работ**
- **решает проблему статического электричества, вызываемого различными природными явлениями**

ARAM-ARIES - современная телеметрическая система сбора сейсмической информации, позволяющая применять самые передовые технологии сбора данных, как при больших 3-х мерных (5-8 тысяч каналов в реальном времени), так и при малых 2-х мерных съемках с высокой степенью разрешения (до 0,25 мс).
Принцип формирования локальной геофизической сети позволяет качественно и экономически эффективно выполнять крупномасштабные проекты 3D с высочайшим качеством.

EDR распознает и восстанавливает статические ошибки в сейсмической записи, используя реальные сейсмические отсчеты, записываемые в памяти Дистанционного Разведочного Модуля (RAM). Система защищает Ваши данные от значительных статических разрядов, таких как молнии, порывы ветра при метелях и песчаных бурях и др. Кроме того, алюминиевая конструкция модуля RAM обеспечивает эффективную электронную защиту против разрушающего воздействия накапливаемого статического электричества.

Для получения дополнительной информации о сейсморегистрирующей системе ARAM свяжитесь с ближайшим представительством компании или посетите наш website www.aram.com

CANADA
Telephone:
1 (403) 537-2100
Facsimile:
1 (403) 537-2101
aram.ca@aram.com

U.S.A
Telephone:
1 (713) 780-7171
Facsimile:
1 (713) 780-2121
aram.us@aram.com

CHINA
aram.cn@aram.com
INDIA
aram.in@aram.com
RUSSIA
aram.ru@aram.com

ARAM·ARIES

ARAM

Метрологическое обеспечение геофизических исследований скважин

А. М. Блюменцев, В. П. Цирульников (ФГУП ГНЦ РФ ВНИИгеосистем),
Н. Г. Козыряцкий (ОАО "Нефтегазгеофизика"),Г. А. Калистратов ОАО "Газпромгеофизика", Москва

Геофизические исследования скважин (ГИС) являются одним из важнейших информационных технологических процессов, сопровождающих все стадии геологоразведочного производства. По результатам ГИС на нефтегазовых месторождениях получают информацию о физических и коллекторских свойствах и составе горных пород, пересеченных скважиной, о параметрах, характеризующих техническое состояние и конструктивные особенности бурящихся скважин, а также о процессах, протекающих в скважинном и околоскважинном пространстве.

Информация, получаемая при проведении ГИС, широко используется при поисках, разведке и подсчете запасов полезных ископаемых. Важную роль играют результаты ГИС и при проектировании и контроле за разработкой месторождений полезных ископаемых.

Ценность геофизической информации возрастает с повышением точности и достоверности оценки параметров постоянно усложняющихся геологических объектов. Достижение необходимого уровня показателей точности и достоверности получаемой информации возможно на основе использования эффективной системы метрологического обеспечения, которая представляет собой комплекс научно-методических и организационно-технических мероприятий, направленных на обеспечение единства, достоверности и точности измерений.

Ключевым вопросом, определяющим структуру и требования к метрологическому обеспечению любого измерительного процесса, является правильный выбор модели измеряемого объекта и её параметров, подлежащих измерению.

Применительно к геофизическим исследованиям скважин в качестве измерительного объекта выбирается пласт горной породы, характеризующийся определенным минеральным составом и структурой, описываемый конкретной петрофизической моделью. Данный пласт имеет фиксированную толщину и пересечен скважиной определенного диаметра. В зависимости от конструкции скважины, указанная модель может усложняться наличием промежуточных сред обсадной колонной и цементным камнем.

Особенности модели измерения и обилие характеризующих её параметров делают решение измерительной задачи при ГИС чрезвычайно сложной. Большинство геологических параметров, определение которых является конечной целью ГИС, можно получить лишь в результате комплексной интерпретации данных различных методов ГИС, привлекая часто для этого дополнительно необходимую геолого-петрофизическую и другую априорную информацию.

Указанная специфическая особенность информационно-измерительного процесса при ГИС приводит к необходимости рассматривать измерения при ГИС как системные исследования Технологическим средством, реализующим системные измерения, является специальный вид средств измерений информационно-измерительные системы.

Другим важным аспектом метрологического обеспечения является выбор измеряемых параметров и единиц измерений.

Специфической особенностью ГИС, в отличие от большинства других геофизических методов исследования является то, что в качестве измеряемых параметров и, соответственно, единиц измерений выбираются не параметры физических полей, непосредственно воздействующих на датчики скважинной аппаратуры, а параметры, характеризующие физические свойства исследуемых горных пород (геофизические параметры).

Переход от фактически измеряемых параметров физических полей к параметрам физических свойств исследуемых пород осуществляется путем введения так называемого кажущегося геофизического параметра, представляющего собой значение физического свойства некоторой фиктивной однородной среды, создающей в области датчика аппаратуры то же значение параметра физического поля, что и для исследуемой неоднородной среды.

Использование указанных параметров вызывает необходимость создания специальных исходных эталонов единиц измеряемых при ГИС геофизических параметров в виде стандартных образцов состава и свойств, моделирующие стандартные условия измерений в скважинах и локальных поверочных схем для передачи этих единиц рабочим средствам измерений.

Еще одной особенностью измерительного процесса при ГИС, оказывающей существенное влияние на метрологическое обеспечение, является значительная разница между рабочими условиями измерений и "нормальными" условиями, в которых определяются нормируемые метрологические характеристики аппаратуры. Следствие этого обстоятельства является высокий уровень дополнительных погрешностей измерений, усложняющий оценку неопределенности результата измерений.

Анализ всех особенностей измерительного процесса при ГИС позволяет сделать вывод, что объектом МО ГИС следует считать не только собственно скважинные измерения, но и последующий этап их преобразования вплоть до получения геологических параметров как конечного результата. (см. Рис. 1). Преимущество такого подхода очевидно он позволяет связать два этапа ГИС скважинные измерения и интерпретацию результатов измерений в один технологический процесс, метрологический анализ которого позволяет найти оптимальное соотношение между требуемой точностью конечного результата и необходимой точностью каждого этапа получения и преобразования геофизической информации.

Рассмотрение этапов получения и преобразования информации при ГИС как единого измерительного процесса приводит к выводу, что средством получения измерительной информации при ГИС являются специальные виды средств измерений-информационно-измерительные системы (ИИС) ГИС (или скважинные геофизические информационно-измерительные системы СГИИС).

В самом общем виде ИИС для ГИС включают в себя:

-средства сбора информации (скважинную геофизическую аппаратуру в виде первичных датчиков, преобразователей);

Рис.1 Преобразования скважинных измерений вплоть до получения конечных результатов (геологических параметров)

-средства передачи информации (телеметрическая система, канал связи кабельный, электромагнитный, гидравлический, комбинированный) или запоминания и долговременного хранения (для автономных ИИС в виде флэш-памяти или других физических носителей);

-средства преобразования и обработки информации (аналоговые и цифровые преобразователи с соответствующим программным обеспечением);

-средства сбора и хранения априорной информации (геологической, технологической и петрофизической);

-вспомогательные методические и технические средства, обеспечивающие функционирование СГ ИИС (средства метрологического, математического, программного и информационного обеспечения).

В соответствии с этим основными объектами МО ИИС для ГИС являются:

-аппаратура и оборудование для проведения скважинных измерений;

-методики (алгоритмы) решения прямых и обратных задач отдельных методов ГИС;

- методики выполнения измерений (МВИ) при ГИС;

-измерительные средства для петрофизических исследований (ПФИ);

-методика отбора и привязки образцов горных пород;

-методики лабораторных исследований на образцах горных пород;

-методики определения геологических параметров по результатам ГИС и данных ПФИ.

Таким образом, в системе МО ГИС можно выделить три подсистемы (см. Рис. 2):

-подсистема МО получения геофизического параметра;

-подсистема МО получения петрофизической информации;

-подсистема МО получения геологической информации.

Рассмотрим содержание выделенных подсистем МО ИИС для ГИС.

Подсистема МО получения геофизического параметра (ГфП). Задачами этой подсистемы при

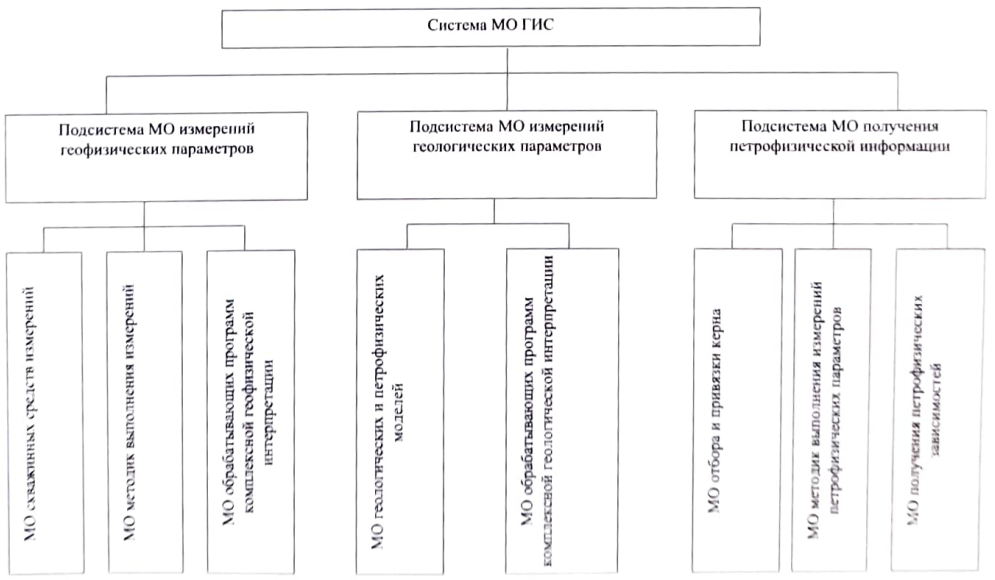


Рис. 2 Структура метрологического обеспечения ГИС

измерении регистрируемых параметров являются:

-метрологическое обеспечение средств измерений скважинной геофизической аппаратуры (СГА);

-метрологическая аттестация методик выполнения измерений в скважинах.

Очевидно, что состояние (качество) СГА и уровень ее МО в конечном счете является одним из главных факторов, определяющих точность и достоверность скважинных измерений. Исходными требованиями к СГА и к системе ее МО является допустимая погрешность оценки исследуемых параметров горных пород, скважины, процессов, протекающих в скважине и околоскважинном пространстве.

На формирование суммарной погрешности измерения геофизического параметра влияют следующие факторы:

-ошибки градуирования аппаратуры;

-ошибки, обусловленные нестандартностью измерительной установки (зонда) скважинного прибора;

-погрешности передачи размера единиц измеряемых параметров от эталонов к рабочим средствам измерений;

- ошибки преобразования измерительной информации элементами скважин-ного прибора, телеметрической системы, наземным регистратором;

-погрешности, обусловленные воздействием внешней среды;

-другие, менее значимые факторы.

Качество измерений геофизического параметра определяется также совершенством в точностном отношении принятой методики измерений, что обуславливает необходимость ее метрологической аттестации. Аттестация МВИ проводится по специальным программам с использованием, как аттестованных моделей пластов, пересеченных скважинной, так и специально пробуренных и аттестованных параметрических скважин.

При преобразовании регистрируемого параметра в геофизический параметр в результаты измерений вводятся поправки за условия измерений, затем полученные значения приводятся к условиям пласта неограниченной мощности и фиксированного диаметра скважины, чем вносятся определенные искажения в измерительную информацию, которые должны быть нормированы. С этой целью МО ИИС для ГИС предполагает:

1). метрологическую аттестацию зависимостей (палеток) для приведения значений регистрируемых параметров к нормальным условиям измерений при этом устанавливается характер зависимостей (функции влияния) соответствующих условий измерений и точность данных, используемых при их построении;

2). метрологическую аттестацию вычислительных алгоритмов решения обратной задачи метода ГИС с целью определения границ методической погрешности определяемого ГфП, возникающей при учете скважинных условий и геометрии изучаемого объекта, и точности входных данных.

Основными параметрами, характеризующими алгоритм и подлежащими аттестации, являются:

-правильность алгоритма, отражающая близость к нулю систематических погрешностей;

-область допустимых значений исходных данных;

-устойчивость алгоритма к дестабилизирующему влиянию погрешностей исходных данных;

-быстродействие алгоритма;

-сложность алгоритма.

Аттестуемые параметры алгоритмов определяются путем обработки тестовых данных и проведения статистического эксперимента.

Подсистема МО получения геологического параметра (ГП). При геологической (комплексной) интерпретации с целью определения геологических и подсчетных параметров осуществляется предварительное построение так называемой петрофизической модели, описывающей системой петрофизических зависимостей, которые связывает геофизические и геологические параметры. Метрологическая аттестация геолого-петрофизической модели изучаемого объекта ставит своей целью определение границ методической погрешности оценки геологического параметра, обусловленной неадекватностью принятой модели реальному объекту исследований.

Методическая погрешность применяемой методики может быть оценена путем сопоставления результатов определения геологического параметра по данным ГИС с данными, полученными прямыми методами исследований (керн, шлам, опробование) в специальных опорных (базовых) скважинах, пробуренных с полным отбором керна и документированных детальными геофизическими исследованиями. Информация о достоверности используемой методики интерпретации может быть получена также путем статистического анализа результатов интерпретации данных ГИС по рядовым (рабочим) скважинам для всей или части площади месторождения. Правильность и устойчивость алгоритма, реализующего методику комплексной геологической интерпретации, устанавливается путем метрологической аттестации, которая проводится аналогично аттестации алгоритмов решения обратной задачи ГИС, описанной выше.

Подсистема МО получения петрофизической информации. Основными задачами этой подсистемы являются:

-метрологическая аттестация методики отбора образцов и привязки их к разрезу;

-метрологическая аттестация методики подготовки образцов для анализа;

-метрологическое обеспечение средств измерений для лабораторных исследований;

-метрологическая аттестация методик выполнения измерений на образцах горных пород;

-метрологическая аттестация методик построения зависимостей между параметрами;

- аттестация справочных данных.

Использование результатов петрофизических исследований на образцах горных пород предполагает надежное определении всего комплекса изучаемых свойств и характеристик образцов пород, что возможно лишь при условии создания метрологического обеспечения лабораторных средств измерений и методик выполнения измерений. Комплекс задач, решаемых с этой целью, весьма обширен и разнообразен и его освещение выходит за рамки настоящей статьи.

Таким образом, приведенная схема метрологического обеспечения скважинных ИИС охватывает все стадии преобразования геофизической информации при ее измерении, обработке и последующем использовании с целью оценки параметров исследуемых пластов.

Выполнение требований МО скважинных ИИС гарантия качественной и достоверной оценки данных, необходимых для подсчета запасов полезных ископаемых.

Литература

1.Блюменцев А. М., Калистратов Г. А., Лобанков В. М., Цирульников В. П. Метрологическое обеспечение геофизических исследований скважин. М., «Недра», 1991

2.Широков В. Н., Митюшин Е. М., Неретин В. Д., Лукьянов Э. Е., Бкелоконь Д. В. Скважинные геофизические информационно-измерительные системы М., «Недра», 1996

Разработка и изготовление стандартных образцов предприятия для калибровки скважинных измерителей магнитной восприимчивости

И.И. Глухих, А.П. Хейнсон, О.Л. Сокол-Кутыловский, Л.Г. Строкина (Институт геофизики УрО РАН)
А.С. Соболев (Уральский научно исследовательский институт метрологии), Екатеринбург

Идет заседание Ученого совета института. Окончен доклад. Вопрос к докладчику:
- Иван Иванович, так что Вы все же измеряете?
- Николай Николаевич, не знаю что...,
- но зато с очень большой точностью...

Из академического фольклора (быль).

Одним из методов разведки полезных ископаемых, применяемых в разведочной геофизике, является измерение магнитной восприимчивости горных пород, слагающих стенки разведочных скважин, которая может отражать наличие и содержание искомого компонента.

Измерение магнитной восприимчивости горных пород производится скважинными приборами (зондами) [1]. Проведение калибровки зондов возможно только с помощью стандартных образцов магнитной восприимчивости, имитирующих скважину.

В Институте геофизики Уральского отделения РАН совместно с Уральским НИИ метрологии был разработан комплект стандартных образцов магнитной восприимчивости для диапазона от $4 \cdot 10^{-4}$ до $25 \cdot 10^{-3}$ единиц магнитной восприимчивости СИ (ед. м. в. СИ) с ее распределением по образцам следующим образом:

СО № 1- ~$40 \cdot 10^{-5}$ ед. м. в. СИ;
СО № 2- ~$500 \cdot 10^{-5}$ ед. м. в. СИ;
СО № 3- ~$1000 \cdot 10^{-5}$ ед. м. в. СИ;
СО № 4- ~$2500 \cdot 10^{-5}$ ед. м. в. СИ.

При разработке и изготовлении комплекта были решены следующие задачи:

1) выбор материалов, определяющих магнитную восприимчивость образцов;
2) определение геометрических размеров образца;
3) выбор материала корпуса;
4) разработка методики подготовки материала для заполнения СОП;
5) выбор метода и оборудования для измерения магнитной восприимчивости материала и разработка методики проведения измерений;
6) определение погрешности отбора пробы для проведения измерений;
7) обработка результатов измерений;
8) определение погрешностей измерения магнитной восприимчивости материала стандартных образцов;
9) присвоение значений магнитной восприимчивости и погрешности стандартным образцам.

Выбор материала, определяющего основные магнитные свойства стандартных образцов, производился, исходя из следующих критериев:

1) экологическая безвредность;
2) долговременная стабильность физических свойств;
3) высокое удельное электрическое сопротивление;
4) однородность состава;
5) доступность;
6) стоимость.

Для первого образца был принят односоставной заполнитель соль Мора ($FeSO_4 \cdot (NH_4)_2SO_4 x 6H_2O$). Соль Мора парамагнетик, по данным литературных источников её магнитная восприимчивость составляет $40 \cdot 10^{-5}$ ед. м. в. СИ [2].

Для диапазона магнитной восприимчивости от $5 \cdot 10^{-3}$ до $25 \cdot 10^{-3}$ ед. м. в. СИ и выше не известны парамагнитные материалы. Было принято решение о применении смеси ферромагнетика и парамагнетика с малой (порядка $1 \cdot 10^{-5}$ ед. м. в. СИ) магнитной восприимчивостью. В качестве ферромагнетика был выбран природный магнетит (Fe_3O_4). Магнетит обладает стабильными магнитными свойствами и может применяться в качестве эталонного вещества [3]. Для работы был принят магнетит Качканарского месторождения в виде промпродукта (кека) в порошковом состоянии. В диапазоне напряженности магнитного поля от 0 до 4000 А/м, характеристика намагниченности его линейна и магнитная восприимчивость изменяется от 0,8 до 0,81 ед. м. в. СИ, т. е. приблизительно на 1 % [4].

В качестве основного наполнителя был выбран порошок плавленого периклаза (MgO) производства Богдановического АО «Огнеупоры». По литературным источникам плавленый периклаз обладает высокой стабильностью физико-химических свойств [5].

Многочисленные исследования, проведённые на макетах в ВИРГе и в Институте геофизики УрО РАН в шестидесятых годах с целью определения величины «промагничиваемого» объёма при каротаже скважин, установили, что максимальная глубина измеряемого слоя породы слагающей стенки скважины составляет от 20 до 30 % от общей длины зонда, а высота слоя примерно равна длине зонда. На основании этих исследований были приняты размеры СО. Схематичный чертеж корпуса показан на рис. 1.

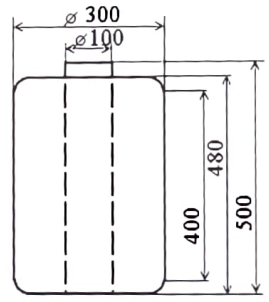


Рис. 1. Вид корпуса СО.

Корпуса СО были изготовлены из поликарбоната и пропилена методом склейки.

Стандартные образцы заполнялись смесью порошков плавленого периклаза и магнетита. Исходя из возможностей ручного перемешивания, с целью достижения однородности состава, объём однократного замеса (слоя) был установлен в 2 дм^3. Объёмное соотношение между магнетитом и периклазом подбиралось расчётным путём. В дальнейшем это соотношение уточнялось по

измерениям магнитной восприимчивости.

Была принята следующая технология заполнения корпусов СО:

1) отмеренное количество периклаза и магнетита тщательно перемешивалось;

2) отбиралась проба, проводились измерения магнитной восприимчивости на установке для измерения магнитной восприимчивости;

3) проба возвращалась в замес и отбиралась следующая (всего три пробы на замес);

4) по измеренной величине магнитной восприимчивости проводилась коррекция состава замеса (в случае необходимости);

5) в замес добавлялась эпоксидная смола в количестве 10 % от объёма замеса, всё перемешивалось, и отбиралась контрольная проба объёмом 340 $см^3$;

6) заполнение СО велось послойно, каждый замес укладывался в корпус СО и тщательно утрамбовывался деревянным пестом до «отскока», т.е. до состояния, когда удар пестом не оставлял следов на трамбуемой поверхности. Контроль плотности укладки был произведён после полного заполнения всех СО определением их массы. Масса каждого СО оказалась равной 49 кг, что соответствует плотности 2,2 $г/см^3$ (удельная плотность периклаза 2,4 $г/см^3$).

Для измерения магнитной восприимчивости была принята схема измерения, показанная на рис. 2. Установка содержит два одинаковых соленоида 1 и 3, поля которых включены встречно. Один из них намагничивающий, второй компенсационный. Между ними расположен датчик магнитного поля 4. Для компенсации поля намагничивания, создаваемого исследуемым образцом, установлена катушка компенсации поля образца 5. В качестве датчика (нуль-индикатора) магнитного поля 4 применен преобразователь магнитной индукции на основе кольцевого сердечника из аморфного ферромагнитного сплава $Fe_5Co_{70}Si_{15}B_{10}$, работающий в режиме периодического насыщения (феррозонд). Равенство магнитных индукций полей рассеивания фиксируется нуль-индикатором. Коэффициент преобразования установки определялся посредством градуировки ее с применением сферического образца из ферромагнитного материала порошкообразного феррита с магнитной проницаемостью на уровне 600 ед. м. проницаемости СИ. Магнитная проницаемость сферического образца такого феррита $\mu_r = 2{,}99$ ед. м. проницаемости СИ. Так как магнитная проницаемость связана с магнитной восприимчивостью соотношением $\mu = 1 + \chi$, то магнитная восприимчивость сферического образца из этого же материала $\chi_r = 1{,}99$ ед. м. в. СИ.

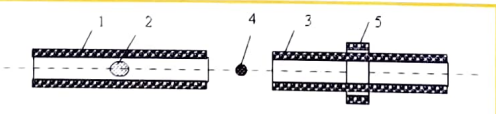


Рис. 2. Установка для измерения магнитной восприимчивости

Когда вещества много больше проницаемости формы k = 1/N (N - коэффициент размагничивания, равный для сферы 1/3), то есть для материалов с высокой магнитной проницаемостью при , стремящемся к бесконечности, магнитная проницаемость и восприимчивость тела μ_r стремится к k и $\chi_r \to k-1$. В другом предельном случае, то есть для слабомагнитных материалов, когда $k >> \mu$, имеем $\mu_r \to \mu$ и $\chi_r \to \chi$ [6].

Для сферического образца условие $k >> \mu$ выполняется для значений $\mu <= 1{,}03$ и $\chi <= 0{,}03$. Когда $\mu = 1{,}03$ и $\chi = 0{,}03$ магнитная проницаемость и магнитная восприимчивость тела отличаются от магнитной проницаемости и магнитной восприимчивости вещества на 1,0 %. Для меньших значений μ и χ это различие еще меньше. Так, при $\mu = 1{,}025$ и $\chi = 0{,}025$ μ_r и χ_r отличаются от μ и χ на 0,8 %, при $\mu = 1{,}01$ и $\chi = 0{,}01$ на 0,3 %, а при $\mu = 1{,}005$ и $\chi = 0{,}005$ на 0,2 %.

Основными факторами, влияющими на величину ошибки при измерениях на установке, являются:

нестабильность тока в соленоидах;

неопределенность местоположения датчика нуль-индикатора;

разброс значений объема материала, помещаемого в колбу (градуировочного и стандартного образцов);

вариации горизонтальной составляющей внешнего магнитного поля;

погрешность пробоотбора.

Нестабильность тока в соленоидах была принята $\delta_I = 0{,}1$ %.

Неопределённость расстояния от центра намагничивающего соленоида до датчика нуль-индикатора $\delta_{сол} = 1{,}14$ %. Поскольку эта погрешность присутствует при градуировке и при измерении, то она удваивается.

Разброс значений объема материала помещаемого в колбу (калибровочного и стандартного образцов) определяется неопределённостью фиксации уровня материала в горловине колбы. Диаметр горловины колбы 26 мм, неопределённость фиксации уровня 1 мм, объём колбы 310 $см^3$.

После вычисления имеем $\delta_{кол} = 0{,}5$ %.

Измеренные вариации горизонтальной составляющей магнитного поля на установке составили 50 нТл (максимальная оценка). Индукция полей рассеяния составляет для измеряемых образцов:

СО №2 1000 нТл; $\delta_{СО\,№2} = \frac{50}{1000} 100\% = 5\%$;

СО №3 2000 нТл; $\delta_{СО\,№3} = \frac{50}{2000} 100\% = 2{,}5$;

СО №4 5000 нТл; $\delta_{СО\,№2} = \frac{50}{5000} 100\% = 1\%$.

Погрешность пробоотбора определялась по методике [7].

СО №2	$\delta_{отб\,2} = 0{,}2$ %
СО №3	$\delta_{отб\,3} = 0{,}15$ %
СО №4	$\delta_{отб\,4} = 0{,}07$ %

Результаты определения погрешностей пробоотбора для каждого СО:

Эти ошибки являются максимальными оценками.

Метрологическими характеристиками каждого СО являются: магнитная восприимчивость материала СО и величина относительной погрешности определения этой магнитной восприимчивости при доверительной вероятности 0,95. Данная погрешность включает две составляющие: случайную погрешность и не исключенные систематические погрешности.

В табл. 1 приведены основные источники не

Таблица 1. Показатели успешности геологоразведочных работ на территории ХМАО (по данным научно-аналитического центра им. В. И. Шпильмана)

Наименование источника не исключенной систематической погрешности		Значение погрешности i, %
1. Класс точности измерительного шунта	$\delta_{ш}$	0,5
2. Класс точности образцовой меры сопротивления	$\delta_{рс}$	0,1
3. Погрешность вольтметра	$\delta_{вл}$	0,1
4. Нестабильность тока в соленоидах	δ_{I}	0,1
5. Неопределенность местоположения датчика нуль-индикатора при градуировке	$\delta_{гедв}$	1,2
6. Неопределенность местоположения датчика нуль-индикатора при измерении	$\delta_{исдв}$	1,2
7. Разброс значений объема материала градуировочного образца, помещаемого в круглодонную колбу	$\delta_{гкол}$	0,5
8. Разброс значений объема материала стандартного образца, помещаемого в круглодонную колбу	$\delta_{икол}$	0,5
9. Погрешность пробоотбора для СО № 2	$\delta_{отб\,2}$	0,2
10. Погрешность пробоотбора для СО № 3	$\delta_{отб\,3}$	0,15
11. Погрешность пробоотбора для СО № 4	$\delta_{отб\,4}$	0,07
12. Влияние вариаций горизонтальной составляющей внешнего магнитного поля для СО № 2	$\delta_{СО\ №2}$	5
13. Влияние вариаций горизонтальной составляющей внешнего магнитного поля для СО № 3	$\delta_{СО\ №3}$	2,5
14. Влияние вариаций горизонтальной составляющей внешнего магнитного поля для СО № 4	$\delta_{СО\ №4}$	1

исключенных систематических погрешностей и значения этих погрешностей.

После вычисления были получены следующие значения не исключенной систематической погрешности:

для СО № 2 - 6,0 %;
для СО № 3 - 3,5 %;
для СО № 4 - 2,5 %
при доверительной вероятности 0,95.

Магнитная восприимчивость материала СО№№2 - 4 определялась расчетно-экспериментальным методом. По каждому СО проведено 3520 замеров.

Оценки случайной погрешности для материала СО №№ 2 - 4 и в процентах составляют:

для СО № 2 - $\delta_s = 0,35$ %;
для СО № 3 - $\delta_s = 0,23$ %;
для СО № 4 - $\delta_s = 0,61$ %.

Из сравнения величин не исключенной систематической погрешности и случайных погрешностей следует, что не исключенная систематическая погрешность существенно превышает случайную погрешность. Случайной погрешностью можно пренебречь и в качестве предела основной погрешности для СО №№ 2, 3 принять величину не исключенной систематической погрешности, т.е. для -СО№2- 6,0 %, для -СО№3 - 3,5 % при доверительной вероятности 0,95. Для СО№4 погрешность принята 3,0 % при доверительной вероятности 0,95.

Основное требование к стандартным образцам неизменность аттестованного параметра во времени, т.е. в нашем случае стабильность во времени магнитной восприимчивости СО. Из-за большого объёма СО (22 дм^3) прямой контроль магнитной восприимчивости невозможен. Было решено проводить косвенный контроль по образцам-свидетелям. Для этого при заполнении СО из каждого слоя отбирался образец объёмом 340 см^3. Отобранный материал укладывался в форму для формирования шара. По этой методике на каждый СО было изготовлено по 11 образцов-свидетелей.

Разработан комплект стандартных образцов магнитной восприимчивости с аттестованным значением:

СО№1: материал образца соль Мора в порошкообразном состоянии ($FeSO_4 \cdot (NH_4)_2SO_4 x 6H_2O$, ГОСТ 4208-72, марка ч.д.а), магнитная восприимчивость $\chi_{со} = 40 \cdot 10\text{-}5$ ед. м. в. СИ, предел основной погрешности для $\chi_м$ не превышает 10 %;

СО№2,№3,№4: материал образцов порошкообразная смесь магнетита (Качканарское месторождение), периклаза (ТУ 1527-005-00190495-98, марка ППЭ3К) в соотношениях, примерно, соответственно, 0,01:10; 0,02:10 и 0,05:10 с добавлением эпоксидной смолы ЭД-20 (ГОСТ 10587-84) в количестве 10 % от объёма.

Магнитная восприимчивость стандартных образцов составляет:

для СО № 2 $\chi_{со} = 540 \cdot 10\text{-}5$ ед. м. в. СИ, предел основной погрешности не превышает 6 % при доверительной вероятности 0,95;

для СО № 3 $\chi_{со} = 1090 \cdot 10\text{-}5$ ед. м. в. СИ, предел основной погрешности не превышает 3,5 % при доверительной вероятности 0,95;

для СО № 4 $\chi_{со} = 2450 \cdot 10\text{-}5$ ед. м. в. СИ, предел основной погрешности не превышает 3,0 % при доверительной вероятности 0,95.

Литература

1. Кудрявцев Ю.И. Индукционные методы измерения магнитной восприимчивости горных пород и руд в естественных условиях. М., 1978. 256 с.
2. Сборник физических констант. Л.; М.: ОНТИ, 1937.
3. Глухих И.И., Карпов В.А., Шерендо Т.А. Использование природных магнетитов в качестве стандартных образцов // Повышение эффективности геолого-геофизических методов исследования месторождений полезных ископаемых. Караганда: Карагандинский политехнический институт, 1988.
4. Глухих И.И. Магнитный экспресс-метод определения содержания железа в буро-взрывных скважинах. Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. Свердловск, 1969.
5. Свиаш В.Г., Перепелицин В.А., Матюшев Н.А. Плавленый периклаз. Екатеринбург: Уральский рабочий, 2001.
6. Аркадьев В.К. Электромагнитные процессы в металлах. М.; Л.: ОНТИ, 1934.
7. Козин В.З. Опробование на обогатительных фабриках. М., Недра, 1988.
8. ГОСТ 8.315-97. ГСИ. Стандартные образцы состава и свойств веществ и материалов. Основные положения. Изд-во стандартов, 1997. 20 с.

Погрешности и неопределенности измерений

Э.Г. Миронов, (Радиотехнический институт УПИ), В.А. Фирсанов,(Уральский НИИ Метрологии), Екатеринбург

По инициативе ряда международных метрологических организаций была предложена новая концепция для показателя точности результатов измерений. В основе этой концепции лежит отказ от принятого сейчас понятия "погрешность" и переход на новый показатель точности - "неопределенность". Стимулировало такой переход, видимо, несоответствие принятого определения понятия "погрешность" и установившегося порядка практической оценки погрешностей измерений. Терминологические межгосударственные Рекомендации РМГ 29-99 [1] дают следующее определение понятия погрешности результата измерения: "Погрешность результата измерения - это отклонение результата измерения от истинного (действительного) значения измеряемой величины". Далее в Рекомендациях [1] отмечается, что истинное значение величины неизвестно и его применяют только в теоретических исследованиях. На практике используют действительное значение измеряемой величины, за которое принимают номинальное значение эталона.

Следует отметить, что на практике при использовании рабочих средств измерений для определения значения искомой величины, действительное значение этой величины так же неизвестно. Более того, возникает законный вопрос - зачем проводить измерение, если действительное значение измеряемой величины уже известно (в нашем случае не рассматривается ситуация поверки средств измерений (СИ)). Ответ очевиден, проводить измерение в этом случае не имеет смысла. Другими словами, реализовать практическую оценку погрешности результата измерения непосредственно из определения [1] - невозможно.

Практическая оценка погрешностей прямых многократных измерений проводится в соответствии с требованиями ГОСТ 8.207-76 [2], оценка погрешностей прямых однократных измерений - в соответствии с рекомендациями МИ 1552-86 [3] и оценка погрешностей косвенных измерений - в соответствии с рекомендациями МИ 2083-90 [4]. В нормативных документах [2-4] для оценки погрешностей истинное (действительное) значение измеряемой величины не используется. Оценка погрешностей по [2-4] никак не увязывается с определением термина "погрешность". Складывается впечатление, что определение погрешности существует само по себе, а найденные по [2-4] величины никак не связаны с погрешностью по [1] и также называемые погрешностями, существуют сами по себе. Напрашивается вывод о необходимости изменить определение понятия "погрешность результата измерения" или изменить порядок оценки погрешности, увязав его с истинным (действительным) значением измеряемой величины.

Авторы замены погрешности на неопределенность пошли по первому пути [5,6]. Они отказались от показателя точности - "погрешность результата измерения" и предложили новый показатель точности - "неопределенность результата измерений". Рекомендации [1] дают следующее определение понятию неопределенность. "Неопределенность измерений - это параметр, связанный с результатом измерений и характеризующий рассеяние значений, которые могли бы быть обоснованно приписаны измеряемой величине". Как видно, в этом определении нет понятий "истинного (действительного) значения измеряемой величины". Приведенные выше рассуждения свидетельствуют, что этого понятия в данном случае и не должно быть. Повторим еще раз, что существующие методы оценки погрешностей результатов измерений непосредственно в процессе выполнения рабочих измерений не используют понятий "истинное (действительное) значение измеряемой величины". Не требует знания этой величины и методы оценки неопределенности измерений. Последнее послужило поводом утверждать, что авторы концепции "неопределенности" отвергают понятия истинного (действительного) значения измеряемой величины. Да, отвергают, но только в данном, конкретном случае при рассмотрении (оценивании) неопределенности результата измерений, полученного при помощи поверенного СИ. И с этим можно согласиться.

Все меняется коренным образом, если речь идет о погрешностях средств измерений. По определению [1]: "Погрешность средства измерений это разность между показанием средства измерений и истинным (действительным) значением измеряемой физической величины". В данном случае "истинное (действительное) значение" вполне уместно. Более того, экспериментальная оценка погрешностей средств измерений невозможна без использования эталонов или образцовых средств на этапе государственных испытаний СИ или поверки СИ. Напомним, что номинальное значение эталона или образцового СИ принимают за действительное значение измеряемой величины. Не противоречит сказанному и принятый порядок оценки погрешностей средств измерений в соответствии с требованиями нормативных документов ГОСТ 8.009-84 [7] и ГОСТ 8.508-84 [8]. Таким образом, заменять понятие "погрешность средства измерения " на понятие "неопределенность средства измерения", со всеми вытекающими отсюда последствиями, не следует.

Порядок оценки неопределенностей изложен в Руководстве по выражению неопределенностей результатов измерений [5] и нормативно закреплен в Рекомендациях РМГ 43-2001 [6]. В этих Рекомендациях в разделе "Область применения" указано, что действие этого документа распространяются на методы оценивания точности

результатов измерений.

В соответствии с [5, 6] неопределенность подразделяют на две составляющие: неопределенность типа А и неопределенность типа В. Неопределенность типа А оценивается статистическими методами и описывает случайные отклонения наблюдений при повторных измерениях. Неопределенность типа В оценивается, в основном, другими способами, отличными от статистических, и близка по своей сути к неисключенным систематическим погрешностям результата измерения.

Говоря о "близости" неопределенности и погрешности результата измерений, следует помнить, что термины "неопределенность" и "погрешность" не синонимы и представляют собой различные понятия; их не следует путать друг с другом или неправильно использовать (см. Руководство [5] с.5, п. 3.2.2, Примечание 2).

Рассмотрим порядок оценки неопределенностей при проведении прямых многократных измерений. Предполагаем, что получен ряд наблюдений x1, x2, ..., xn при измерении физической величины с помощью прибора, метрологические характеристики которого известны. Считаем также, что известна методическая погрешность измерения, известен закон распределения результатов наблюдений и задана доверительная вероятность.

1. Неопределенность типа А.

Для оценки неопределенности типа А выполняют следующие действия.

1.1. Вычисляют средний результат измерения по формуле

$$\bar{x} = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} x_i , \qquad (1)$$

где - среднее арифметическое значение n наблюдений, принимаемое за результат измерения;

xi- результат i-го наблюдения, n- число наблюдений.

1.2. Вычисляют стандартную неопределенность результатов наблюдений, выраженную в виде среднеквадратического отклонения (СКО)

$$u = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n}(x_i - \bar{x})^2}{n-1}}, \qquad (2)$$

где u стандартная неопределенность.

1.3 Вычисляют стандартную неопределенность типа А

$$U_A = \frac{u}{\sqrt{n}}, \qquad (3)$$

где U_A - стандартная неопределенность результата измерения типа А.

Полученное значение U_A характеризует случайную составляющую неопределенности результата измерений.

2.Неопределенность типа В.

В качестве исходных данных для вычисления неопределенности по типу В используют:

- сведения о виде распределения вероятностей;
- неопределенность констант и справочных данных;
- сведения изготовителя о средстве измерения;
- данные поверки и калибровки средства измерения;
- данные о методах измерения;
- опытные данные о поведении и свойствах соответствующих приборов и материалов и т.п.

Точностные характеристики исходных данных обычно представляют в виде неисключенных систематических погрешностей. При этом предполагается, что рассматриваемые величины подчиняются равномерному закону распределения.

2.1. Вычисление составляющих неопределенности типа В производится по формуле:

$$u_{B_j} = \frac{\theta_j}{\sqrt{3}}$$

где U_{Bj} j-я составляющая стандартной неопределенности типа В; и θ_j j-я составляющая неисключенной систематической погрешности результата измерения.

В качестве примера рассматриваем две составляющих неопределенности типа В:

$$u_{B_1} = \frac{\theta_1}{\sqrt{3}} \qquad u_{B_2} = \frac{\theta_2}{\sqrt{3}}$$

где θ_1 - неисключенная систематическая погрешность используемого прибора;

θ_2 - неисключенная систематическая погрешность метода измерений.

2.2. Вычисляют стандартную неопределенность типа В

$$u_B = \sqrt{\sum_{j=1}^{m} u_{B_j}^2}$$

где m - число слагаемых;

U_B- стандартная неопределенность по типу В.

В нашем случае (для двух слагаемых) получим:

$$u_B = \sqrt{u_{B_1}^2 + u_{B_2}^2}$$

где U_{B1} - стандартная неопределенность, определяемая погрешностью прибора; U_{b2} - стандартная неопределенность, определяемая погрешностью метода измерений.

2.3.Вычисляют суммарную стандартную неопределенность

$$U_p = \kappa_p \cdot u_c$$

где U_A и U_B - определены выше;

U_c - суммарная стандартная неопределенность.

2.4. На этом этапе вычисляют расширенную неопределенность

$$u_c = \sqrt{u_A^2 + u_B^2}$$

где U_p - расширенная неопределенность результата измерения для доверительной вероятности P; k_p - коэффициент, зависящий от принятой доверительной вероятности P и закона распределения результатов измерений; U_c - определено

выше.

Во многих практических случаях при вычислении неопределенностей результатов измерений делают предположение о нормальности закона распределения возможных значений измеряемой величины и полагают: k_p=2 при P=0,95 и k_p=3 при P=0,99.

При предположении о равномерности закона распределения полагают: k_p=1,65 при P=0,95 и k_p=1,71 при P=0,99.

2.5. Окончательно результат измерения T может быть представлен в виде

$$\bar{x} - U_p \le T \le \bar{x} + U_p \quad \text{или} \quad T = (\bar{x} \pm \bar{U}).$$

При описании результатов измерений Руководство [5] рекомендует приводить достаточное количество информации для возможности проанализировать или повторить весь процесс получения результата измерений и вычисления неопределенностей результата измерений, а именно:

-алгоритм получения результата измерений;

-алгоритм вычисления всех поправок и неопределенностей;

-неопределенности всех используемых данных и способы их получения;

-алгоритмы вычисления суммарной и расширенной неопределенностей (включая значение коэффициента k_p).

Приведем два примера по определению численного значения погрешности

результата измерения (пример № 1) и численного значения неопределенности результата измерения (пример №2).

Пример № 1.

С помощью вольтметра класса точности 0,5 проведены измерения напряжения.

Получен ряд наблюдений: 40,2; 40,1; 40,3; 40,0; 40,4; 40,1; 40,5; 40,2; 40,6; 40,3 В. Методическая погрешность $\Delta_м$=0,2 В. Найти погрешность результата измерения, если распределение наблюдений нормальное и доверительная вероятность P = 0,95. Оценку погрешности выполнить по ГОСТ 8.207-76 [2].

1.Среднее арифметическое значение $\bar{V}$= 40,27 В (см. формулу (1)).

2. Среднеквадратическое отклонение (СКО) наблюдений S оцениваем по формуле:

$$S = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n} (Vi) - \bar{V}^{\,2}}{n-1}}, \qquad (9)$$

где n число измерений; V_i результат i го наблюдения; $\bar{V}$ - среднее арифметическое значение, принимаемое за результат измерения.

В нашем случае, получено S=0,189 В.

3. Случайная погрешность результата измерения оценивается по формуле:

$$\varepsilon = t \cdot S_{\bar{V}}, \qquad (10)$$

где ε - случайная погрешность; t- коэффициент Стьюдента, зависящий от принятой доверительной вероятности и числа наблюдений (для P=0,95 и n=10, t=2,26)

$$S_{\bar{V}} = \frac{S}{\sqrt{n}} = 0{,}0597 \text{ В}, \qquad (11)$$

где $S_{\bar{V}}$ - среднеквадратическое отклонение результата измерений. В нашем случае ε= 2,26·0,0597 = 0,135 В.

4.Неисключенная систематическая погрешность (НСП) оценивается по формуле:

$$\theta = k_p \cdot \sqrt{\sum_{j=1}^{m} \theta_j^{\,2}}, \qquad (12)$$

где θ- неисключенная систематическая погрешность; k_p - коэффициент, зависящий от принятой доверительной вероятности P и числа слагаемых под корнем m (при P=0,95 и k_p =1,1); θ_j - j-я составляющая НСП (в нашем случае два слагаемых Δ_V и $\Delta_м$).

Абсолютная погрешность вольтметра Δ_V находится по классу точности прибора (при классе точности 0,5 относительная погрешность δ_V=±0,5%).

Абсолютная погрешность вольтметра Δ_V равна:

$$\Delta_V = \frac{\bar{V}}{100\%} \cdot \delta_V\% = \frac{40.27 \cdot 0.5}{100} = 0{,}201 \text{В}.$$

Абсолютная погрешность метода измерений $\Delta_м$=0,2 В задана по условию. НСП в нашем случае равна:

$$\theta = k_p \cdot \sqrt{\Delta_V^2 + \Delta_M^2} = 1{,}1 \cdot \sqrt{0{,}2014^{\,2} + 0{,}2^{\,2}} = 0{,}312 \text{ В}.$$

1. Суммарная погрешность результата измерения Δ по ГОСТ 8.207-76 [2] оценивается по формуле:

$$\Delta = K_\Sigma \cdot S_\Sigma, \qquad (13)$$

где

$$K_\Sigma = \frac{\theta + \varepsilon}{S_\theta + S_{\bar{V}}}, \qquad (14)$$

$$S_\theta = \frac{\theta}{k\sqrt{3}1.13\sqrt{}} = \frac{\theta}{}, \qquad (15)$$

$$S_\Sigma = \sqrt{S_\theta^2 + S_V^2}, \qquad (16)$$

S_θ- СКО неисключенной систематической погрешности; S_Σ- суммарное СКО.

Формула (13) правомерна, если выполняется условие (17)

$$0{,}8 \le \frac{\theta}{S_{\bar{V}}} \le 8{,}0, \qquad (17)$$

где θ и $S_{\bar{V}}$ - определены выше.

Проверим выполнение условия (17):

$$\frac{\theta}{S_{\bar{V}}} = \frac{0{,}312}{0{,}0597} = 5{,}23,$$

то есть условие (17) выполняется и формулой (13) можно пользоваться. После подстановки в формулы (13) (16) численных значений парамет-

ров, получим

S_0=0,164 В, K_1=1,9996, S_1=0,174 В,

Δ=1,9996·0,174=0,349 В.

В итоге результат измерения представляем в виде V = (40,27 ± 0,35) В для доверительной вероятности P=0,95.

Пример № 2

Условия задачи такие же, как в приведенном выше примере № 1.

1 Среднее арифметическое значение напряжения V по формуле (1) составляет

V= 40,27 В

2 Стандартная неопределенность измеряемой физической величины (напряжения) по формуле (2) равна: u = 0,189 В

3 Стандартная неопределенность измеряемой величины типа А по формуле (3) равна

u_A = 0,0597 В

4 Стандартная неопределенность используемого прибора (вольтметра) u_1, определяемая по формуле (4), равна

$$U_1 = \frac{\Delta_1}{\sqrt{3}} = 0{,}116\ \text{В},$$

где Δ_1 - погрешность прибора (вольтметра).

5 Стандартная неопределенность используемого метода измерения $u_м$, определяемая по формуле (4), равна:

$$U_м = \frac{\Delta_м}{\sqrt{3}} = 0{,}116\ \text{В},$$

где $\Delta_м$ - погрешность метода измерения.

6 Стандартная неопределенность типа В - u_B, определяемая по формуле (5), равна: u_B= 0,164 В.

7 Суммарная стандартная неопределенность u_c, определяемая по формуле (7), равна:

u_c = 0,174 В.

8 Расширенная неопределенность U_p ,определяемая по формуле (8), равна при доверительной вероятности P=0,95:

$$U_p = K_p \cdot U_c = 0{,}348\ \text{В}.$$

Относительная расширенная неопределенность равна:

$$\bar{U} = \frac{U_p}{\bar{x}} \cdot 100\% = 0{,}87\%.$$

Результат измерения напряжения получается в виде:

V= (40,27±0,35) В.

Сравнивая полученные значения доверительного интервала, характеризующего погрешность и абсолютную расширенную неопределенность результата измерения, легко заметить, что эти величины совпадают, то есть показатели точности результатов измерений, получаемые по ГОСТ 8.207-76 [2] и по Руководству [5], количественно в данном случае существенно не отличаются друг от друга и могут быть взаимозаменяемыми.

Отношение отечественных метрологов к предложениям, изложенным в Руководстве [5], значительно изменилось за последнее время. Первые отклики на замену погрешностей неопределенностями были резко отрицательными [9,10]. Главные критические замечания в публикациях касались предполагаемого отказа от понятия истинного (действительного) значения измеряемой величины, замены понятия "погрешность" на понятие "неопределенность", необходимости переработки многочисленных нормативных документов и применения новой терминологии и методики оценивания неопределенности результатов измерений. Особенно большая критика досталась методам оценки неисключенных систематических погрешностей (точнее их аналогу в виде "неопределенности типа В"). Чего, например, стоит утверждение, что для оценки неопределенности типа В требуется интуиция и опыт (Руководство [5], с. 12, п. 4.3.2.)

В последнее время отношение к Руководству [5] несколько изменилось [11-14]. Многие метрологи склоняются к мнению, что понятие "неопределенность результата измерения" надо постепенно вводить в практику, но пока не вместо понятия "погрешность результата измерения", а наряду с ним. По нашему мнению, понятие "неопределенность" может успешно применяться в качестве показателя точности результата измерений. При этом, правда, потребуется значительная доработка Руководства [5], РМГ 43-2001 [6] и разработка новых нормативных документов. Особенно большие изменения, видимо, должны быть сделаны в части применения понятия "неопределенность типа В". Что же касается средств измерений, то здесь пока должна быть сохранена традиционная терминология: "погрешность" и "истинное (действительное) значение измеряемой физической величины". Распространять понятие "неопределенность" в существующем виде на средства измерений затруднительно.

Таким образом, целесообразно, видимо, использовать в практической работе два показателя точности: неопределенность результата измерения и погрешность средства измерения.

Литература

1.РМГ 29-99. ГСОЕИ. Метрология. Основные термины и определения. Рекомендации межгосударственные.

2.ГОСТ 8.207-76. ГСИ. Прямые измерения с многократными наблюдениями. Методы обработки результатов. Основные положения.

3.МИ 1552-86. ГСИ. Измерения прямые однократные. Оценивание погрешностей результатов измерений.

4.МИ 2083-90. ГСИ. Измерения косвенные. Определение результатов измерений и оценивание их погрешностей.

5.Руководство по выражению неопределенности измерения. Перевод с английского под. Ред. В.А. Слаева. ВНИИМ, С-Пб, 1999.

6.РМГ 43-2001. ГСОЕИ. Применение "Руководства по выражению неопределенности измерений". Рекомендации межгосударственные.

7.ГОСТ 8.009-84. ГСОЕИ. Нормируемые метрологические характеристики средств измерений.

8.ГОСТ 8.508-84. ГСИ. Метрологические характеристики средств измерений и точностные характеристики средств автоматизации ГСП. Общие методы оценки и контроля.

9.Тарбеев Ю.В., Слаев В.А., Чуновкина А.Г. Проблемы применения в России межгосударственного руководства по выражению неопределенности измерений. Измерительная техника, 1997, № 2, с. 69-72.

10.Александров Ю.А. Применять или не применять концепцию "Руководство по выражению неопределенности измерений". Измерительная техника, 2000, № 12, с. 18-22.

11.Кузнецов В.П. Сопоставительный анализ погрешности и неопределенности измерений. Измерительная техника, № 8, 2003, с.21-27.

12.Голубев Э.А. О неопределенности измерений. Ч.1. Измерительная техника, № 10, 2003, с.7-10.

13.Голубев Э.А. О неопределенности измерений. Ч.2. Измерительная техника, № 11, 2003, с. 10-14.

14.Чуйко В.Г. О влиянии новых терминов на работу практикующего метролога. Измерительная техника, № 1, 2004, с. 20-23.

СТАНДАРТИЗАЦИЯ

Метрологическое обеспечение, сертификация и стандартизация геодезических работ при сейсморазведочных исследованиях

Прихода А.Г., ФГУП «СНИИГГиМС», г. Новосибирск

Геодезическое обеспечение является важной и обособленной частью в общей технологии сейсморазведочных работ, поскольку без него невозможно получить надежный конечный результат сейсмических исследований.

Многообразие методов и модификаций сейсмической разведки и физико-географических и климатических условий, в которых они выполняются, вызывают необходимость использовать для их геодезического обеспечения широкий круг технических средств, способов и технологий, в том числе не традиционных, применяемых, в основном, при геофизических работах.

Геодезические работы включают в себя:

- вынос на местность проектных положений сейсмических профилей и пунктов;
- разбивку пикетажа (измерение расстояний);
- определение плановых координат;
- определение высот;
- создание или сгущение при необходимости опорной геодезической сети.

Точность и достоверность геодезических измерений, выполняемых при геофизических исследованиях, имеет принципиальное значение, т.к. на их основе вычисляются и вводятся различные корректирующие поправки в геофизические данные, а также осуществляются различные геолого-геофизические построения, отчетные и прогнозные карты, определяющие, в конечном счете, количественные характеристики месторождения [3, 4].

Основным средством достижения достоверности и точности измерительной информации при сейсморазведочных работах является метрологическое обеспечение применяемых измерительных систем и технологий. В этой связи метрологическое обеспечение геодезических работ является обязательным элементом. К измерениям и определениям при геодезических работах должны предъявляться следующие основные требования:

результаты должны быть выражены в установленных (стандартных) единицах, системах координат;

результаты, выраженные в количественных значениях должны включать погрешность выполняемых работ, не превышающую пределов допустимых значений;

методика выполнения измерений и определений должна быть реализована во взаимосвязи с геофизическими (сейсморазведочными) работами и методикой обработки результатов измерений.

Метрологическое обеспечение должно предусматривать следующие основные элементы:

- систему (поверочные схемы) эталонов или образцовых средств измерений, предназначенных для воспроизводства и хранения единиц измерений определяемых параметров;

систему передачи размера единиц измеряемых параметров от исходных эталонов к рабочим средствам измерений.

Сейсморазведочную и сопровождающую ее геодезическую информацию в настоящее время получают предприятия различных отраслей и различных форм собственности, что в значительной степени затрудняет контроль ее качества со стороны государственных структур и непосредственно заказчиков работ. Поэтому система метрологического обеспечения должна быть единой для всех организаций, работающих на территории Российской Федерации при поисках, разведке и разработке месторождений полезных ископаемых независимо от их административной или ведомственной подчиненности и форм собственности. При этом контроль качества работ должен осуществляться на всех этапах получения этой информации, что во многом определяется состоянием метрологического обеспечения выполняемых работ и строгим соблюдением следующих положений:

наличием первичных эталонов измерений физических величин и рабочих эталонов, для поверки и калибровки средств измерения;

соблюдением требований к достоверности конечного результата, в том числе метрологическому обеспечению применяемых измерительных средств и методов определений.

Анализ научно-технического уровня геодезических средств и методов зачастую показывает несоответствие требований к точности применяемых геофизических и геодезических методов и соответствующих технических средств. Так, например, использование дорогостоящих фазовых двухчастотных спутниковых геодезических приемников, обеспечивающих потенциальную точность в несколько миллиметров, для работ требующих точность на два порядка ниже. Хотя известно, что завышение точности геодезических работ приводит к их удорожанию, её занижение к снижению качества и достоверности конечного результата сейсмических исследований.

Поэтому необходим единый подход, определяющий взаимосвязь технических средств, методов выполнения измерения, обработки, оценки точности и контроля для конкретных видов сейсмических исследований.

Необходимо обратить серьезное внимание на метрологическую аттестацию и сертификацию технических средств и методов геодезического обеспечения сейсмических работ. Этот вопрос усугубляется в настоящее время тем, что российский рынок наводнен зарубежными спутниковыми геодезическими приборами, выпускаемыми различными фирмами, когда даже приборы одного класса точности имеют существенно различные технические характеристики довольно часто не соответствующие паспортным данным и назначению.

В последние годы для навигационно-геодезического обеспечения геологоразведочных работ широкое применение находит технология спутниковых определений координат, основанная на использовании глобальных спутниковых систем. Однако, в залесенной местности, из-за ограниченного количества видимых спутников или сильного искажения электромагнитных сигналов (явление многопутности сигналов) применение спутниковой технологии становится проблематичным [1]. Для оптимального решения этой проблемы необходимы специальные методики спутниковых наблюдений, что вызывает необходимость разработки соответствующих методик, их сертификации и метрологической поверки.

Закупаемая спутниковая геодезическая аппаратура характеризуется целым рядом параметров, которые необходимо обеспечить при поверке и эксплуатации. Однако дать оценку точности измерения или определения основных параметров не всегда представляется возможным ввиду отсутствия в отрасли единого подхода к аттестации и контролю методик поверки. Практически очень небольшой процент используемой геодезической (спутниковой) аппаратуры обеспечен контролем точности измерений.

При поверке спутниковой аппаратуры в качестве средства воспроизводства измеряемых координат (рабочего эталона) не достаточно использовать в качестве рабочего эталона только приборы повышенной точности, поскольку результаты геодезических спутниковых измерений в большей степени зависят от внешних условий прохождения

радиосигналов по трассе «спутник-приемник». Поэтому в качестве рабочего эталона необходимо использовать, в первую очередь, сеть эталонных геодезических пунктов, расположенных в различных условиях прохождения электромагнитных сигналов, координаты которых определены с достаточной (необходимой) точностью [2, 3].

Снижения требовательности к калибровке средств измерений, прекращения метрологической аттестации методик выполнения измерений, контроля состояния метрологического обеспечения в производственных организациях ведут к тому, что утрачивается полная и объективная информация о состоянии метрологического обеспечения используемых аппаратурно-методических средств. В тоже время значимость вопросов, связанных с метрологическим обеспечением, возрастает в связи с расширением круга геофизических задач при поиске и разведке полезных ископаемых, более жестких требований к оценке месторождений, а также созданием и применением высокоточных аппаратурных комплексов и программных систем.

В настоящее время предусматривается дальнейшее освоение природных ресурсов Сибири и Дальнего Востока, отличающихся почти сплошной залесенностью, отсутствием дорожной сети, суровым климатом и сложным рельефом. Освоение этих регионов возможно при условии применения новейших разработок геодезической техники и технологии, что в свою очередь потребует и постоянного совершенства технологии их метрологического обеспечения.

Существенное значение в настоящее время приобретают вопросы стандартизации. Основными направлениями стандартизации в геологической отрасли в области геодезического обеспечения должна являться нормативно-техническая документация, определяющая требования к следующим видам продукции:

- технические регламенты по содержанию, оценке точности, достоверности и форме представления геодезической информации, включая проектно-сметную и отчетную документацию, применяемые термины, определения, условные знаки и т.п.;

-методы и технические средства выполнения навигационно-геодезических, топографических и картографических работ.

При этом хотелось бы обратить особое внимание на разработку первоочередных нормативно-технических документов, устанавливающих единый порядок ведения работ:

-контроль соблюдения правил ведения работ, требований существующих стандартов и наличия сертификатов на используемые технические средства и методы;

-единые требования к приемке навигационно-геодезических, топографических и картографических работ;

-оптимальный состав работ и применяемых технических средств;

-положение о месте геодезических работ в супервайзерской службе при проведении полевых сейсморазведочных исследованиях;

-реестры исходных и рабочих отраслевых эталонов единиц физических величин, используемых в геологической отрасли;

- требования к экологии окружающей среды;

-методика контроля за соблюдением требований к метрологическому обеспечению средств геодезических измерений.

Особое внимание, особенно при проведении детальных геофизических работ следует обращать на используемую систему координат. В настоящее время в России находится в обращении более 10 систем координат, основными из которых являются СК-42, СК-63, ПЗ-90, WGS-84. Постановлением Правительства РФ № 568 от 28.08.2000 г. «О переходе на новую систему координат» введена с июля 2002 г. как обязательная единая Государственная система геодезических координат 1995 г. (СК-95).

Целесообразность введения системы координат 1995 года (СК-95) состоит в повышении точности, оперативности и экономической эффективности решения задач геодезического обеспечения, отвечающего современным требованиям экономики, науки и обороны страны.

Точность СК-95 характеризуется следующими средне-квадратическими ошибками взаимного положения пунктов по каждой из плановых координат:

- 2 - 4 см для смежных пунктов астрономо-геодезической сети;

- 0,3 - 0,8 м при расстояниях от 1 до 9 тысяч км.

Точность определения нормальных высот, в зависимости от метода их определения, характеризуется следующими средне-квадратическими ошибками:

- 6 - 10 см в среднем по стране из уравнивания нивелирных сетей I и II классов;

- 0,2 - 0,3 м из астрономо-геодезических определений при создании АГС.

Точность определения превышений высот квазигеоида астрономо-гравиметрическим методом характеризуется следующими средне-квадратическими ошибками:

- 6 - 9 см при расстояниях 10-20 км;

- 0,3-0,5 при расстояниях 1000 км.

Определение координат посредством спутниковой аппаратуры осуществляется в геоцентрической системе координат WGS-84. Если пункты геодезической сети определены различными методами (например, инструментальными и спутниковыми), т.е. на базе референц-эллипсоида Красовского и референц-эллипсоида WGS-84 или ПЗ-90, то возникает необходимость пересчета этих координат. Координаты определенные различными методами могут различаться на несколько десятков метров. Эти расхождения меняются от места к месту по нелинейному закону. При детальных геофизических работах, когда требуется точность определения координат до первых метров, пересчет может быть осуществлен с использованием специальных формул [3]. Для выполнения больших объемов пересчета с более высокой точностью требуется разработка специальных программ и соответствующего нормативного документа по применяемым в отрасли системам координат.

В связи с изложенным, актуальным становится создание отраслевого центра по сертификации и метрологической аттестации геодезической аппаратуры и методик. На его базе можно будет проводить систематическое метрологическое обеспечение и сертификацию геодезической продукции по единой методике и едиными поверочными средствами. Это повысит достоверность и качество полевого материала и, в конечном счете, обеспечит достоверную оценку качества результатов геофизических исследований.

Задачей регионального центра следует считать организацию и проведение работ по обеспечению единства измерений, их точности и достоверности, а также оказание услуг потребителю геодезической продукции:

-систематический анализ состояния измерений, контроля и испытаний, определение качества геодезической продукции;

-проведение работ по метрологическому обеспечению наиболее широко представленных образцов геодезической техники в отрасли, определение их соответствия требованиям нормативной документации;

-выполнение калибровки средств измерений, в том числе разработка новых методов выполнения измерений (определения координат и высот) и проведение метрологической экспертизы проектов работ и отчетов.

ЛИТЕРАТУРА

1.Антонович К.М. Использования спутниковых радионавигационных систем в геодезии. М: ФГУП «Картгеоцентр, 2005.

2.Генике А.А., Бланк Л.М. и др. О методах метрологического контроля спутниковых координатных определений. М.: Геодезия и картография 2002. - № 12 с.-25-29.

3.Прихода А.Г., Лапко А.П. и др. Спутниковое обеспечение сейсморазведочных работ. Новосибирск.: ФГУП СНИИГГиМС, 2002 144с.

4.Прихода А.Г., Лапко А.П. и др. Оценка достоверности определения координат пунктов геолого-геофизических наблюдений. Новосибирск.: ФГУП СНИИГГиМС, 2001 122 с.

О компании SENSOR

ТРАДИЦИИ КАЧЕСТВА

Образованная в 1967 г., компания Sensor зарекомендовала себя как производитель высококачественных и высокоточных сейсмоприемников, используемых в быстро растущей нефтегазодобывающей отрасли. Благодаря разработке инновационного геофона SM-4 с вращающейся катушкой, компания Sensor стала предпочтительным поставщиком для многих важнейших заказчиков в сейсморазведочной отрасли, а также в области контроля вибрации механизмов и машин, безопасности и термостойких скважинных модификаций.

Качество как продуктов, так и услуг стало важнейшим моментом для укрепления репутации компании. В 1979 г. компания Sensor была приобретена компанией Geosource Inc. и перевела свое производство датчиков в Нидерландах из города Гаага в город Воршотен, где оно находится и в настоящее время.

Лидирующее положение в отрасли

Филиал компании, открытый в Норвиче (Великобритания) в 1981 г., стал частью стратегического плана по обслуживанию растущей сейсморазведочной отрасли в Великобритании. В то же время усиливалась интеграция различных ключевых производственных процессов. В филиале в Норвиче совершенствовались способы формирования групп сейсмоприемников, литья пластмасс под давлением и производства кабелей. С середины 1980-ых годов компания Sensor занимает лидирующую в отрасли позицию и на сегодняшний день поставляет оборудование примерно половине всех сейсмических партий на планете. Осознавая необходимость регулярного тестирования оборудования в поле, компания Sensor разработала семейство тестеров SMT, обеспечивая сейсмические партии возможностью проверять соответствие датчиков стандартам производителя.

Компания Input/Output, Inc

В 1986 г. произошла смена корпоративного владельца компании Sensor, когда компания Geosource была приобретена компанией Gearhart, и в 1988 г. была образована компания Halliburton Geophysical Services (HGS). Компания Western Geophysical Company (WGC) приобрела HGS в 1994 г., а в 1995 г. компания Sensor стала подразделением лидирующего производителя сейсморазведочного оборудования - компании Input/Output, Inc. В течение всего этого периода компания Sensor продолжала разрабатывать свои ключевые технологии и продукты.

Сейсмоприемник SENSOR PE-3/C для наземных работ.

Вид сейсмоприемника SENSOR PE-3/C в разрезе.

Повышение канальности сейсмических партий, вызванное переходом на площадную сейсморазведку (3D), означало необходимость резкого увеличения количества групп сейсмоприемников. Для удовлетворения растущего спроса и повышения конкурентоспособности своей продукции, компания Sensor сфокусировала свою программу опытно-конструкторских работ на сокращении себестоимости продукции путем поточного производства и автоматизации основных производственных процессов. Разработка новых продуктов продолжалась, и в 1993 г., благодаря инвестициям в высокоточные и высокопроизводительные станки, совершенствованию технологий производства, изменению конструкции важнейших элементов и улучшению контроля качества используемых материалов, появился новый сейсмоприемник SM-4 Superphone. Этот сейсмоприемник обладал расширенными рабочими характеристиками и установил новые стандарты, на которые стали ориентироваться другие производители. Поскольку 24-разрядная технология стала стандартной для регистрирующих систем, в 1995 г. компания Sensor разработала широкополосный геофон SM-24, обеспечивающий полосу частот более чем до 240 Гц.

Наблюдаемый сегодня всплеск активности в сейсморазведочной отрасли предоставляет компании Sensor возможность упрочить ее позиции как самого крупного поставщика сейсмоприемников и сопутствующего оборудования. В 2005 г. на своем предприятии в Нидерландах компания Sensor произвела более 1.4 миллионов сейсмоприемников и кабели общей длиной от Лондона до Нью-Йорка и обратно. Ожидается, что в 2006 г. будет выпущено 1.8 миллионов сейсмоприемников. В настоящее время компания Sensor располагает производственными мощностями в Нидерландах, США и Дубае, а также офисами по обслуживанию заказчиков и продажам в Индии, Канаде, Китае, России и Великобритании.

На сегодняшний день в мире используется более 9 миллионов сейсмоприемников SM-24, и мы прогнозируем дальнейший рост нашей компании и ее производства.

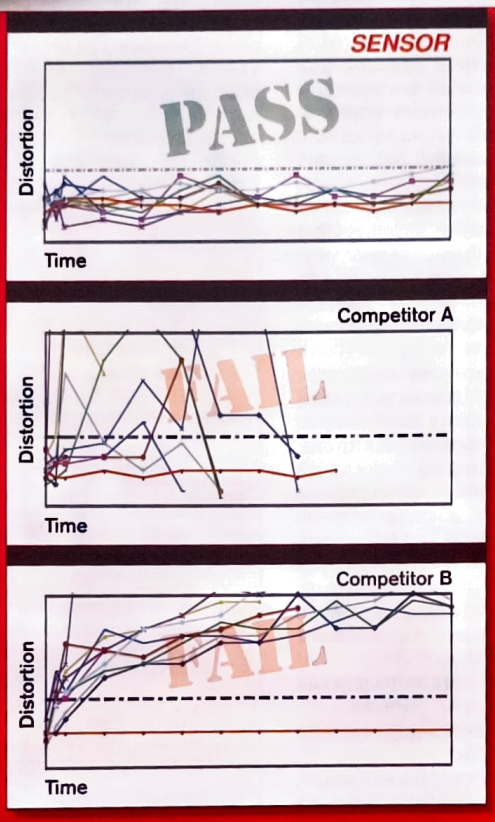
Более подробную информацию смотрите на сайте: www.geophone.com

Долговечность наших геофонов просто поразительна. Мы испытываем их на прочность в обшитом сталью барабане в течение 10 часов подряд, и в это время они подвергаются ударным воздействиям более чем 12000 раз с нагрузкой 1500 г. Результат? Геофоны Sensor сохраняют свои технические характеристики. Образцы конкурентов буквально разваливались на части. **Геофоны Sensor - там, где начинается настоящее качество данных.**

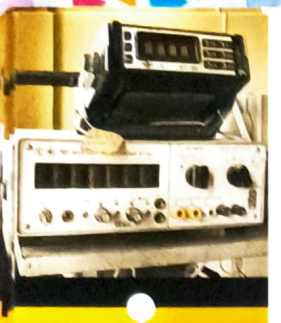
SENSOR
an I/O company

Rouwkooplaan 8
2251 AP Voorschoten
The Netherlands
Phone +31 (0)71 5601234
www.geophone.com

Более подробную информацию о результатах тестирования можно найти на сайте **www.geophone.com**



ПОРАЗИТЕЛЬНО



ЭТАЛОННЫЙ ГЕОДЕЗИЧЕСКИЙ ПОЛИГОН КАК СРЕДСТВО СЕРТИФИКАЦИИ И МЕТРОЛОГИЧЕСКОЙ ПОВЕРКИ СПУТНИКОВЫХ ПРИБОРОВ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТ

Прихода А.Г., Лапко А.П., ФГУП «СНИИГГиМС», г. Новосибирск

Результаты радиогеодезических спутниковых измерений в значительной степени зависят от физико-географических и климатических условий местности, в которых они выполняются, а также от степени затенения трасс распространения сигналов (открытая, полузакрытая, закрытая) и электромагнитных свойств среды, в которой они распространяются. Поэтому в качестве рабочего эталона для поверки и сертификации спутниковой аппаратуры в условиях максимально приближенных к реальным производственным условиям эксплуатации с ожидаемой точностью определения координат пунктов геофизических наблюдений целесообразно использовать сеть эталонных геодезических пунктов, размещенных в условиях характерных реальным производственным с наличием многолучевости и затухания спутниковых радиосигналов. Координаты этих пунктов должны соответствовать необходимой (достаточной) точности геодезического обеспечения геофизических съемок.

Требования к точности определения координат и высот эталонных пунктов находятся, в прямой зависимости от требований к точности определения пунктов геологоразведочных наблюдений, приведенных в табл. 1-4 («Инструкция по топографо-геодезическому и навигационному обеспечению геологоразведочных работ»), что в свою очередь определяет требования к точности применяемой спутниковой аппаратуры.

Из таблиц 1-4 следует:

- требования к точности определения высот до 10 и более раз выше требований к точности определения плановых координат;
- наивысшая требуемая точность определения высот составляет 0,3 м;
- наивысшая требуемая точность определения плановых координат составляет 4 м.

В тоже время, «принцип ничтожного влияния», принятый в геодезии, определяет: если один из источников случайных ошибок характеризуется средней квадратической погрешностью, не превышающей 1/3 погрешности, характеризующей другой источник, то первым источником ошибок (в данном случае погрешности координат эталонных пунктов) можно пренебречь.

Исходя из сказанного, с учетом требований «Инструкции по топографо-геодезическому и навигационному обеспечению геологоразведочных работ» следует:

- погрешности определения высот эталонных геодезических пунктов не должны превышать 0,1 м;
- погрешности определения плановых координат эталонных геодезических пунктов не должны превышать 1,0 м.

В тоже время широко используемые в геологоразведочном производстве кодовые и кодово-фазовые одночастотные спутниковые приемники имеют следующие паспортные характеристики:

- погрешность определения плановых координат приемниками в дифференциальном режиме 3-5 м, высот 5-10 м;
- погрешность определения плановых координат одночастотным кодово-фазовыми приемниками (при расстояниях до 20 км) 0,2 м, высот 0,4 м.

Исходя же из «принципа ничтожного влияния», для обеспечения метрологической поверки более точных одночастотных кодово-фазовых спутниковых приемников необходимо обеспечить следующие точности эталонных геодезических пунктов:

- погрешность определения плановых координат не более 0,07 м.;
- погрешность определения высот не более 0,15 м.

Разработка поверочного средства измерений в виде сети эталонных геодезических пунктов для испытаний спутниковой аппаратуры с целью сертификации средства измерений и методик на уровне навигационной кодовой и одночастотной фазовой для топографической съемки аппаратуры потребителя в характерных производственных экстремальных условиях геолого-геофизических работ. Создание такого полигона является весьма актуальным, так как обеспечивается возможность проводить систематические метрологические

Таблица 1. Основные требования к топографо-геодезическому обеспечению сейсморазведочных работ

Этап работ	Ср. кв. погрешность определения положения объектов наблюдений, м	
	В плане	По высоте
Поисково-оценочные работы, предварительная разведка	5	1-2
Детальная сейсмическая разведка м-б (1:50000, 1:25000, 1:10000)	в масштабе отчетных карт	
КМПВ, сейсмозондирование, МПЗ	0,8мм	5
МОВ, ОГТ, ВСП, сейсмокаротаж	0,8мм	2
Объемная сейсморазведка	0,8мм	1,5

Таблица 2. Основные требования к топографо-геодезическому обеспечению геологоразведочных работ

Этап работ	Ср. кв. погрешность определения положения объектов наблюдений, м	
	В плане	По высоте
Опорные и параметрические	100	5.0
Структурные и поисковые	30	1.0
Разведочные	12	0.5
На эксплуатационных площадях	4	0.3

Таблица 3. Основные требования к топографо-геодезическому обеспечению при электроразведочных работах

Методы	Масштаб отчетной карты	Ср. кв. погрешность определения положения объектов наблюдений, м		
		В плане		По высоте
		Равнина	Горные районы	
Естественного поля, вызванной поляризации, переходных процессов, электропрофилирования	1:50 000	40	50	10
	1:25 000	20	25	10
	1:10 000	8	10	5
	1:5 000	4	5	5

Таблица 4. Основные требования к топографо-геодезическому обеспечению при гравиметрической съемке

Масштаб отчетной гравиметрической карты	Ср. кв. погрешность определения положения объектов наблюдений, м			
	В плане		По высоте	
	Равнина	Горные районы	Равнина	Горные районы
1:500 000	120	200	3	5
1:200 000	100	100	2.5	3
1:100 000	80	100	1.20	1.80
1:50 000	40	50	0.70	1.60
1:25 000	20	25	0.35	0.90
1:10 000	4	5	0.20	0.25

поверки выпускаемой спутниковой аппаратуры по единой сертифицированной методике.

Для построения сети эталонных геодезических пунктов Новосибирской области использовались инструментальные и спутниковые методы измерения линий и определения координат пунктов наблюдений. В качестве технических средств применялись: светодальномер, лазерный нивелир, спутниковые геодезические фазовые двухчастотные приборы фирмы Topcon, работающие по системе GPS и ГЛОНАСС и фирмы Trimble Navigation 5700, работающий только по системе GPS. Все применяемые приборы предварительно прошли метрологическую поверку. Эталонные геодезические пункты расположены и закреплены в открытой, полузакрытой и закрытой местности.

Спутниковые технологии эффективны и экономически целесообразны для геодезического обеспечения геофизических работ. Однако в залесенной местности и даже в редколесье, а также в пересеченной местности сильное затухание, экранирование (затенение) и переотражения спутниковых сигналов, использующих несущие частоты дециметрового диапазона радиоволн, вызывают затруднения в определении плановых координат и высот пунктов геофизических наблюдений или делают невозможным их определение.

Основным источником погрешности, как при кодовых измерениях, так и при измерениях фазы несущей частоты сигнала является эффект многопутности (многолучевости) распространения сигналов [1]. Электромагнитные сигналы, наведенные на антенну приемника являются совокупностью прямых информационных радиосигналов (прямая волна) от навигационных искусственных спутников Земли, сигналов отраженных или переотраженных от земной поверхности или объектов, окружающих антенну и сигналов, обогнувших, вследствие дифракции мелкие препятствия, соизмеримые с длиной рабочей волны. Поэтому после приемной антенны образуется сигнал, который является результатом мультиинтерференции прямых и отраженных радиоволн.

В результате наложения смещенных во времени нескольких сигналов происходят флуктуации амплитуд вплоть до практически полного вычитания и резкого уменьшения соотношения сигнал/помеха. Таким образом, нарушается процесс сопровождения и срыв захвата спутникового сигнала. На восстановления захвата и слежения за несущей частотой сигнала в кодовых (навигационных) приемниках требуется время, равное 1÷3 с при соблюдении радиовидимости на навигационные спутники. Для фазовых (геодезических) приемников это время увеличивается до минуты и даже десятков минут (большее время требуется для двухчастотных приборов).

Уровень многопутности распространения сигнала зависит от взаимного расположения антенн спутникового передатчика и приемника аппаратуры потребителя и, следовательно, от диаграмм направленности обеих антенн, а также от проводимости поверхностей отражающих и переизлучающих объектов, которыми могут являться стволы и ветви деревьев, от углов падения на них радиосигналов со спутников.

Исследования показали, что для получения положительных результатов измерений в залесенной местности необходим обязательный прогноз состояния видимости навигационных ИСЗ на рабочий период съемки с наличием не менее 5-6 наблюдаемых спутников в районе работ с кодовой аппаратурой и 6-7 наблюдаемых спутников с фазовыми приборами.

Для работы в лесу следует использовать внешнюю (выносную) антенну и задавать угол возвышения спутников над линией горизонта, который зависит от высоты препятствий, например деревьев, и от расстояния до препятствий. Угол возвышения должен находиться в пределах 12^0-25^0. Если угол большой, то уменьшается количество наблюдаемых спутников, если малый, то будет сильное затухание сигналов и снижение точности измерений из-за влияния нижних слоев тропосферы на прохождение радиосигналов на трассе «спутник-приемник».

Известно, что самая большая проблема в спутниковых измерениях разрешение многозначности [7]. Если при наземных радиогеодезических измерениях оператор имеет достаточно времени для разрешения многозначности, то при спутниковых измерениях многозначность необходимо разрешить «мгновенно», быстрое перемещение спутника по орбите не дает возможности повторных измерений. Непременным условием фазовых измерений является непрерывность приема радиосигналов от наблюдаемого спутника, так как нарушения такого приема, при которых теряется захват фазы, сопровождается потерей счета целого количества фазовых циклов. При этом реализация разрешения многозначности сильно затрудняется, а иногда вообще становится неприемлемой. В связи с этим перед выполнением процедуры разрешения многозначности принимают все меры для того, чтобы выявить пропуски фазовых циклов и устранить их влияние. При использовании спутниковых приемников отмечают следующие причины пропуска фазовых циклов [2]:

-экранирование принимаемых от спутника радиосигналов различными окружающими объектами (деревья, строения, конструкции наружных геодезических знаков, горный рельеф и др.);

-экранирование применяемых от спутника радиосигналов различными окружающими объектами (деревья, строения, конструкции наружных геодезических знаков, горный рельеф и др.);

-ослабление поступающих на вход антенны радиосигналов из-за влияния различного рода отражений, обуславливающих появление многопутности и последующую интерференцию сигналов;

-сильные мерцания сигналов из-за влияния возбужденной ионосферы;

-затухание радиосигналов при их прохождении через атмосферу от спутников, находящихся низко над горизонтом;

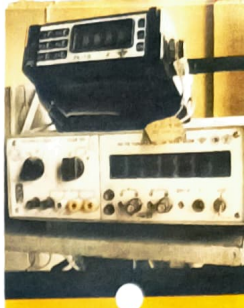
-недостаточно качественная работа GPS приемников (в частности, неудовлетворительное разделение сигналов, поступающих от различных спутников, что приводит к дополнительным ослаблениям применяемых сигналов);

- нарушения, возникающие в процессе обработки сигналов из-за появления различного рода отклонений от штатной ситуации.

Если в процессе проведения сеанса наблюдений были допущены пропуски фазовых циклов, то они должны быть, прежде всего, выявлены и количественно оценены, после чего необходимо принять меры к их устранению на стадии предварительной обработки.

В целом решить проблему многозначности удается посредством формирования разности результатов фазовых измерений.

Известно, что точность определения высот спутниковым методом в 2-5 раз ниже точности определения плановых координат [1], в то время как при геофизических работах требования к точности определения высот всегда значительно выше, чем требования к точности определения плановых координат. Поэтому в экстремальных условиях залесенной местности совместно со спутниковыми определениями плановых координат предложено (Pulsarch Navigation Systems, Garmin, ПП «Центргеокомплекс», ФГУП «СНИИГГиМС») использовать барометрическое нивелирование, которое относится к нетрадиционным технологиям геодезического обеспечения, но конструктивно



хорошо сочетается со спутниковыми приборами и независимо от спутниковых измерений обеспечивает среднюю квадратическую погрешность измерения высоты 0,3-2,0 м. Лучшая точность получается при использовании поправок за температуру или термостатирования микробарометра и соответствующей методики производства измерений. Такими приборами, в частности, являются измеритель геодезический трехкоординатный ИГ-3К (ПП «Центргеокомплекс») и трехкоординатный геодезический комплекс «ТРИО-Х, Y, H» (ФГУП «СНИИГГиМС») [3].

Разработка трехкоординатного геодезического комплекса выполнена на базе интеллектуальной антенны-датчика цифровых сигналов системы GPS. Под интеллектуальной антенной-датчиком понимается радиотехническое устройство, которое за счет применения высоких технологий обладает малой массой, размерами и многофункциональностью. Устройство объединяет в едином конструктиве антенную систему, приемоизмеритель и электрический интерфейс. Основное достоинство устройства заключается в его автономности и простоте адаптации практически в любое оборудование. Универсальность применения интеллектуальной антенны позволит модернизировать и заменять основное оборудование, сохраняя преемственность по электрическому и информационному интерфейсам с синхронизатором спутниковых радионавигационных систем. Обеспечивается повышенная устойчивость от технических помех и отпадают проблемы электромагнитной совместимости с оборудованием. Созданный комплекс в виде экспериментального образца предназначен для геодезического обеспечения геологоразведочных работ определения местоположения (плановых координат и высот) пунктов наблюдения в залесенной местности.

Надежное определение плановых координат в залесенной местности посредством геодезического комплекса обеспечивается за счет ослабления влияния многолучевости на результаты измерений следующим образом [4, 5]. Антенну мобильного приемника (интеллектуальную антенну) располагают на горизонтальной штанге длиной около 40 см (две длины волны) прикрепленной к вертикальной телескопической мачте, поднятой на высоту около 2,5 м. Вращательное и одновременно возвратно-поступательное движение антенны (до 4 метров) на телескопической мачте осуществляется оператором относительно вертикальной оси, проходящей через измеряемую точку. Антенну медленно вращают, поднимая и опуская на высоту также около 40 см. При своем движении антенна описывает воображаемую поверхность цилиндра, что позволяет в окружении деревьев увеличить количество линий радиопрозрачности в направлении «спутник-приемник», то есть в данном случае используется так называемый в теории распространения радиоволн «просвет на линии». В этом процессе существенно ослабляется влияние многопутности. В обработке используется усредненный результат измерений, полученных при вращательно-поступательном движении антенны.

Геодезический комплекс [6] обеспечивает устойчивое одновременное определение в залесенной местности плановых координат и высот пунктов геолого-геофизических наблюдений, а также высокую надежность работы аппаратуры в полевых экстремальных условиях и сопровождается специальным программно-алгоритмическим обеспечением.

Применение комплекса обеспечивает повышение эффективности и сокращение численности работников, увеличение производительности работ.

Нами были проведены в залесенной местности исследования системы субметровой точности, работающей по сигналам GPS. Исследуемая система включала в себя: базовую станцию Legacy HGD фирмы Topcon и мобильную роверную станцию Pathfinder PRO XR фирмы Trimble Navigation.

Базовая станция располагалась на опорном пункте с известными координатами на крыше здания. Измерения выполнялись в относительном режиме с постобработкой полученной информации в залесенной и открытой местности на эталонных пунктах. Высота деревьев с густой кроной достигала 20 м. Расстояние между деревьями до 5-7 м. Расстояние между мобильной и базовой станциями находилось в пределах 25 км.

На каждый час работы посредством программного обеспечения Trimble Pathfinder Office составлялся прогноз видимости количества навигационных искусственных спутников Земли (НИСЗ). В обоих GPS-приемниках с кодовым разделением спутниковых сигналов обработка фазы несущей частоты, равной 1575,42 МГц, что соответствует длине волны L1~20 см осуществляется фазовым процессором. Приведенные компанией Trimble технические характеристики при обработке фазовых измерений для приемника GPS Pathfinder PRO XR соответствуют следующим значениям точности (СКО):

- 30 см + 5 мм/км за 5 минут непрерывного отслеживания НИСЗ;
- 20 см + 5 мм/км за 10 минут непрерывного отслеживания НИСЗ;
- 10 см + 5 мм/км за 20 минут непрерывного отслеживания НИСЗ.

Установочные (пороговые) значения исходных данных, как для открытой, так и для закрытой местности составляли: количество наблюдаемых НИСЗ ≥ 5, геометрический фактор потери точности плановых и высотных измерений PDOP ≤ 6, отношение сигнал/шум (SNR) ≥ 6, маска угла возвышения спутников над горизонтом 15^0.

При испытаниях комплекса аппаратуры в полевых условиях антенно-мачтовое устройство базовой станции было в стандартном исполнении, а мобильной (рис.1) имело специальное исполнение.

Основными элементами предлагаемого мачтового устройства мобильной станции являются: цилиндрический шток с фиксирующими направляющими, который неподвижно укреплен на опорном фланце штатива, подвижная стойка, снабженная в верхней части горизонтальной штангой для установки спутниковой антенны, а в нижней части с трапециевидным кольцом, включающим указатель положения. Опорный фланец включает в себя подвижный лимб с угловой шкалой от 0^0 до 360^0, через каждые 45^0. Направляющие обеспечивают устойчивое вращение антенны, а также возможность изменения ее положения по высоте вдоль цилиндрического штока с шагом $0{,}5\lambda$, где λ длина волны несущих колебаний.

Методика геодезических измерений заключается в следующем.

Перед началом пошагового кругового перемещения антенны, вращая подвижную стойку, находят направление на максимальное число одновременно наблюдаемых спутников, после чего вращение антенны прекращают. Это положение антенны считается исходным (нулевым). Фиксируют соответствующее положение указателя и совмещают с ним нулевую отметку шкалы лимба. Затем, контролируя по визуальному индикатору видимость спутников, поворачивают подвижную стойку по часовой стрелке, например на 45^0.

В таком положении в течение одной минуты выполняются геодезические измерения, которые заносятся в память измерительной аппаратуры. Далее в том же направлении по часовой стрелке по угловой шкале лимба, вращая подвижную стойку, поворачивают антенну на следующие 45^0 и

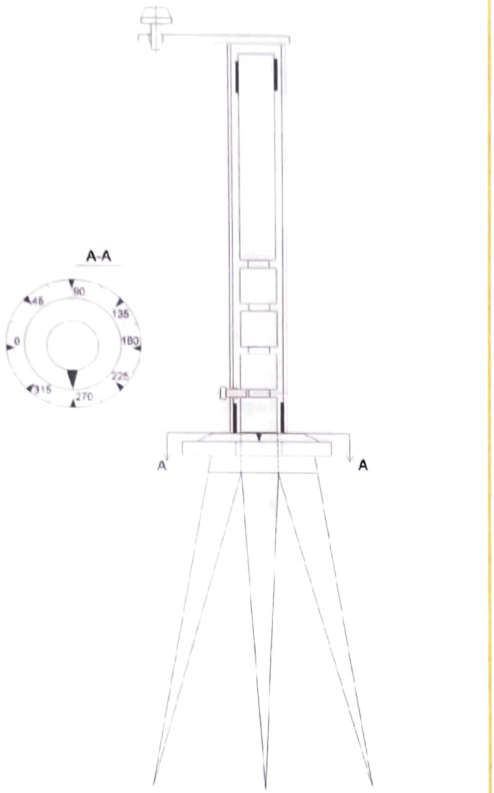


Рис.1. Антенно-мачтовое устройство

производят измерения также в течение одной минуты. Этот процесс продолжают до завершения полного оборота вращения антенны, то есть до возвращения ее в первоначальное (исходное) положение, в котором также выполняют измерения в течение одной минуты. При необходимости более точного определения координат исследуемых точек идентичные измерения производят на нескольких высотах антенны, для чего подвижную стойку поднимают и фиксируют в следующем положении цилиндрического штока (на высоту 0,5λ≈10 см). Процесс измерений при каждой высоте антенны выполняют описанным выше способом. Принятые сигналы, прямые и отраженные, автоматически регистрируются, накапливаются и обрабатываются. Конечные значения координат каждой из исследуемых точек на местности определяют путем осреднения полученных осредненных значений для каждого из фиксированных положений антенны. В

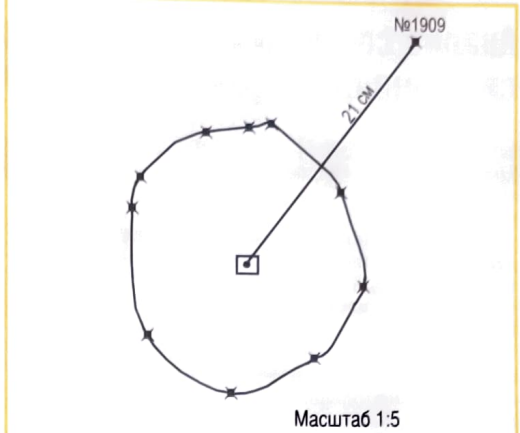


Рис.2. Распределение значений координат пункта №1909 при дискретных наблюдениях
×-полученные значения координат исследуемой точки при каждом фиксированном положении антенны
□-значение координаты измеряемой точки, полученные в результате усреднения всех значений

таблице 5 показан фрагмент результатов геодезических измерений с использованием субметровой GPS системы.

На Рис. 2 в качестве примера для пункта наблюдений №1909 (см. табл. 5) показано распределение значений координат при дискретных геодезических измерениях.

Представленные результаты демонстрируют, что реализация предлагаемого способа фазовых измерений обеспечивает точность определения координат пунктов в залесенной местности одного порядка с точностью при работе в открытой местности.

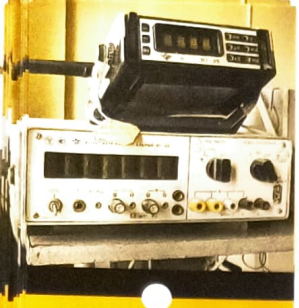
Таблица 5. Результаты измерений спутниковым кодово-фазовым комплексом Javad (база) PathFinder (мобильная станция) в открытой и залесенной местности. Высота смешанных пород 20 м., расстояние между деревьями 5-7 м.

№ пункта	m_x, м	m_y, м	$m_н$,м	m_{xy},м	M_x,м	M_y,м	$M_н$,м	M_{xy},м	Кол-во видимых спутников, (высота антенны), м	Вид местности
9650	0,17	0,18	0,34	0,24	0,20	0,17	1,05	0,23	7-8; (2)	
0372	0,18	0,18	0,37	0,25	0,24	0,25	0,77	0,32	7-8; (2)	Открытая
9715	0,22	0,20	0,41	0,27	0,21	0,18	0,91	0,29	7-8; (2)	
3950	0,15	0,17	0,48	0,20	0,19	0,21	1,20	0,29	5-6; (2)	Залесная
1909	0,14	0,15	0,36	0,19	0,16	0,18	1,35	0,21	5-7; (2)	

m_x, m_y, $m_н$ ошибки определения координат x,y и высот H по уклонениям от среднего значения;
m_{xy} ошибка определения местоположения по уклонениям от среднего значения;
M_{xy} ошибка определения местоположения по уклонениям от истинного значения (из высокоточных определений);
M_x, M_y, $M_н$ ошибка определения координат x,y и высот H по уклонениям от истинных значений.

Литература

1. Антонович К.М. Использование спутниковых радионавигационных систем в геодезии [Текст]. Т. 1, ГОУВПО «СГГА». М.: ФГУП «Картгеоцентр», 2005. 334с.
2. Генике А.А. Глобальная спутниковая система определения местоположения GPS и её применение в геодезии [Текст] / А.А. Генике, Г.Г. Побединский. М.: «Картгеоцентр», 1999. 272 с.
3. Патент на изобретение № 42326 (Россия). Геодезический комплекс и мачтовое подъемно-поворотное устройство для геодезического комплекса / А.Г. Прихода, А.П. Лапко, Г.И. Мальцев и др. 2004.
4. Патент на изобретение № 2116656 (Россия). Способ проведения геодезических измерений с использованием глобальных спутниковых радионавигационных систем и устройство для его осуществления (варианты). / А.Г. Прихода, А.П. Лапко, А.А. Пыстин и др. 1998.
5. Прихода А.Г. Геодезическое обеспечение геолого-геофизических работ с использованием глобальных спутниковых систем: Методические рекомендации [Текст] / А.Г. Прихода, А.П. Лапко, Г.И. Мальцев и др. Новосибирск: СНИИГГиМС, 2000, 158 с.
6. Прихода А.Г. Спутниковое обеспечение сейсморазведочных работ: Методические рекомендации [Текст] / А.Г. Прихода, А.П. Лапко, Г.И. Мальцев и др. Новосибирск: СНИИГГиМС, 2000, 144 с.
7. Шануров Г.А. Геотроника. Наземные спутниковые радиоэлектронные средства и методы выполнения геодезических работ: Учебное пособие [Текст] / Г.А. Шануров, С.Р. Мельников. М.: УПП «Репрография», МИИГАиК, 2001. 136 с.



СТАНДАРТИЗАЦИЯ

Анализ состояния и основных результатов функционирования системы сертификации геофизической продукции

Блюменцев А.М. (ВНИИГеосистем), Горбатюк О.В. (Газпромгеофизика),
Козыряцкий Н.Г. (Нефтегазгеофизика, ТК 440), Симаков В.С. (ВНИИГеофизика, ЕАГО), Москва

Добровольная Система сертификации геофизической продукции (ССГП, Система), действует уже более 12 лет (с 31 мая 1994 года) и является одним из основных и востребованных видов деятельности Евро-Азиатского геофизического общества (ЕАГО). Структура Системы, основные принципы ее функционирования, правила и порядок проведения сертификации геофизической продукции в Системы были опубликованы в № 1 за 2005 г. настоящего журнала [1]. В данной статье приводятся анализ и фактические результаты ее работы в истекший период.

Сегодня очевидно, что созданная еще в начальный период развития в России добровольной сертификации продукции и услуг, Система состоялась: создана организационная структура, которая включает кроме Центрального сертификационного органа ЕАГО также испытательные центры и лаборатории по сертификации, действуют современные, постоянно обновляемые нормативная, техническая и информационная базы Системы.

Нынешнее состояние Системы характеризуется следующими данными:

- нормативная база Системы включает 68 стандартов ЕАГО и 28 стандартов Технического комитета по стандартизации в области скважинных измерений ТК 440 (ранее ТК 293);
- аккредитовано на техническую компетентность при проведении сертификационных испытаний геофизической продукции и функционируют 4 испытательных лаборатории;
- техническую базу образует оборудование испытательных лабораторий и оборудование, привлекаемое по договорам, в том числе, организаций-заявителей сертификации;
- аттестовано свыше 90 экспертов-аудиторов Системы, которые осуществляют контроль за качеством и полнотой сертификационных испытаний и экспертизу нормативных документов, составляющих доказательную базу при сертификации;
- информационная база Системы состоит из российских стандартов и стандартов зарубежных фирм и компаний, стандартов ЕАГО и ТК, отчетов, переводов, банка данных по геофизической аппаратуре, отчетов экспертных комиссий о качестве и полноте сертификационных испытаний и других данных;
- функционирует Реестр Системы, содержащий полные сведения о сертифицированной геофизической продукции и ее производителях, данные об испытательных лабораториях, нормативной базе, экспертах и т.п.

В Системе от момента ее создания до настоящего времени:

- по результатам сертификационных испытаний по состоянию на 31.03.2006 г. выдано 116 сертификатов соответствия на различные виды (типы) геофизической аппаратуры и оборудования, а также сертификаты соответствия на 15 программных продуктов;
- аттестовано 4 петрофизических лаборатории на техническую компетентность при проведении петрофизических исследований;
- аттестовано 4 производственных предприятия на соответствие требованиям нормативных документов, действующих при проведении геофизических работ и обеспечивающих необходимый уровень и качество этих работ.

Число выданных сертификатов по годам показано на Рис. 1. Можно отметить общий устойчивый рост числа выданных сертификатов от начала работ по сертификации до настоящего времени. За период 2001-2005 гг. количество выданных сертификатов не опускается ниже значения 15 сертификатов в год.

Рис. 1. Количество выданных сертификатов соответствия и организаций-заявителей

Всего за период функционирования Системы сертификаты на выпускаемую продукцию получили 45 организаций. В качестве заявителей, как видно на графике, в последнее время ежегодно выступают не менее 8 10 организаций.

Некоторые организации являлись заявителями 3 и более раз. Например, НПФ "НефтеТестСервис" (г. Тверь), выпускающая лубрикаторы для геофизических исследований нефтяных и нагнетательных скважин УЛГИС-21-60, становилась заказчиком 8 раз, подтверждая соответствие партий продукции по 10-20 экземпляров. По 3 раза заказчиками были "ПетроАльянс Сервисис Компани Лимитед" (г. Москва), ЗАО "ИнформКомпьютерСервис" (г. Саратов), ООО "Геотрон" (г. Тюмень) и другие.

Некоторые организации получили сертификаты на несколько видов производимой ими продукции. Например, ООО "Геотрон" имеет сертификаты ЕАГО на 15 видов геофизической аппаратуры и оборудования, ОАО "Газпромгеофизика" (г. Раменское) на 8 видов, ОАО "Западно-Сибирская корпорация "Тюменьпромгеофизика" (г. Мегион) - на 8 видов.

Срок действия сертификата, как правило, устанавливается до 5 лет.

К сожалению, не всегда работа по заявкам от организаций доходит до выдачи сертификата. Это происходит чаще всего по причине неготовности аппаратуры и самой организации к сертификации. Что касается ЕАГО, то заявки, которые ЕАГО не сможет выполнить по тем или иным причинам (отсутствие данной аппаратуры в области аккредитации, отсутствие необходимого испытательного оборудования или аккредитованной лаборатории и т.п.) не принимаются.

В соответствии с правилами, действующими в Системе сертификации геофизической продукции, которые соответствуют международной практике и требованиям Федерального закона "О техническом регулировании", необходима доказательная база для оценки соответствия продукции установленным к ней требованиям. Основу такой базы составляют нормативные документы по выбору заказчика сертификации. В Системе с этой целью в течение всего периода применялись следующие виды документов:

- стандарты Евро-Азиатского геофизического общества (СТ ЕАГО),
- стандарты Технического комитета 293 и

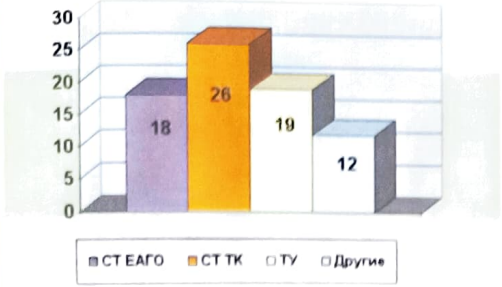


Рис. 1.Вид и частота использования нормативных документов при сертификации

440 (СТ ТК),

- технические условия (ТУ), по которым производится продукция,
- другие документы (ГОСТ, ОСТ, требования ТЗ, спецификация на поставку).

На Рис. 2 представлены сведения о видах и частоте использования различных нормативных документов в Системе за все годы, те же данные с разбивкой по годам - на Рис. 3.

Диаграмма на Рис. 2 показывает, что нормативная база Системы, включающая стандарты ЕАГО и ТК 440 и 293, в основном обеспечивала проведение сертификации по заявкам организаций-заявителей. В то же время, около 40 % работ по сертификации использовали в качестве доказательной базы Технические условия (ТУ) на продукцию и другие документы.

В дополнение к сказанному на Рис. 3 представлены интегрированные данные о характере доказательной базы в различные периоды работы Системы. Графики показывают, что стандарты ТК во все годы использовались чаще, чем другие нормативные документы. В последние два года значительно возросла частота использования ТУ и других документов.

Нужно отметить, что, хотя законодательство позволяет производителю самостоятельно определять документ, соответствие требованиям которого оценивается при сертификации, по нашему мнению, сертификат соответствия техническим условиям в глазах потребителей должен иметь меньший вес по сравнению с сертификатом соответствия стандарту ЕАГО. Для такого заключения имеется несколько факторов. ТУ утверждаются производителем и содержат только такие требования, которые он может заведомо выполнить, и, которые не обязательно имеют высокий уровень. Требования ТУ ориентированы на конкретную продукцию и не содержат сопоставительных данных с однотипной продукцией, выпускаемой другими производителями. Требования ТУ, как правило, не гармонизированы с международными требованиями к аналогичной продукции. Поэтому необходимо увеличивать частоту использования в качестве доказательной базы при сертификации нормативных документов

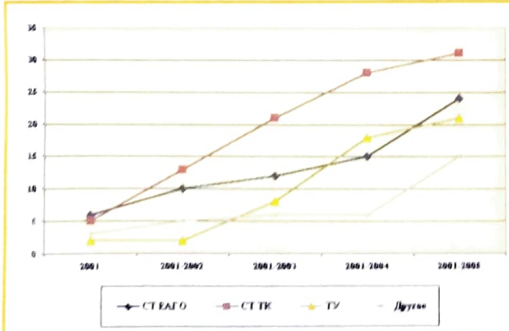


Рис. 1.Использование нормативных документов при сертификации в различные периоды

более высокого уровня, т.е. разрабатывать и вводить в действие новые стандарты ЕАГО.

В Системе действует 6 схем сертификации. Основная часть работ выполняется по схемам, предусматривающим сертификационные испытания образцов продукции и выдачу сертификата соответствия конкретным образцам, партиям продукции или всей изготавливаемой продукции, при этом продукцией в подавляющем большинстве случаев является аппаратура и оборудование для геофизических исследований.

В период 2002-2005 гг. значительно возрос интерес к схеме сертификации, которая предусматривает сертификацию "технологических процессов геофизических исследований или работ". По этой схеме организация разрабатывает стандарт предприятия, в котором устанавливаются требования к состоянию и уровню средств измерений и оборудования, с помощью которых реализуется технологический процесс получения геофизической информации, к соблюдению методики выполнения работ, к компетентности работников, к организации работ и т.п. Если организация реализует технологический процесс в соответствии с установленными требованиями, ей выдается Аттестат аккредитации в Системе. В 2004-2005 годах были аттестованы ОАО "Когалымнефтегеофизика" (Тюменская область, Ханты-Мансийский автономный округ, г. Когалым), ОАО "ТЮМЕННЕФТЕГЕОФИЗИКА" г. Тюмень), ООО "ГЕОНЕФТЕГАЗ" (г. Москва).

Кроме аттестации производственных организаций, проводящих наземные и скважинные геофизические исследования, существует устойчивый интерес к аттестации со стороны петрофизических лабораторий. В частности, подтверждена компетентность и соответствие требованиям, предъявляемым к лабораториям при проведении петрофизических исследований, лаборатории физики нефтегазовых систем и пластов ОАО "НижневартовскНИПИнефть" (г. Нижневартовск), ООО "Экогеос ЛТД" (г. Москва), отделение «Петрофизика» ОАО НПЦ «Тверьгеофизика» (г. Тверь), ООО «Арктик-Герс» (г. Тверь). Среди сертифицированного оборудования немалая доля принадлежит техническим средствам для петрофизических исследований.

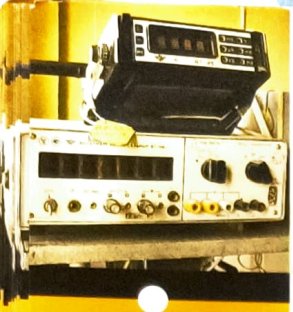
Все больше проявляется интерес к сертификации алгоритмов и программ обработки и интерпретации геофизических данных. Проведены испытания и выданы сертификаты на 5 пакетов программ обработки и комплексной интерпретации наземных и скважинных геолого-геофизических данных, создания моделей залежей нефти и газа, разработанных ОАО "Центральная геофизическая экспедиция" (ЦГЭ, г. Москва). Сертифицированы «Пакет программ обработки данных сейсморазведки «SEIS WIN», представленный ООО НПФ «Центргео» и «Интегрированная система обработки и интерпретации геолого-геофизических данных «ЮНИВЕРС», представленная ООО «ГЕОВЕРС».

Деятельность Системы сертификации геофизической продукции сегодня полностью соответствует нормам и требованиям ФЗ "О техническом регулировании". ФЗ "О техническом регулировании" устанавливает принцип недопустимости принуждения к осуществлению добровольной сертификации, в том числе в определенной системе добровольной сертификации". Подтверждение соответствия должно применяться равным образом и в равной степени независимо от страны и (или) места происхождения продукции. Отсюда следует равноправие сертификатов на рынке продукции. В то же время, ССГП - единственная официальная Система, в которой проводится сертификация геофизической продукции, что придает сертификатам ССГП ЕАГО высокий авторитет.

Литература

1. Савостьянов Н.А., Байков Д.Г. и др. Системе сертификации геофизической продукции в Российской Федерации 10 лет /Приборы и системы разведочной геофизики №1, 2005

СЕРТИФИКАЦИЯ



Обеспечение единства измерений при геофизическом исследовании недр

Зейкан А.Ю., Музыка В.В., Пясецкий Г.В., Ромасенко В.Н., Сенив Р.Р. ГГП "Укргеофизика", Украина

Государственное геофизическое предприятие "Укргеофизика" является крупнейшей организацией Украины по проведению геофизических работ на нефть, газ и другие виды полезных ископаемых. Обладая более чем 50-летним опытом проведения работ, предприятие выполняет исследования с применением широкого комплекса геофизических методов в основных геологических регионах Украины Днепровско-Донецкой впадине, Карпатской нефтегазоносной провинции, Украинском кристаллическом щите, шельфе Чёрного и Азовского морей. В текущем году предприятие выполняет геофизические работы в Объединённых Арабских Эмиратах.

Основные виды работ и задачи, которые решает предприятие.

- региональное изучение и геологическое картирование;
- подготовка под поисково-разведочное бурение структур, объектов или площадей, перспективных на нефть, газ и другие виды полезных ископаемых;
- геофизические исследования в скважинах для изучения геологического разреза и оценки его продуктивности;
- обработка информации, комплексная интерпретация и обобщение геолого-геофизических материалов;
- специализированные работы по поиску нетрадиционных источников энергии, экологии, инженерно-геологические и другие виды исследований.

Предприятие является членом Евро-Азиатского геофизического общества (ЕАГО), Европейской ассоциации геофизиков и инженеров (ЕАГИ), Ассоциации научно-технического и делового сотрудничества по геофизическим исследованиям и работам в скважинах (АИС).

Наибольший удельный вес в объёмах геофизических работ занимают сейсморазведочные работы и геофизические исследования в скважинах.

Сейсморазведочные работы проводятся по технологиям 2D и 3D в различных сейсмогеологических и географических условиях, в том числе в труднодоступных горных условиях. Специализированными отрядами выполняются скважинные сейсмические исследования VSP.

При полевых работах используется современная аппаратура и оборудование:

-телеметрические системы сбора сейсморазведочной информации INPUT/OUTPUT SYSTEM FOUR, INPUT/OUTPUT 2000, телеметрические регистрирующие системы "Прогресс Т2", сейсморазведочные станции с линейным разделением каналов "INTROMARIN", "BIZON", "Прогресс-Л", компьютеризированные сейсмостанции "Прогресс-М";

-невзрывные источники возбуждения AHV-IV-362, СВ-5-150, СВ-10/180, СВ-20/150 с системой управления и контроля PELTON VIB PRO, скважинные пневматические источники;

-буровые станки УРБ-2А-2, УРБ-2,5А;

-многоканальные скважинные сейсмические зонды;

-системы позиционирования GPS;

-системы синхронизации возбуждения ССВ-2.

При проведении сейсморазведочных работ используются взрывные, вибрационные и импульсные источники возбуждения упругих колебаний.

Обработка и интерпретация сейсмической информации проводятся в локальных подразделениях предприятия и в специализированном Технологическом центре. Обработка данных сейсморазведки осуществляется с использованием программного продукта ProMAX компании Landmark, при интерпретации применяются пакеты Seis-X, Integralplus, и GeoGraphix. Обработка и интерпретация выполняются на рабочих станциях и персональных компьютерах, объединённых в локальные сети, с общим количеством рабочих мест более 70.

В последние годы у заказчиков геофизических работ на Украине вновь появился интерес к использованию различных электроразведочных методов для поиска залежей углеводородов. Для проведения этих работ используются как модернизированные электроразведочные станции ЦЭС-3, так и современные станции LEMI-410, LEMI-412 с различными типами датчиков. Сейчас предприятие проводит внедрение в производство электроразведочной станции MTU 5A производства фирмы PHOENIX GEOPHYSICS.

Рудная и инженерная геофизика используют комплекс геофизических методов: гравиразведка, магниторазведка, электроразведка различных модификаций, радиометрия, ГИС и газовая съёмка.

При проведении ГИС применяются компьютеризированные наземные измерительные системы, агрегатированные скважинные приборы, современное подъёмное оборудование на автомобилях высокой проходимости и компьютерная обработка информации.

На предприятии создан постоянно пополняющийся банк геолого-геофизических даннях, обеспечивающий надёжное хранение информации для её многократного использования при обработке и интерпретации и позволяющий выполнять комплексную интерпретацию всей имеющейся геолого-геофизической информации.

Законодательное поле в Украине, конкурентные условия рынка геофизических услуг диктуют геофизикам высокие требования к качеству и достоверности результатов выполняемых исследований. При этом необходимо учитывать и специфические особенности проведения геофизических работ на Украине - поиск и разведка объектов небольших размеров на больших глубинах при большой плотности коммуникаций и населённых пунктов. И ключевое место в обеспечении этих требований занимает используемая геофизическая аппаратура.

В свою очередь, созданный у заказчиков геофизических работ институт супервайзеров осуществляет постоянную проверку соблюдения технологии работ, соответствия технических и метрологических характеристик геофизической аппаратуры требованиям нормативной и эксплуатационной документации, полноту, своевременность и достоверность проводимых проверок всей аппаратуры.

Одновременно Закон Украины "О метрологии и метрологической деятельности" предусматривает обязательное проведение метрологической экспертизы отчётной документации о геологическом изучении недр.

Всё вышесказанное, а также необходимость проведения элементарного сервисного и технического обслуживания геофизической аппаратуры, и определило необходимость развития и совершенствования метрологической службы предприятия.

Метрологическую службу ГГП "Укргеофизика" возглавляет главный метролог в аппарате

управления предприятия. В обособленных подразделениях предприятия (экспедициях) функционируют локальные метрологические службы (в составе 10 – 25 человек), в каждом структурном подразделении экспедиции назначены специалисты, ответственные за средства измерения.

Организационно метрологические службы экспедиций – это лаборатории измерительной техники, партии геофизического контроля, центры метрологического обеспечения геофизических работ. Наиболее совершенной структурой метрологической службы в экспедиции является партия геофизического контроля, которая наряду с освоением новой техники, проведением технического обслуживания и калибровки геофизической аппаратуры проводит приёмку и оценку качества первичных материалов. Это позволяет специалистам метрологической службы по анализу первичного полевого материала и ежедневных тестовых проверок, поступающих в партию геофизического контроля одновременно, отслеживать тенденции изменения эксплуатационных характеристик геофизической аппаратуры в межкалибровочные интервалы и принимать, при необходимости, соответствующие корректирующие действия.

Все перечисленные выше формы метрологических служб экспедиций объединяет одно наличие в их структуре автономной службы: лаборатории калибровки геофизической аппаратуры. Эти калибровочные лаборатории имеют свою жестко регламентированную структуру и функции. Структура и функции лабораторий, необходимость наличия соответствующих помещений, рабочих мест, средств измерительной техники, вспомогательного и испытательного оборудования, нормативной и эксплуатационной документации на каждом рабочем месте, требования к квалификации специалистов, взаимоотношения с другими службами, порядок проведения внутреннего и внешнего аудита всё это закреплёно в специально разработанных документах: "Положении о калибровочной лаборатории", "Паспорте калибровочной лаборатории", "Наставлении по качеству". Эти документы разработаны в соответствии с ISO 9001, что указывает на важность калибровочных лабораторий в структуре метрологических служб подразделений, поскольку они уже в настоящее время работают в рамках системы управления качеством. Указанные документы периодически корректируются по результатам внутреннего и внешнего аудита.

Введение в законодательное поле Украины калибровочных лабораторий, а это определено Законом Украины "О метрологии и метрологической деятельности" и актами центрального органа исполнительной власти, было осуществлено посредством проведения их аттестации и получения свидетельств об аттестации. Все 12 калибровочных лабораторий, функционирующих в настоящее время в экспедициях предприятия, имеют свидетельства об аттестации, проведённой в 2003 году. В текущем году проводится подготовка лабораторий к периодической аттестации. Результаты проведённой аттестации, а также предусмотренный документами периодический внешний аудит, свидетельствуют о повышении ответственности специалистов к процедурам калибровки геофизической аппаратуры и контролю технологической дисциплины исполнителями работ.

Калибровка геофизической аппаратуры осуществляется специалистами калибровочных лабораторий в лаборатории (обычно в начале года) или непосредственно в полевых условиях с использованием специально оснащённой передвижной лаборатории по утверждённым графикам. При необходимости (после ремонта и т.п.) производится дополнительная калибровка вне графика. При положительных результатах калибровки выдаётся свидетельство.

В частности, калибровка регистрирующей аппаратуры для сейсморазведочных работ проводится с использованием программно-технических комплексов контроля самой регистрирующей аппаратуры одновременно с применением средств измерительной техники.

Калибровка источников возбуждения осуществляется с применением специальных компьютерных систем контроля. Они дают возможность по полученным от специальных датчиков, установленных на источниках возбуждения, сигналам рассчитывать усилие на грунт и другие основные эксплуатационные характеристики источников.

Для калибровки электродинамических геофонов GS-20DX и 20DX-10 применяются специальные вибростенды. Хорошо зарекомендовал себя для целей калибровки геофонов и тестер сейсмоприёмников электродинамических "Тест-СП" производства ОАО "СКБ СП" г. Саратов. Благодаря применению электрического возбуждения и специальной компьютерной программы обработки результатов проверки, тестер даёт возможность определить метрологические характеристики, как отдельных геофонов, так и их групп.

Ежедневный контроль основных эксплуатационных параметров регистрирующей аппаратуры, источников возбуждения, групп геофонов и линий связи в процессе проведения работ осуществляется оператором с применением аппаратно-программных средств самой регистрирующей аппаратуры.

Многообразие используемой геофизической аппаратуры, фирм-поставщиков, проблемы с освоением, проверкой сходимости различной геофизической аппаратуры, ремонтом, техническим и метрологическим обслуживанием аппаратуры диктует необходимость создания метрологических "полигонов", которые, пройдя соответствующую государственную аттестацию, наряду с решением вышеперечисленных вопросов, могут выполнять и функции государственных сертификационных центров и полигонов по отработке новых технологий и концепций. В частности, заслуживает внимания концепция рассмотрения сейсмического канала как разновидности информационно-измерительной системы, что позволит обеспечить качественно новый уровень метрологического обеспечения сейсморазведочных работ.

В настоящее время сделаны только первые шаги в этом направлении разработаны программы создания метрологических "полигонов" на основе базовых метрологических подразделений предприятия по основным видам применяемой аппаратуры: для сейсморазведочной аппаратуры - в Приднепровской ГРЭ г. Новомосковск; для гравиразведочной аппаратуры - в Днепропетровской ГЭ "Днепрогеофизика" г. Днепропетровск; для электроразведочной аппаратуры - в Крымской ГЭ "Крымгеофизика" г. Симферополь.

В частности, программой создания метрологического "полигона" для сейсморазведочной аппаратуры предусмотрено несколько основных этапов:

-разработка необходимой нормативной документации, которая определит основные требования к "полигону", его оснащению, методике аттестации и методике калибровки сейсморазведочной аппаратуры с его использованием;

-организация "полигона" и оснащение его необходимыми средствами измерительной техники, испытательным и вспомогательным оборудованием, подготовка специалистов;

-аттестация "полигона";

-организация при "полигоне" центра сервисного обслуживания сейсморазведочной аппаратуры;

-подготовка и создание на базе метрологических "полигона" государственного сертификационного центра для сейсморазведочной аппаратуры.

*Калибровка - проверка технических и метрологических характеристик средств измерительной техники, находящихся вне сферы государственного надзора.

МЕТРОЛОГИЯ В ГЕОФИЗИКЕ ТЕХНОЛОГИИ

Метрология, технология, экономика и геологическая эффективность сейсморазведки

Бевзенко Ю.П., Долгих Ю.Н., Шулик С.И., Воронова И.А. ЗАО "ГЕРУС", г. Тюмень

Энергопотребление в современной жизни ориентировано в основном на жидкое, газообразное и твердое углеводородное энергетическое топливо, которое черпается из недр планеты Земля и, естественно, характеризуется ограниченностью ресурсов.

Для обеспечения высокой рентабельности больших капитальных вложений в инфраструктуру предприятий, добывающих энергетическое сырье из недр на объектах, введенных в разработку и эксплуатацию, необходимо увеличивать объемы запасов за счет повышения глубинности геологических исследований, а также за счет наиболее полной разведки территорий, прилегающих к эксплуатируемым месторождениям, в недрах которых, как правило, находятся малоразмерные и слабоаномальные объекты, а сами территории характеризуются сложными поверхностными сейсмологическими условиями и экологическими ограничениями.

Поиск и разведка малоразмерных слабоаномальных объектов, расположенных к тому же на относительно больших глубинах, характеризуются снижением отношения энергии полезных сигналов, необходимых для отображения параметров геологических объектов, к энергии помех, обусловленных неизвестными свойствами среды, покрывающей исследуемые объекты.

При снижении отношения энергии полезных сигналов к энергии помех выделение полезных сигналов на фоне помех и достоверная оценка параметров изучаемой среды возможны лишь при соответствующем повышении метрологического уровня исследований. Фактически такая тенденция наблюдается в эволюции сейсморазведки, являющейся основным методом поиска и разведки месторождений углеводородного сырья на всем протяжении времени ее существования, что, по-видимому, и является одной из причин, обеспечивающих лидирующее положение этого метода в разведочной геофизике.

Эта тенденция выражается в постоянном повышении динамического диапазона и разрешающей способности приемно-регистрирующей аппаратуры, в увеличении в системах наблюдений количества независимых приемных каналов на каждом физическом наблюдении, а также в совершенствовании систем тестирования аппаратуры и контроля исполнения методических условий проектов работ.

Все наиболее значимые достижения в истории развития сейсморазведки, обеспечивающие повышение её геологической эффективности, обусловлены изменениями в технологии полевых работ, связанными с увеличением объема и качества информации, добываемой в ходе полевых работ.

В развитии сейсморазведки можно выделить следующие этапы изменений технологии, обусловившие повышения геологической эффективности:

-переход от одиночных приемников и источников к их группированию обеспечил повышение отношения сигнал/помеха на сейсмограммах и выделение слабых отражений, несущих геологическую информацию;

-применение цифровой регистрации и телеметрических систем обеспечило расширение динамического диапазона сейсмических записей, что увеличило объем геологически значимой информации;

-применение систем многократных перекрытий, основанных на значительном увеличении количества пунктов возбуждения на единицу длины профиля, обеспечило изучение каждой точки отражения под разными углами в вертикальной плоскости, что привело к выделению и прослеживанию слабых однократно отраженных волн за счет подавления многократных, а также позволило повысить точность и надежность оценки эффективных скоростей, несущих геологическую информацию;

-применение пространственной сейсморазведки обеспечило возможность исследования отражающих границ под разными углами в горизонтальной плоскости, что позволило оценивать анизотропию геологических объектов и надежно трассировать элементы дизъюнктивной тектоники.

Следуя принципу увеличения объема первичных данных, нами разработана и внедрена в практику сейсморазведочных работ технология многоуровневой высокоточной сейсморазведки [1-5], основанная на попутной детальной регистрации волнового поля вблизи каждого пункта возбуждения волн. Такой технологией обеспечивается прямое, детальное и повсеместное изучение параметров ВЧР, инструментальный контроль фактических глубин заложения зарядов. За счет 10-12 % повышения стоимости работ это дает не менее чем двукратное снижение среднеквадратической погрешности определения параметров изучаемой среды в районах со сложными поверхностными условиями.

Дальнейшее повышение геологической эффективности сейсморазведки можно прогнозировать на основе трехкомпонентной регистрации волновых полей, обеспечивающей двух-, трехкратное увеличение первичных геологически значимых данных.

Грубую оценку количества первичной полевой информации, приходящейся на единицу площади исследований, можно сделать по формуле:

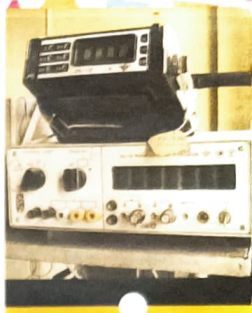
$$p = K \cdot \frac{m \cdot n \cdot T \cdot d \cdot f_o}{S \cdot dt \cdot q},$$

где m, n количество точек приема и возбуждения волн на площади;

T-длительность сейсмической записи;

d-динамический диапазон сейсмической записи;

f_o-основная частота регистрируемого сигнала;



S-площадь исследований;

dt-длительность основной части возбуждаемого сигнала;

q-величина отношения помеха/сигнал на сейсмограмме;

K-коэффициент пропорциональности.

В приведенной формуле отображаются параметры лишь собственно геофизических работ.

Количество получаемой информации, а в результате и точность сейсморазведки, зависит от объема денежных средств, затрачиваемых предприятием на собственно геофизические полевые и камеральные работы.

Затраты на единицу площади исследований по элементам сейсморазведочных работ можно разложить по формуле:

$$З = \frac{П + ОИ + ПО}{S},$$

где П – затраты на собственно геофизические полевые работы по сбору первичных данных;

ОИ – затраты на обработку и интерпретацию полученных данных;

ПО – затраты на работы по подготовке и обеспечению собственно геофизических работ.

Для изучения структуры затрат сейсморазведки были проанализированы данные восьми предприятий, осуществляющих геофизические исследования в северных районах Западной Сибири. Оценка результатов работы 86 партий показала, что затраты на работы по подготовке и обеспечению составляют в зависимости от вида работ от 29 до 51 %, а в среднем равны 49 %. Соответственно, 51 % затрат приходится на собственно полевые и камеральные работы (Табл.1).

Если принять, что при увеличении затрат на собственно геофизические работы при неизменном объеме затрат на работы по обеспечению происходит равноценный прирост объема геологически значимой информации, то можно определить коэффициент снижения стоимости добываемой информации:

$$\varepsilon = \frac{Г + ПО}{Y \cdot Г + ПО},$$

где Г=П+ОИ, Y – коэффициент увеличения объема собственно геофизических работ.

Так, если Y=2,5, Г=0,51, ПО=0,49, то

$$\varepsilon = \frac{1}{2{,}5 \cdot 0{,}51 + 0{,}49} = \frac{1}{1{,}765} = 0{,}57,$$

т.е. при увеличении стоимости собственно геофизических работ в 2,5 раза, при неизменном объеме затрат на подготовку и обеспечение, стоимость единицы информации снизится на 43%.

Известно, что коэффициент успешности поисковых геологоразведочных работ, базирующийся в основном на данных сейсморазведки, имеет тенденцию к понижению с течением времени и в целом по России находится в пределах 0,25-0,30 (рис.1) [8], а по наиболее богатому ресурсами Ханты-Мансийскому округу он достигает величины 0,42. Низкое значение коэффициента успешности свидетельствует о недостаточном объеме геофизических данных, по значительном объеме бурения скважин, не подтверждающих геолого-геофизический прогноз.

Структура подтверждаемости данных сейсморазведки по Ханты-Мансийскому округу представлена в табл. 2, составленной на период 2004 года Научно-аналитическим центром имени В.И. Шпильмана (г. Тюмень).

Приведенные в табл. 2 данные свидетельствуют о том, что не подтверждение геолого-геофизического прогноза наблюдается, как в определении структурных построений, так и в области прогноза коллекторских свойств и насыщения геологического разреза.

Единственный вывод, который можно сделать, исходя из вышеизложенного, состоит в том, что в настоящее время сейсморазведка добывает первичные данные в объеме, недостаточном для обеспечения в современных условиях существенного прогресса в повышении геологической эффективности. По нашему мнению, в современных условиях существенный прогресс в повышении геологической эффективности сейсморазведки может быть достигнут за счет значительного увеличения объема и качества первичных полевых данных. Это в равной степени относится как к методике скважинных исследований, обеспечивающих прямое определение параметров волновых полей в средах с известными по скважинным данным геологическими свойствами, так и к методике полевой сейсморазведки, обеспечивающей возбуждение и регистрацию волновых полей в объеме, необходимом для прогноза свойств геологического разреза.

В существующей практике проектирования скважинных и наземных сейсморазведочных работ доминирует тенденция по минимизации объемов собственно геофизических работ, что выражается в однокомпонентной регистрации волновых полей, в сокращении количества пунктов возбуждения при выполнении работ ВСП, в применении часто необоснованно большого шага приемных каналов, сокращении кратности и размеров приемных систем. Следование такой тенденции приводит к снижению стоимости работ, однако, при этом в целом повышает цену добываемой информации, являющейся основным продуктом геофизики, с одновременным созданием ее дефицита в решении современных геологических задач геофизическим методом, что приводит к увеличению объемов дорогостоящих буровых работ.

Самым простым примером, подтверждающим правильность излагаемой позиции, является сопоставление двух структурных карт (рис.2) в одном из северных районов Западной Сибири, первая из которых (а) построена с использованием детальных данных многоуровневой сейсморазведки о строении и свойствах зоны малых скоростей, вторая (б) – без использования этих данных. Карта (а) отображает один объект антиклинальную изометрическую структуру со структурным носом, карта (б) содержит большое количество мелких антиклинальных элементов, разбросанных по всей площади.

Совершенно очевидно, что задание поисковых и разведочных скважин по двум картам будет существенно различным. Скорее всего, задание скважин по карте (б) приведет к неподтверждению структурных элементов, и, соответственно, к

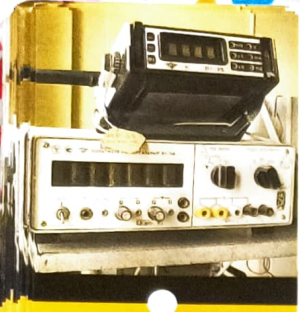


Таблица 1. Распределение затрат на сейсморазведочные работы, %

	Вид работ	Работы 2D взрывные		Работы 2D невзрывные		Работы 3D взрывные		Работы 3D невзрывные		Средне-взвешенное значение
	Кратность	до 24	более 24	до 24	более 24	до 24	более 24	до 24	более 24	
	Количество партий	15	41	3	16	8	1	2		86
1.	**Геофизические полевые работы**	**37,78**	**37,01**	**37,79**	**40,93**	**45,09**	**49,86**	**62,90**	-	**39,40**
1.1	Проектирование	0,16	0,10	0,12	0,09	0,07	0,02	0,04	-	0,10
1.2	Сейсморазведка	26,23	23,43	37,34	40,47	38,64	46,87	61,61	-	30,15
1.3	Бурение	9,91	11,17	0,00	0,00	5,57	2,03	0,00	-	7,60
1.4	ВВ, СВ	1,27	1,82	0,00	0,00	0,57	0,94	0,00	-	1,15
1.5	Приобретение кассет	0,22	0,49	0,33	0,37	0,22	0,00	1,25	-	0,40
2.	**Камеральные работы**	**12,97**	**12,75**	**11,34**	**12,95**	**5,86**	**2,25**	**8,57**	-	**11,92**
3.	**Работы по обеспечению**	**49,25**	**50,24**	**50,87**	**46,12**	**49,05**	**47,89**	**28,53**	-	**48,68**
3.1	Рубка просек	5,22	5,23	6,84	6,60	3,36	8,10	2,44	-	5,33
3.2	Топогеодезические работы	3,81	2,77	3,50	2,66	4,02	1,17	1,71	-	3,03
3.3	Технологическое строительство	3,18	2,72	1,00	2,52	2,04	1,05	3,85	-	2,65
3.4	Содержание радиостанций	0,91	0,82	1,04	0,72	0,62	0,05	0,05	-	0,78
3.5	Организация+ликвидация	3,61	3,00	3,56	3,06	3,70	4,68	7,89	-	3,34
3.6	Временное строительство	3,59	2,13	2,05	1,36	1,74	0,85	0,49	-	2,15
3.7	Транспортировка грузов	15,51	14,76	10,03	8,46	12,58	18,35	4,28	-	13,15
3.8	Охрана окружающей среды	0,56	0,73	1,10	1,34	0,83	0,00	0,16	-	0,81
3.9	Компенсируемые затраты	12,86	18,08	21,75	19,41	20,18	13,64	7,64	-	17,44
	ИТОГО	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**	-	**100**

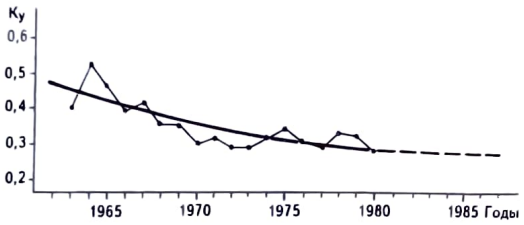


Рис.1. Динамика коэффициента успешности поисковых работ [Плотников и др.,1997]

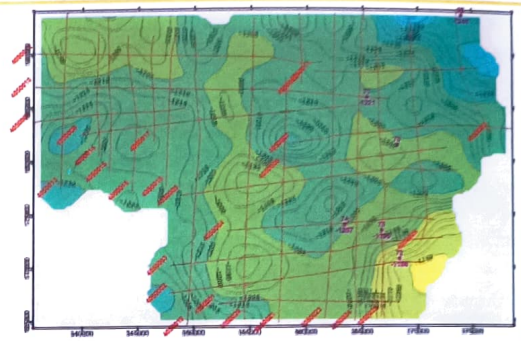


Рис.2.б. Структурная карта по горизонту Г, построенная без использования данных технологии многоуровневой сейсморазведки,м. Среднеквадратическая невязка с бурением +10 м (6 скв)

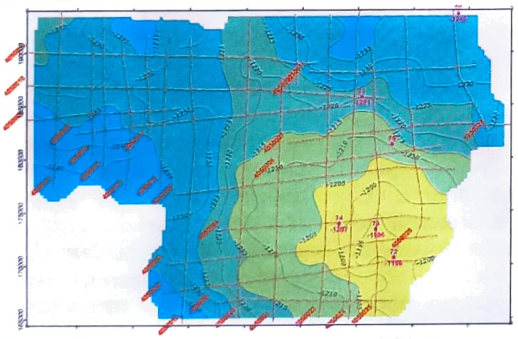


Рис.2.а. Структурная карта по горизонту Г, построенная с использованием данных технологии многоуровневой сейсморазведки,м. Среднеквадратическая невязка с бурением +6 м (6 скв)

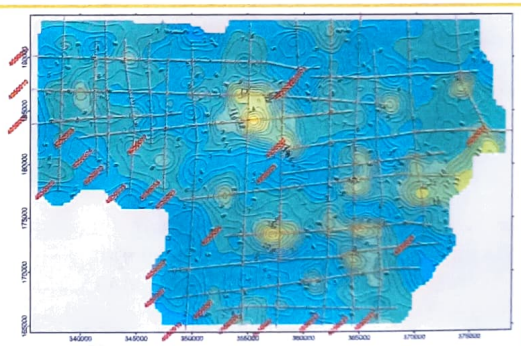


Рис.3. Карта толщин ЗМС,м.

Таблица 2. Показатели успешности геологоразведочных работ на территории ХМАО (по данным научно-аналитического центра им. В. И. Шпильмана)

Нефтегазовый комплекс	Коэффициент успешности	Причины получения отрицательных результатов (%)			
		Отсутствие коллектора	Несовпадение результатов бурения и сейсмики	Ошибка прогноза продуктивности	Техногенные и другие причины
Неокомский	0,4	36	34	27	3
Баженовский	0,43	64	23	9	4
Васюганский	0,45	29	28	17	26
Среднеюрский	0,4	44	3	25	28
Нижнеюрский	0,42	52	5	28	15
Итого по ХМАО	0,42	40	23	24	13

снижению эффективности поисковых работ. Правильность последнего утверждения подтверждается сопоставлением с картой толщин ЗМС (рис.3), построенной по данным многоуровневой сейсморазведки. Все структурные элементы на карте (б) в целом, коррелируются с аномалиями, обусловленными изменениями толщины ЗМС.

Отрицательные элементы структурного плана карты (б) тяготеют к областям повышенных толщин ЗМС, положительные элементы к участкам сокращения толщин.

В рассматриваемом примере для детального и повсеместного изучения параметров зоны малых скоростей стоимость полевых работ была увеличена на 12 %, а ошибки в задании поисковых скважин привели бы к затратам, превышающим дополнительные затраты на сейсморазведку в десятки раз. Кроме того, каждая скважина, не подтверждающая геофизический прогноз, часто приводит к замораживанию больших вложений в разработку территории.

Выводы и предложения.

1. В современном балансе затрат на сейсморазведочные работы затраты на собственно геофизические работы составляют в среднем 51 %, а 49 % - затраты на подготовку и обеспечение.

2. Основным продуктом сейсморазведки является геолого-геофизическая информация, цена которой может быть существенно снижена, если в балансе затрат увеличить долю собственно геофизических работ и существенно увеличить объем и качество добываемой информации при неизменном объеме работ по подготовке и обеспечению.

3. Увеличение объема и качества первичных данных является наиболее реальным путем повышения геологической эффективности сейсморазведки.

4. Конкретные предложения для недропользователей и геофизических организаций: заказывать, создавать и исполнять такие проекты работ, в которых доля затрат на собственно геофизические работы значительно превышает долю затрат на подготовку и обеспечение.

Литература.

1.Брехунцов А.М., Бевзенко Ю.П. Об экономике и технологии поисков нефтяных и газовых месторождений в Западной Сибири. Журнал "Геология нефти и газа", № 3, 2000.

2.Бевзенко Ю.П., Брехунцов А.М., Долгих Ю.Н. Результаты производственного применения технологии многоуровневой высокоточной сейсморазведки. Журнал "Нефть и газ", № 1, 2002.

3.Бевзенко Ю.П., Долгих Ю.Н., Трандин С.М. Многоуровневая сейсморазведка. Повышение точности сейсморазведочных работ на основе изучения ВЧР и учета волн-спутников с малой задержкой. Журнал "Горные ведомости", № 2, 2004.

4.Бевзенко Ю.П., Долгих Ю.Н. Техника и технология многоуровневых сейсмических исследований на севере Западной Сибири. Журнал "Приборы и системы разведочной геофизики", № 2, 2004.

5.Бевзенко Ю.П., Долгих Ю.Н., Кориков А.П. Повышение точности современная проблема нефтегазопоисковых сейсморазведочных работ. В сборнике "Сейсмические иссле-дования земной коры". Международная научная конференция, посвященная 90-летию академика Н.Н. Пузырева. г. Новосибирск, Академгородок, 23-25 ноября 2004 г.

6.Плотников А.А., Медведев Н.Ф., Плотников Д.А. К методике оценки результатов и планирования геолого-поисковых работ. Журнал "Геология нефти и газа", № 7, 1997.

Сейс Эл

АКСЕЛЕРОМЕТРЫ

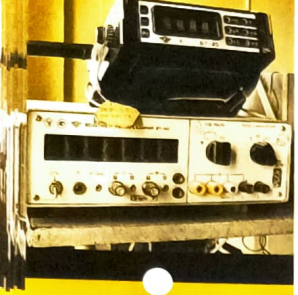
для источников сейсмических сигналов

Варианты исполнения:

- типовые для:
  Advance II, Mini Controller,
  VibPro (Pelton), VE-416 (Sercel)
  БУСВ, БУСВ МП (Сейсмотехника)
- один или два идентичных канала;
- диапазоны ускорений от ± 50g до ± 400g
- нестандартные по спецификации заказчика

Для всех вариантов - неизменно надежность и качество

т./ф.: (495)-5315258
info@sercel.com, www.sercel.com



Аппаратура и методика регистрации акустических сигналов морских сейсмических источников

Гуленко В.И., Кубанский госуниверситет, г. Краснодар, Бадиков Н.В., ООО «ПУЛЬС»,
Шумский Б.В., ФГУП ГНЦ «Южморгеология», г. Геленджик

Решение новых, более сложных геологических задач при сейсморазведке на акваториях предполагает постоянное совершенствование всего аппаратурно-методического комплекса и, в частности, источников. Дальнейшее повышение разрешающей способности морской сейсморазведки, наряду с использованием соответствующих приемно-регистрирующих устройств, требует и обязательного применения достаточно мощных источников, возбуждающих более высокочастотные и широкополосные сигналы, не осложненные пульсациями.

Достижение этой цели обычно осуществляется применением сложных линейных или площадных неоднородных пневматических групп, содержащих в своем составе иногда десятки пневматических излучателей, объединенных в ряд подгрупп (кластеров) [1]. При создании таких источников одной из наиболее важных задач является экспериментальное исследование акустических характеристик отдельных пневматических излучателей и составленных из них кластеров и групп. Целью подобных исследований обычно является определение основных зависимостей амплитудных, временных и частотных характеристик излучаемых акустических сигналов от условий возбуждения и параметров конструкций для всего ряда группируемых излучателей. Полученные при этом характеристики используются при выборе конкретных конфигураций неоднородных пневматических групп [1, 3].

В настоящей работе в качестве примера рассмотрены аппаратура и методика регистрации акустических сигналов морских сейсмических источников, применяемые в последние годы при изучении акустических характеристик пневматических групп в ГНЦ ФГУП «Южморгеология» и в ООО «ПУЛЬС» [3].

Исследования проводились на акватории Черного моря в районах с глубиной не менее 500 м. Работа выполнялась в дрейфе, при этом регистрация акустических сигналов осуществлялась с помощью аппаратурного комплекса, блок-схема которого, а также схема измерений приведены на рис. 1.

Назначение, состав и краткие технические характеристикипрограммно-аппаратного комплекса "ИМПУЛЬС"

Программно-аппаратный комплекс «Импульс» был специально разработан для регистрации, хранения и обработки акустических сигналов морских сейсмических источников в реальных морских условиях [1].

В состав комплекса «Импульс» входят следующие элементы: двухканальная плата АЦП и масштабных усилителей с электронным переключением диапазонов измерения, устанавливаемая в гнездо расширения персонального компьютера; кабельная коробка с разъемами и соединительными линиями; программное обеспечение комплекса, содержащее основную управляющую программу, а также ряд вспомогательных и информационных файлов, составляющих специализированную базу данных.

Конструктивно двухканальный АЦП и МУ выполнен на одной печатной плате, вставляемой в разъем расширения компьютера. На плате расположены два идентичных канала преобразователя и интерфейс связи с шиной ЭВМ. Для подключения внешних сигналов плата снабжена разъемом, к контактам которого подключается входной сигнал первого канала, входной сигнал второго канала, сигнал внешнего запуска

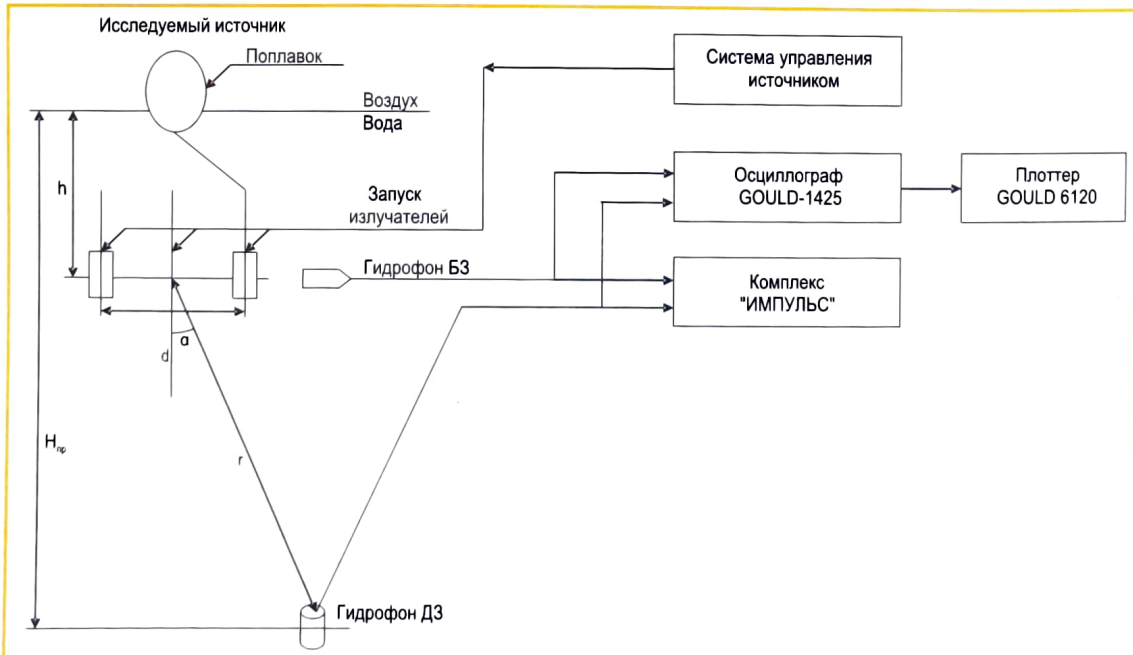


Рис. 1. Блок-схема аппаратурного комплекса для регистрации акустических сигналов

Основные характеристики комплекса	
количество каналов АЦП и МУ	2 (ближняя и дальняя зоны)
количество разрядов АЦП	10+знак
время преобразования АЦП, мкс	35
тип преобразования АЦП	поразрядное уравновешивание
дискретность квантования сигналов, мс	0.25; 0.5; 1.0 и 2.0
диапазоны измерения входного сигнала, В	±0.1; 0.2; 0.5; 1; 2; 5; 10; 20; 50; 100; 200
входное сопротивление каналов, МОм	1.0
полоса пропускания аналогового тракта (без учета гидрофона), Гц	0-10 000
диапазон частот регистрируемых сигналов, Гц	0-2 000
запуск регистрации	внешний/внутренний
задаваемая задержка запуска,	
число отсчетов	±256
размер буфера регистрации (по каждому каналу), число отсчетов	1024

отрицательный импульс уровня ТТЛ. На этот же разъем выведено питание забортных схем согласующих усилителей гидрофонов: +12 В, 12 В и «общий». Переключатели, расположенные на внешней колодке платы (на задней панели ЭВМ), обеспечивают переключение входов каналов с «открытого» входа (по постоянному току) на емкостной вход (по переменному току).

Программное обеспечение комплекса «Импульс» компьютерная программа IMPULS.EXE предназначено для работы в среде MS-DOS и реализует широкий набор функций по управлению сбором и обработке информации, по созданию и обслуживанию базы данных библиотеки сигналов. При этом из каждого режима, в любой точке программы нажатием клавиши F1 может быть вызвана контекстная справка, содержащая все необходимые пояснения к выполняемому фрагменту.

Кроме описанного комплекса «Импульс» в ходе эксперимента экспресс-визуализация регистрируемых сигналов, а также дополнительный контроль дистанции от излучателя до гидрофона в дальней зоне осуществлялись двухлучевым цифровым запоминающим осциллографом GOULD-1425 с входным сопротивлением 1 МОм (с делителем 10 МОм), с неравномерностью частотной характеристики в диапазоне от 0 до 20 МГц не более 3 дБ, с погрешностью измерения временных интервалов и амплитуд не более 3 %. Входящий в комплект плоттер GOULD-6120 обеспечивал вывод цифровой информации по каждому каналу на бумагу в аналоговом виде.

В качестве приемника акустических сигналов в дальней зоне использовался калиброванный гидрофон типа ЮМГ-10, имеющий чувствительность 11,0 В/бар. В ближней зоне был применен экспериментальный гидрофон Г-01 с чувствительностью около 4,2 В/бар.

В кабельной головке каждого гидрофона установлено согласующее устройство, предназначенное для согласования высокоомного выхода пьезокерамического гидрофона с кабельной линией и входными цепями платы АЦП и МУ и представляющее собой операционный усилитель с коэффициентом передачи 1,0 в интервале частот от 0,5 Гц до сотен кГц.

Методика измерений и условия проведения экспериментов

При морских испытаниях источников регистрация сигналов обычно проводится при размещении приемников относительно источника по схеме, условно изображенной на рис.1. Регистрация сигналов проводится одновременно в ближней и дальней зонах.

В ближней зоне (БЗ) гидрофон располагается на расстоянии около 1,5 м от первого излучателя группы (кластера). Принимаемый им сигнал используется для синхронизации запуска регистрирующей аппаратуры, а также для определения момента начала излучения при измерении дистанции до гидрофона в дальней зоне по времени пробега упругой волны со скоростью c = 1500 м/с.

В дальней зоне (ДЗ) регистрируется сформировавшийся сигнал источника. При этом расстояние r от источника до приемника ДЗ и положение его в пространстве выбирается так, чтобы:

а) разница между показателями расхождения прямой волны (1/r) и волны-спутника, т.е. волны, отраженной от поверхности воды (1/(r+2hcos), где угол отклонения гидрофона ДЗ от вертикали, проходящей через середину группы), была минимальна;

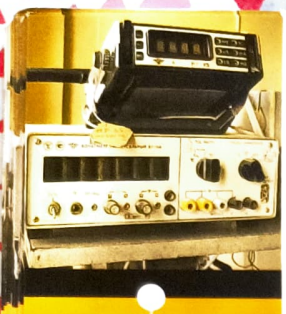
б) разница между временами пробега волн от крайних излучателей группы при базе группирования до 10 м при отклонении гидрофона ДЗ от вертикали составляла не более 1 мс, при этом гидрофон в процессе измерений должен находиться в пределах основного лепестка характеристики направленности для всех частот в полосе регистрации.

Исходя из этих требований, удаление гидрофона ДЗ от группы должно составлять не менее 80100 м. При этом с помощью дополнительного груза угол отклонения гидрофона от вертикали, проходящей через середину источника, должен удерживаться в пределах не более 2025°. В таком случае смещение первых минимумов интерференционных характеристик заглубления fmin (где fmin=750/(hcos)) составит не более 10 % (до 35 Гц при h = 2 м).

Такого рода работы следует проводить при хороших погодных условиях: дрейф судна и волнение моря в процессе эксперимента не должны приводить к нарушению указанных выше условий.

На первом этапе работ при регистрации сигналов одиночных пневмоизлучателей разных объемов и составленных из них кластеров излучатели в различных комбинациях подвешивались на стальной раме (22 м или 25 м) или штанге длиной около 3 м и отстреливались при разных глубинах погружения (от 1 до 6 м) и разных рабочих давлениях (P = 1015 МПа). Некоторые серии, наиболее актуальные для формирования мощных низкочастотных групп, были продублированы также и при глубинах погружения до 30 м. Заполнение пневмоизлучателей сжатым воздухом производилось от судового компрессора, управление запуском излучателей и автоматическая синхронизация кластеров и групп осуществлялись контроллером «АСТРА» или другой аналогичной системой управления источником.

Экспериментальное исследование акустических характеристик опытных образцов морских сейсмических излучателей обычно предполагает регистрацию сигналов при разных значениях основных параметров, характеризующих условия



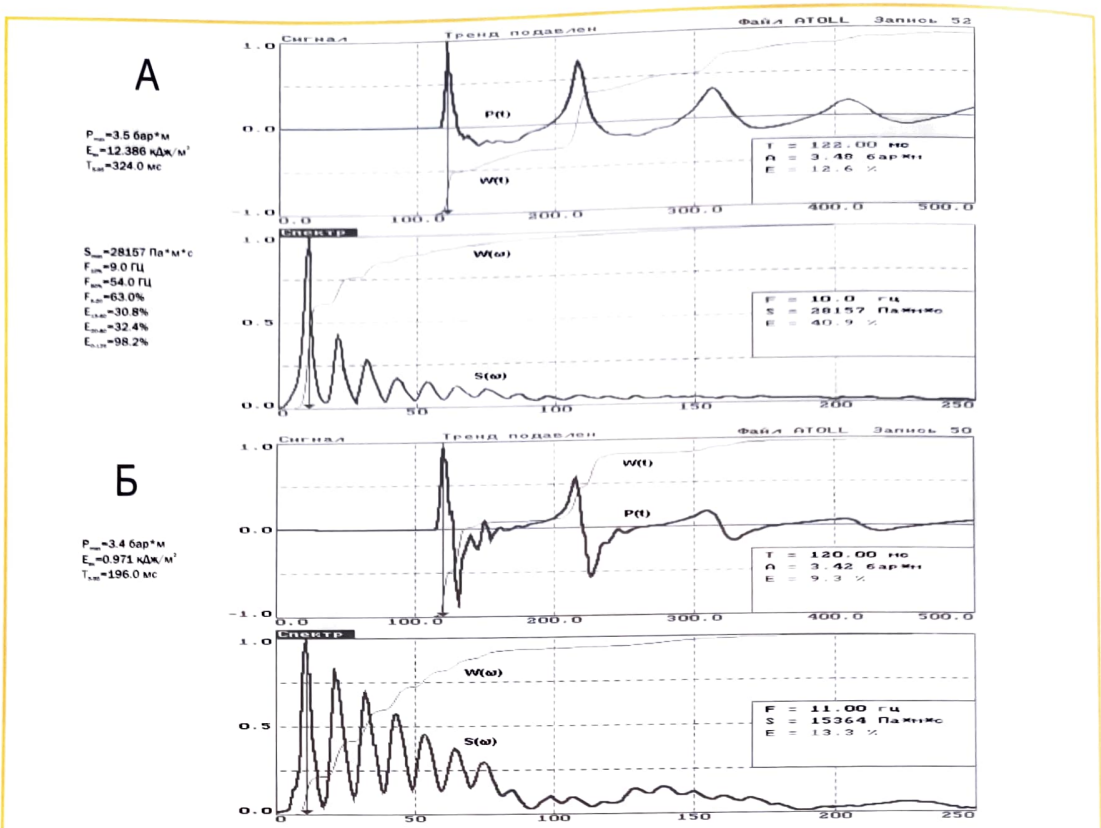


Рис. 2. Акустические сигналы излучателя «ПУЛЬС-6»(V_{01} = 3,0 дм^3, P_{01} = 14 МПа, $h_н$ = 7 м) в ближней (а) и дальней (б) зонах, а также их амплитудные спектры и другие результаты обработки

возбуждения: объемов рабочих камер излучателей, глубин их погружения, а также рабочего давления. Погрешность измерения перечисленных параметров во всех сериях не должна превышать 5 %.

Обработка акустических сигналов

В процессе регистрации акустических сигналов осуществляется автоматическое занесение их в базу данных на диске компьютера, при этом все параметры регистрирующей системы, а также основные сведения об условиях проведения эксперимента заносятся в этикетку каждого зарегистрированного сигнала. Последующая обработка сигналов производится в режиме их просмотра по полному стандартному графу той же программой IMPULS.EXE и предусматривает выполнение следующих процедур:

перевод зарегистрированных сигналов в единицы давления (барм) с акустическим пересчетом к удалению 1 м и подавлением тренда;

расчет и визуализация амплитудных спектров;

расчет интегральных функций распределения энергии (в дальней зоне плотности потока акустической энергии в пересчете на 1 м) по времени и по частоте, а также других локальных и интегральных характеристик [1, 2].

Основными из них являются следующие:

P_{max}-максимальная амплитуда сигнала, барм;

$E_{ак}$- полная акустическая энергия сигнала (кДж), если сигнал зарегистрирован в ближней зоне, или плотность потока акустической энергии сигнала (кДж/м^2 на 1 м), если сигнал зарегистрирован в дальней зоне;

T_{5-95}-эффективная длительность сигнала по уровням 595% энергии, мс;

S_{max}-максимальная амплитуда спектра, Памс;

$F_{10\%}$-нижняя граничная частота спектра, Гц;

$F_{90\%}$-верхняя граничная частота спектра, Гц;

E_{5-20}-доля энергии (плотности потока энергии) сигнала в полосе частот 520 Гц, %;

E_{15-60}-доля энергии (плотности потока энергии) сигнала в полосе частот 1560 Гц, %;

E_{20-80}-доля энергии (плотности потока энергии) сигнала в полосе частот 2080 Гц, %;

E_{0-125}-доля энергии (плотности потока энергии) сигнала в полосе частот 0125 Гц, %.

Более подробно алгоритмы обработки акустических сигналов рассмотрены в работах [1, 2], и в целом они соответствуют рекомендованным в стандарте SEG [4]. В качестве примера на рис. 2 приведены результаты обработки двух сигналов, зарегистрированных при одном и том же выхлопе в ближней (а) и дальней (б) зонах при срабатывании пневматического излучателя «ПУЛЬС-6» (V_{01} = 3,0 дм^3, P_{01} = 14 МПа, $h_н$ = 7 м).

Литература

1. Гуленко В.И. Пневматические источники упругих волн для морской сейсморазведки. Монография. Краснодар: КубГУ. 2003, 313 с.

2. Гуленко В. И., Карпенко В. Д., Шлыков В.А. Теоретическое и экспериментальное исследование пневматических излучателей для морской сейсморазведки // Изв. вузов. Сев.-Кавк. регион., Техн. науки. 2002. №3. С.50-58.

3. Гуленко В. И., Бадиков Н.В. Акустические характеристики пневматических излучателей «Пульс-5» и различных вариантов линейных групп на их основе // Изв. вузов. Сев.-Кавк. регион., Техн. науки. 2001. №1. С.23-32.4. Johnston R.C., Reed D.H., Desler J.F. Special report on the SEG Technical Standards Committee: SEG Standard specifying marine seismic energy sources // Geophysics 1988. Vol. 53. №4. p.p.566 575.

Пневматический источник сейсмических сигналов «Малыш»

Бадиков Н.В., Москаленко Ю.А., Бадиков А.Н., ООО «Пульс» г.Геленджик, Гуленко В.И. КубГУ г.Краснодар.

В последние годы большой объем сейсморазведочных работ по поиску углеводородов связан с мелководными до 1,5 2,0 метров зонами акваторий.

Решение геологических задач, связанных с изучением верхней части разреза и глубоких горизонтов определяются качеством излучаемого сигнала.

Использование стандартных пневматических излучателей в таком водном слое не всегда оправдано из-за того, что значительная часть излучаемой энергии расходуется на неупругие деформации грунта, из-за близости дна и потери энергии, из-за близости границы вода воздух. В этом случае целесообразно использование малообъемных излучателей, имеющих высокую степень синхронизации, источников, работающих в слое воды до 2-х метров, которые позволяют формировать излучение упругого сигнала с наперед заданными свойствами, для решения тех или иных геологических задач.

В ООО «ПУЛЬС» разработан пневматический источник под названием «Малыш» с техническими характеристиками указанными в Табл.1.

Таблица 1.

Объем,дм³	Длина,мм	Максимальный диаметр, мм	Масса,кг.
0,2	340	110	16 ± 0,5
0,4	340	110	15,5 ± 0,5
0,6	340	110	15 ± 0,5
0,8	370	110	18 ± 0,5

Показатели назначения приведены в Табл. 2

Излучатель полностью уравновешен, имеет обратную связь. На конструкцию источника получен патент на полезную модель №51237 «Пневматический источник сейсмических сигналов «Малыш»»[1].

Работоспособность источника проверялась в водоеме с глубиной воды до 0,8 м. Рабочее давление составляло 14,0 МПа. При работе источника в воде образовывалась взвесь ила, глины, песка. В таких условиях источник наработал 11207 циклов.

Оценка разброса срабатывания источника производилась по показаниям стойки управления Астра5М и записи на цифровой осциллограф вертикального времени срабатывания с датчика СВ-10, установленного в 1 м от источника.

Таблица 2. Показатели назначения источников "Малыш"

Обьем,дм³	Амплитуда волны давления впересчете на 1 м от выхлопа при h=0,5 м, бар/м	Точность синхронизации, мс	Минимальное время срабатывания, с
0,2	1,1	± 0,3	3 ± 0,1
0,4	1,4	± 0,3	3 ± 0,1
0,6	1,6	± 0,3	3 ± 0,1
0,8	1,8	± 0,3	3 ± 0,1

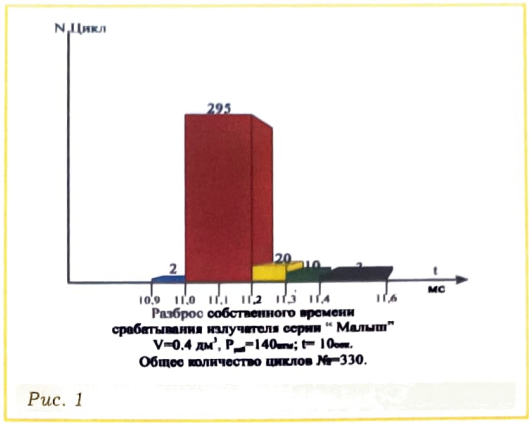


Рис. 1

Данные приведены на рис. 1 и 2.

Запись излучаемых источником сигналов производилась по программе В.И. Гуленко «Импульс»[2].

Глубина моря в районе эксперимента составляла не менее 500 м. Регистрация сигналов проводилась одновременно в ближней и дальней зонах.

В ближней зоне (БЗ) гидрофон располагался на удалении около 1 м от ближайшего излучателя группы (кластера). Принимаемый им сигнал использовался для синхронизации апуска регистрирующей аппаратуры, а также для определения момента начала излучения при измерении дистанции до гидрофона в дальней зоне по времени пробега волны со скоростью с=1500 м/с.

В дальней зоне (ДЗ) регистрировался сформировавшийся сигнал источника. При этом расстояние r от источника до приемника ДЗ и положение его в пространстве выбирались так, чтобы разница между показателями расхождения прямой волны (1/r) и волны-спутника т.е. волны, отраженной от поверхности воды ($1/(r+2\cos\alpha)$), была минимальна. Здесь α угол отклонения гидрофона ДЗ от вертикали, проходящей через середину группы).

В этой связи удаление гидрофона ДЗ от группы составляло около 80 м. При этом с помощью дополнительного груза угол отклонения б гидрофона от вертикали, проходящей через середину источника, удерживался в пределах не более 20°. В результате смещение первых минимумов интерференционных характеристик заглубления f_{min} (где $f_{min}=750/(R\cdot\cos\alpha)$) составляло не более 10% (до 35 Гц при $R=2$ м).

В процессе регистрации акустических сигналов осуществлялось автоматическое занесение их в базу данных на диске PC. Все параметры регистрирующей системы, а также основные сведения об условиях проведения эксперимента заносились в этикетку каждого зарегистрированного сигнала.

Последующая обработка сигналов производится в режиме их просмотра по полному стандартному графу той же программой IMPULS.EXE и предусматривает выполнение следующих процедур:

перевод зарегистрированных сигналов в

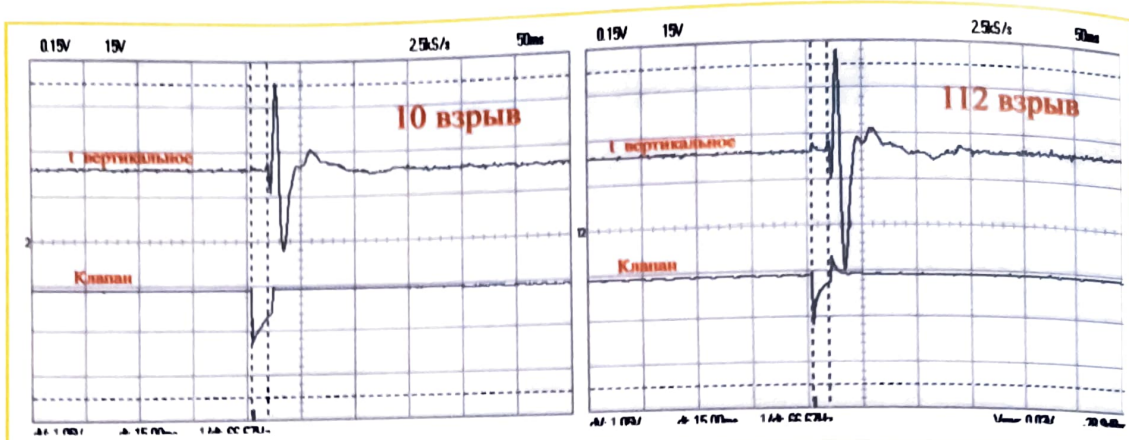


Рис. 2 Вертикальное время срабатывания датчика СВ-10

единицы давления [бар·м] с акустическим пересчетом к удалению 1 м и подавлением тренда;

-расчет и визуализация амплитудных спектров;

-расчет интегральных функций распределения энергии (в дальней зоне плотности потока акустической энергии на 1 м) по времени и по частоте.

Расчитываются и другие локальные и интегральные характеристики, основными из которых являются:

Pmax-максимальная амплитуда сигнала, бар·м;

Eак - полная акустическая энергия сигнала (в кДж), если сигнал зарегистрирован в ближней зоне, или плотность потока акустической энергии сигнала (в кДж/м^2 на 1 м), если сигнал зарегистрирован в дальней зоне;

T5-95 - эффективная длительность сигнала по уровням 5 95% энергии, мс;

Smax-максимальная амплитуда спектра Па·м·с;

F10% -нижняя граничная частота спектра, Гц;

F90% -верхняя граничная частота спектра, Гц;

E5-20 -доля энергии (плотности потока энергии) сигнала в полосе частот 5 20 Гц, %;

E15-60- доля энергии (плотность потока энергии) сигнала в полосе частот 15 - 60 Гц, %;

E20-80- доля энергии (плотность потока энергии) сигнала в полосе частот 20 - 80 Гц, %;

E0-125- доля энергии (плотность потока энергии) сигнала в полосе частот 0-125 Гц, %.

Более подробно алгоритмы обработки акустических сигналов рассмотрены в работах [3 - 5] и соответствуют рекомендованным в стандарте SEG [6].

Результатом этих исследований стало определение основных зависимостей амплитудных, временных и частотных характеристик излучаемых акустических сигналов от условий возбуждения и параметров конструкций для всего ряда исследуемых источников. Полученные характеристики и зарегистрированные сигналы могут быть использованы при выборе конфигураций неоднородных пневматических групп широко применяемых в морской сейсморазведке.

Характерные излучаемые сигналы в пересчете на 1 м от выхлопа при глубине погружения 0,5 и 1,5 метра для источника «Малыш» объемом 0,4 и 0,6 дм^3 приведены на рис 3.

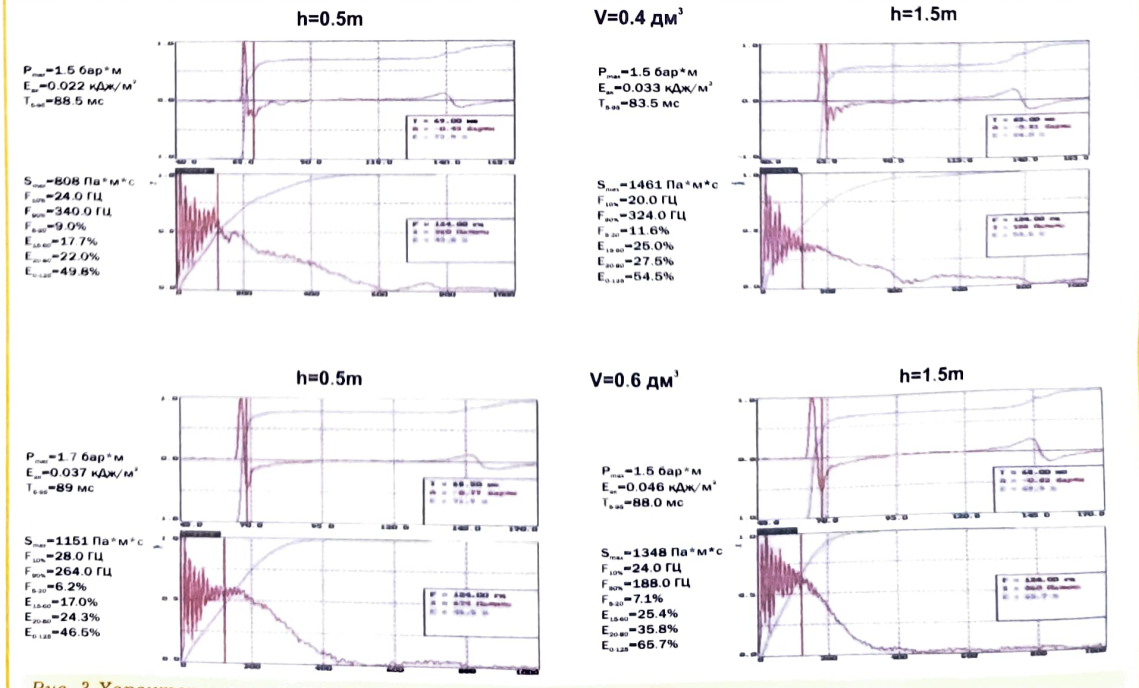
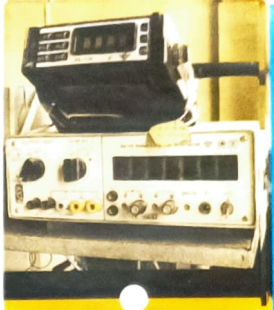


Рис. 3 Характерные излучаемые сигналы источников "Малыш"



Графики изменения амплитуды сигнала при погружении 0.5 м излучателей с объемами 0,4 и 0,6 дм^3 показаны на рис 4.

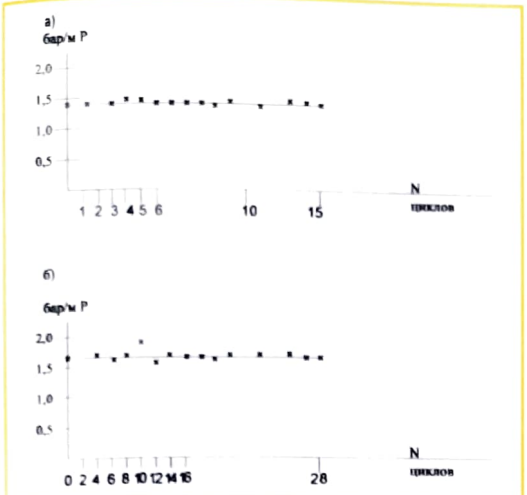


Рис. 4 Стабильность источников при погружениях 0.5 м

Из анализа полученных материалов, учитывая высокую повторяемость излучаемого сигнала при глубине погружения 0,5 м, его широкополосность (до 200 Гц), устойчивую работу в «грязной» среде, целесообразно использовать источник «Малыш» в небольших компактных группах, при ведении работ ВСП в районах Сибири и Крайнего Севера, а также групповых источников суммарным объемом от 300 до 330 in^3 в одной линии при сейсморазведочных работах на мелководье.

Характерные излучаемые сигналы приведены на рис 5 и 6.

Используя способ возбуждения упругого сигнала, изложенного в патенте на полезную модель (Заявка №2006104603/22 (004986) от 14.02.06г. «Сейсморазведочная установка для транзитных зон» [7]), возможно производить сейсморазведочные работы с источниками «Малыш» в групповом варианте, работающими по закону, изложенному в заявке. Излучаемый суммарный сигнал получается близким к сигналу вибратора, энергия излучения сосредотачивается в необходимом диапазоне частот согласно тому или иному геологическому заданию, что приводит к увеличению глубинности исследований без дополнительных технических средств излучения упругого сейсмического волнового поля. Рис. 7

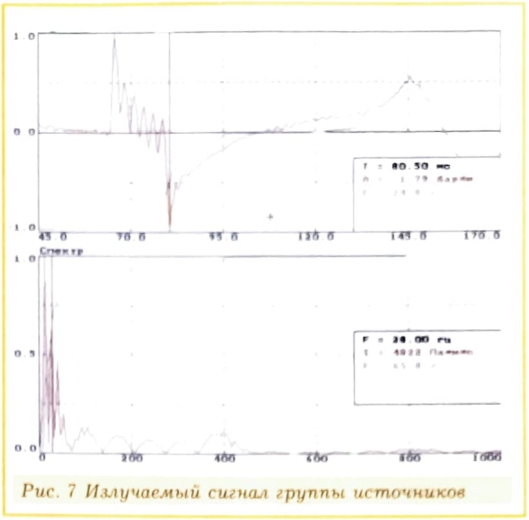


Рис. 7 Излучаемый сигнал группы источников

Из всего сказанного можно сделать вывод, что источник «Малыш» обладает достаточно высокочастотным сигналом, имеет высокую повторяемость амплитуды сигнала, устойчиво работает в «грязной» среде, имеет высокую точность срабатывания, малые габариты, вес и полностью уравновешенную конструкцию при срабатывании.

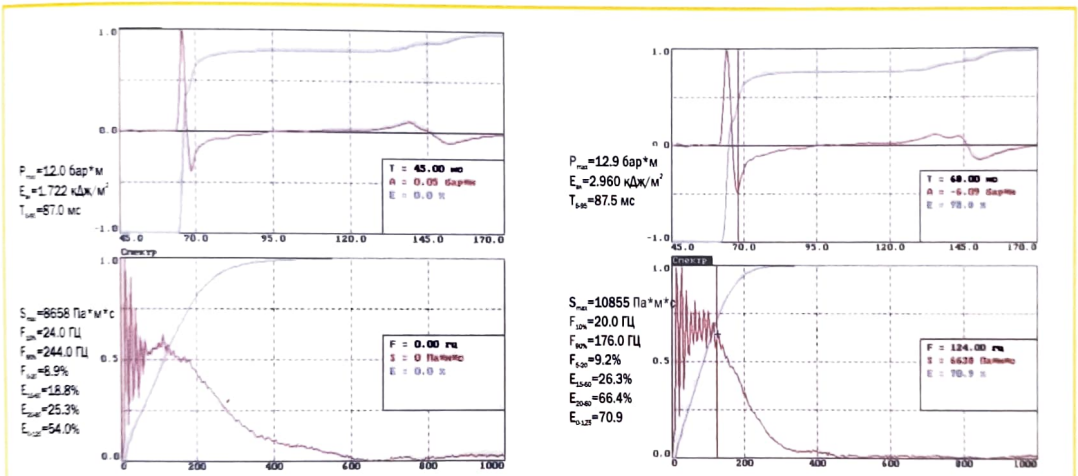


Рис. 5,6 Характерные излучаемые сигналы при работах на мелководье

Литература

1. Бадиков Н.В., МоскаленкоЮ.А., Патент на полезную модель РФ №51237 Пневматический источник сейсмических сигналов «Малыш».
2. Гуленко В.И. Отчет об испытаниях морских сейсмических источников на НИС «Янтарь», 2005 г.
3. Гуленко В.И. Пневматические источники упругих волн для морской сейсморазведки. Монография. Краснодар, КубГУ - 313с.
4. Гуленко В.И., Карпенко В.Д., Шлыков В.А. Теоретическое и экспериментальное исследование пневматических излучателей для морской сейсморазведки. Изв. Вузов.Сев.-Кавк. регион. Техн.науки.2002, №3.
5. Тюхалов В.И., Гуленко В.И., Ежов В.А., Якуш Е.Ю. Разработка системы возбуждения на базе излучателей нормального ряда «Сигнал» для морской нефтегазовой сейсморазведки. Отчет по теме 58-84 (в 2-х частях), - Краснодар, 1986, 336с. № гос.рег.01.86.0134207.
6. Johnston R.C., Reed D.H., Special report on the SEG Technical Standards Committee. SEG Standard Special specifying marine seismic sources, Geophysics 1988. Vol. 53. №4 p.p.566 575.
7. Бадиков Н.В. и др. Патент РФ на полезную модель №2006104603/22 (004986) от 14.02.06г. Сейсморазведочная установка для транзитных зон.

К вопросу обеспечения качества сейсморазведочных работ

И.М. Кузнецов, Н.В. Тарасов, П.А. Турлов (ОАО "СКБ СП"), Саратов

Коренное реформирование геологической отрасли России привело к совершенно новой ситуации ситуации рынка и конкуренции в области геофизических услуг. В этих условиях конкурентоспособность, а значит и экономическое благополучие геофизических предприятий, определяются в конечном итоге номенклатурой и уровнем услуг, которые они могут предложить в виде соответствующих геофизических работ и исследований. При этом на первое место среди экономических показателей геофизического предприятия выходит именно уровень предоставляемых услуг, а точнее их качество и стоимость.

Остановимся более подробно на главном потребительском факторе геофизических работ их качестве.

Под качеством любых видов деятельности, в том числе и качеством геофизических работ, понимается их свойство, отражающее точное соответствие определенным требованиям, согласованным с заказчиком [1]. При этом понятие качество геофизических работ включает в себя такие показатели, как полнота и качество информационного содержания получаемых результатов, в т.ч. их точностные показатели, технологические параметры, характеристики выполняемых работ, а также все то, что делает удобным использование потребителем получаемой информации. Уровень всех этих показателей геофизических работ и определяет их качество. Одним из основных элементов системы, обеспечивающей требуемый уровень геофизических работ и высокое качество услуг геофизического предприятия, является наличие геофизической аппаратуры с известными и контролируемыми параметрами, наилучшим образом отвечающими геолого-техническим условиям работ на объекте и, соответственно, наличие методов и средств, позволяющих надежно контролировать параметры геофизической аппаратуры на всех стадиях ее эксплуатации.

Таким образом, проблема обеспечения высокого качества геофизических работ непосредственно связана с проблемой метрологического обеспечения этих работ.

Среди геофизиков-сейсморазведчиков давно обсуждается проблема метрологического обеспечения измерений в сейсморазведке [2, 3, 4, 5]. При этом зачастую в качестве предмета метрологического обеспечения рассматривается весь комплекс сейсмических исследований. В связи с этим, возникает ряд вопросов, которые и хотелось бы рассмотреть в данной статье.

Вопрос первый. А правомерна ли вообще такая общая постановка задачи?

В (3), на наш взгляд, совершенно правильно отмечается, что сейсморазведка, являясь совокупностью методов (способов, приемов, операций) сейсмических исследований, принципиально не может быть предметом метрологического обеспечения,

Вопрос второй. А что же тогда может являться предметом метрологического обеспечения в сейсморазведке?

В (2) предложено в качестве предмета метрологического обеспечения рассматривать сейсмический канал записи, обработки и интерпретации, как единую информационно-измерительную систему с основным измеряемым и контролируемым параметром в виде мгновенного динамического диапазона. Предложение, высказанное в [2], сразу же было подвергнуто жесткой и, на наш взгляд, вполне справедливой критике [4, 5]. Информационно-измерительная система сейсморазведки включает три самостоятельных звена: аппаратурный комплекс возбуждения и регистрации колебаний; методики проведения полевых наблюдений; обработка и интерпретация полученных данных. Очевидно, что в части методик проведения полевых наблюдений и этапа обработки и интерпретации сейсмических данных говорить о метрологическом обеспечении нельзя говорить в принципе. Здесь иные задачи и способы информационного контроля. Таким образом, в качестве кандидата на предмет метрологического обеспечения измерений в сейсморазведке может рассматриваться только первое звено информационно-измерительной системы сейсморазведки аппаратный комплекс возбуждения и регистрации колебаний.

Вопрос третий. Является ли система возбуждений сейсмических колебаний предметом метрологического обеспечения?

Мы считаем, что вибрационные и невзрывные импульсные источники возбуждения сейсмических колебания должны быть отнесены к средствам измерений и являться предметом метрологического обеспечения измерений в сейсморазведке. Данные источники имеют и должны обеспечивать точностные характеристики таких параметров, как: сила воздействия, частотный диапазон, длительность сигнала, энергия излучения и ее распределение в частотной области, временные и фазовые соотношения и т.д.. Здесь полная аналогия с генераторами, используемыми в радиотехнической отрасли. Отнесение невзрывных источников возбуждения к средствам измерений и обеспечение регламентированного контроля параметров этих источников будет способствовать обеспечению повторяемости условий возбуждения вдоль профиля, что, собственно, и необходимо обеспечивать при проведении сейсморазведочных работ. Естественно, встает вопрос создания методик и аппаратуры для измерения параметров, а также поверочных схем и эталонов. Но это уже, как говорится, другая песня.

Вопрос четвертый. Является ли сейсмоприемник предметом метрологического обеспечения?

Сейсмоприемник имеет много общего со средствами измерения вибрации. Практически он и является средством измерения вибрации с регламентированными требованиями к амплитудной и фазовой характеристикам, нелинейным искажениям, характеристике направленности. Как отмечено в [5], все определения параметров сейсмической записи и сейсмогеологических характеристик среды основаны на относительных

вычислениях, при которых используются не абсолютные значения регистрируемых параметров, а их изменения по площади наблюдений. Поэтому чрезвычайно важно обеспечить идентичность параметров аппаратурных средств, используемых в процессе выполнения сейсмонаблюдений. Отнесение сейсмоприемников к классу средств измерения обеспечит решение этой задачи. Вопрос создания методик и аппаратуры для измерения и контроля параметров сейсмоприемников достаточно подробно рассмотрен в[6].

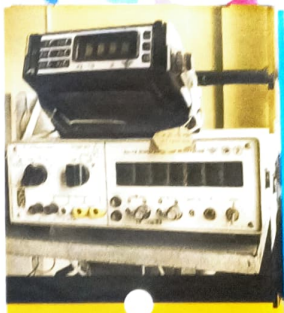
Вопрос пятый. Является ли сейсморегистрирующая система предметом метрологического обеспечения?

Несомненно является. Сейсморегистрирующая система измеряет переменные во времени амплитуды напряжения электрических колебаний, привязанные по времени к началу возбуждения сейсмических колебаний источником возбуждения. Современные сейсморегистрирующие системы имеют контролируемые параметры, номенклатура и значения которых большей частью определены существующими технологиями проведения сейсморазведочных работ, а отчасти конъюнктурными соображениями изготовителя. Проблема метрологического контроля параметров сейсморегистрирующей системы - это проблема изготовителя системы и обслуживающего ее персонала. Проблема выбора сейсморегистрирующей системы с набором контролируемых параметров, отвечающим требованиям поставленной перед геофизиком задачи, для решения которой предполагается использовать систему, - это проблема геофизика. Не подходит данная система - выбери другую или подготовь техническое задание на создание системы с необходимыми параметрами. То же самое относится к источнику возбуждения и к сейсмоприемнику.

Оценка качества аппаратуры не должна зависеть от того, как и для чего она будет применяться. Все элементы аппаратурного комплекса должны иметь самостоятельные характеристики и, значит, самостоятельное метрологическое обеспечение.

Современное оборудование, используемое при проведении сейсморазведочных работ, разрабатывается и выпускается с учетом очень жестких требований. Благодаря новым технологиям производства и внедрению цифровой техники в традиционно аналоговые области, надежность и устойчивость этого оборудования по сравнению с предыдущим поколением оборудования существенно повысилась. Вместе с тем, «золотое правило» геофизика полевика «Оборудование, развернутое в поле, хорошо настолько, насколько хороши результаты его последних испытаний» актуально и сегодня.

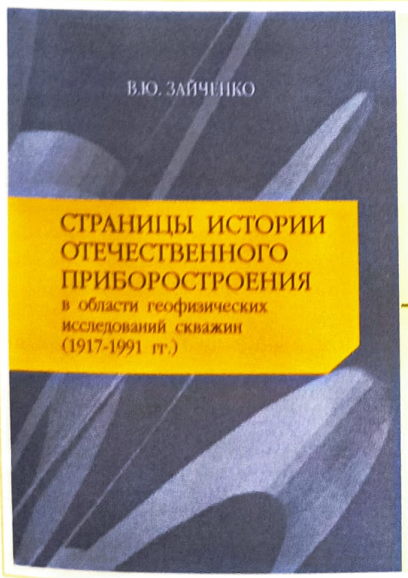
Современные системы с совершенным оборудованием и программным обеспечением контроля качества могут создать у пользователя иллюзию безопасности. Однако, следует всегда помнить, что результаты тестирования и контроля должны использоваться не только для метрологического контроля параметров аппаратуры и идентификации оборудования, требующего ремонта, но и для выявления тенденций в результатах тестирования и контроля, с тем, чтобы предпринять превентивные меры до того, как эти тенденции приведут к проблемам в сборе данных. А проблемы эти могут возникнуть на любом этапе процесса сбора данных - от источника до регистратора.



Литература.

1.Филипп Тейтс, Качество? Качество! «Геофизика», № 1, 1994, стр. 47-50.
2.Ермаков Б.Д., Сейсмический канал как единая измерительная система. «Геофизика», № 4, 1998, стр. 42-50
3.Зайченко В.Ю., Метрологическое обеспечение измерений в сейсморазведке. «Геофизический вестник», № 4, 2001, стр. 18-20
4.Зайченко В.Ю., Концепция измерений при сейсмических исследований. «Геофизика», № 4, 1999, стр. 3-5
5.Кондратьев О.К., К вопросу о метрологическом обеспечении информационно-измерительной системы сейсморазведки, «Геофизика», № 4, 1999, стр. 6-14
6.Стакло А.В., Симаков В.С., Метрологическое обеспечение сейсморазведки. Эталон и поверочная схема для сейсмоприемников. «Геофизический вестник», № 2, 2001, стр. 21-24

ВИРТУАЛЬНЫЙ ГЕОФИЗИЧЕСКИЙ МУЗЕЙ



Монография

"Страницы истории отечественного приборостроения в области геофизических исследований скважин (1917-1991 гг.)

Автор: Зайченко В.Ю., Тверь, Изд.АИС-248 стр., 2006 г.

Доставлен Владиславом Юрьевичем Зайченко, постоянным внештатным корреспондентом нашего журнала, горячо поддержавшим идею создания виртуального геофизического музея

ЭКСПОНАТ № 01/2006

Письмо в редакцию

Уважаемый Павел Алексеевич!

Направляю Вам первый экспонат в виртуальный геофизический музей - монографию "Страницы истории отечественного приборостроения в области геофизических исследований скважин (1917-1991 гг.)"

По этому образцу можно предлагать давать формулировки по другим виртуальным экспонатам в области геофизики - новым приборам, конструкторской документации, фотографиям отечественных ученых и инженеров, внесших существенный вклад в развитие разведочной и промысловой геофизики, если хотите - в создание приборов и систем разведочной геофизики и т.д.

Желаю успехов делу хорошему и нужному. В первую очередь следует поставить в известность о создании виртуального геофизического музея подписчиков журнала "Приборы и системы разведочной геофизики".

В.Ю. Зайченко

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ИСПЫТАНИЙ ЭЛЕКТРОДИНАМИЧЕСКИХ СЕЙСМОПРИЁМНИКОВ

Стакло А.В., ФГУП ВНИИгеофизика, г. Москва

Сейсмоприёмники являются первым и весьма важным звеном сейсморазведочного канала. Искажения, внесённые ими в измеряемый сейсмический сигнал, практически невозможно исправить. Поэтому в специальной геофизической литературе теории сейсмоприёмников и методам исследования их характеристик уделялось значительное внимание [5-10], при этом авторы использовали теоретические модели разной степени сложности.

Так как работа сейсмоприёмника рассматривалась с разными целями и с различных точек зрения, то обычно авторы концентрировали внимание на частных проблемах. Отсутствует более или менее систематическое изложение всех основных вопросов теории и методов испытаний этих приборов. В настоящей статье сделана попытка обобщить основные результаты, полученные при теоретических исследованиях, с точки зрения использования их при экспериментальном определении параметров сейсмоприёмников. Совершенно не затрагиваются особенности конструкции сейсмоприёмников, так как излагаемые положения справедливы для всех применяемых приборов.

Сейсмоприёмник с метрологической точки зрения является аналоговым измерительным преобразователем, на вход которого поступают механические колебания, а выходным сигналом является электрическое напряжение. Для сейсморазведки важны и амплитуда измеряемого сигнала, и особенно фаза. Поэтому измеряемая физическая величина сейсмоколебание S - представляется как комплексная величина, описываемая модулем a и фазой : .

Приведём основные метрологические характеристики преобразователей согласно ГОСТ 8.009 [1] и отметим, каким образом эти характеристики нормируются ГОСТ 28134 [2]:

1. Номинальная функция преобразования. Величина коэффициента преобразования не нормируется. Приводится допуск на косвенную характеристику функции преобразования коэффициент нелинейных искажений (КНИ).

2. Пределы допускаемой основной погрешности. Нормируются отклонения коэффициента преобразования от номинального. Фазовая погрешность не нормируется.

3. Номинальная функция влияния и пределы допускаемых отклонений от номинальной функции. Нормируются показатели температурной зависимости коэффициентов преобразования и демпфирования; приводится область рабочих значений климатических параметров.

4. Номинальная полная динамическая характеристика и пределы допускаемых отклонений от неё. Эти показатели прямо не нормируются. Неявно предполагается, что сейсмоприёмник динамическое звено второго порядка. Тогда его динамические характеристики полностью определяются нормированием номинальных значений коэффициента преобразования, собственной частоты и коэффициента демпфирования (в ГОСТ 28134 используется термин "степень затухания"). Отклонения полной динамической характеристики от номинальной также полностью определяются отклонением от номинала значений указанных трёх параметров.

5. Номинальные частные динамические характеристики. Для сейсмоприёмника это собственная частота и коэффициент демпфирования. Нормируются только отклонения этих параметров от номинала.

В проспектах часто указывается такая важная характеристика, как рабочая полоса частот. В ГОСТ 28134 такой параметр не приводится. На практике принято считать, что сейсмоприёмник работает в полосе примерно (0,525)f0, где f0 - собственная частота.

В ГОСТ 28134 допускаются следующие отклонения от номинала: коэффициента преобразования и собственной частоты в пределах 5 %, коэффициента демпфирования 10 %. Эта норма обеспечивает идентичность амплитудно-частотной характеристики (АЧХ) сейсмоприёмников с собственной частотой 10 Гц в пределах 0,5 дБ и различие фазового сдвига не более 1 мс в полосе частот от 5 до 250 Гц.

В метрологии нас интересуют не столько аналитические выражения для передаточных функций преобразователей, сколько конкретные числовые значения и графики. Поэтому желательно все формулы дать в компактной форме с ясным физическим смыслом. Для этого переменные величины будем представлять как функции оператора p. Хотя мы фактически будем иметь дело с изображениями, это уточнение в дальнейшем опустим, используя просто наименования функций: сила, ускорение, скорость и т. д.

Расчёты для иллюстрации материала проведены в основном для вертикального сейсмоприёмника СВ1-10Ц, который для краткости назовём стандартным.

Основные теоретические построения справедливы как для вертикального, так и для горизонтального сейсмоприёмника. В случаях, когда различия существенны, это будет отмечено особо.

1. Механическое возбуждение сейсмоприёмника

Исследования сейсмоприёмника на вибростенде, или, иначе говоря, при механическом возбуждении, наиболее близки к реальным условиям его работы. Рассмотрим полные динамические характеристики прибора по ГОСТ 8.009.

1) Уравнение движения груза (подвижной катушки) вертикального электродинамического сейсмоприемника.

Обозначим: x смещение груза относительно корпуса, ξ смещение корпуса сейсмоприемника относительно неподвижной системы координат. Направление осей x и ξ примем одинаковым (рисунок 1). Тогда смещение груза относительно неподвижной системы координат равно $x + \xi$, а полное ускорение соответственно $\ddot{x} + \ddot{\xi}$.

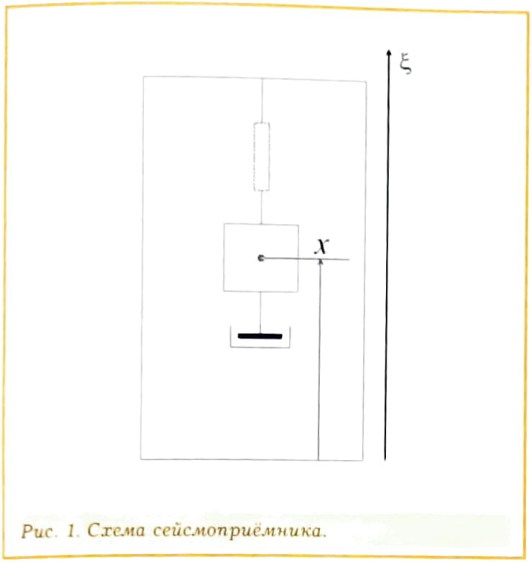


Рис. 1. Схема сейсмоприёмника.

На груз действуют сила упругости пружин, усилие демпфера, направленные в сторону, противоположную перемещению x, сила инерции, а также сила тяжести. Следовательно, уравнение движения катушки вертикального сейсмоприёмника имеет вид:

$$m(\ddot{x}+\ddot{\xi}) = -cx - b\dot{x} + mg$$

где m масса катушки, b коэффициент сопротивления, c коэффициент жесткости, g сила тяжести.

В вертикальных сейсмоприёмниках сила тяжести компенсируется начальным прогибом пружин, поэтому соответствующий член уравнения в большинстве случаев не учитывается. Однако при рассмотрении зависимости нелинейности сейсмоприёмника от наклона влияние силы тяжести необходимо иметь в виду.

В уравнении (1) фигурируют полные силы, действующие на катушку. Обычно в теории сейсмоприёмника делается переход к удельным силам, т. е. силам, отнесённым к единице массы. Так как удельная сила инерции численно равна ускорению, то далее используется этот привычный термин, а то, что фактически мы имеем дело с силой, проявится при изучении шунтирования сейсмоприёмника и при рассмотрении электрического возбуждения. После деления на m и очевидных преобразований запишем уравнение (1) в общепринятом виде:

$$\ddot{x} + 2\beta_0\omega_0\dot{x} + \omega_0^2 x = -\ddot{\xi}, \qquad (2)$$

где $\beta_0 = b/2\omega_0 m$ -коэффициент демпфирования (по ГОСТ 8.009);
$\omega_0 = \sqrt{c/m}$ -собственная частота (на практике используется также циклическая собственная частота: $f_0 = \omega_0/2\pi$.

Для удобства дальнейших выкладок перепишем уравнение (2) в операторном виде:

$$(p^2 + 2\beta_0\omega_0 p + \omega_0^2)X(p) = -p^2 \cdot \Xi(p), \qquad (3)$$

Сейсмоприемник является двойным преобразователем: по формуле (2) сила инерции преобразуется в смещение катушки относительно корпуса, а затем в электрическое напряжение E, пропорциональное скорости этого смещения:

$$E(p) = K \cdot pX(p), \qquad (4)$$

где K коэффициент преобразования.

2) Передаточную функцию сейсмоприёмника можно рассматривать, принимая за входной сигнал ускорение или скорость смещения корпуса. Выходной сигнал всегда электрическое напряжение. В режиме холостого хода с учётом (3, 4) передаточная функция примет вид:

входной сигнал ускорение:

$$U(p) = \frac{-K \cdot p}{p^2 + 2\beta_0\omega_0 p + \omega_0^2}, \qquad (5)$$

входной сигнал скорость:

$$V(p) = \frac{-K \cdot p^2}{p^2 + 2\beta_0\omega_0 p + \omega_0^2}. \qquad (6)$$

Эти выражения описывают известное из теории автоматического регулирования [11] колебательное звено, если $\beta_0 < 1$,или апериодическое звено 2-го порядка, если $\beta_0 \geq 1$.

Выше при выводе всех соотношений предполагалось, что измеряемое ускорение $\ddot{\xi}$ действует по оси чувствительности прибора. В случае наклона сейсмоприёмника на него будет $\ddot{\xi}$ действовать проекция ускорения на ось чувствительности:

$$\ddot{\xi}_\alpha = \ddot{\xi} \cdot \cos\alpha \approx \ddot{\xi} \cdot \left(1 - \frac{\alpha^2}{2}\right),$$

что можно трактовать как уменьшение коэффициента преобразования примерно по параболическому закону.

3)Амплитудно-фазовая характеристика, соответствующая (5)

$$U(j\omega) = A(\omega)\exp[j\varphi(\omega)], \qquad (7)$$

где A(ω) АЧХ и φ(ω) ФЧХ имеют вид:

$$A(\omega) = \frac{K\omega}{\sqrt{(\omega_0^2 - \omega^2)^2 + 4\beta^2\omega_0^2\omega^2}};$$

$$\varphi(\omega) = -\frac{\pi}{2} - \operatorname{arctg}\frac{2\beta\omega_0\omega}{\omega_0^2 - \omega^2}, \qquad (8)$$

Нормированная по коэффициенту преобразования АЧХ:

$$A_N(\omega) = \frac{\omega}{\sqrt{(\omega_0^2 - \omega^2)^2 + 4\beta^2\omega_0^2\omega^2}}, \qquad (9)$$

4)Переходная характеристика:

$$h(t) = \frac{K \cdot \omega_0}{\sqrt{1-\beta^2}}\exp(-\beta\omega_0 t)\sin\sqrt{1-\beta^2}\omega_0 t \qquad (10)$$

5)Импульсная переходная характеристика:

$$g(t) = K\exp(-\beta\omega_0 t)[\cos\sqrt{1-\beta^2}\omega_0 t - \frac{\beta}{\sqrt{1-\beta^2}}\sin\sqrt{1-\beta^2}\omega_0 t], \qquad (11)$$

Если рассматривать в качестве входной величины скорость (6), то АЧХ и ФЧХ примут вид:

$$A(\omega) = \frac{K\omega^2}{\sqrt{(\omega_0^2 - \omega^2)^2 + 4\beta^2\omega_0^2\omega^2}};$$

$$\varphi(\omega) = -\operatorname{arctg}\frac{2\beta\omega_0\omega}{\omega_0^2 - \omega^2} \qquad (12)$$

На практике удобно пользоваться АЧХ, построенной в двойном логарифмическом масштабе (ЛАЧХ). ЛАЧХ сейсмоприёмника при любом коэффициенте демпфирования имеет две асимптоты, пересекающиеся на сопрягающей частоте, равной ω_0.

В случае апериодического режима можно для наглядности представить знаменатель функций (5, 6) в виде $(p+\omega_1)(p+\omega_2)$. Значения частот ω_1, ω_2 определяются из равенств: $\omega_1\omega_2 = \omega_0^2$, $\omega_1 + \omega_2 = 2\beta\omega_0$.

Рассмотрим нормированную ЛАЧХ для передаточной функции (5) в зависимости от величины коэффициента демпфирования (рис. 2). При значительном демпфировании ($\beta >> 1$) на характеристике появляется участок, примерно параллельный оси абсцисс и характерный для акселерометров. Граничными частотами этого участка служат частоты ω_1, ω_2. Для графиков на рисунке принято: $f_0 = 10$ Гц, $\beta = 0{,}3;\ 0{,}7;\ 10$. При коэффициенте демпфирования $\beta = 10$ граничные частоты области, в которой сейсмоприёмник работает как акселерометр, примерно равны 0,5 и 200 Гц.

Особый интерес представляет сейсмоприёмник с коэффициентом демпфирования $\beta = \sqrt{2}/2 \approx 0{,}707$. Квадрат частотной характеристики для него имеет вид: $A(\omega)^2 = \omega^2/(\omega^2 + \omega_0^2)$.

Таким образом, в этом случае прибор имеет свойства фильтра Баттерворта. Значение частотной характеристики сейсмоприёмника на частоте среза ω_0, как и у фильтра Баттерворта любого порядка, равно минус 3 дБ.

Обычно механическое демпфирование сейсмоприёмника невелико и для увеличения демпфирования применяют проводящий каркас катушки, а также шунтирование. Катушку сейсмоприёмника с сигнальной обмоткой и проводящим каркасом можно рассматривать как трансформатор, а в теории трансформаторов для упрощения анализа производится пересчёт параметров вторичной обмотки в первичную. Далее предполагается, что этот пересчёт сделан, и под термином, например, "сопротивление каркаса" понимается именно пересчитанное в сигнальную обмотку сопротивление. Считая, что магнитный поток полностью охватывает и сигнальную обмотку, и каркас, а магнитным рассеянием можно пренебречь, придём к выводу, что индуктивность обеих обмоток одинакова.

При движении катушки в магнитном поле индуцируется ЭДС как в сигнальной обмотке, так и в каркасе. В каркасе под действием наведённой ЭДС, пропорциональной скорости смещения,

$$E(p) = K \cdot pX(p), \qquad (13)$$

будет протекать ток

$$I_2(p) = \frac{E(p)}{Z_2(p)}, \qquad (14)$$

где $Z_2(p) = r_2 + pL$ - комплексное сопротивление каркаса.

Ток в каркасе вызовет появление дополнительной силы, противодействующей движению катушки. Данную силу приведём к единичной массе, как это делалось и при выводе уравнения (2):

$$F(p) = \frac{K \cdot I_2(p)}{m} = \frac{K^2}{m \cdot Z_2(p)} pX(p), \qquad (15)$$

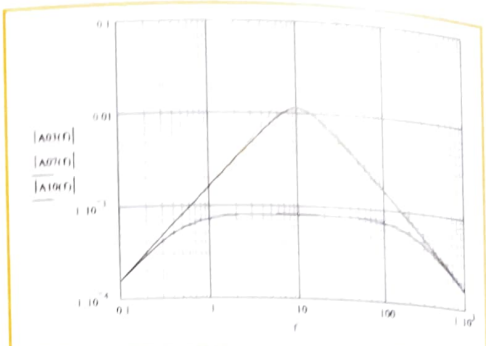


Рис. 2. АЧХ сейсмоприёмника при различном демпфировании.

Действие этой силы мы можем представить как отрицательную обратную связь. Из теории автоматического регулирования [11] известно: если система с передаточной функцией $\Phi_1(p)$ замкнута отрицательной обратной связью с передаточной функцией $\Phi_2(p)$, то результирующая передаточная функция будет иметь вид

$$\Phi(p) = \frac{\Phi_1(p)}{1 + \Phi_1(p) \cdot \Phi_2(p)}, \qquad (16)$$

Выходной сигнал при $R_{sh} = \infty$ (рисунок 3)

$$E_1(p) = \frac{r_2}{r_2 + pL} E(p) = E(p) \cdot \frac{1}{1 + \tau_2 p}, \qquad (17)$$

где $\tau_2 = \frac{r_2}{L}$ постоянная времени каркаса.

Из (15, 16, 17) передаточная функция сейсмоприёмника с проводящим каркасом:

$$U_2(p) = \frac{U(p)}{1 + k_2(p) \cdot U(p)} \cdot \frac{1}{1 + \tau_2 p}, \qquad (18)$$

где $k_2(p) = \frac{K^2}{m \cdot Z_2(p)}$ - коэффициент обратной связи.

Отметим, что формула (18) описывает систему третьего порядка, в отличие от (5).

Так как сила, возникающая при отрицательной обратной связи, пропорциональна скорости смещения катушки, то дополнительные затраты энергии на преодоление активной составляющей этой силы эквивалентны увеличению демпфирования. Рассматривая (2) и (15), нетрудно заключить, что коэффициент демпфирования возрастёт на величину

$$\Delta\beta = \frac{K^2}{2\omega_0 m \cdot r_2}, \qquad (19)$$

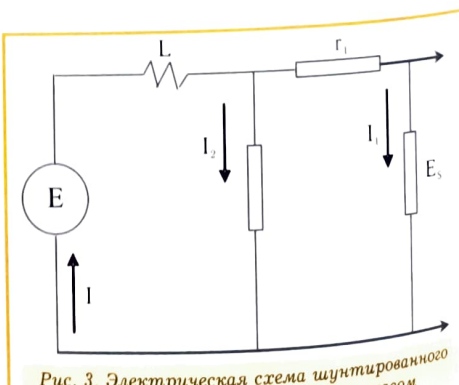


Рис. 3. Электрическая схема шунтированного сейсмоприёмника с проводящим каркасом катушки.

Очевидно, что сопротивление каркаса непосредственно измерить невозможно. Впрочем, в обычной геофизической практике это и не нужно, как не нужно, вообще говоря, знать, какая часть демпфирования механического, а какая электромагнитного происхождения.

Совершенно аналогичное влияние оказывает ток в сигнальной обмотке при шунтировании сейсмоприёмника. Так же возникнет отрицательная обратная связь, так же возрастёт коэффициент демпфирования. Поэтому, рассматривая напряжение на сопротивлении шунта (рис. 3), мы сразу можем написать передаточную функцию шунтированного сейсмоприёмника с проводящим каркасом:

$$U_{12}(p) = \frac{R_{sh}}{R_{sh}+r_1} \cdot \frac{U(p)}{1+k_{12}(p)\cdot U(p)} \cdot \frac{1}{1+\tau_{12}p}, \quad (20)$$

где $k_{12}(p) = \frac{K^2 p}{Z_{12}(p)\cdot m}$ -коэффициент обратной связи, $\tau_{12} = \frac{R_{12}}{L}$,

$Z_{12}(p) = R_{12} + pL$ -суммарное комплексное сопротивление

$R_{12} = \frac{(R_{sh}+r_1)\cdot r_2}{(R_{sh}+r_1)+r_2}$, L индуктивность, RSH, r1, r2 -соответственно сопротивление шунта, обмотки и каркаса.

Коэффициент демпфирования возрастёт на величину

$$\Delta\beta = \frac{K^2}{2\omega_0 m \cdot R_{12}}. \quad (21)$$

Численные оценки для стандартного сейсмоприёмника показывают, что вклад механического затухания в суммарный коэффициент демпфирования составляет примерно 20 %; вклад шунта и проводящего каркаса ориентировочно по 40 %.

В популярном у геофизиков виде, когда в качестве входной величины принимается скорость, передаточная функция сейсмоприёмника с шунтом и проводящим каркасом, очевидно,

$$V_{12}(p) = pU_{12}(p), \quad (22)$$

Посмотрим, нельзя ли аппроксимировать передаточную функцию (22) более простой, подобной (6), только с изменёнными коэффициентами преобразования и демпфирования:

$$K_a = K \cdot \frac{R_{sh}}{R_{sh}+r_1}, \quad \beta_a = \beta_0 + \frac{K^2}{2\omega_0 m \cdot R_{12}}, \quad (23)$$

На рис. 4 приведены АЧХ и ФЧХ, рассчитанные по точной формуле (22) и по упрощенной (показана пунктиром). Отличие АЧХ на частоте 500 Гц составит не более 0,5 дБ, отличие ФЧХ в единицах времени – не более 0,1 мс. Таким образом, испытываемый сейсмоприёмник в рабочей полосе частот может рассматриваться как "чёрный ящик", представляющий собой систему второго порядка, без анализа, шунтирован он или нет, какой принцип демпфирования заложен в конструкции и т.д.

Передаточная функция или амплитудно-фазовая характеристика полностью описывают динамические свойства любой динамической системы. Но нередко на практике требуется

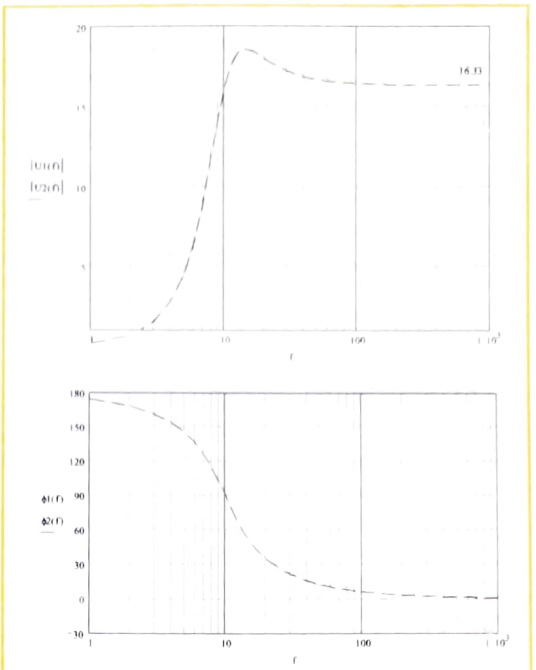


Рис. 4. АЧХ и ФЧХ. Точная и приближённая формулы.

определить и частные параметры: коэффициент преобразования, собственную частота и коэффициент демпфирования.

Рассмотрим простую модель по передаточной функции (6) и соответствующие АЧХ и ФЧХ (12). Коэффициент преобразования можно определить как значение АЧХ на достаточно высокой частоте, порядка (10 15)f_0.

После определения коэффициента преобразования K найдём нормированную амплитудно-фазовую характеристику:

$$V_N(j\omega) = \omega^2 \cdot (\omega_0^2 - \omega^2 + j\cdot 2\beta_0\omega_0\omega)^{-1}. \quad (24)$$

Но, с другой стороны, АФХ может быть выражена также через нормированную АЧХ и ФЧХ:

$$V_N(j\omega) = A_N(\omega)\cos(\varphi(\omega)) + j\cdot A_N \sin(\varphi(\omega)). \quad (25)$$

Приравняв действительные и мнимые части (24) и (25), получим два уравнения, из которых находим ω_0 и β_0:

$$\omega_0^2 = \omega^2\left[1+\frac{\cos\varphi(\omega)}{A_N(\omega)}\right], \quad \beta = -\frac{\sin\varphi(\omega)}{2\omega_0 \cdot A_N(\omega)}. \quad (26)$$

Для повышения точности следует провести вычисления для всех значений частоты, при которых определены АЧХ и ФЧХ. Практически достаточно выполнить измерения в полосе от 0,5f_0 до 2,5f_0. Исследования на вибростенде группы из 10 сейсмоприёмников показали, что при погрешности определения АЧХ не более 3 % и ФЧХ не более 30 средняя квадратическая погрешность определения собственной частоты данным методом составляет 0,3 %, коэффициента демпфирования 1,5 %.

Рассмотренная выше аппроксимация передаточной функции третьего порядка функцией второго порядка неизбежно приведёт к тому, что при использовании упрощённых формул для АЧХ и ФЧХ коэффициент демпфирование и

собственная частота указанным способом будут определяться с некоторой методической погрешностью. Но, как показывают расчёты, систематическая погрешность вычисления частоты не превзойдёт 0,05 %, коэффициента демпфирования 0,4 %. Эти погрешности существенно меньше погрешностей, возникающих из-за неточности определения АФХ, поэтому и при определении частных параметров вполне возможно использование простой модели сейсмоприёмника.

1 Электрическое возбуждение сейсмоприёмника

Под электрическим возбуждением понимается воздействие непосредственно на подвижную катушку сейсмоприёмника силы, возникающей при прохождении через сигнальную обмотку переменного электрического тока J:

$$F = \frac{K \cdot J}{m} \quad (27)$$

В формуле (27) учтено, что сила относится к единице массы, т. е. используется, как и ранее, удельная сила.

В качестве выходного сигнала измеряется электрическое напряжение на выводах сейсмоприёмника.

Рассмотрим два вида возбуждающего тока: импульсный, в виде единичной ступени и синусоидальный. Соответственно будут возбуждаться собственные или вынужденные колебания. Отметить, что испытания электрическими методами допустимо проводить без демонтажа сейсморазведочной системы, непосредственно на рабочем месте, в полевых условиях.

С метрологическими целями переходные характеристики сейсмоприёмника определяются только с использованием электрического возбуждения. После окончания электрического импульса катушка совершает свободные колебания, и выходной сигнал ничем не отличается от того, каким он был бы в случае механического возбуждения.

При возбуждении сейсмоприёмника электрическим сигналом в виде ступени на выходе индуцируется напряжение, пропорциональное скорости смещения катушки:

$$u(t) = \frac{K^2 J}{\omega_0 m \sqrt{1-\beta^2}} \cdot \exp(-\beta\omega_0 t) \sin\sqrt{1-\beta^2}\,\omega_0 t \quad (28)$$

Запись переходного процесса даёт возможность определить частные параметры сейсмоприёмника. Наибольшее распространение получили методы, основанные на использовании отдельных характерных точек переходного процесса.

По экстремумам переходного процесса при $\beta < 1$ определяют коэффициент демпфирования:

$$\beta = \frac{L}{\sqrt{\pi^2 + L^2}}, \quad (29)$$

где L - натуральный логарифм отношения двух последовательных экстремумов переходного процесса.

По интервалу времени между нулевыми значениями переходной функции находят кажущуюся частоту

$$f_{app} = f_0\sqrt{1-\beta^2} \quad (30)$$

откуда находится истинная частота сейсмоприёмника f_0.

Методы характерных точек удобны при оперативной регистрации переходного процесса на электронном осциллографе. На них же обычно основаны тестеры для определения параметров сейсмоприёмников.

При цифровой регистрации целесообразно применять метод линейного прогнозирования [14, 16], который позволяет использовать не отдельные, а все точки переходного процесса. Используя понятие z-преобразования [15], нетрудно найти, что дискретная передаточная функция для сейсмоприёмника с импульсной переходной характеристикой (11) имеет вид:

$$H(z) = \frac{2T(1-z^{-1})K}{1 - 2\exp(-\beta_0\omega_0 T)\cos(\omega_0\sqrt{1-\beta_0^2})z^{-1} + \overline{+\exp(-2\beta_0\omega_0 T)z^{-2}}}, \quad (31)$$

При дискретизации сигнала дифференциальное уравнение переходит в разностное [11, 25]. Соответствующее функции (31) однородное разностное уравнение

$$x(nT) = C_1 x(nT - T) + C_2 x(nT - 2T) \quad (32)$$

где $C_1 = -2\exp(-\beta_0\omega_0 T)\cos(\omega_0\sqrt{1-\beta_0^2})$

$C_2 = \exp(-2\beta_0\omega_0 T)$.

Таким образом, значение некоторого отсчёта по (32) получается в виде линейной комбинации двух предшествующих отсчётов. Составив систему уравнений вида (32) для множества цифровых отсчётов переходного процесса и решая её по методу наименьших квадратов, мы можем найти значения C1, C2 и вычислить по ним два неизвестных параметра: ω_0 и β_0.

При цифровой регистрации следует учитывать, что в начальный момент на аналого-цифровой преобразователь (АЦП) будет действовать напряжение, равное $J \cdot R_{вх}$, где $R_{вх}$ активное входное сопротивление сейсмоприёмника. Поэтому на переходный процесс собственно сейсмоприёмника будет наложен переходный процесс фильтра АЦП. Например, если этот фильтр имеет частоту среза 500 Гц, то для расчёта следует брать значения переходного процесса не ранее, чем через 5 - 10 мс после выключения тока. При этом должны быть отключены все другие возможные в системе регистрации фильтры: ФВЧ, ФНЧ, режекторные и т.д.

По сравнению с методом характерных точек метод линейного прогнозирования является более устойчивым к шуму и к случайным погрешностям отсчётов. Исследования показали, что погрешности значений собственной частоты, определённых методом характерных точек и методом линейного прогнозирования составляет соответственно 1,5 % и 0,5 %, а значений коэффициента демпфирования 3 % и 1,5 %.

При гармоническом входном токе J на катушку действует синусоидальная электромагнитная сила:

$$F = \frac{K \cdot J_0}{m}\sin(\omega t). \quad (33)$$

В этом случае выходное напряжение

$$V_E(p) = \left[\frac{K}{m} \cdot U(p) + r_1 + pL\right] \cdot J(p). \quad (34)$$

Здесь $U(p)$ - передаточная функция нешунтированного сейсмоприёмника.

Обозначив комплексное сопротивление обмотки $r_1 + pL = Z_0(p)$, получим следующую передаточную функцию для нешунтированного сейсмоприёмника без проводящего каркаса:

$$W(p) = Z_0(p) + \frac{K}{m} \cdot U(p) \qquad (35)$$

Рассмотрим теперь влияние проводящего каркаса катушки и индуктивных связей между каркасом и сигнальной обмоткой.

Ток в сигнальной обмотке наведёт в каркасе ЭДС $e = J \cdot pL$. Ток в каркасе, равный $i_2 = e/Z_2$, где $Z_2 = r_2 + pL$, индуцирует противоЭДС в сигнальной обмотке $-i_2 \cdot pL = -J \cdot p^2L^2/Z_2$.

Следовательно, к сопротивлению сигнальной обмотки Z_0 прибавляется вносимое сопротивление $-p^2L^2/Z_2$.

Сила, действующая на катушку и вызывающая смещение X(p), пропорциональна сумме тока возбуждения и тока в каркасе:

$$F(p) = K\left[J(p) + i_2(p)\right] = K \cdot J(p) \cdot \left(1 - \frac{L \cdot p}{Z_2(p)}\right) =$$

$$= \frac{K \cdot J(p)}{1 + \tau_2 \cdot p}, \qquad (36)$$

где $\tau_2 = L/r_2$.

Ток в каркасе определяется из уравнения

$$i_2(p)R_2 + p \cdot L \cdot i_2(p) = K \cdot p \cdot X(p) \qquad (37)$$

откуда

$$i_2(p) = \frac{K \cdot p \cdot X(p)}{Z_2(p)}, \qquad (38)$$

Уравнение движения катушки, аналогичное (2), сразу представим в привычных обозначениях:

$$\left(p^2 + 2\beta_0\omega_0 p + \omega_0^2 + \frac{K^2 \cdot p}{m \cdot Z_2(p)}\right) \cdot X(p) =$$

$$= \frac{K \cdot J(p)}{m} \cdot \frac{1}{1 + \tau_2 p}, \qquad (39)$$

Смещение катушки

$$X(p) = \frac{J(p)}{m} \cdot \frac{K}{\left(p^2 + 2\beta_0\omega_0 p + \omega_0^2 + \frac{K^2 \cdot p}{m \cdot Z_2(p)}\right) \cdot (1 + \tau_2 p)}$$

Второй сомножитель представляет собой передаточную функцию $U_2(p)$ нешунтированного сейсмоприёмника с проводящим каркасом (18). Следовательно,

$$X(p) = \frac{J(p)}{m} \cdot U_2(p) \qquad (41)$$

Напряжение, возникающее в сигнальной обмотке из-за движения катушки, складывается из напряжения в самой сигнальной обмотке и противодействующего напряжения, индуцируемого током в каркасе:

$$V_3(p) = K \cdot p \cdot X(p) \cdot \left(1 - \frac{p \cdot L}{Z_2(p)}\right) = \frac{K \cdot p \cdot X(p)}{1 + \tau_2 \cdot p} = Z(p) \cdot J$$

где $Z(p)$ вносимое движением катушки сопротивление

$$Z(p) = \frac{K}{m} \cdot U_2(p) \cdot \frac{1}{(1 + \tau_2 \cdot p)} \qquad (43)$$

Полученное дополнительное сопротивление просуммируем с электрическим. Окончательное выражение для электромеханического сопротивления W(p) нешунтированного сейсмоприёмника с проводящим каркасом

$$W(p) = Z_0(p) - \frac{L^2p^2}{Z_2(p)} + \frac{K}{m} \cdot U_2(p) \cdot \frac{1}{(1 + \tau_2 \cdot p)} \qquad (44)$$

Так же, как и (35), выражение (44) включает две составляющие. Отличие в том, что к импедансу обмотки добавлено вносимое сопротивление каркаса, а импеданс собственно преобразовательного блока изменён из-за влияния тока в каркасе. Однако влияние этих составляющих невелико и проявляется только на высоких частотах.

На рис. 5 приведены соответствующие АЧХ и ФЧХ с учётом индуктивных связей (показана пунктиром) и без него. В двух точках значение ФЧХ, равно нулю, т. е. имеют место два электромеханических резонанса. Обычно частоту первого резонанса принимают за собственную частоту сейсмоприёмника, однако это справедливо только в том случае, если механическое затухание сейсмоприёмника равно нулю. Коэффициент механического демпфирования стандартного сейсмоприёмника, как показывает расчёт, составляет примерно 0,1. В этом случае частота первого электромеханического резонанса отличается от собственной частоты сейсмоприемника, но это отличие не более чем 0,5 %.

Передаточная функция шунтированного сейсмоприёмника для случая электрического возбуждения находится как для параллельного соединения двух сопротивлений:

$$W_{sh}(p) = \frac{W(p) \cdot R_{sh}}{W(p) + R_{sh}}, \qquad (45)$$

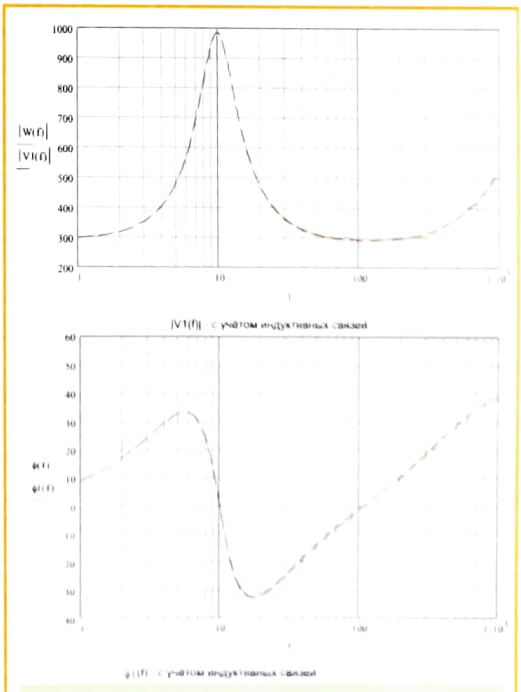


Рис. 5. АЧХ и ФЧХ при электрическом возбуждении

И в (35), и в (41) ядром являются соответствующие передаточные функции сейсмоприёмника при механическом возбуждении. Это означает, что по электрическим АЧХ и ФЧХ мы можем определить требуемые параметры сейсмоприёмника, правда, с одной оговоркой. Так как в сейсмоприёмнике происходит электромеханическое преобразование, то для определения коэффициента преобразования необходимо знать какую-либо механическую величину, например, массу катушки. Однако на практике масса катушки для конкретного прибора из-за технологического разброса известна с невысокой точностью, примерно 2–3 %. Поэтому определение коэффициента преобразования электрическим способом применимо в тех случаях, когда такая погрешность этого параметра допустима.

При использовании электрического метода для определения коэффициента нелинейных искажений (КНИ) измеряемая первая гармоника выходного напряжения является суммой сигнала собственно электромеханического преобразователя и падения напряжения на сопротивлении и индуктивности катушки. Естественно, что при расчёте КНИ следует учитывать только первую составляющую. Для исключения ненужной составляющей возможно использовать достаточно сложную методику, подобную предложенной в [13]. Но значительно проще сделать это расчётным путём на базе формул (44, 45).

Выше рассматривалось возбуждение сейсмоприёмника заданным электрическим током. Практически же при испытаниях используются генераторы гармонического напряжения и балластное сопротивление. Расчёты показывают, что возникающей при этом фазовой погрешностью можно пренебречь. Максимальная погрешность АЧХ шунтированного сейсмоприёмника отмечается на собственной частоте и составляет 1,5 %, если балластное сопротивление превосходит собственное сопротивление обмотки в 100 раз. Таким образом, для рассматриваемого стандартного сейсмоприёмника вполне достаточно брать балластное сопротивление порядка 30 кОм.

3. Нелинейность сейсмоприёмника

При сейсморазведочных работах имеют место интенсивные низкочастотные помехи, в десятки и сотни раз превосходящие полезный сигнал. Если сейсмоприёмник имеет существенную нелинейность, то возникают высшие гармоники, попадающие в тот же частотный диапазон, что и полезный сигнал. Поэтому большое значение имеет изучение нелинейных искажений в сейсмоприёмнике, которые могут рассматриваться как разновидность погрешностей прибора.

Определение коэффициента нелинейных искажений (КНИ) с требуемой геофизиками точностью – сложная измерительная задача. Наиболее предпочтительным является прямой метод с использованием высоколинейного вибростенда. К сожалению, такие вибростенды существуют в единичных экземплярах и не всегда доступны потребителю. Возможны два решения проблемы. Первое: оценить нелинейность стенда с помощью эталонных акселерометров с пренебрежимо малой нелинейностью и ввести соответствующие поправки в результаты измерений КНИ сейсмоприёмника. Это вполне возможно, если измерять не только амплитуду гармоник стенда и гармоник на выходе сейсмоприемника, но и их фазы [17]. Второе: разработать методику определения КНИ электрическим способом. Генераторы гармонического электрического напряжения с низким коэффициентом гармоник имеются, но здесь возникает другая трудность.

При электрическом возбуждении происходит тройное преобразование: входной ток преобразуется в силу, действующую на катушку. Далее сила преобразуется в смещение катушки, а скорость смещения – в электрическое напряжение. Нелинейные искажения могут возникать на любой из трех ступеней преобразования, в то время как нелинейность собственно сейсмоприёмника возникает только на последних двух ступенях. Но исключение нелинейности возбуждающей силы достаточно сложно, а пренебрежение указанным обстоятельством может привести к существенным погрешностям определения КНИ. Кроме того, как уже упоминалось выше, при вычислении коэффициента нелинейных искажений при электрическом возбуждении следует тем или иным способом исключать напряжение на комплексном сопротивлении катушки, и амплитуду гармоник относить к первой гармонике сигнала, вырабатываемого преобразовательным блоком сейсмоприемника. В противном случае получаемая оценка КНИ будет существенно заниженной.

В соответствии с ГОСТ 28134 при измерении нелинейности амплитуда скорости движения катушки относительно корпуса должна быть постоянной 0,01 м/с, независимо от коэффициента демпфирования. Необходимо указанную амплитуду выдерживать и при механическом, и при электрическом возбуждении. Частота, при которой измеряются нелинейные искажения, должна равняться номинальной собственной частоте сейсмоприёмника.

Следует обратить внимание и на метод гармонического анализа, так как не все они пригодны для исследования нелинейности сейсмоприёмников. Особенностью решаемой задачи является весьма малая амплитуда гармоник КНИ современного сейсмоприёмника, согласно ГОСТ 28134, не должен быть более 0,2 %. Обычное преобразование Фурье (ОПФ) может быть проведено с необходимой точностью, но при этом необходимо, чтобы интервал, на котором проводятся вычисления, был точно кратен периоду первой гармоники, иначе возникают существенные искажения. Быстрое преобразование Фурье (БПФ) обычно оперирует с массивами, содержащими 2N отсчётов. Ограничения на длину массива, накладываемые как ОПФ, так и БПФ, не всегда удобны. Кроме того, как показывает практика, БПФ может обогащать спектр высокочастотными компонентами, что при определении нелинейности сейсмоприёмника совершенно недопустимо.

Для гармонического анализа выходного сигнала нелинейного сейсмоприемника рекомендуется частный метод Прони [16]. Этот метод лишён указанных выше недостатков и позволяет определить амплитуду и фазу гармоник с высокой точностью.

Суть метода заключается в следующем. Каждый отсчёт выходного сигнала сейсмоприёмника или его модели Z_j представляют в виде

$$Z_j = X \sin(2\pi f \cdot j\Delta t) + Y \cos(2\pi f \cdot j\Delta t) \quad (46)$$

где f - частота сигнала,
Δt - интервал между отсчётами.

Решая по МНК систему условных уравнений (4.2), находят коэффициенты X, Y, по которым определяются значения амплитуды синусоиды и ее фазы:

$$A = \sqrt{(X^2 + Y^2)}, \quad \varphi = \operatorname{arctg}(Y/X). \qquad (47)$$

Исследования данного метода показали его высокую устойчивость к случайным помехам. Метод работает в широком интервале частоты дискретизации, при произвольном соотношении длины массива и периода исследуемого сигнала.

Экспериментальные исследования сейсмоприемников показали, что определяющую роль при этом играет вторая гармоника, хотя в некоторых случаях заметной является и третья гармоника. Превалирование второй гармоники объясняется просто. Пусть, например, характеристика нелинейности имеет вид некоторой нечётной функции смещения катушки x:

$$p(x) = 1 + \alpha \cdot x^3$$

Естественно, в выходном сигнале будет иметься только третья гармоника. Но при наличии постоянного смещения катушки x0

$$p(x) = 1 + \alpha(x + x_0)^3 = 1 + \alpha(x^3 + 3x^2 x_0 + 3x x_0^2 + x_0^3)$$

появляется слагаемое $3\alpha x^2 x_0$, определяющее вторую гармонику.

По ГОСТ 28134 амплитуда скорости катушки относительно магнита при определении КНИ должна составлять 0,01 м/с, следовательно, амплитуда перемещения катушки сейсмоприемника на собственной частоте 10 Гц составит 0,16 мм.

Нетрудно рассчитать, что начальная деформация пружины стандартного вертикального сейсмоприёмника составляет 2,5 мм. Согласно ГОСТ 28134, отклонения собственной частоты могут достигать 5 %. Это значит, что начальная деформация пружины может изменяться от прибора к прибору на 10 %, т. е. до 0,25 мм, что в полтора раза превышает амплитуду колебаний при определении нелинейности. А это, в свою очередь, означает, что вполне вероятна децентровка катушки, а значит, и появление второй гармоники значительной величины.

Децентровка катушки происходит и под влиянием наклона прибора, когда на прибор начинает действовать не полное значение силы тяжести, а её проекция на ось чувствительности. Децентровка катушки у вертикального сейсмоприёмника будет изменяться примерно пропорционально квадрату угла наклона, следовательно, малые наклоны не окажут существенного влияния на нелинейность. Децентровка, при которой вторая гармоника становится преобладающей, будет достигнута при угле наклона 15' 20".

Если первоначально децентровка была равна нулю, то при наклоне КНИ будет возрастать, причём, как показано выше, в основном за счет увеличения амплитуды второй гармоники. Если же у некоторых приборов катушка при наклоне, равном нулю, слегка опущена, то при определённом значении угла наклона она займёт оптимальное положение. Следовательно, в этом случае при наклоне сейсмоприёмника сначала должно наблюдаться не увеличение, а уменьшение КНИ и лишь при дальнейшем увеличении наклона КНИ начнёт возрастать. Действительно, при испытаниях некоторых приборов зависимость КНИ от наклона носит такой характер (рисунок 6), что служит серьёзным обоснованием правильности приведённых рассуждений.

Работы А.В. Рыжова [18] позволяют сделать вывод, что нелинейность сейсмоприёмника в основном является следствием нелинейности магнитного поля. А если это так, то при электрическом возбуждении за счёт нелинейности действующей на катушку силы появится вторая гармоника, которая, в сущности, является методической погрешностью при измерении КНИ. Расчёты для стандартного сейсмоприёмника показывают, что эта погрешность занижает значение нелинейности примерно на 20 %.

В принципе указанную методическую погрешность можно исключить и получить истинное значение КНИ. Однако задача осложняется тем, что могут быть и иные источники нелинейности, кроме нелинейности магнитного поля. Поэтому необходимы специальные исследования, которые позволят оценить возможности и точность электрического определения КНИ.

4. Основные выводы и рекомендации

Кратко обобщим изложенный материал.

При рассмотрении сейсмоприёмников как рабочих средств измерений (РСИ), а также эталонных сейсмоприёмников, используемых непосредственно для поверки и калибровки рабочих приборов, следует использовать простую модель, описываемую передаточной функцией (5) или (6). Для определения частных параметров наиболее достоверным является метод с использованием экспериментальных АЧХ и ФЧХ. Метод позволяет определить собственную частоту с погрешностью не более 0,5 %, а коэффициент демпфирования в и коэффициент преобразования K с погрешностью не более 1-2 %.

Метод определения параметров по АФХ достаточно трудоёмкий, поэтому его следует использовать только при ответственных испытаниях, например, при утверждении типа средств измерений. Для оперативного контроля сейсмоприёмников рекомендуется применять определение переходной или импульсной переходной характеристики, возбуждаемой электрическим током.

Обработку переходных характеристик целесообразно проводить методом линейного прогнозирования. Определение собственной частоты и коэффициента демпфирования не требует каких-либо данных о параметрах сейсмоприёмника и может производиться с погрешностью не более соответственно 0,5 и 2 %. Для определения этим методом коэффициента преобразования необходимо в технической документации указывать массу подвижной части. Погрешность при этом совпадёт с возможным технологическим разбросом значения этой массы.

В качестве альтернативного способа опреде-

ления собственной частоты возможно использовать также метод нахождения электромеханического резонанса. Погрешность этого метода не превзойдёт 1 %.

Сложным и до конца не решённым вопросом является определение нелинейности электрическим методом. Требуется проведение специальных испытаний с определением КНИ одних и тех же приборов на высокоточном стенде и параллельно при электрическом возбуждении. По материалам данных испытаний следует уточнить методику определения КНИ с помощью генераторов электрического тока. До аттестации такой методики оценками КНИ, полученными электрическими методами, рекомендуется пользоваться только как ориентировочными.

Литература

1.ГОСТ 8.00984 ГСИ. Нормирование и использование метрологических характеристик средств измерений.

2.ГОСТ 2813489 Сейсмоприёмники электродинамические. Типы, основные параметры и технические требования.

3.ГОСТ 2434680 Вибрация. Термины и определения.

4.ГОСТ Р 523342005 Гравиразведка. Термины и определения.

5.Гамбурцев Г.А. Основы сейсморазведки. М., Гостоптехиздат, 1959.

6.Слуцковский А.И. Сейсморазведочная аппаратура. М., "Недра", 1970.

7.Рыжов А.В. Теоретические исследования сейсмоприёмников // Геофизика 1997 - № 3.

8.Шведчиков Л.К. Теория электродинамического сейсмоприёмника с учётом индуктивных связей между обмотками и проводящим каркасом подвижной катушки // Прикладная геофизика, вып. 95. М., Недра, 1979.

9.Шведчиков Л.К. Определение параметров электродинамического сейсмоприёмника методом обращения // Прикладная геофизика, вып. 101. М., Недра, 1981.

10.Юшин В.И. Теория и цифровая модель сейсмоприёмника с точки зрения геофизика инженера и программиста // Приборы и системы разведочной геофизики. 2002. № 2

11.Основы автоматического управления / Под ред. В.С. Пугачёва. М., Наука, 1968.

12.Ф.Е. Евдокимов. Общая электротехника. М., Высшая школа, 2004.

13.Э. М. Бромберг, А.Е. Манохин, О. С. Максумов. Погрешности измерений нелинейных искажений электродинамических сейсмоприемников // Изм. техника. 1990. № 2.

14.Никитский В.В., Стакло А.В. Анализ переходных процессов методом линейного прогнозирования // Измерительная техника. 1997. № 10.

15.Голд Б., Рейдер Ч. Цифровая обработка сигналов. М., "Советское радио", 1973.

16.S.M. Kay, J.R. Marple. Spectrum Analysis A Modern Perspective. IEEE Trans., v. 69, № 11, nov. 1981.

17.Стакло А.В., Симаков В.С., Федотов С.А. Математическое моделирование нелинейного сейсмоприемника // Разведка и охрана недр 2002 № 3 4.

18.Патент 2155358 (РФ). Электродинамический сейсмоприемник ускорений с наименьшим коэффициентом нелинейных искажений / А.В. Рыжов. Опубл. в Б. И., 2000, № 24.

World Leader in Magnetotellurics

PHOENIX GEOPHYSICS

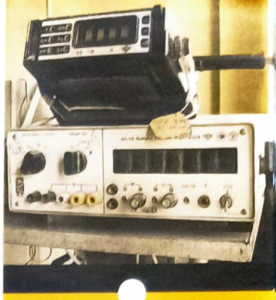
- Многофункциональная и специализированная электроразведочная аппаратура для всех наземных ЕМ методов. Высокоточная GPS синхронизация всех приборов.
- Датчики, приёмники, генераторы, мониторинговые системы, вспомогательное оборудование.
- Полный комплект аппаратурно-технических средств и программного обеспечения для выполнения полевых измерений, обработки и интерпретации. Русифицированная документация. Сдача под ключ на объекте Заказчика.
- Централизованное обучение обслуживающего персонала и курсы повышения квалификации в России. Гарантийное сервисное обслуживание в течение трех лет

Toronto

PHOENIX GEOPHYSICS

Системы в полном комплекте для поисков, разведки, мониторинга и научных исследований

Тел: +1 416 491-7340 Факс: +1 416 491-7378 www.phoenix-geophysics.com mail@phoenix-geophysics.com



Тестер «Тест-СП» как средство измерения параметров электродинамических сейсмоприемников

Бескоровайный В.Л., Коханов Е.Г., СелезневаТ.В., Тарасова О.В., ОАО «СКБ СП», Саратов

Развитие геофизических методов исследований при поиске и разведке нефтяных и газовых месторождений требует ужесточения технических требований к параметрам сейсморегистрирующих систем, а, следовательно, и применения метрологически поверенных и эффективных систем контроля величин этих параметров.

Первичным звеном сейсморегистрирующей системы, осуществляющей прием, преобразование и запись сейсмических сигналов, является сейсмоприемник, поэтому качество и точность интерпретации сейсмических данных в немалой степени находятся в зависимости от уровня и состояния его основных параметров.

С этой целью в СКБ сейсмического приборостроения был создан тестер электродинамических сейсмоприемников - «Тест-СП», позволяющий автоматизировать процедуру определения параметров одиночных сейсмоприемников и их групп (см. табл. 1).

С целью контроля параметров самого тестера была разработана и утверждена ФГУП «ВНИИФТРИ» методика его поверки (калибровки). (см. табл. 2)

Принцип действия тестера основан на возбуждении колебаний электрического тока в цепи катушки сейсмоприемника (или группы сейсмоприемников) с помощью тестового сигнала, измерении зависимости силы тока и частоты этих колебаний во времени и последующем автоматизированном расчете параметров сейсмоприемника по заданному алгоритму.

Тестер «Тест-СП» состоит из генератора тестовых электрических сигналов синусоидальной и прямоугольной формы, аналого-цифрового преобразователя и ПЭВМ типа IBM PC/AT стандартной конфигурации (или ноутбука) с установленным специальным программным обеспечением. Управление и обеспечение работы тестера осуществляется с помощью встроенных блоков: интерфейса и блока управления.

Для проведения метрологических процедур тестер дополнительно снабжен встроенным блоком ФПП (формирователем переходного процесса), имитирующим работу сейсмоприемника с нормированными значениями собственной частоты колебаний, коэффициентов преобразования, затухания и нелинейных искажений сейсмоприемника. Блок формирует электрический сигнал, эквивалентный сигналу реакции сейсмоприемника на внешнее ударное возбуждение.

Ниже кратко представлены методы определения параметров сейсмоприемников или их групп с помощью тестера «Тест-СП».

Метод определения сопротивления цепи катушки сейсмоприемника на постоянном токе основан на измерении амплитуды выходного сигнала дифференциального усилителя тестера, на входы которого подается импульсный парафазный сигнал амплитудой $U_{вх}$, который повторяется на контактах сейсмоприемника (или группы сейсмоприемников).

По окончании переходных процессов в течение действия импульса в сейсмоприемнике протекает ток $I_д$, равный

Таблица 1. Основные технические и метрологические характеристики «Тест-СП»

Используемая операционная система	WINDOWS
Формирование паспорта результатов измерения параметров СП в процессе их контроля	предусмотрено
Контроль параметров СП и их групп в режиме сравнения с параметрами, введенными оператором	предусмотрен
Проверки полярности подключения СП	предусмотрена
Время проверки сейсмоприемника (группы сейсмоприемников),с, не более	30
Диапазон измерений сопротивления электрической цепи катушки СП на постоянном токе, Ом	от 10 до 65000
Допускаемая абсолютная погрешность измерения сопротивления цепи катушки СП на постоянном токе: - в диапазоне от 10 до 100 Ом, Ом - в диапазоне от 100 до 65000 Ом, %	 2 1
Диапазон измерений собственной частоты колебаний СП, Гц	от 5 до 100
Допускаемая относительная погрешность измерения собственной частоты колебаний СП, %	2
Диапазон измерений коэффициента нелинейных искажений (коэффициента гармоник) СП, %	от 0,1 до 20
Допускаемая абсолютная погрешность измерения коэффициента нелинейных искажений (коэффициента гармоник) СП, %	5
Диапазон измерений коэффициента (степени) затухания колебаний СП, %	от 0,1 до 0,85
Допускаемая относительная погрешность измерения коэффициента (степени) затухания колебаний СП, %	2
Допускаемая относительная погрешность измерения коэффициента преобразования СП, %	2
Питание от сети переменного тока: - напряжение, В - частота сетевого напряжения, Гц	 от 187 до 242; от 49 до 52.
Потребляемая мощность, ВА, не более	15
Габаритные размеры, (длина х ширина х высота), мм, не более	410 210 280
Масса, кг, не более	10

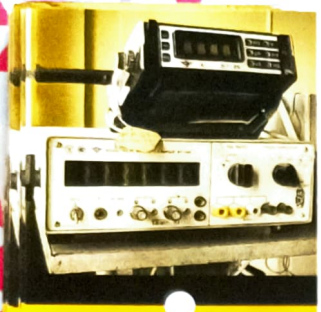


Таблица 2. Перечень контролируемых параметров тестера «Тест-СП»

Коэффициент нелинейных искажений генератора тестового сигнала на рабочих частотах, %, не более	0,03
Допускаемая относительная погрешность воспроизведения номинальных значений рабочих частот тестового сигнала, %	0,1
Допускаемая относительная погрешность измерения временных интервалов в диапазоне (25...70) мс, %	0,1
Допускаемая относительная погрешность воспроизведения значений выходного постоянного напряжения в диапазоне от 50 мВ до 5 В, %	0,2
Допускаемая относительная погрешность измерения напряжения синусоидального сигнала на рабочих частотах в диапазоне от 50 мВ до 5 В, %	1
Коэффициент нелинейных искажений тестера, %, не более	0,05

$$I_Д = \frac{U_{Вх}}{R_Д} \qquad (1)$$

где $R_Д$ сопротивление сейсмоприемника по постоянному току.

Этот ток вызывает на выходе усилителя выходное напряжение, равное

$$U_{Вых} = U_{Вх} \cdot \left(\frac{2R_{ос} + R_Д}{R_Д} \right). \qquad (2)$$

Амплитуда входного тестового сигнала $U_{вх}$ устанавливается программно в зависимости от сопротивления сейсмоприемника (группы сейсмоприемников).

Амплитуда $U_{вых}$ определяется как разность выходных напряжений дифференциального усилителя, измеренных АЦП, на интервалах действия и отсутствия импульса на входе усилителя, чем исключается влияние напряжения смещения нуля усилителя.

По известным значениям амплитуды входного импульса $U_{Вх}$ и сопротивлению обратной связи $R_{ос}$ вычисляется значение сопротивления сейсмоприемника $R_Д$.

КНИ одиночного сейсмоприемника (группы сейсмоприемников) рассчитывается путем подачи на входы парафазного гармонического сигнала амплитудой $U_{вх}$ от генератора с малыми нелинейными искажениями. Сигнал, повторяясь на контактах сейсмоприемника (группы сейсмоприемников), вызывает в нем ток, амплитуда которого зависит от нелинейности сопротивления катушки сейсмоприемника, возникающей в процессе механических колебаний. Этот ток вызывает на выходе усилителя выходное напряжение, равное

$$\dot{U}_{Вых} = \left(\frac{2R_{ос}}{R_Д} + 1 \right) \dot{U}_{Вх} - \frac{2R_{ос}}{R_Д} \left(\dot{U}_2 + \dot{U}_3 + \dot{U}_4 + \dot{U}_5 \right) \qquad (3)$$

На выходе АЦП этот сигнал подвергается цифровой фильтрации с целью определения амплитуд гармонических составляющих выходного сигнала (i=1,2...5), значения которых используются в дальнейшем для расчета коэффициента нелинейных искажений в соответствии с формулой

$$КНИ = \frac{2R_{ос} + R_Д}{2R_{ос}} \cdot \frac{\sqrt{\sum_{i=2}^{5} \dot{U}_i^2}}{U_1} \qquad (4)$$

Предварительно соответствующей программой определяется $R_Д$

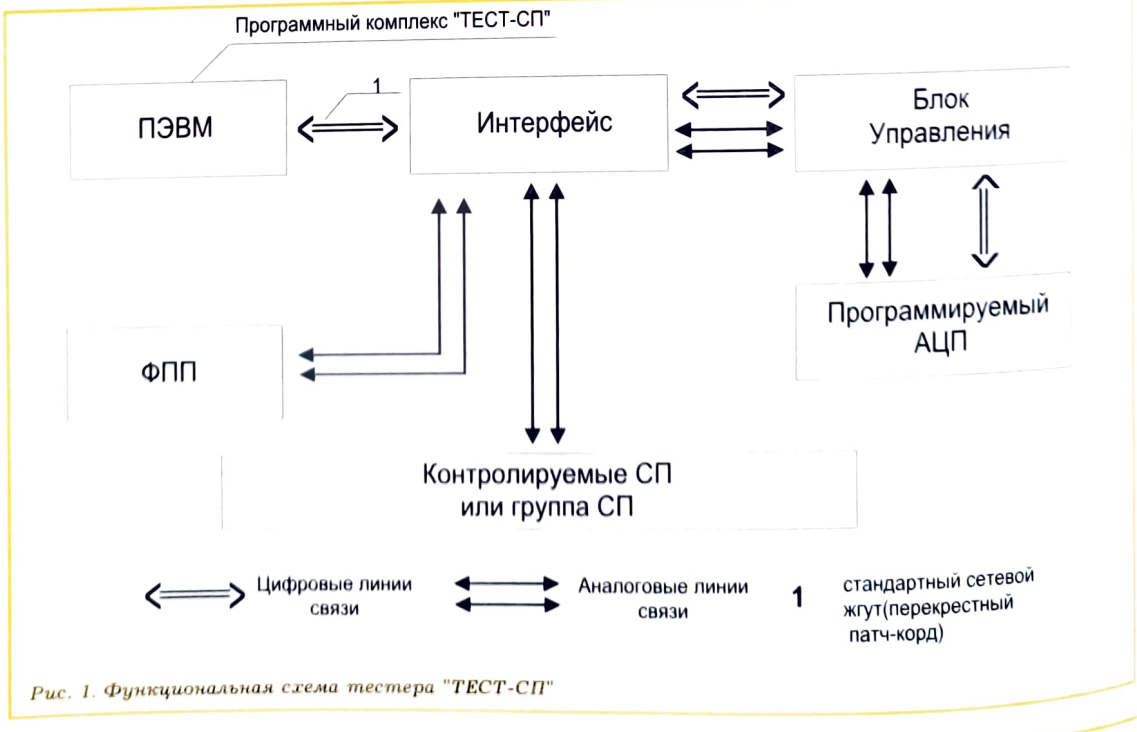


Рис. 1. Функциональная схема тестера "ТЕСТ-СП"

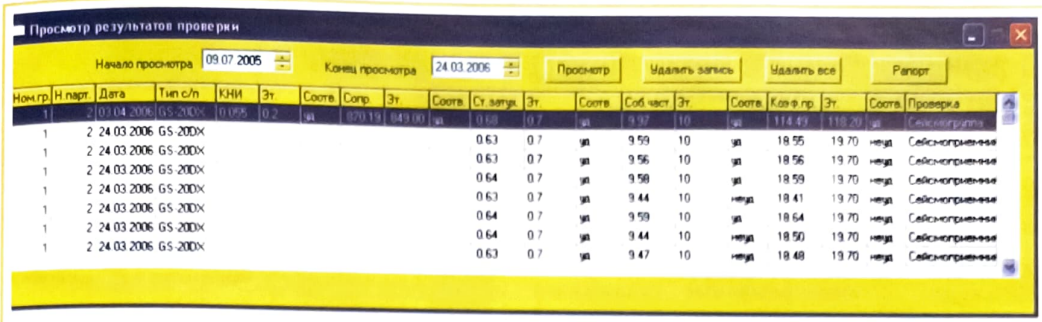


Рис. 2. Вид окна "Просмотр результатов проверки"

Определение собственной частоты, степени затухания и коэффициента преобразования одиночного сейсмоприемника (группы сейсмоприемников) осуществляется путем записи переходного процесса, возникающего в контуре сейсмоприемника, когда катушка сейсмоприемника, первоначально поднятая постоянным током из положения покоя, совершает свободные колебания при отключении тока. Собственная частота, степень затухания β и коэффициент преобразования μ рассчитываются по формулам:

$$f_0 = \frac{1}{2\,T_1}\cdot\left[1-\frac{(\ln|A_1/A_2|)^2}{\pi^2+(\ln|A_1/A_2|)^2}\right]^{-1/2},$$

$$\beta = \ln|A_1/A_2|\cdot\left[\pi^2+\left(\ln|A_1/A_2|\right)^2\right]^{-1/2},$$

$$\mu = \sqrt{\frac{2\pi\ f_0|A_1|m}{I_Д}\cdot\exp\frac{arctg(\beta^{-1}\cdot\sqrt{1-\beta^2})}{(\beta^{-1}\cdot\sqrt{1-\beta^2})}},$$

где A_1 и A_2 - амплитуды двух последовательных экстремумов зарегистрированного переходного процесса, определяемые путем параболической интерполяции,

T_1 - интервал времени между двумя последовательными экстремумами переходного процесса,

m - подвижная масса одиночного сейсмоприемника или группы сейсмоприемников, указанная на экране дисплея (определяется нормативно-технической документацией на сейсмоприемник).

Величина входного тестового сигнала $U_{вх}$ устанавливается программно в зависимости от сопротивления сейсмоприемника (группы сейсмоприемников).

$I_Д$ - как и ранее, ток, вызывающий начальное отклонение катушки сейсмоприемника, равный $(U_{вх}/R_Д)$. Величина $R_Д$ определяется перед измерением параметров переходного процесса соответствующей программой.

Программный комплекс «Тест-СП», аттестованный в соответствии с требованиями, предъявляемыми к компьютерным средствам измерения по МИ 2617 и МИ 2618, производит цифровую обработку сигнала АЦП и расчет параметров сейсмоприемников с нормированными значениями погрешности измерения параметров. По окончании работы программного комплекса на экране монитора появляется окно с результатами проверки сейсмоприемников (Рис 2).

После указания дат «Начало просмотра» и «Конец просмотра» по кнопке «Просмотр» в окне «Просмотр и печать результатов», будут представлены результаты тестирования сейсмоприемников в указанном интервале дат (Рис. 3).

На основании положительных результатов испытаний тестера был получен сертификат №18979 об утверждении типа средств измерений, зарегистрированный в Государственном реестре средств измерений, следовательно тестер «Тест-СП» может быть использован в метрологических и испытательных геофизических лабораториях, а также при производстве сейсмоприемников.

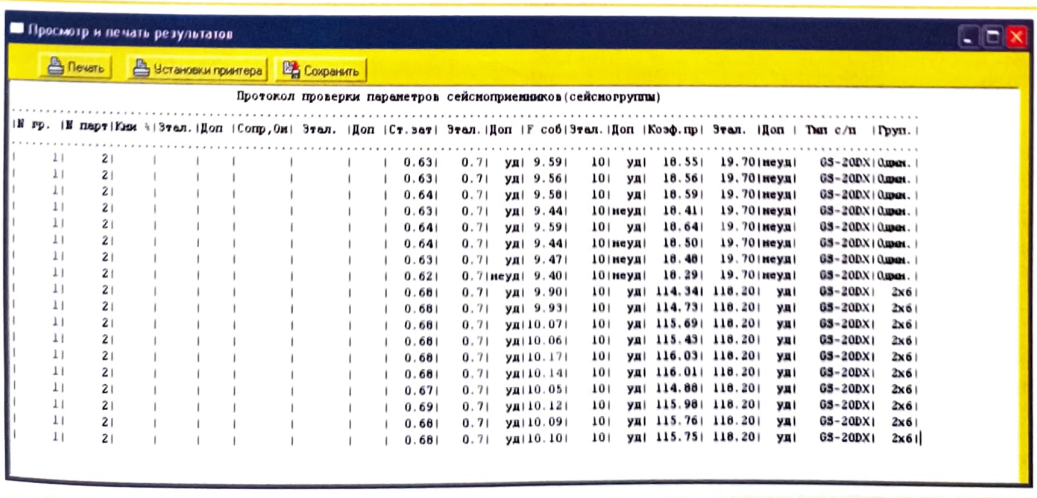


Рис. 2. Вид окна "Просмотр и печать результатов"

Высокоточная градуировка феррозондовых магнитометров с использованием инклинометрических столов среднего класса точности

Астраханцев Ю.Г., Белоглазова Н.А., институт геофизики УрО РАН, Екатеринбург

Создание в 70-х годах непрерывных трехкомпонентных скважинных магнитометров значительно расширило задачи, решаемые скважинной магнитометрией. Осуществление непрерывной записи значительно повысило разрешающую способность метода, что позволило применять скважинную магнитометрию и на слабомагнитных объектах. Это, в свою очередь, потребовало создания аппаратуры, обладающей большей чувствительностью и точностью измерений по сравнению с предыдущими разработками. В настоящее время наиболее перспективным является построение магнитометров на основе жестко закрепленных магнитометрических измерительных систем и использования новых систем определения их ориентации, в частности акселерометров. Повышение эффективности и метрологических характеристик такой аппаратуры осуществляется за счет программного обеспечения аппаратуры. Трехкомпонентный скважинный магнитометр-инклинометр МИ-3803, разработанный в лаборатории скважинной геофизики Института геофизики УрО РАН, построен на базе феррозондов и акселерометров АТ-1306, жестко закрепленных в корпусе скважинного снаряда. Применение акселерометров является одним из наиболее точных способов измерения зенитного угла и азимута скважины.

Разработанный прибор позволяет проводить непрерывные измерения магнитного азимута (А), зенитного (φ) и визирного (α) углов скважины, вертикальной (Z) и горизонтальной (H) составляющих вектора геомагнитного поля и величины магнитной восприимчивости (χ) за одну спуско-подъемную операцию.

Измерительные датчики образуют две взаимно ортогональные системы, установленные соосно между собой:

1) магнитные датчики (феррозонды) X, Y, Z для измерения составляющих геомагнитного поля;

2) гравитационные датчики (акселерометры) U_1, U_2, U_3 для определения ориентации феррозондов относительно плоскости наклона скважины.

Измеряемые сигналы с феррозондов и акселерометров функционально связаны с углами пространственной ориентации корпуса скважинного прибора: А, φ и α. Зенитный угол ц определяется как угол отклонения скважины от вертикали:

$$\alpha = \operatorname{arctg}\frac{U2}{U3}, \qquad (1)$$

а визирный угол б как угол поворота системы акселерометров относительно плоскости наклона скважины в данной точке:

$$\varphi = \operatorname{arctg}\frac{\sqrt{U2^2 + U3^2}}{U1}, \qquad (2)$$

где $U1_u$ - измеряемый сигнал с акселерометра, параллельного с осью скважинного прибора; $U2_u$, $U3_u$ - измеряемые сигналы с акселерометров, расположенных в плоскости, перпендикулярной оси скважинного прибора.

Значения составляющих вектора геомагнитного поля Z, H_x, H_y вычисляются исходя из измеряемых сигналов с феррозондов Z_u, X_u, Y_u и ранее вычисленных углов φ и α:

$$\left.\begin{aligned} Z &= -X_u \cdot \cos\alpha \cdot \sin\varphi - Y_u \cdot \sin\alpha \cdot \mathrm{Sin}\varphi + Z_u \cdot \cos\varphi, \\ H_x &= X_u \cdot \cos\alpha \cdot \cos\varphi + Y_u \cdot \sin\alpha \cdot \cos\varphi + Z_u \cdot \sin\varphi, \\ H_y &= -X_u \cdot \sin\alpha + Y_u \cdot \cos\alpha. \end{aligned}\right\} \qquad (3)$$

Тогда магнитный азимут скважины А вычисляется из отношения горизонтальных составляющих вектора геомагнитного поля:

$$A = \operatorname{arctg}\frac{H_x}{H_y}. \qquad (4)$$

Алгоритмы вычислений составляющих вектора геомагнитного поля и угловых параметров (А, φ, α) скважины в вертикальной системе координат, привязанной к плоскости наклона скважины (1-4) справедливы только в случае идеального исполнения конструкции прибора, что на практике осуществить практически невозможно. В совокупности параметров, влияющих на точность измерений, особое место занимают факторы, обусловленные конструктивным исполнением прибора инструментальные погрешности, обусловленные в первую очередь, отклонением осей чувствительности первичных преобразователей от осей опорного базиса прибора, из-за чего измеряемые значения могут существенно отличаются от истинных. Погрешности, характеризующие конструктивное исполнение аппаратуры являются систематическими для каждого конкретного прибора и вносят мультипликативные помехи в результаты измерений.

Исследования, направленные на изучение влияния инструментальных погрешностей на выходные параметры первичных преобразователей, привели к созданию программного обеспечения и методики настройки аппаратуры, позволяющих вычислить эти погрешности с точностью до десятых долей градуса и устранить их математическим путем. Использование алгоритмических методов позволило значительно повысить точность измерения составляющих геомагнитного поля, что особенно актуально при использовании скважинной магнитометрии на месторождения никеля, алмазов, золота и др.

В последние годы анализу инструментальных погрешностей инклинометров и методам их устранения было посвящено много разработок. Наиболее полно этот вопрос рассматривался Г.Н. Ковшовым [3] и Г.В. Миловзоровым [4] и Д.Г. Миловзоровым [5].

Для прибора МИ-3803 была разработана методика и программный модуль (рис.1), позволяющий за короткое время свести ошибки измерений, обусловленные этими погрешностями, к допустимым значениям при испытаниях в немагнитном поворотном инклинометрическом столе [1, 2]. Так как скважинная аппаратура для исследования разведочных скважин разрабатывается для производственных организаций, где, как правило, отсутствуют инклинометрические столы высокой точности, необходимые для настройки прибора по известным методикам, то преимуществами предлагаемой методики являются:

-простота в применении, которая не требует высокой квалификации настройщиков аппаратуры;

-использование инклинометрических столов любого класса точности;

-несложная математическая основа алгоритми-

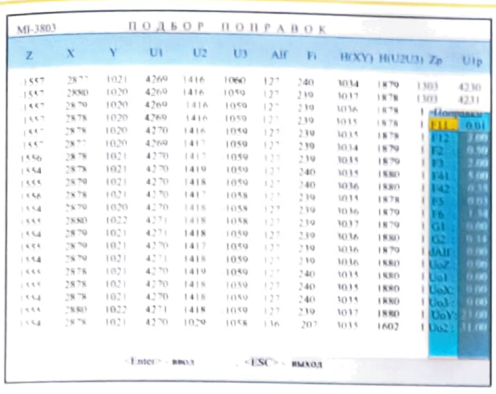


Рис. 1. Пример окна программы для подбора углов несоосности и неортогональности установки первичных преобразователей

ческой обработки данных.

Основным условием проведения настроечных работ является однородность магнитного поля в месте установки инклинометрического стола.

В идеальном случае оси чувствительности феррозондов X, Y, Z и акселерометров U1, U2, U3 направлены по осям базиса корпуса прибора и соосны между собой. На практике углы отклонения осей чувствительности первичных преобразователей от осей базиса прибора могут достигать 5^0 (Рис. 2).

Суть методики определения инструментальных погрешностей заключается в том, что прибор последовательно ориентируется в пространстве так, чтобы вклад каждой соответствующей составляющей систем акселерометров или феррозондов принимал определенное значение, при котором влияние на них инструментальных погрешности будет максимально (при определении углов несоосности и неортогональности осей первичных преобразователей) или, наоборот, ничтожно мало (при определении «нулей» и коэффициентов преобразования первичных преобразователей).

В процессе измерений происходит регистрация некоторых параметров $Z_и$, $X_и$, $Y_и$, $U1_и$, $U2_и$, $U3_и$. Для того чтобы привести их к истинным значениям, связанным с системой координат скважинного прибора, воспользуемся формулами преобразования прямоугольных координат. Тогда выходные параметры первичных преобразователей вычисляются по формулам:

$$\left.\begin{aligned} U1 &= K1(U1_и - U1_0) - K2(U2_и - U2_0)\cdot\sin f1 - K3(U3_и - U3_0)\cdot\cos f1',\\ U2 &= K2(U2_и - U2_0) - K1(U1_и - U1_0)\cdot\sin f2,\\ U3 &= K3(U3_и - U3_0) - K1(U1_и - U1_0)\cdot\sin f3 - K2(U2_и - U2_0)\cdot\sin\gamma 1; \end{aligned}\right\} \quad (5)$$

$$\left.\begin{aligned} Z_и &= K_z(Z_и - Z_0) - K_x(X_и - X_0)\cdot\cos f4 - K_y(Y_и - Y_0)\cdot\sin f4'',\\ X &= K_x(X_и - X_0) - K_z(Z_и - Z_0)\cdot\sin f5,\\ Y &= K_y(Y_и - Y_0) - K_z(Z_и - Z_0)\cdot\sin f6 - K_x(X_и - X_0)\cdot\sin\gamma 2,\\ g &= g_и \pm \Delta\alpha \end{aligned}\right\} \quad (6)$$

где: $U1_и$, $U2_и$, $U3_и$ - сигналы, снимаемые с акселерометров; $X_и$, $Y_и$, $Z_и$ - сигналы, снимаемые с феррозондовых датчиков; $U1_0$, $U2_0$, $U3_0$, X_0, Y_0, Z_0 смещение нулевого уровня сигналов первичных преобразователей; K1, K2, K3, K_x, K_y, K_z коэффициенты

передачи первичных преобразователей; f1', f1'', f2, f3, f4', f4'', f5, f6, γ1, γ2 углы отклонений первичных преобразователей от базисов прибора; Δα - угол несоосности двух измерительных систем.

Определение «нулей» и коэффициентов преобразования акселерометров и феррозондов

$U2_0$ и $U3_0$ - «нули» акселерометров, расположенных ортогонально к оси скважинного прибора, определяются при горизонтальном расположении

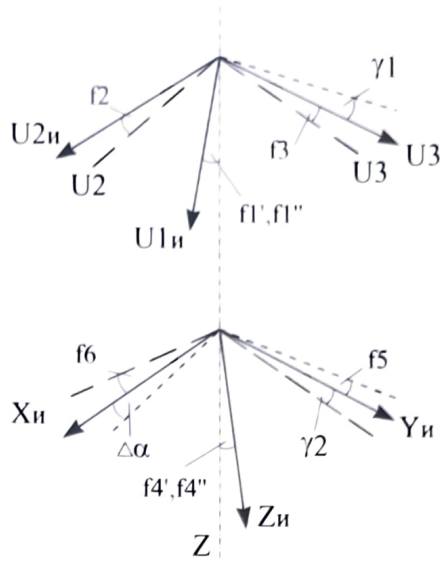


Рис. 2. Источники инструментальных погрешностей при изготовлении систем феррозондов и акселерометров:
f_1',f_2' - углы между осью скважинного прибора и осью чувствительности акселерометра U1;
f_2,f_3 - углы отклонения от ортогональности осей скважинного прибора и акселерометров U2,U3; f_4', f_4'' - углы между осью скважинного прибора и осью чувствительности феррозонда Z;
f_5 - угол отклонения от ортогональности осей скважинного прибора и феррозонда Y;
f_6 - угол отклонения от ортогональности осей скважинного прибора и феррозонда X;
g_1 - угол отклонения от ортогональности акселерометров U2,U3;
g_2 - угол отклонения от ортогональности феррозондов X,Y;
Δα - угол между осями феррозонда X и акселерометра U_2

оси скважинного прибора (зенитный угол φ=90) и его полной прокрутке по визирному углу с шагом 90 (рис.3б).

При такой прокрутке выходное значение, снимаемое с акселерометра U2, расположенного по линии силы тяжести, т.е. вниз, будет максимально и положительно ($U2_{max+}$), в то время как показание ортогонального к нему акселерометра U3 будет близко к нулю, и наоборот. Значения, снимаемые с акселерометров, ориентированных вверх (против силы тяжести), будут максимально отрицательны ($U2_{max-}$, $U3_{max-}$). При этом искажения выходных параметров акселерометров U2 и U3, связанные с отклонением их осей от осей базиса прибора, практически не сказываются. Коэффициент преобразования осевого акселерометра условно принимаем за единицу, тогда за счет коэффициентов K2 и K3 приводим уровень выходных параметров акселерометров U2, U3 к выходному уровню акселерометра U1.

Для определения $U1_0$ смещения нуля акселерометра U1, соосного с осью скважинного прибора показания снимаются при вертикальном положении оси скважинного прибора. Максимально положительное значение $U1_{max+}$ соответствует положению прибора, когда осевой акселерометр направлен по направлению силы тяжести G (зенитный угол φ=0), и соответственно, максимально отрицательное значение $U1_{max-}$ снимается при ориентировании осевого акселерометра U1 против силы тяжести (φ=180). «Нули» акселерометров, установленных перпендикулярно оси скважинного прибора $U2_0$ и $U3_0$, определяются

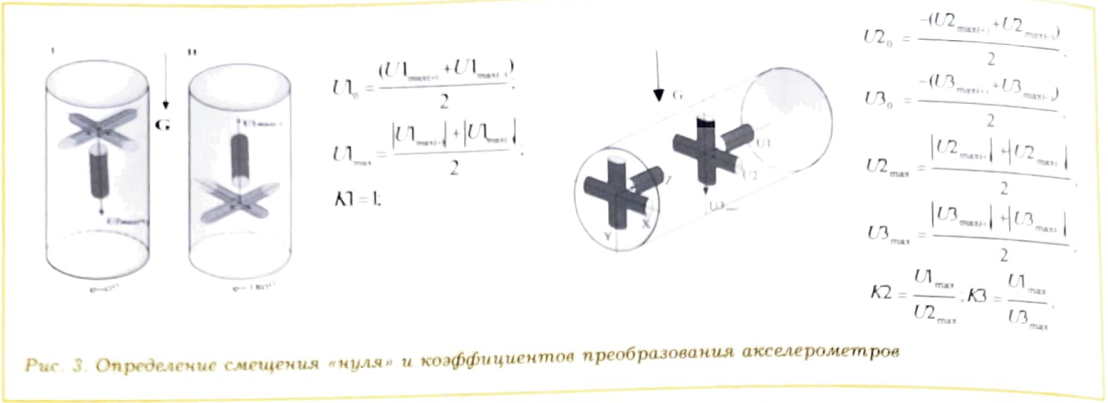


Рис. 3. Определение смещения «нуля» и коэффициентов преобразования акселерометров

при установке оси скважинного прибора перпендикулярно направлению вектора силы тяжести G и его полном повороте по визирному углу (рис. 3а).

«Нули» X_0, Y_0 феррозондов X,Y, соосных с акселерометрами U2, U3, определяются при установке оси скважинного прибора перпендикулярно направлению вектора геомагнитного поля и его полном повороте по визирному углу с шагом 90 (методика 4-х положений). Z_0 «нуль» осевого феррозонда Z определяется по аналогии с осевым акселерометром U1, но в данном случае прибор устанавливается по- и против направления вектора геомагнитного поля. Коэффициенты преобразования K_x, K_y, K_z предварительно определяются при градуировке прибора в градуировочных кольцах, где за базисное значение принимается сигнал Z_0. Затем коэффициенту K_z присваиваем значение 1, а коэффициенты K_x и K_y приводим к коэффициенту K_z.

Все полученные «нули» и коэффициенты преобразования вносим в корректирующий файл первичных поправок. На рис. 4 представлено распределение погрешностей измерения азимута (А) при полной прокрутке прибора МИ-3803 по визирному углу в зависимости от ввода поправок.

Определение углов несоосности и отклонения от ортогональности осей измерительных систем

После вычисления «нулей» и коэффициентов преобразования производится определение углов несоосности и отклонения от ортогонального положения измерительных систем с помощью программного модуля, входящего в состав программного обеспечения прибора, позволяющего путем полуавтоматического подбора определить значение углов f1f6 с точностью до десятых долей угловых минут.

Все подобранные таким образом коэффициенты преобразования, «нули» и углы отклонения измерительных систем от осей базиса скважинного снаряда заносятся в корректирующий файл, который участвует при обработке измерений в рабочем режиме.

Измерение и расчет вторичных поправок

Расчет вторичных поправок производится по результатам эталонных измерений, которые проводятся при осевом вращении блоков первичных преобразователей в нормальном магнитном поле с жестким закреплением корпуса скважинного прибора в инклинометрическом столе. Измерения проводятся по определенной сетке. Дискретность измерений по зенитному углу составляет 5 или 10 в зависимости от технического задания прибора. Для каждого установленного угла производится полная прокрутка прибора по апсидальному углу через 30 для каждого значения азимута, дискретность изменения которого составляет 30. По азимуту также производится полный оборот прибора (0, 30, 60...330).

Таким образом, для каждого зенитного угла создается 12 таблиц, соответствующих 12-ти азимутам, где записываются изменения параметров при полном обороте прибора вокруг своей оси с дискретностью 30. После записи всего массива данных производится расчет вторичных поправок исходя из функциональной независимости вычисленных физических параметров от осевого вращения скважинного снаряда. Таким образом, рассчитывается отклонение измеренных параметров от теоретических. При этом во всех формулах, используемых для расчета составляющих геомагнитного поля, используются все ранее вычисленные погрешности и коэффициенты, которые записаны в файлах первичных поправок. Результаты расчета записываются в таблицы вторичных поправок.

Методика ввода первичных и вторичных поправок в измеренные данные обеспечивает точность измерения составляющих геомагнитного поля в пределах ±20 нТл.

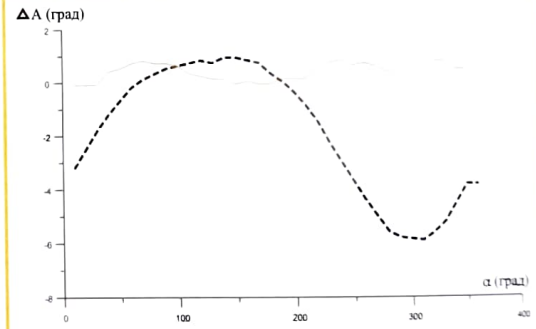


Рис 4. Распределение погрешностей измерения азимута (ДА) при повороте прибора по визирному углу :
Расчет азимута без учета первичных поправок
Расчет азимута с введением первичных поправок

Литература

1.Астраханцев Ю. Г., Белоглазова Н. А. Аппаратурно-программный комплекс для непрерывной инклинометрии нефтяных и газовых скважин // Практика приборостроения. 2003г. №1.

2.Белоглазова Н. А. Программно-методические приемы повышения точности инклинометрических и магнитных измерений // Практика приборостроения. 2003. №2. С. 68-71.

3.Ковшов Г. Н., Алимбеков Р. И., Жибер А. В. Инклинометры (Основы теории и проектирования). Уфа: Гилем, 1998. 380 с.

4.Милованов Г. В. Анализ инструментальных погрешностей инклинометрических устройств. Уфа: Гилем, 1997. 184 с.

5.Милованов Д. Г. Информационно-измерительные системы контроля комплекса угловых параметров пространственной ориентации скважин и скважинных объектов. Автореф. дис. канд. тех. наук. Ижевский гос. тех. университет. Ижевск, 2005.

Кабельные наконечники ЗАО «Геофизическая компания ДЕЛЬТА-ЛОТ» сертифицированы!

Горбунов О.Б. (СРО МОО ЕАГО), Янченко Н.Л. (ЗАО «ГК ДЕЛЬТА-ЛОТ»), г. Саратов

Образцы серийной продукции: кабельные каротажные наконечники типа НКБ для геофизических бронированных кабелей и комплектующие изделия к кабельным каротажным наконечникам (полумуфты переходные и полумуфты зондовые), были представлены на испытания предприятием-изготовителем ЗАО «Геофизическая компания ДЕЛЬТА-ЛОТ».

В качестве нормативного документа, на соответствие требованиям которого были проведены испытания изделий, выступил Стандарт предприятия (СТП).

Проведение испытаний по добровольной сертификации кабельных наконечников для бронированных каротажных кабелей стало одной из первых проб пера для Саратовской испытательной лаборатории по сертификации геофизической продукции (СИЛС) при СРО МОО ЕАГО, получившей аккредитацию 31 марта 2005 года в Системе сертификации геофизической продукции ЕАГО.

Весь цикл испытаний разделился на три этапа: подготовка к испытаниям, собственно проведение испытаний и анализ и оформление результатов.

Лаборатория взяла на себя подготовку документационной базы и внесение в неё необходимых коррективов для обеспечения соответствия используемой при сертификации документации требованиям стандартов ЕАГО, разработку совместно с предприятием-заказчиком программы испытаний, подбор и подготовку соответствующего измерительного и испытательного оборудования, проектирование и изготовление необходимой для испытаний технологической оснастки.

На образцы случайным образом отобранных изделий были осуществлены воздействия реальных физических факторов (температуры, вибраций, давления) при предельно допустимых условиях транспортировки и работы в скважине. Испытания моделировали реальный цикл жизни изделия: выходной контроль ОТК, упаковка в транспортировочную тару, транспортировка с вибрациями и ударами при низких (до -50°С) температурах, спуск в скважину с ударами и вибрацией, работа в скважине в условиях высоких гидростатических давлений и температур. В ходе испытаний, проверялось состояние изделий и их работоспособность.

Задействовалась различная измерительная аппаратура и испытательное оборудование: установка для проверки прочности изоляции электрических цепей типа УПУ-10; мегаомметры типа ЭС 0202/2-Г и Ф4102/1-1М; вибростенд типа УВЭ-100/5-3000; стенд имитации транспортировки типа СИТ-М; камера тепла и холода типа УКИ-2; вибростенд типа УВЭ-100/5-3000; камера высокого давления; установка локального нагрева типа УЛН и многие другие.

Все сертифицируемые изделия благополучно выдержали программу испытаний, пришли к финишу в работоспособном состоянии и на основании Заключительного протокола Экспертный Совет ЕАГО для принял решения о выдаче сертификата на изделие.

Как показывает практика проведения сертификационных проверок и испытаний,

процесс сертификации оказывает положительное воздействие на положение дел на предприятии заказчике сертификации. В центре внимания оказывается конструкторская технологическая, эксплуатационная документация и вопросы соответствия изготавливаемых изделий её требованиям, что оказывает определённое дисциплинирующее воздействие на исполнителей самого разного уровня. Вопросы метрологического и выходного контроля изделий также оказываются одними из центральных. Так, в нашем случае в ходе сертификационных проверок была выявлена необходимость скорейшего обновления метрологических средств технологического сопровождения производства кабельных наконечников на предприятии, что и было осуществлено им в самое короткое время. В ходе испытаний, имитирующих работу изделий в экстремальных условиях эксплуатации, также была получена новая информация об их поведении, которая может быть полезна для предприятия-изготовителя и помочь внести в конструкцию изделий изменения, улучшающие их потребительские и эксплуатационные характеристики.

ЕВРО-АЗИАТСКОЕ ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ ОБЩЕСТВО

ЕАГО

Центральный сертификационный орган
Системы сертификации геофизической продукции

СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ
№ ССГП 01.1.1-112

На основании приведенных испытаний

УДОСТОВЕРЯЕТСЯ,

что кабельные каротажные наконечники типа НКБ для геофизических бронированных кабелей и комплектующие изделия к кабельным каротажным наконечникам (полумуфты переходные и зондовые), изготовленные ЗАО «Геофизическая компания «ДЕЛЬТА-ЛОТ», производятся требованиям стандарта предприятия СТП ДЕЛЬТА-ЛОТ 431800-003-01 «Наконечники кабельные каротажные. Параметры, характеристики, требования. Методы контроля и испытаний»

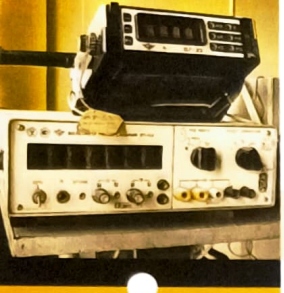
Испытания проведены в Саратовской испытательной лаборатории по сертификации геофизической продукции и оборудования (СИЛС) системы сертификации ССГП 01.1.1-112 от 31.01.2005 г.

Дата выдачи сертификата — 10 сентября 2006 года
Срок действия сертификата — 10 сентября 2011 года

Руководитель органа по сертификации

ТК 293

ЗАРЕГИСТРИРОВАН



Метрологическое обеспечение аппаратуры ГИС в ОАО "Сибнефть - Ноябрьскнефтегазгеофизика"

Воркунов В.В. ОАО "Сибнефть-Ноябрьскнефтегазгеофизика", Ноябрьск

В настоящее время на вооружении ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегазгеофизика» находится свыше пятидесяти типов аппаратуры электрического, радиоактивного, акустического и других видов каротажа, пять типов компьютеризированных каротажных регистраторов и четыре вида подъемников. Такое многообразие геофизической аппаратуры вызвано большим числом геолого-технических задач, решаемых геофизической службой, резкой дифференциацией скважинных условий, в которых эксплуатируются геофизические системы измерений (СИ), постоянным совершенствованием парка скважинной аппаратуры.

Стандартизация результатов геофизических измерений в скважинах осуществляться путем метрологического контроля за скважинными СИ с использованием физических моделей пластов и скважин, калибровочных установок и устройств. В последние три года в ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегазгеофизика» этот процесс активно дополняется стандартизацией промыслово-геофизической аппаратуры с использованием разрезов специально обустроенных контрольных скважин.

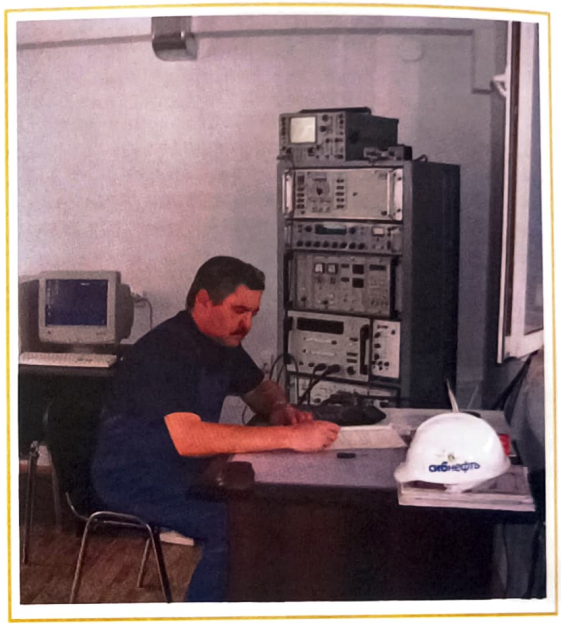
«Производительность идет вверх, когда качество идет вверх. Этот факт хорошо известен, но только небольшому числу избранных», - говорил известный мировой авторитет по вопросам качества В. Деминг, именем которого названа премия качества в Японии.

Сегодня вопросы качества и системного его обеспечения вызывают повышенный интерес в России во всех отраслях промышленности на самых разных уровнях.

Проблема обеспечения высокого качества и достоверности данных в области нефтегазопромысловой геофизики также

является актуальной. Постоянное усложнение геолого-технических условий выполнения ГИС, повышение требований к достоверности данных ГИС ставят перед геофизическими предприятиями новые количественные и качественные задачи. Их успешное решение может быть достигнуто лишь при совершенном метрологическом обеспечении ГИС.

Нефтяные и газовые залежи месторождений Ямало-Ненецкого округа и Ноябрьского региона неоднородны по литологическим, коллекторским свойствам и по насыщению как по вертикали в пределах одной скважины, так и по простиранию в пределах одной залежи в целом. Залежи осложнены также наличием воды в их подошвенных частях или небольшими (толщиной 1-4 м) перемычками между водоносными и нефтеносными (газоносными)



пластами. Пластовые воды в пройденных скважинами продуктивных интервалах имеют сравнительно низкую минерализацию от 10-15 до 20-30 г/л, температуру - от 60 до 90єС. В этих условиях разделение нефтеносных (газоносных) и водоносных пластов геофизическими методами затруднено. К точности измерений параметров продуктивных пластов предъявляются повышенные требования. Это, в свою очередь, вызывает необходимость надежного метрологического контроля за применяемой скважинной геофизической аппаратурой (СГА).

Коллектив ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегазгеофизика» решает проблему качества и достоверности данных ГИС на основе совершенствования системы метрологического обеспечения СГА на уровне современных технологий.

Метрологическая служба ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегазгеофизика» аккредитована Центром метрологических исследований «Урал-Гео» (г. Уфа) на техническую компетентность при выполнении калибровочных работ в Российской системе калибровки. В процессе аккредитации специалистами ЦМИ «Урал-Гео» проведена метрологическая аттестация стандартных образцов свойств и состава горных пород (моделей пластов) для аппаратуры нейтронного и плотностного каротажа,

эталонных моделей скважин, воспроизводящих толщину стенки труб и плотности вещества в затрубном пространстве для аппаратуры СГДТ-НВ и ЦМ. Аттестованы также традиционные имитаторы удельного электрического сопротивления для приборов электрического каротажа, имитаторы пористости (для НК) и плотности (для ГГК). Полностью обновлены и аттестованы калибровочные установки для приборов ГИС-контроля при разработке месторождений (термометров, манометров, расходомеров). Весь комплекс, включая контрольные скважины, представляет собой единую техническую основу системы метрологического обеспечения ГИС в ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегазгеофизика» и соответствует требованиям установленных стандартов в области ГИС.

В эксплуатации метрологической службы ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегазгеофизика» находятся контрольные скважины КС-1, КС-2 и КС-3. Эти скважины спроектированы и построены для стандартизации максимально возможного количества типов СГА. Скважины одновременно воспроизводят параметры многих

используемых в геофизической практике физических полей, что позволяет использовать одни и те же элементы конструкции скважин для проверки разных зондов СГА. Основное преимущество этих контрольных скважин состоит в том, что их параметры близки к скважинным условиям месторождений региона. На контрольные скважины возлагаются и дополнительные задачи: входной, выходной и оперативный контроль работоспособности СГА,

исследование динамических свойств геофизических измерительных систем, отдельные этапы работ по внедрению новой техники, обучение операторского состава производственных геофизических партий.

Подготовка геофизической аппаратуры к проведению исследований скважин должна обеспечивать возможность обоснованно указывать границы погрешностей результатов геофизических измерений, предоставляемых Заказчику. Геофизическая аппаратура считается подготовленной к проведению исследований скважин, если ее технические и метрологические характеристики соответствуют паспортным требованиям. Для выполнения такой подготовки метрологическая служба ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегазгеофизика» объединяет в себе подразделение ремонтно-профилактического обслуживания СГА (Аппаратный цех) и подразделение контроля за точностью нормируемых (метрологических) характеристик СГА (Цех метрологии и стандартизации СГА), связанные единым технологическим циклом ведения работ.

Таким образом, совершенствование системы метрологического обеспечения ГИС и безупречное неформальное соблюдение установленных метрологических требований и норм позволило ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегазгеофизика» за последние 3 года сократить количество бракованного и дефектного геофизического материала с 2% до 1%. И целенаправленная, порой кропотливая, работа в данном направлении неуклонно продолжается.

Вниманию авторов

Материалы, представляемые для опубликования в журнале должны отвечать следующим требованиям.

Статья представляется в электронной версии на компакт-дисках емкостью 640-700 Мб. Форматы текстового файла должны быть в виде Microsoft Word for Windows (версии 6.0 или выше). Графические приложения и таблицы, выполненные электронным образом, представляются в отдельных файлах формата MS Excel (версии 4.0 или выше) или в формате CorelDRAW версии 7.0 и выше. Все контуры и графики на рисунках, а также все цифры и надписи должны быть выполнены четко, чтобы при уменьшении они легко читались. Рисунки присылаются в виде растровых файлов форматов: *TIF, с разрешением не менее 250 точек на дюйм (допускается LZW-сжатие), *JPG с качеством не менее 12-ти. Максимально допустимый размер иллюстраций - А4. Подрисуночные подписи представляются в виде отдельного списка. Математические уравнения должны быть выделены четким и ясным шрифтом. Все математические символы скалярных величин набираются курсивом, а векторные - жирной прямой заглавной буквой. Вместе со статьей в редакцию направляются краткие сведения об авторах, необходимо указать Ф.И.О., город, место работы, и должность.

От редколлегии:

Ответственность за подбор и изложение фактов в статьях несут авторы. Редакция может публиковать статьи, не разделяя точки зрения авторов.

Вышел в свет учебник...

Крылатков С.М., доцент кафедры геофизики нефти и газа УГГА, к.г.-м.н., Екатеринбург

Вышел в свет в трех книгах авторский учебник профессора, д.т.-м.н., Заслуженного геолога РФ Бондарева В.И. по курсу "Сейсморазведка" для студентов высших учебных заведений, ведущих подготовку специалистов по специальности 130001 "Геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых". Учебник написан на основе многолетнего опыта чтения автором полного трехсеместрового курса сейсмической разведки для студентов названной

специальности в Уральском государственном горном университете. Учебник состоит из трех самостоятельных разделов - книг и содержит сбалансированное изложение всех разделов курса. Учебник фактически является переработанным и дополненным изданием ранее вышедших учебных пособий (Анализ данных сейсморазведки, 2002; Основы сейсморазведки, 2003) по курсу сейсмической разведки, в котором учтены многие замечания и предложения читателей, направленные ранее автору. Учебник иллюстрирован большим количеством (более 500) рисунков, в том числе и цветными.

Первая книга учебника (5-104 стр.) - "Физико-математические и геологические основы сейсморазведки" - состоит из девяти глав и посвящена изложению общих принципов кинематической и динамической теории распространения сейсмических волн как в изотропных, так и в анизотропных средах.

Вторая книга учебника (105- 322 стр) - "Методика, аппаратура и технология сейсморазведочных работ" - состоит из 13 глав. Первые две главы содержат описание существующих методов и модификаций сейсморазведки и ее технических средств. Последующие две главы содержат элементы теории и описание современных невзрывных источников и приемников упругих колебаний. Достаточно подробно дается описание современных способов оцифровки сейсмических колебаний (глава14). Впервые в учебной литературе по сейсморазведке популярно излагается принцип работы АЦП нового поколения. Приводится описание полного спектра современных линейных и телеметрических систем регистрации, использующихся в России. Отдельные две главы посвящены систематическому описанию профильных (2D) и площадных систем (3D) наблюдений и основ их проектирования. Предпоследняя глава этого раздела содержит изложение основ морской сейсморазведки. В последней главе излагаются основы проектирования сейсморазведочных работ.

Третья книга учебника (323 - 595 стр.) - "Обработка и интерпретация данных сейсморазведки" - состоит из трех частей. Первая часть состоит из семи глав, в которых описывается теория современных способов обработки сейсмических данных с целью получения изображений геологической среды. Вторая часть, состоящая из шести глав, посвящена описанию методов получения представления о распределении в среде различных параметров и атрибутов. Заключительная часть, состоящая из пяти глав, содержит основы геологической интерпретации данных сейсморазведки в различных областях геологии. Кратко излагаются новые перспективные направления в сейсмической разведке.

При описании аппаратуры и методики работ 3D широко использованы зарубежные публикации. Вопросы обработки и интерпретации описаны с широким использованием классических работ зарубежных авторов Oz Yilmas (Seismic data analysis, 2001) и Alistair R Brown (Interpretation of Three-Dimensional Seismic Data, 2004).

В первой книге приведен полный список учебников и учебных пособий по курсу сейсмической разведки, изданных в России (СССР) в двадцатом веке. В этом же томе содержится сравнительно полная информация о преподавателях выпускающих геофизических кафедр большинства вузов России, которые читают или читали курс сейсмической разведки. Во второй книге в приложении приведено краткое описание 17 ведущих сейсморазведочных (геофизических) компаний России, приведена информация об аппаратурном, программном и кадровом их оснащении. В третьей книге в приложении приведено краткое описание ведущих обрабатывающих сейсморазведочных (геофизических) компаний России.

Учебник может быть полезен инженерно-техническим работникам геолого-геофизических специальностей, связанных с выполнением сейсморазведочных работ.

ЗАО СОЕДИНИТЕЛЬ

РАЗРАБОТКА И ИЗГОТОВЛЕНИЕ
СПЕЦИАЛЬНЫХ СОЕДИНИТЕЛЕЙ И КАБЕЛЕЙ

РОССИЯ, 456320, Челябинская область, г. Миасс, ул. Ильмен-тау, 7;
тел.: (3513) 54-70-07, 54-67-33; факс: (3513) 53-02-13
E-mail: sdn@chel.surnet.ru; www.soedinitel.ru

Компания ГЕОСЕЙС предлагает геофизическим компаниям:

- изготовление и аренда источников возбуждения: электромагнитный источник ГЕОТОН, вибраторы;
- аренда сейсморазведочного оборудования: сейсмостанции SN 388, 408 UL;
- поддержка персоналом, супервайзерские услуги.

GEO SEIS ГЕОСЕЙС

тел: (495) 202-32-17 / 202-32-40
факс: (495) 202-32-27
e-mail: geoseis@col.ru / geoton@geoton.ru
htpp: www.geoton.ru