

ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ

ЕЖЕКВАРТАЛЬНОЕ ОФИЦИАЛЬНОЕ ИЗДАНИЕ САРАТОВСКОГО
ОТДЕЛЕНИЯ ЕВРО-АЗИАТСКОГО ГЕОФИЗИЧЕСКОГО ОБЩЕСТВА

ОКТЯБРЬ-ДЕКАБРЬ

04/2006

ТЕМА НОМЕРА:

ВО ВНУТРЕННИХ ТОЧКАХ СРЕДЫ...

ТАКЖЕ В НОМЕРЕ:

Регистратор РОСА-А при ГСЗ
Падающий груз! - новые возможности
Геологическому факультету СГУ 75 лет



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 СТ

с нелинейными
искажениями < 0.08
и допусками
параметров $\pm 2\%$

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



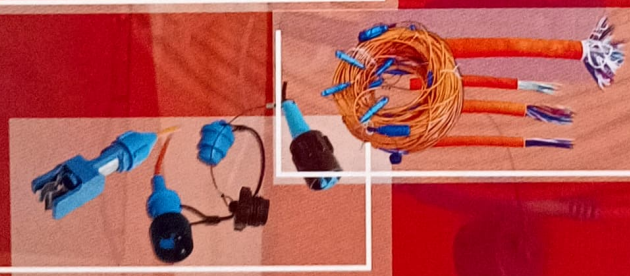
БУКСИРУЕМЫЕ КОСЫ

с самоориенти-
рующимися
сейсмоприемниками.



РАЗЪЕМЫ ТИПА

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



СЕРВИСНЫЕ РАБОТЫ ПО РЕМОНТУ И ОБСЛУЖИВАНИЮ ГЕОФИЗИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Тестеры и обрыво-
искатели



КАБЕЛЬНАЯ ПРОДУКЦИЯ

-для телеметрических
систем
сбора данных

-для линейных систем
с числом
жил от 2 до 254



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](http://geoimp.on.ufanet.ru)

■ Колонка редактора

О чем журнал ...
Турлов П.А.

04

■ Тема номера: Во внутренних точках среды ...

■ Метрология

Метрологическое обеспечение петрофизических исследований -
- состояние и перспективы развития
Козырицкий Н.Г., Блюменцев А.М., Циркулиничев В.П.

05

■ Геофизические технологии

Геофизическая информация как источник увеличения
добычи нефти на разрабатываемых месторождениях
Добрынин В.М., Городнов А.В., Пименов Ю.Г., Рыжков В.И., Черноглазов В.Н.

09

Новый метод исследования естественных электрических полей
в нефтегазоразведочных скважинах
Кузьмичев О.Б., Лисицын В.С., Божedomов В.Г., Пятницкий Д.Ю.

29

Прогнозирование геологического разреза на основе комплекса
геофизических данных в сложнопостроенных регионах
Соколова И.П., Скорникова Е.Г., Герасименко Т.С.

51

Системы обработки, интерпретации и визуализации
данных метода преломленных волн
Колонин А.Г.

54

■ Приборы и системы

Развитие техники и методики ВСП на основе разработки
скважинных телеметрических систем регистрации с
распределенных сейсмических датчиков
Ишуев Т.Н., Доронкин А.К., Сагдеев Р.К.

13

Мощный внутрискважинный источник нового типа

Авербах В.С., Артольный В.В., Боголюбов Б.Н., Вировлянский А.Л., Малеханов А.И., Марышев А.П.,
Таланов В.И.

17

Аппаратура для наблюдений ПМ ВСП и опыт её применения

Мирзоян Ю.Д., Калашников В.Г., Тюхалов В.И.

22

Об аппаратуре, обеспечивающей возможность выполнения
ПМ ВСП на больших глубинах

Багмут В.А., Сайганов А.Э., Рюмин В.А., Багмут А.В.

25

Электропривод для экстремальных систем эксплуатации
в геофизическом оборудовании

Соколов В.А.

27

Геофизические лаборатории и скважинные приборы семейства "КЕДР"

Лернер М.Б., Мельников А.В., Батузов А.С., Пермьяков А.Г.

34

Аппаратура волнового акустического каротажа ВАК-8

Горбачев В.Н., Говорков М.Б., Белоусов В.Н.

38

■ Страницы истории

Мои короткие встречи с Е.И. Гальпериним

Савостьянов Н.А.

59

■ Обмен опытом

Опыт использования сейсмостанции "Прогресс-Т2"
на работах МОГТ 2D и МОГТ 3D

Угольцев Г.П., Борискин С.П.

62

■ Приборы и системы

Первые результаты производственного опробования
автономных регистраторов РОСА-А при работах ГСЗ

Сагайдачная О.М., Сальников А.С., Сагайдачный А.В., Шмыков А.Н., Щогольков А.В.

43

Сейсмический источник на основе падающего груза:
новая версия-новый результат

Бевзенко Ю.П., Шулик С.И.

48

■ Стандартизация

Процессный подход к управлению - важнейший принцип
международных стандартов серии ISO 9000:2000

Седельников В.А.

56

■ Образование

Геологический факультет Саратовского госуниверситета: вчера, сегодня, завтра

Волкова Е.Н., Калининкова М.В.

60

СОДЕРЖАНИЕ

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: turlov@skbp.ru

Тел. (845-2) 64-14-32
Факс (845-2) 64-14-52

Тираж отпечатан
в типографии ООО "Формат"
тел.: (845-2) 238-664
Тираж: 500 экз.
Подписано в печать 29.12.06
Дата выпуска 29.01.07
Зак. № 2

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.

О чем журнал...

Турлов П.А., СО ЕАГО, г. Саратов

Да все о том же: о проблемных вопросах сегодняшних геофизических технологий, о творческих находках коллег-геофизиков по повышению результативности исследований, о технических средствах и программном инструментарии, обеспечивающих эту результативность.

Уж кануло в Лету то время, когда, говоря о геологическом истолковании результатов полевых физических экспериментов, многим, очень многим, хотелось в процессе наземных наблюдений «окончательно» выявить связи физических полей с характеристиками вещественного состава пород и распространить это знание на разрез, площадь, геоструктуру... Ныне, слава Богу, и студент-троечник «нутром чувствует», что без выполнения разнообразных экспериментов во внутренних точках среды, без комплексирования физических методов исследований околоскважинного пространства с технологиями современной наземной геофизики это практически невозможно!

Приоритетными для размещения именно в этом номере журнала и стали материалы условно объединенные темой номера "Во внутренних точках среды ...". Как говорится, настал черед. Читатели неоднократно обращались ко мне с претензией, что в журнале мало публикаций по геофизическим исследованиям околоскважинного пространства. Начало нынешней подборки положили несколько статей, присланных в редакцию и оказавшихся в этой теме. Нам оставалось только энергично просить потенциальных авторов нацелить «угол подачи» материалов на заданное направление.

Кроме публикаций по теме номера мы размещаем статьи и по другим актуальным вопросам в традиционных рубриках журнала.

В заключительном номере года всегда приятно поздравить читателей и всю виртуальную корпорацию авторов нашего и других журналов, возделывающих ниву научной периодики для прикладной геофизики, с Новым 2007 годом, пожелать успехов в этом многотрудном деле, здоровья и счастья!

Всегда Ваш
главный редактор

П.А.Турлов

НАШИ ПАРТНЕРЫ



Метрологическое обеспечение петрофизических исследований — состояние и перспективы развития

Козыряцкий Н. Г., ООО "Нефтегазгеофизика", Блюменцов А. М.,
Цирульников В. П., (ГНЦ РФ ВНИИГеосистем), г. Москва

Достоверность подсчета запасов нефти и газа и выбор оптимального варианта проекта разработки нефтяных месторождений определяются, прежде всего, полнотой и надёжностью информации о параметрах пород-коллекторов, слатающих месторождения. Информацию о месторождении получают путём исследования разрезов разведочных скважин прямыми и косвенными методами. К прямым методам изучения разреза относятся методы геологического контроля процесса бурения скважины: испытания пород-коллекторов в открытом стволе, испытаниями на трубах, опробованиями на кабеле и перфорированием колонны после обсадки скважины; отбор образцов керна при бурении из пластов коллекторов. Косвенными являются геофизические методы изучения разрезов скважин.

Отбор керна проводят преимущественно при бурении разведочных скважин в интервалах, соответствующих продуктивным отложениям. В скважинах, бурящихся с раствором на водной основе (РВО), керн отбирают с целью определения на образцах породы-коллектора коэффициентов пористости, проницаемости, остаточной водонасыщенности, а также незначительного и гранулометрического состава минерального скелета породы. В скважинах, бурящихся с нефилтующимся раствором на нефтяной основе (РНО), на образцах керна, кроме перечисленных данных, получают значения коэффициента нефте- или газонасыщенности так называемым прямым методом.

До создания эффективных геофизических методов определения коэффициентов пористости и нефтегазонасыщенности данные определённые на керне были единственным источником информации об этих параметрах.

В настоящее время по большому числу нефтяных и газовых месторождений основным источником информации о подсчетных параметрах пород-коллекторов являются результаты ГИС. Данные определений параметров на образцах керна всё в большей мере используются не столько для обоснования подсчетных параметров по пластовым пересечениям, в которых отобран керн, сколько для создания петрофизической базы количественной интерпретации результатов ГИС.

Использование результатов измерений на керне в качестве методической основы для построения алгоритмов комплексной геологической интерпретации результатов ГИС накладывает дополнительные требования к организации метрологического обеспечения всего процесса получения петрофизической информации.

Приведенная на рис.1 информационная модель ГИС иллюстрирует сложность технологического процесса петрофизических исследований (ПФИ) вообще и как объекта метрологического обеспечения (МО) в частности. Объектами

метрологического обеспечения петрофизических исследований являются не только лабораторные средства измерений, но и все элементы технологической цепи преобразования информации в керне.

Соответственно разнородные объекты МО ПФИ можно сформулировать в комплексе задач МО ПФИ:

- метрологическая аттестация методики отбора образцов горных пород и привязки их к разрезу скважины; установление представительности и численности образцов горных пород, степени изменения их свойств в процессе отбора и транспортировки на поверхность, точности и надёжности привязки;

- метрологическая аттестация методики подготовки образцов для ПФИ;

- метрологическое обеспечение средств измерений физических свойств и состава образцов;

- метрологическое обеспечение методики выполнения измерений (МВИ) на образцах керна — стандартизация технических средств измерений, технологии подготовки образцов и проведения измерений, регламентация норм на показатели точности и влияющие факторы;

- метрологическая аттестация методики построения петрофизических зависимостей между исследуемыми параметрами;

- аттестация справочных данных.

Использование результатов ПФИ для определения подсчетных параметров предполагает надежное определение свойств и состава горных пород. Достижение этой цели возможно лишь при условии создания метрологического обеспечения для каждого элемента технологической цепи петрофизических исследований: технических, методических, программных.

Однако, современное состояние парка аппаратуры и оборудования для петрофизических исследований, методической и нормативной базы петрофизических исследований, а также системы метрологического обеспечения петрофизических исследований не всегда позволяют дать исчерпывающую информацию о точности выполненных определений параметров на керне, в связи с чем не всегда можно считать результаты исследований керна пригодными для определения конечных результатов интерпретации.

Сложившееся положение отчасти объясняется тем, что разработка метрологического обеспечения ПФИ традиционно проводилась под конкретные типы аппаратуры, не затрагивая общесистемных вопросов метрологического обеспечения петрофизических исследований.

До настоящего времени значительная часть петрофизических исследований проводится по неаттестованным методикам, нередко на аппаратуре, изготовленной собственными силами разработчиков, т. е. практически на макетных или экспериментальных её образцах.

ВО ВНУТРЕННИХ ТОЧКАХ СРЕДЫ...
МЕТРОЛОГИЯ

Отсутствие системы метрологического обеспечения петрофизических исследований привело к тому, что в отрасли практически отсутствуют исходные образцовые средства измерений и стандартные образцы состава и свойств горных пород, за исключением, быть может, стандартных образцов открытой пористости малоразмерного зерна (цилиндры 30х30 мм), изготовленных в количестве около 300 экземпляров и введенных в производственный оборот в количестве около 70 экземпляров, распространяемых в настоящее время Техническим комитетом по стандартизации ТК 140.

Было бы неверно утверждать, что в отрасли вообще отсутствуют элементы метрологического обеспечения ПФИ. Некоторое, к сожалению, весьма незначительное, практическое развитие работы по созданию образцовых средств измерений для метрологического обеспечения петрофизических исследований получили в 1985-93 гг. и

такие стандартные образцы или образцовые средства измерений при междолабораторном контроле и арбитражных измерениях.

В настоящее время на разработанных и действующих в настоящее время на отечественных элементах метрологического обеспечения петрофизических исследований (средств, образцов и преимущественно образцовых фильтративных смесей) свойств пород коллекторов.

Технические средства метрологического обеспечения петрофизических исследований.

При определении открытой пористости используется образцовая поверочная установка гидростатического взвешивания ОПУ ГСВ (разработка ВНИИНИ и ВНИИИК). Назначение установки - проведение аттестации стандартных образцов открытой пористости (СО ОП), а также арбитражных измерений на образцах зерна. Диапазон измерений коэффициента открытой

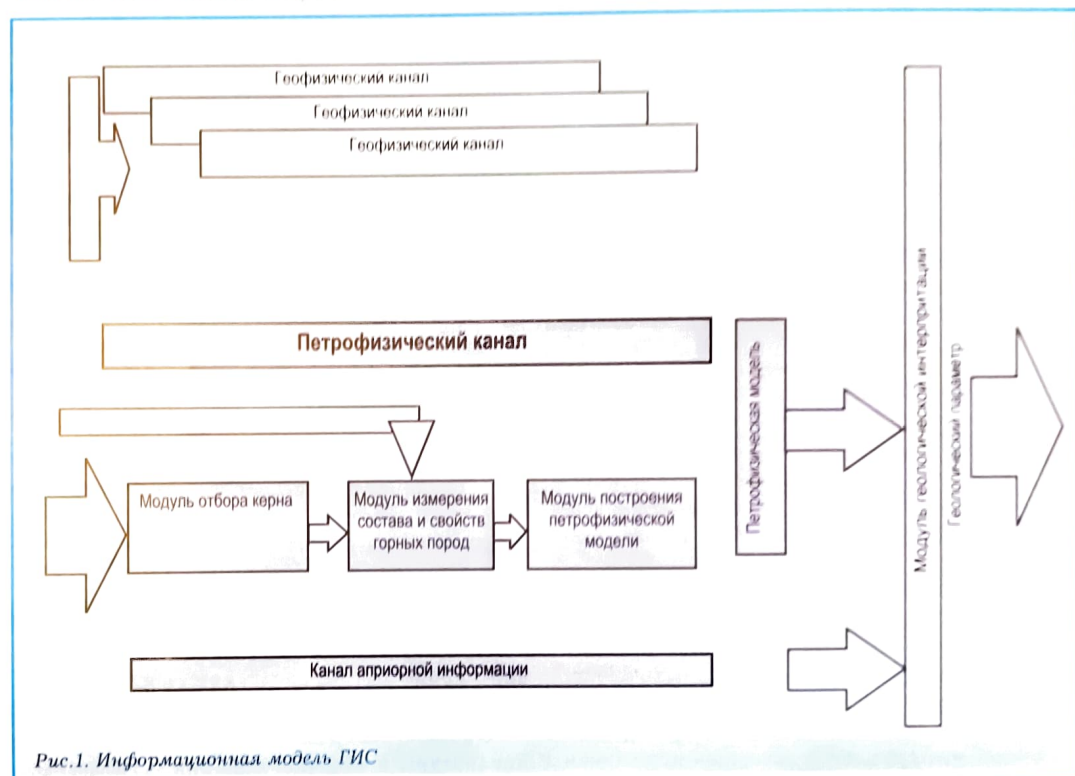


Рис.1. Информационная модель ГИС

целенаправленно проводились лишь во ВНИИГИК, ВНИИГИС, ВНИИГеосистем, ВНИИНИ и бывшей ВНИИНефтепромгеофизике.

Работы были направлены, в основном, на создание стандартных (СО) образцов и образцовых поверочных (калибровочных) установок. СО представляют собой физические модели сред, как правило, пористых, изготовленные из материалов инертных к воздействию окружающей среды и технических жидкостей, применяемых при петрофизических исследованиях, и позволяют многократно воспроизводить в заданных пределах необходимые физические свойства реальных образцов горных пород в течение межповерочного (межкалибровочного) интервала без изменения своих основных метрологических характеристик. Образцовые поверочные установки представляют из себя высокоточные измерительные установки (чаще всего - комплексы), позволяющие производить с высокой точностью аттеста-

ции стандартных образцов открытой пористости 1-60%. Погрешность автоматического поддержания температуры рабочей жидкости не более 0,02С. Предельно допустимая погрешность определения массы образца при использовании метода точного взвешивания не более 0,35 мг. Установка позволяет аттестовать стандартные образцы открытой пористости с погрешностью, не превышающей $\pm 0,002$ от абсолютного воспроизводимого значения.

Стандартные образцы открытой пористости СО ОП (разработка ВНИИГИК и Украинского научно-исследовательского института огнеупоров - УкрНИИО) предназначены для контроля точности определения и аттестации методик измерения открытой пористости.

Воспроизводимая открытая пористость - в диапазоне 1-35%, погрешность аттестации не более 0,002 от абсолютного воспроизводимого значения. Стандартные образцы изготовлены из глинозема с содержанием корунда (Al₂O₃) не

менее 85%, что обеспечивает их срок службы не менее 15-25 лет.

Для метрологической аттестации стандартных образцов газопроницаемости при осевой фильтрации газа служит образцовая калибровочная установка газопроницаемости ОПУ-ГП (разработка ВНИГНК и ВНИГНИ) с диапазоном измерения абсолютной газопроницаемости 0,1-5000 мД погрешностью определения коэффициента газопроницаемости не более 4% при стационарной фильтрации и не более 2,5% при нестационарной фильтрации. Габаритные размеры исследуемых образцов 30х30 мм, при доработке кернодержателя возможно аттестация СО больших размеров.

Для контроля точности результатов определения абсолютной газопроницаемости керна во ВНИГНК были разработаны, а УкрНИИО изготовлены из формованного спеченного тонкозернистого корунда стандартные образцы газопроницаемости СО-ГП, воспроизводящие коэффициент абсолютной газопроницаемости с погрешностью не более 5%.

Во ВНИИГИС разработаны государственные стандартные образцы газопроницаемости ГСО-ГП, предназначенные для калибровки лабораторных установок абсолютной газопроницаемости. Материал - стеклянные фильтры по ГОСТ 9775-69. В комплект входит 5 образцов. Аттестуемые значения коэффициента газопроницаемости находятся в следующих интервалах: 0,01-2,30 мД; 0,37-7,30 мД; 3,70-73,0 мД; 25,0-500,0 мД и 250-4500 мД. Погрешность аттестации не более 2,5%, габаритные размеры: диаметр 29,5 мм, длина 25-40 мм.

Было изготовлено 2 комплекта и дальнейшие работы были прекращены в связи с отсутствием в то время образцовой поверочной установки.

Для метрологического обеспечения определения акустических параметров служат стандартные образцы скорости распространения продольных упругих волн ОСО-А (разработка ВНИИГИС), изготовленные из органического стекла. Геометрия образца - цилиндр диаметром 30 мм, длина определяется требуемой величиной времени распространения продольных упругих волн. Интервал воспроизводимых значений времени распространения продольных упругих волн 4-20 мкс. В комплект входят 5 образцов со следующими фиксированными значениями длины образца-времени распространения: 10,8 мм - 4 мкс; 25,0 мм - 9 мкс; 40,0 мм - 15 мкс; 47,0 мм - 17 мкс и 55,0 мм - 20 мкс. Погрешность определения времени распространения продольных упругих волн не более 1%.

Было изготовлено всего 5 образцов, образцовая поверочная установка для аттестации ОСО-А отсутствует, что и сдержало развитие этих работ.

Стандартные образцы удельного электрического сопротивления в настоящее время отсутствуют. Рекомендуются растворы соли NaCl в дистиллированной воде. ВНИГНК провел исследовательские работы по созданию стандартных образцов УЭС на базе насыщенных стандартных образцов открытой пористости, исследования подтвердили перспективность этого направления.

Во ВНИГНК также была разработана

образцовая калибровочная установка удельного электрического сопротивления ОКУ-УЭС, предназначенная для контроля точности насыщенных стандартных образцов или образцов керна размером 30х30 мм. Диапазон измерений удельного электрического сопротивления от 0,2 Ом·м до 28320 Ом·м, погрешность аттестации стандартных образцов не более 5%.

Изготовлен опытный экземпляр установки, которая силами НижневартовскНИПИнефть была компьютеризирована и в настоящее время эксплуатируется в лаборатории физики пласта НижневартовскНИПИнефть для высокоточных определений на керне.

Для метрологического обеспечения определений содержания кальцита и доломита (кальциметров) используются государственные стандартные образцы углекислого кальция по ГОСТ 1530-76 и доломита СН № 813-76, относительная погрешность содержания 1%.

Для метрологического обеспечения определения теплопроводности горных пород разработана и изготовлена в одном экземпляре образцовая установка определения теплопроводности образцов горных пород (разработчики МГРИ, ПГО "Недра" и НИОСНПП, г. Ярославль). Диапазон измерений 1-15 Вт/мК, основная относительная погрешность не более 8%, нестабильность мощности излучения источника тепловой энергии не более 1%.

Для перечисленных выше технических средств метрологического обеспечения петрофизических исследований разработана только эксплуатационная документация, содержащая в том числе требования по их метрологическому обеспечению - методики поверки, калибровки, аттестации, и утвержденная на уровне организации-разработчика, т. е. привязки к отраслевой системе обеспечения единства измерений и, тем более, к государственной, у этих технических средств нет.

Нормативно-техническая база метрологического обеспечения петрофизических исследований. Говоря о нормативной базе метрологического обеспечения петрофизических исследований, необходимо отметить, что этот элемент наиболее органично связан с развитием собственно петрофизических исследований. Получение кернового материала носит в основном исследовательский характер, что объясняет многовариантность методических рекомендаций, отсутствие строгих регламентов процесса изучения кернового материала и четких требований к петрофизической аппаратуре, отсутствие научно-обоснованных требований к метрологии, организационной структуре петрофизической службы, уровню автоматизации и компьютеризации, отсутствие обоснованных норм точности определения петрофизических параметров. Отсутствует единый методический подход к исследованию керна: в различных лабораториях различны не только методики определения петрофизических параметров, но и состав (комплекс) определений. Поэтому вопрос стандартизации методик выполнения измерений петрофизических параметров, равно как и нормирование допустимых погрешностей получаемых результатов требует первоочередного решения.

В настоящее время нормативная база

ВО ВНУТРЕННИХ ТОЧКАХ СРЕДЫ... МЕТРОЛОГИЯ

метрологического обеспечения петрофизических исследований представляет из себя документ, регламентирующий отдельные методики выполнения измерений при петрофизических исследованиях. Учитывая, что при полном комплексе петрофизических исследований проводится определение порядка 80 параметров, считать полностью сформированной нормативно-техническую базу нельзя. Кроме того, действующие государственные стандарты вида методик выполнения измерений параметров горных пород по многим позициям не дают однозначных ответов по методикам выполнения работ. Отдельные документы не получили широкого внедрения, так как в соответствии с их требованиями для проведения измерений необходимо приготовить образцы размером 40х40 мм в виде пластин или дисков диаметром 40 мм и толщиной 20 мм, в то время, как признанным стандартом в абсолютном большинстве случаев являются образцы цилиндрической формы 30х30 мм. По целому ряду причин не получили широкого внедрения и отраслевые стандарты.

Совершенно отсутствует система передачи единиц физических величин, определяемых при петрофизических исследованиях, нет ни одной поверочной схемы для какого-либо средства измерений для ПФИ, утвержденных на любом уровне (уровне предприятия, отрасли или государственном).

Большое число петрофизических измерений проводится по частным методикам, утвержденным на уровне предприятий, и не имеющим в принципе статуса нормативных документов. Измерения по этим методикам к тому же проводятся на неаттестованных установках и комплексах.

До настоящего времени не определены четко и не формализованы в виде нормативов требования к точности определения основных петрофизических параметров. Единственным документом в этом смысле является "Временная инструкция по лабораторному контролю анализов проб нефтей, газов, битумов и пород коллекторов, выполняемых в лабораториях Министерства геологии СССР", 1972 г., в которой специалистами ВНИГНИ предпринята попытка регламентировать нормы точности при петрофизических исследованиях.

В петрофизических лабораториях накоплен достаточный опыт по определению основных параметров горных пород с "нужной" точностью. По существующим представлениям ведущих специалистов-петрофизиков точность определения петрофизических параметров при сложившемся уровне развития технического парка и методического обеспечения характеризуется следующими значениями:

Измеряемый параметр	Погрешность измерения
Открытая пористость	0,1-0,5% (абсолютных)
Проницаемость	10-25%
Остаточная нефте- водонасыщенность	5%
Удельное электрическое сопротивление	до 15%
Плотность	0,1-0,5%
Карбонатность	5-10%
Скорость распространения продольной волны	до 2%

Все вышесказанное обуславливает необходимость и актуальность постановки работ по разработке современной концепции метрологического обеспечения петрофизических исследований, созданию технических, нормативных, методических и организационных основ Единой системы метрологического обеспечения петрофизических исследований, в первую очередь, организационной структуры, технических средств МО ПФИ, развитой нормативной базы.

Создаваемая система МО ПФИ должна обеспечивать получение достоверной петрофизической информации в ходе всего технологического процесса, начиная от отбора керна (шлама) в скважине, транспортировки и хранения его до определения конкретных петрофизических параметров, а также должна обеспечить сопоставимость результатов исследований, выполненных в разных лабораториях.

Основной задачей совершенствования технических средств системы представляется, в первую очередь, разработка и широкое внедрение стандартных образцов петрофизических свойств и параметров горных пород, а также высокоточных измерительных установок (комплексов) для их аттестации.

Представляются следующие направления развития системы МО ПФИ в части ее нормативной базы:

- разработка нормативных документов, регламентирующих требования к необходимой точности определения, к аппаратуре и к методике определения непосредственно каждого (либо группы) петрофизического параметра;

- разработка поверочных схем передачи размеров единиц, позволяющих обеспечить требуемую точность, воспроизводимость и достоверность каждого конкретного петрофизического параметра, а также разработка методик аттестации методик выполнения измерений при петрофизических исследованиях;

- разработка требований к содержанию информационного петрофизического обеспечения для функций государственного контроля за рациональным недропользованием;

- разработка (пересмотр действующего) методического руководства на производство петрофизических исследований;

- разработка нормативного документа на аккредитацию петрофизических лабораторий;

- разработка нормативных документов на планирование отбора и исследований керна, боковых образцов и шлама, на полевую документацию керна;

- разработка нормативного документа на методы обработки и представления результатов петрофизических исследований; на термины, единицы измеряемых величин, обозначения, форматы представления данных и мнемоники (машинное представление) при петрофизических исследованиях;

- разработка типовых положений о петрофизической лаборатории и системе метрологического контроля петрофизических определений.

Представленный перечень документов не претендует на полноту, он лишь обозначает направления первоочередных работ.

Геофизическая информация как источник увеличения добычи нефти на разрабатываемых месторождениях

Добрынин В.М., Городнов А.В., Пименов Ю.Г., Рыжков В.И., Черноглазов В.Н.
РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, г. Москва

Предлагаемая технология базируется на современных возможностях комплексирования поверхностных и скважинных геофизических исследований. Данные ГИС в комплексе с волновым акустическим каротажем используются при определении текущих значений нефтенасыщенности и проницаемости продуктивных пластов и обсаженных эксплуатационных скважинах, опресненных закачиваемыми водами, а также при оценке фактической гидродинамической связи между пластом и скважиной в интервалах перфорации. Современные методы обработки и интерпретации данных сейсморазведки служат для изучения распределения параметров коллекторов по площади.

Объект исследований – месторождения нефти и газа в сложно построенных коллекторах, определяющих неравномерную (неочевидную) фильтрацию флюидов в процессе разработки.

Решаемые задачи – определение площади неоднородности продуктивного пласта, характер выработки запасов по зонам неоднородности на основе изучения его свойств геофизическими методами, рекомендации по интенсификации добычи.

Результаты исследований:

1. Карта прогноза высокопродуктивных пластов.

2. Карта зон распределения остаточных извлекаемых запасов.

3. Рекомендации по повышению эффективности эксплуатации месторождения.

Обоснование технологии

Опыт исследования природных резервуаров и В.В. показав, что при разработке на поверхность извлекается только часть геологических запасов. Эта часть оценивается коэффициентом извлечения нефти – сокращенно КИН. Величина КИН зависит от множества природных факторов. Основными из этих факторов, помимо способа разработки и вязкости нефти, являются микро- и макроеднородность пласта-коллектора нефти, по которому нефть поступает в скважину.

МИКРОЕДНОРОДНОСТЬ определяется распределением фильтрующих пор пласта по диаметрам, наличием тупиковых пор, глинистых включений, уровнем фобизации коллектора, наличием вторичной пористости и т.п. Она «ответственна» за величину «остаточной нефтенасыщенности», $K_{\text{ост}}$, и производный от нее коэффициент вытеснения, $\eta_{\text{выт}}$. Определяют $K_{\text{ост}}$ путем моделирования в лаборатории процесса вытеснения нефти из кернов пород в условиях, приближенных к природным. Текущую нефтенасыщенность коллектора определяют по данным ГИС.

МАКРОЕДНОРОДНОСТЬ коллектора, это природная неоднородность продуктивного пласта, существенно большего размера. Наличие в нем глинистых пропластков, линзовидное строение пласта, изменчивость по проницаемости или присутствие тектонических нарушений могут изменить сплошность (однородность) пласта-коллектора по простиранию, что и создает условия для образования гидравлически изолированных зон, из которых нефть не может свободно фильтроваться

к скважинам и т.п. Эти неоднородности определяют охват всего объема пласта заводнением (коэффициент охвата, $\eta_{\text{охв}}$).

Нефтеотдача залежей с водонапорным режимом оценивается коэффициентом извлечения нефти, $\eta_{\text{вл}}$, который определяется произведением коэффициентов вытеснения и охвата.

$$\eta_{\text{вл}} = \eta_{\text{выт}} \cdot \eta_{\text{охв}} \quad (1)$$

По имеющимся данным для российских месторождений, в зависимости от геологических условий, коэффициент $\eta_{\text{вл}}$ изменяется в очень широком диапазоне от 10% до 80%, в среднем, 43%.

Таким образом, если принять среднее значение $\eta_{\text{вл}} = 43\%$, то 57% геологических запасов месторождения будет занимать невытесненная нефть. Из этого объема нужно также вычесть величину остаточной нефтенасыщенности, $K_{\text{ост}}$, которая образовалась за счет микроеднородности, порового пространства коллектора. Для коллекторов-песчаников она часто составляет около 25%.

Тогда объем нефти, которую еще можно добыть, в среднем равен: $57\% - 25\% = 32\%$ от геологических запасов.

Извлекаемая нефть осталась в пласте, в основном, в зонах его литологической макроеднородности. Современные методы геофизики (ГИС и сейсморазведка) и методики интерпретации позволяют определить местоположение макроеднородных зон продуктивного пласта и оценить дополнительный объем извлекаемой нефти из этих невыработанных участков продуктивного пласта.

Данные ГИС обсаженного ствола

Технология комплексной интерпретации данных ВАК и стандартного комплекса ГИС.

Технология базируется на петрофизической модели объемных деформаций дифференциально упругих пористых насыщенных тел, полученной на основе модифицированной теории Блю-Гассмана. Современный аппаратно-методический уровень волнового акустического каротажа (ВАК) позволяет за один спуско-подъем прибора получить комплексную информацию о состоянии пласта и скважины:

- коэффициент текущей нефтенасыщенности пород, положение контактов ВНК и ГЖК;
- пористость пород – общая, динамическая, трещинная, кавернозная;
- проницаемость пород;
- упругие свойства пород (динамические и статические) – сжимаемость, модуль Юнга, коэффициент Пуассона;
- наличие или отсутствие зазоров между колонной и цементным камнем, их размер и протяженность;
- качество гидродинамической сообщаемости скважины с продуктивным пластом в интервале перфорации. Пример определения текущей нефтенасыщенности продуктивного заводняемого пласта методом ВАК в обсаженной скважине представлен на рис.1. Благодаря высокой разрешающей способности метода выявлена высокая неоднородность текущей нефтенасыщен-

ВО ВНУТРЕННИХ ТОЧКАХ СРЕДЫ...

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

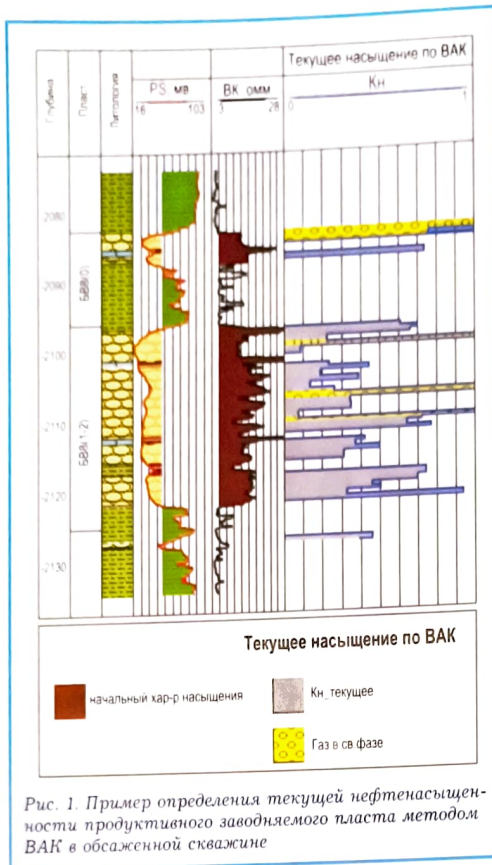


Рис. 1. Пример определения текущей нефтенасыщенности продуктивного заводняемого пласта методом ВАК в обсаженной скважине

ности пропластков внутри продуктивного пласта, свидетельствующая о неравномерности вытеснения нефти. Также выделяются газонасыщенные пропластки, в поровом пространстве которых образовался техногенный газ при снижении

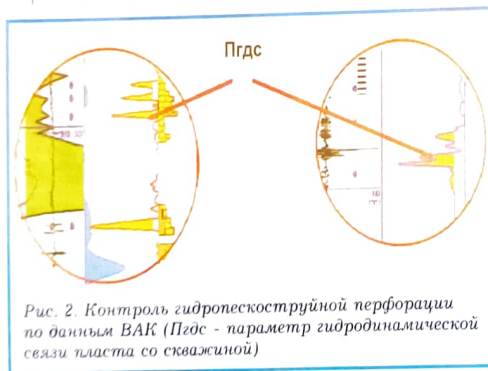


Рис. 2. Контроль гидроразрывной перфорации по данным ВАК (Пгдс - параметр гидродинамической связи пласта со скважиной)

давления ниже давления насыщения.

Данная технология активно применяется для информационного сопровождения работ по интенсификации добычи УВ в различных сервисных компаниях. Она позволяет повысить

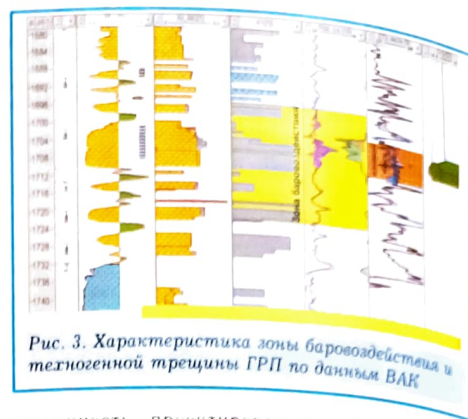


Рис. 3. Характеристика зоны бароводедействия и техногенной трещины ГРП по данным ВАК

надежность проектирования работ по воздействию на пласт с целью интенсификации добычи и осуществлять контроль за результатами воздействия на геологический объект в прискажинной зоне пласта. Последнее наглядно демонстрируется на рис. 2 и 3.

Для характеристики текущего состояния выработки объекта предполагается использование наблюдений методом ВАК в эксплуатационных скважинах с целью контроля изменения нефтенасыщенности и оценки фильтрационных свойств по толщине и пространству продуктивных пластов.

Данные сейсморазведки

Решение сейсморазведкой задач по изучению структурных особенностей строения уже недостаточно на современном этапе. Прогноз вещественного состава и геологических свойств - давно заявленные, но так и не убедившие до конца геологов-нефтяников, возможности сейсморазведки. В этом направлении наиболее распространен атрибутный анализ, построенный на поиске эмпирических зависимостей между сейсмическими параметрами и физическими свойствами горных пород. Наш подход не отвергает традиционные методы, но мы против формального их применения, которое может привести к ошибочным результатам, не имеющим геологического смысла.

В дополнение к атрибутному анализу мы предлагаем сочетание трех независимых сейсмических технологий, каждая из которых основана на изучении разных характеристик сейсмической записи:

- технология оптимизационной сейсмической инверсии (автор И.К. Кондратьев, ГЕОНЕФТЕГАЗ);

- технология прогнозирования зон развития коллекторов по данным сейсморазведки 3D и сейсмогеоакустического моделирования (авторы А.Б. Кривичкий и др., ВНИГНИ);

- технология прогноза насыщения УВ на основе изучения поглощения сейсмических волн (авторы

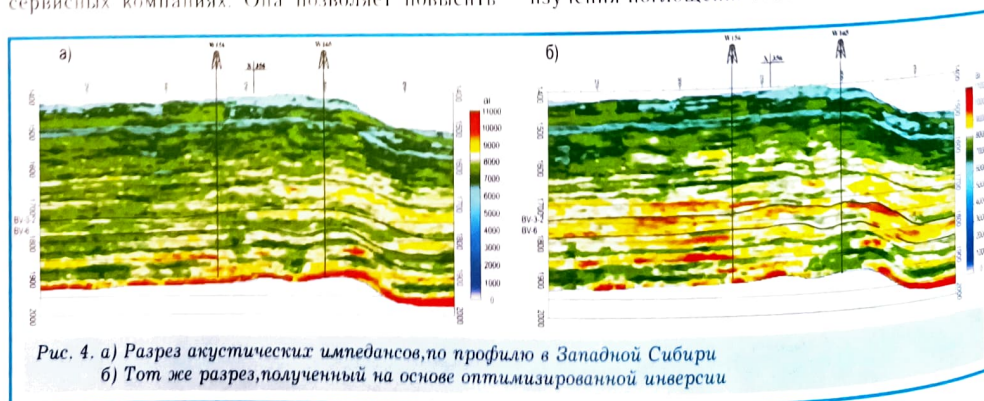


Рис. 4. а) Разрез акустических импедансов, по профилю в Западной Сибири
б) Тот же разрез, полученный на основе оптимизированной инверсии

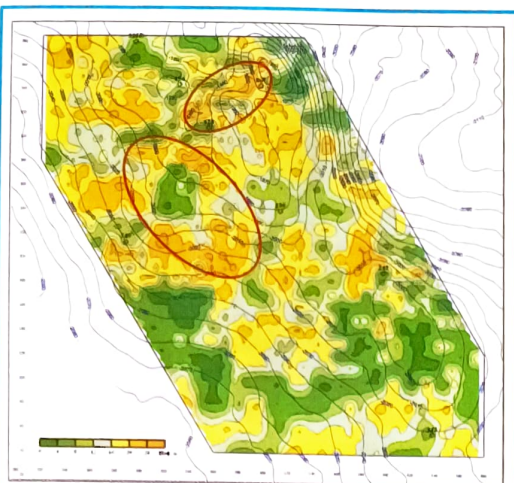


Рис. 5. Карта эффективных толщин по пласту BB3, полученная на основе оптимизационной инверсии сейсмического куба. Эталонное месторождение Западной Сибири

М.Б. Рапопорт, В.Н. Рыжков, РГУ нефти и газа).
Технология оптимизационной сейсмической инверсии (Рис.4, 5)

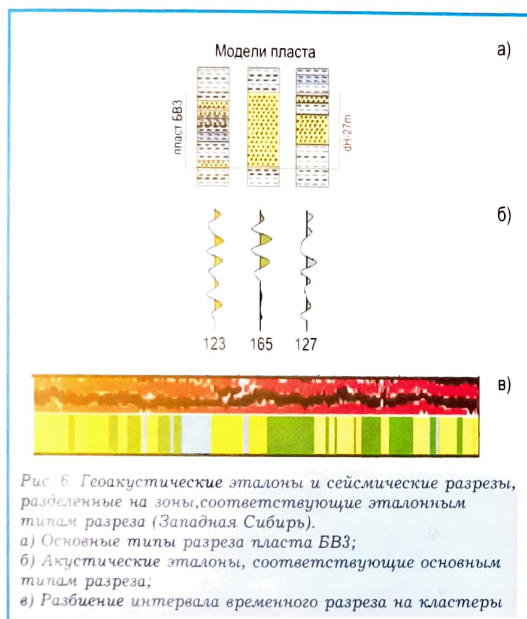


Рис. 6. Геоакустические эталоны и сейсмические разрезы, разделенные на зоны, соответствующие эталонным типам разреза (Западная Сибирь).
а) Основные типы разреза пласта BB3;
б) Акустические эталоны, соответствующие основным типам разреза;
в) Разбиение интервала временного разреза на кластеры

Основу технологии составляет прогнозирование детальной акустической модели среды по

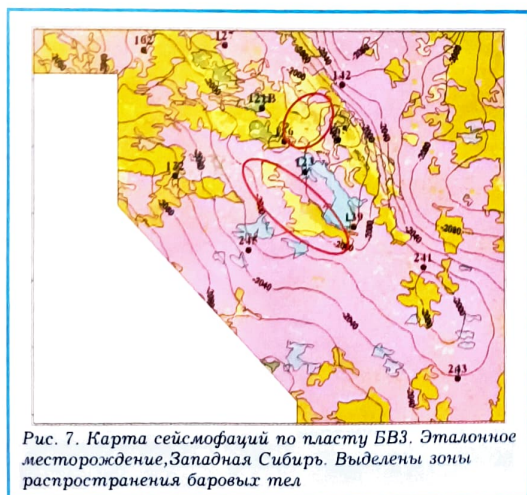


Рис. 7. Карта сейсмифаций по пласту BB3. Эталонное месторождение, Западная Сибирь. Выделены зоны распространения баровых тел

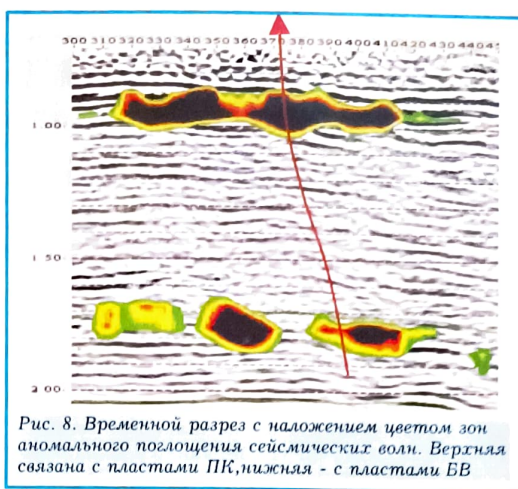


Рис. 8. Временной разрез с наложением цветом зон аномального поглощения сейсмических волн. Верхняя связана с пластами ПК, нижняя - с пластами BB

форме отраженных волн, являющейся наиболее полным обобщением так называемых параметров отражений (амплитуда, преобладающая частота, соотношение экстремумов и т.п.). Благодаря использованию полной информации о сейсмическом волновом поле, способами динамической интерпретации удается достичь наибольшей детальности и точности в описании акустической модели среды.

Решаемые задачи:

- детальное расчленение разреза по акустическим жесткостям;
- построение карт эффективных толщин коллектора и эффективной пористости;
- обнаружение рифов.

Технология сейсмофациального анализа (Рис.6, 7).

Суть технологии состоит в разбиении сейсмических профилей в заданном временном интервале на некоторое количество зон (кластеров), которые содержат морфологически подобные между собой трассы. Оптимальное количество кластеров определяется структурой волнового поля и связано с априорной геологической информацией. Для исследуемой площади создается возможный набор типовых геологических разрезов, акустические свойства которых определяются в результате корреляции с бли-

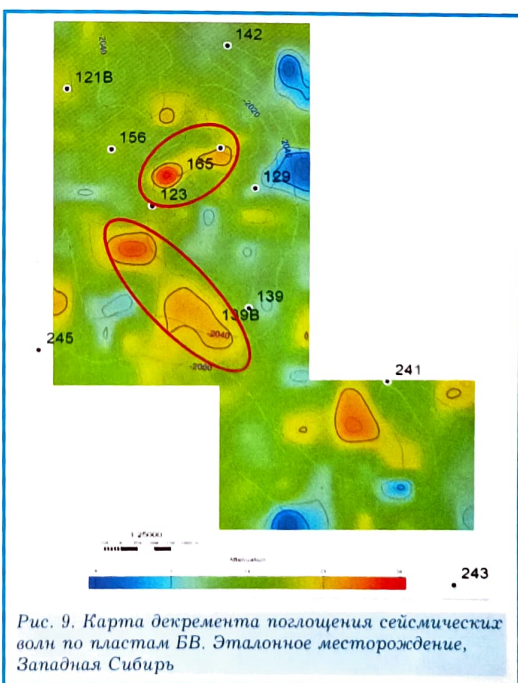


Рис. 9. Карта декремента поглощения сейсмических волн по пласту BB. Эталонное месторождение, Западная Сибирь



жайшими геоакустическими моделями. Число моделей и число кластеров при этом должно совпадать. Затем на трансформированном прецизионном разрезе выделяются участки, обозначающие определенным цветом. Каждому цветовому участку профиля соответствует свой прогнозный тип разреза. Результат прогноза представляется в виде схемы расположения зон, соответствующих разным типам строения разреза в интерпретации целевого объекта.

Решаемые задачи:

- Построение карт зонального строения целевого объекта;
- Контуры наиболее перспективных участков;
- Технолоия прогноза насыщения УВ на основе изучения поглощения сейсмических волн (Рис.8.9)
- Выявление сейсмической неупругости залежей нефти и газа установлено нами экспериментально прямыми измерениями по данным ВСП, более чем в 30 продуктивных и «пустых» скважинах, пробуренных в различных геологических условиях. Эффект заключается в аномальном увеличении в залежах (независимо от типа коллектора) частотно-зависимого поглощения и дисперсии фазовой скорости сейсмических волн, что позволяет использовать эти атрибуты в качестве индикаторов углеводородов. Сравнение данных ВСП и сейсмозаписки показало, что этот эффект может быть экспериментально измерен по данным 2D и 3D. Тесная связь параметров неупругости с залежами УВ является основным результатом наших исследований (Рапопорт, Рыжков, 1993-2000). Современная модификация технологии ПДС (Поглощение и Дисперсия Скорости) использована в различных районах России, Вьетнама, Китая, Колумбии, Индии.

Решаемые задачи:

- оценка контуров нефтегазоносности по сейсмическим данным при наличии эталонных скважин;
- определение мест, наиболее перспективных

для бурения в слабоизученных районах

На основе анализа сейсмического поля 3D с использованием технологий сейсмического анализа, оптимизационной сейсмической волновой инверсии и метода определения поглощения сейсмических волн, выполняющего прогнозирование геологического разреза по плану БВЗ на эталонном месторождении Западной Сибири. Выявление зон распределения коллекторов, повышение эффективности поиска и пористости. На основе повышения поглощения сейсмических волн выявлены области насыщения углеводородами. Предложены оптимальные места заложения дополнительных эксплуатационных скважин для выявления нефти на участках с низким коэффициентом охвата разработки.

Заключение

1. Промышленные опробование научных разработок в области волнового акустического картожажа (ВАК) позволяет сегодня, в комплексе с другими методами ГИС, контролировать подоточку вытеснения нефти из пласта в обсаженных скважинах.

2. Современные методы интерпретации сейсмозаписки 3D уже сегодня на этапе построения геологической модели месторождения позволяют оценить изменение свойств продуктивных пластов по их распространению, т.е. оценить возможный охват пласта заводнением по площади.

3. Комплексирование современных технологий сейсмозаписки и ГИС дает возможность более надежно оценить «текущий» и «конечный» коэффициенты извлечения нефти на разных стадиях разработки месторождения, а также обосновать применение различных методов повышения нефтеотдачи (поверхностно-активные вещества, мицеллярные растворы, гидродразва пласта и т.п.) для наиболее полного извлечения остаточных запасов углеводородов.



World Leader in Magnetotellurics PHOENIX GEOPHYSICS



- Многофункциональная и специализированная электроразведочная аппаратура для всех наземных ЕМ методов. Высокооточная GPS синхронизация всех приборов.
- Датчики, приёмники, генераторы, мониторинговые системы, вспомогательное оборудование.
- Полный комплект аппаратуры-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



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



В настоящее время в мире существует несколько десятков компаний, занимающихся геофизическими исследованиями. Однако только одна из них является лидером в области магнитоотеллюрических исследований. Это компания PHOENIX GEOPHYSICS, основанная в 1980 году в Канаде. Компания имеет более 20 лет опыта в области геофизических исследований и является одним из ведущих производителей геофизического оборудования в мире. Компания имеет собственную лабораторию для разработки и производства геофизического оборудования. Компания имеет собственную базу данных для хранения и обработки геофизических данных. Компания имеет собственную систему для мониторинга геофизических данных. Компания имеет собственную систему для управления геофизическими исследованиями. Компания имеет собственную систему для анализа геофизических данных. Компания имеет собственную систему для интерпретации геофизических данных. Компания имеет собственную систему для визуализации геофизических данных. Компания имеет собственную систему для хранения и обработки геофизических данных. Компания имеет собственную систему для мониторинга геофизических данных. Компания имеет собственную систему для управления геофизическими исследованиями. Компания имеет собственную систему для анализа геофизических данных. Компания имеет собственную систему для интерпретации геофизических данных. Компания имеет собственную систему для визуализации геофизических данных.



World Leader in Magnetotellurics PHOENIX GEOPHYSICS

- Многофункциональная и специализированная электрорадиотехническая аппаратура для всех наземных EM методов. Владельческая GPS синхронизация всех приборов.
- Датчики, приёмники, генераторы, мониторинговые системы, вспомогательное оборудование.
- Полный комплект аппаратурно-технических средств и программного обеспечения для выполнения полных 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.



Системы в полном комплекте для поисков, разведки, мониторинга и научных исследований

РАЗВИТИЕ ТЕХНИКИ И МЕТОДИКИ ВСП НА ОСНОВЕ РАЗРАБОТКИ СКВАЖИННЫХ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ РЕГИСТРАЦИИ С РАСПРЕДЕЛЕННЫХ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАТЧИКОВ

Ишуев Т.Н., ООО «Геосейс», Доронкин А.К., ООО «ТНГ – Групп», г.Бугульма, Сагдеев Р.К., КГТУ, г.Казань

Основными конструктивными особенностями скважинной аппаратуры, существенно влияющими на качество геофизического материала, являются: многоканальность, способ передачи информации и система прижима снарядов к стенке скважины. Опыт, накопленный нами при разработке скважинной аппаратуры ВСП и проведении полевых наблюдений, позволяет охарактеризовать эти особенности следующим образом.

1. Многоканальность аппаратуры и достаточное количество одновременно исследуемых точек исследуемой скважины позволяют при одном возбуждении изучить одновременно несколько физических точек скважины (это важно для обеспечения постоянства условий возбуждения), сократить объем буровзрывных работ и время, необходимое для отработки вертикального профиля.

2. Особенности конструкции прижимного устройства (управляемые или неуправляемые рычажные, рессорные, эксцентриковые и т.д.) определяют технологичность скважинной аппаратуры, а именно: возможность работы в широком диапазоне изменения диаметра скважины; возможность проведения измерений при движении снизу вверх и наоборот. Усилие прижима должно превышать вес снаряда в несколько раз и это соотношение определяет неискаженную регистрацию сигналов.

3. Из способов передачи сигналов от сейсмоприемников по коротажному кабелю длительное время преобладала прямая передача сигналов по отдельным проводам или комбинации проводов (фантомные схемы). В таких системах практиковалось и предварительное усиление слабых сигналов. Разработаны и выпускались на этой основе зонды ВСП-1, АСПУ-3-48, АСПУ-6-48 и др. Многоканальность в этих зондах обеспечивалась за счет применения многожильного кабеля и достигала 36 каналов при 7- жильном кабеле. Основные недостатки этого способа – низкая помехоустойчивость к промышленным помехам, высокий уровень взаимных влияний между каналами.

Более высокими характеристиками обладали системы передачи с преобразованием спектра передаваемых сигналов. Разработаны и опробованы различные системы электронного уплотнения каналов. Наибольшее распространение получили: АМ-ЧРК – амплитудная модуляция с частотным разделением каналов; ВИМ-ВРК – временная модуляция с временным разделением каналов. Такие системы позволяют передать по одной или трем жилам коротажного кабеля информацию от многих сейсмоприемников при высокой помехоустойчивости системы к различного рода помехам. Например, по трехжильному кабелю можно передать сигналы с максимальной частотой спектра до 125 Гц от 24 сейсмоприемников.

Однако многократные преобразования аналогового сигнала при передаче через коротажный кабель, при записи переданного сигнала на различные запоминающие устройства приводили к большим искажениям, т.е. не до конца использовались преимущества телеметрических систем.

Появление компьютерных технологий позволило принципиально изменить качество передачи и регистрации данных сейсмической томографии. Внедрение цифровых телеметрических систем позволяет устранить все основные недостатки перечисленных выше систем. Все известные устройства используют один известный принцип передачи сигналов: датчик – усилитель – АЦП – модем передачи на поверхность – компьютер.

Дальнейшее повышение эффективности исследований достигается за счет многокомпонентной регистрации сейсмического волнового поля. Это дает возможность получать данные об анизотропии упругих параметров трещиноватых сред, определить их количественные характеристики (направление и высота развития), для чего анализируют параметры поляризации сейсмических (эллиптичность траектории смещения физической точки, угол наклона и азимут подхода сейсмических волн и др.). Из этого вытекает необходимость применения (а значит разработка и изготовление) соответствующей многокомпонентной скважинной аппаратуры с высокими сейсмоакустическими и методологическими характеристиками.

В данной работе рассматривается результаты создания скважинной, сейсморегистрирующей аппаратуры с многокомпонентной регистрацией сейсмических сигналов автоматизированной телеметрической системой измерения и сбора информации с распределенных сейсмических датчиков. Приводятся также примеры применения разработанной аппаратуры для решения конкретных задач, изучения характеристик геологического разреза и задачи изучения особенностей строения околоскважинного пространства.

Целью работ является, создание многоканальной, многокомпонентной аппаратуры регистрации параметров сейсмического волнового поля в скважинах с распределенными датчиками, опробование методики применения аппаратуры для повышения эффективности и достоверности изучения геологического строения разреза современными методами многоволновой сейсморазведки (ПМ ВСП, 3D + ПМ ВСП, AVO и др.).

Разработанный параметрический ряд скважинной сейсмокаротажной аппаратуры позволяет проводить исследования почти всеми известными методами скважинной сейсморазведки на нефть и газ. Получаемые данные, представляют ценность для сейсморазведки на

ВО ВНУТРЕННИХ ТОЧКАХ СРЕДЫ...
ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ

этапах разведки и доразведки месторождений, а также могут иметь самостоятельное значение при разработке и эксплуатации залежей углеводородов.

Модификации аппаратуры (Табл. 1) позволяют проводить исследования скважин различных конструкций и глубин, обсаженные и не обсаженные скважины с диаметром ствола от 75 до 320 мм, с температурой на забое до 120 °С, при гидростатическом давлении до 120 МПа, длиной каротажного кабеля до 7500 м, со скоростью передачи информации до 500 Кбит/с.

Модификации аппаратуры внутри каждой модели имеют взаимозаменяемые скважинные приборы, снабженные жесткими электромеханическими управляемыми прижимными устройствами. Это и специально разработанная

блока управления (контроллера), бортовой ЭВМ, малогабаритного струйного принтера.

Аппаратура обеспечивает интерактивный режим работы, т.е. программирование режимов работы зонда, сбор и передачу информации по геофизическому каротажному кабелю, управление работой источников возбуждения различных типов.

Оценка схемотехнических решений, структуры программного обеспечения, а также методической поддержки аппаратуры позволяют отметить следующие достоинства представленного ряда АМК для ВСП.

1. Достигнута высокая чувствительность (шумы, приведенные к входу не более 0,06 – 0,08 мкВ), высокое соотношение сигнал/шум, высокий динамический диапазон.

Таблица 1. Технические характеристики модификаций аппаратуры ВСП

Тип	СКЦ2- 823	АМК-СК6-623
Изготовитель	АО «ТНГФ» РФ	АО «ТНГФ» РФ
Число модулей в зонде	4	До 32
Принцип передачи сигналов по кабелю	NRZ Реальное время	Манчестер II ОЗУ
Время квантования, мс	¼; ½; 1; 2	¼; ½; 1; 2
Динамический диапазон, дБ	120	120
Конфигурация геофонов в приёмнике	X; Y; Z + гидрофон *	X; Y; Z
Уровень шумов, мкВ, не более	0,1	0,1
Число разрядов АЦП	16	24
Число жил кабеля	3	3
Тип прижимного устройства	Управляемый электро-механический	Управляемый электро-механический
Соотношение силы прижима к весу	>10:1, для скв. D=120	>10:1, для скв. D=120
Максимальное рабочее давление, МПа	120	80
Максимальная рабочая температура, °С	120 (170 °С в течение 6 часов)	120
Длина прибора, мм	950	1100
Диаметр прибора, мм	76	60
Вес прибора, кг	11	9
Скорость передачи, Кбит/с	250	500

конструкция корпусов существенно уменьшила резонансы в сейсмоакустическом контакте со стенкой скважины.

Использование цифровых телеметрических систем для передачи сейсмического сигнала по кабелю обеспечивает помехоустойчивость аппаратуры к низкочастотным промышленным помехам. Высокая чувствительность позволяет применять, как взрывные, так и невзрывные сейсмические источники.

Аппаратурный комплекс включает в себя любой из перечисленных выше скважинных приборов в конфигурации необходимой для решаемой задачи и состоит из скважинного зонда с количеством приборов до 32 шт. (рис.1) и комплекта наземной аппаратуры, состоящей из

2. Разработанная и изготавливаемая аппаратура по принципу передачи информации по каротажному кабелю делится на два вида:

- с передачей информации в реальном времени в формате NRZ;

- с передачей информации с использованием буферной памяти в формате «Манчестер II».

Первый вид сейсмической аппаратуры решает все задачи исследований скважин, прост в эксплуатации и, кроме того, может решать задачи мониторинга характеристик геологического разреза в реальном времени. В настоящее время такая отечественная аппаратура не выпускается.

Второй вид аппаратуры позволяет создать измерительные схемы с количеством приборов до

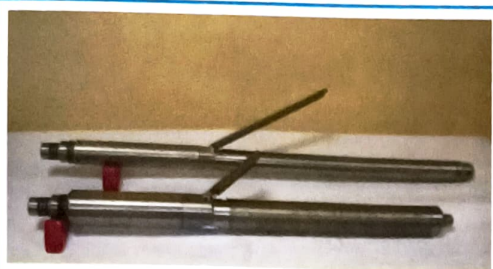


Рис.1. Скважинные зонды СКЦ2-823 и СК6-623

32, увеличить число одновременно исследуемых скважин, т.е., создать технологии 3D + ВСП (НМ ВСП).

3 В АМК реализованы функции тестирования аппаратуры (определение основных характеристик всего тракта, включая геофон; проверка ОЗУ и телеметрии скважинной части и наземного модуля; оценка уровня шумов; калибровка измерительных каналов). Результаты в табличном виде документируются.

4 Возможность применения датчиков различных типов (гидрофоны, геофоны) позволяет изучить не только сейсмические, но гидродинамические параметры среды.

К настоящему времени разработанная аппаратура (телеметрические системы сбора сейсмических данных с распределенных датчиков-геофонов или гидрофонов) широко применяется для решения целого ряда традиционных задач ВСП, таких как изучение скоростных, отражательных и поглощающих свойств вскрытой скважины геологического разреза, стратиграфическая привязка отраженных волн. В

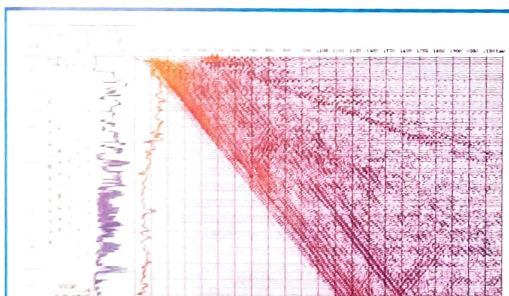


Рис.2. Сейсмограмма ВСП. СКВ. U-1 Жаик

модификации НВСП изучаются структурные планы продуктивных отложений. Ниже приведены несколько наиболее характерных результатов, которые охватывают методики ВСП-ПМ с использованием взрывных и невзрывных источников, комбинированной регистрацией данных о давлении и скорости смещения. Результаты приурочены к сейсмо-геологическим условиям различных регионов РФ и ближнего зарубежья.

Основное внимание уделим возможности изучения физических характеристик среды. Скважинные зонды СКЦ2-823 и СК6-623 с телеметрическими системами регистрации с распределенных сейсмических датчиков использовались в скважинах с различными геологическими условиями.

В 2004 г. от компании ТОО «Урал Ойл энд Газ» (Казахстан) поступило предложение провести исследования ВСП, НВСП и ПГР в скв. U-1 Жаик. Сложность выполнения исследований заключалась в том, что в приборной зоне скважины глубиной 5400 м был вскрыт газонасыщенный пласт создающий давление 100 МПа, который пытались задавить раствором плотность 2 г/см³. Температура на забое составляла 110 °С. Решался вопрос: продолжать или нет бурение скважины вскрывшей кровлю верейских отложений. Необходимо было сделать прогноз геологического разреза глубже забоя скважины с целью определения мощности верейского горизонта, представленного глинами и являющегося покровной трещиноватых коллекторов башкирского яруса. Скважинная аппаратура, впервые опробованная в таких условиях, с честью выдержала испытание. Конструктивные особенности зондов позволили выполнить исследования ВСП, НВСП и ПГР из 8 пунктов возбуждения сейсмических волн. В качестве источников сейсмических волн применялись вибрационные установки AMG P28M28 (ВСП и НВСП) и взрывы (ПГР). Был получен материал хорошего качества, позволивший решить поставленные геологические задачи (рис. 2).

Одним из важных параметров карбонатных пород является трещиноватость. Особый интерес изучения трещиноватости имеет при подготовке залежей к эксплуатации и их разработке. Важным моментом является выявление на площади участков с различной степенью проницаемости продуктивных пластов и определению азимутальной направленности проницаемости, что будет способствовать созданию таких систем разработки, которые в наибольшей степени соответствуют геологическому строению площадей. Изучение трещиноватости позволит выявить в частности, зоны высокого начального дебита, а изучение трещиноватости при заводнении пластов может совершенствовать контроль за разработкой.

Исследования, направленные на изучение параметров трещиноватости карбонатных отложений выполнены в пределах Республики Татарстан, Красноярского края, Оренбургской области и Республики Казахстан, т.е. районах имеющих различные сейсмогеологические условия. Начиная с 1989 г., исследовано порядка 120 скважин. Результаты исследований применяются при корректировке точек заложения нагнетательных и добывающих скважин, а также при проектировании горизонтальных или наклонно-направленных скважин.

Для изучения параметров трещиноватости в ООО «ТНГ-Групп» применяются два способа:

- оценка параметров азимутальной сейсмической анизотропии с использованием монотипных поперечных (S) или обменных (PS) волн;
- определение направления максимальной подвижности флюида в коллекторах (способ возбужденной гидроволны), этот способ позволяет выявить проницаемость, обусловленную вертикальной трещиноватостью, и ее параметры непосредственно в продуктивных пластах.

Для проведения подобных исследований применяется скважинная аппаратура СКЦ2-823.

ВО ВНУТРЕННИХ ТОЧКАХ СРЕДЫ... ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ

имеющая систему регистрации X, Y, Z + гидрофон.

При проведении скважинных сейсмических исследований на Куёмбинской площади Красноярского края, принадлежащей ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз», оценка параметров трещиноватости отложений рифейского возраста

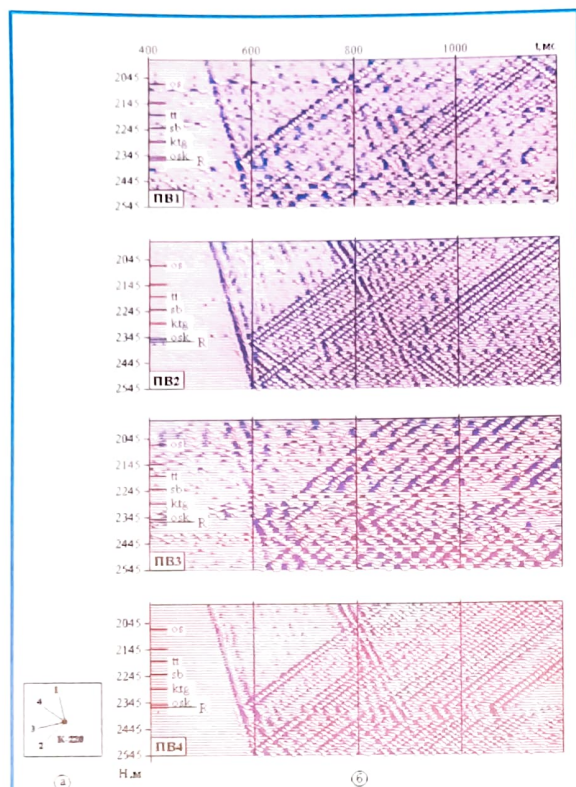


Рис.3. Схема наблюдений (а) и фрагменты записей гидрофона с разных ПВ (б). Сква. К-220, Куёмбинская площадь

является одной из первостепенных задач. При этом проведение исследований способом возбуждённой гидроволны входит в обязательный перечень методов изучения околоскважинного пространства. В скв. К-220 Куёмбинской площади скважинные сейсмические исследования выполнялись с целью определения скоростной характеристики вскрытого скважиной



Рис.4. Выделение проходящих обменных PS-волн на сейсмограммах НВСП. Сква.К-220,Куёмбинская площадь

геологического разреза, выполнения стратиграфической привязки отражённых волн, изучения структурных особенностей поверхности продуктивных отложений и оценки параметров трещиноватости отложений рифейского возраста. По



Рис.5. Оценка трещиноватости пород в рифейских отложениях различными способами. Сква. К-220, Куёмбинская площадь

материалам, полученным в результате исследований СВГ (рис. 3), была построена вектор-диаграмма отношения амплитуд гидроволны и прямой волны и определено направление максимальной подвижности пластового флюида. Материалы НВСП использовались, как для оценки структурных особенностей поверхности продуктивных отложений, так и для определения параметров трещиноватости по обменным PS-волнам (рис. 4). Комплексное использование

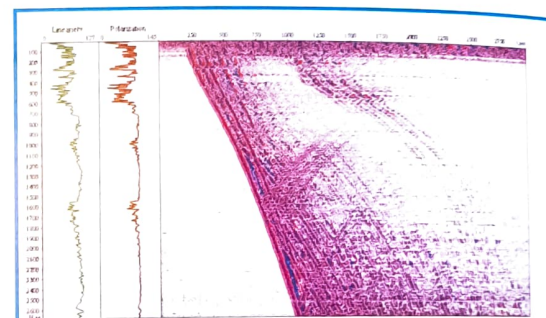


Рис.6. Определение параметров поляризации прямой продольной волны

данных, полученных способом возбуждённой гидроволны и по обменным PS-волнам, было определено направление распространения вертикальной трещиноватости рифейских отложений (рис. 5).

Поляризация колебаний является одним из наиболее чувствительных пространственно-временных параметров волнового поля. В реальных геологических средах частицы, охваченные волновым процессом, описывают сложные траектории, зависящие от типа волн, особенностей геологического строения и т.д. Применяемая при проведении скважинных сейсмических исследований аппаратура позволяет проводить наблюдения направленные на изучение параметров поляризации проходящих продольных волн для получения дополнительной информации о литологических особенностях геологического разреза. В скважине, расположенной на Поточном месторождении в Западной Сибири (рис. 6), в толщах представленных глинами, аргиллитами и алевролитами наблюдается относительная стабильность параметров поляризации. В интервалах сложенными песчаниками происходит изменение параметров поляризации прямой проходящей волны (в данном случае - уменьшение линейности колебаний).

Мощный внутрискважинный источник нового типа

Авербах В.С., Артельный В.В., Боголюбов Б.Н., Вировлянский А.Л., Малеханов А.И., Марышев А.П., Таланов В.И., Институт прикладной физики РАН, г.Нижний Новгород

В Институте прикладной физики РАН (Нижний Новгород) разработана конструкция и технология создания мощного источника нового типа для генерации сейсмических волн в широком диапазоне $\sim 40 - 400$ Гц. Основным элементом источника является пьезокерамический цилиндр, совершающий в скважине изгибные колебания. Аналитическая и численная модели излучателя показывают, что большая часть энергии излучения идет на возбуждение сдвиговых волн в окружающих скважину породах. Приведены результаты натурных испытаний макета источника, на основе которых выполнены оценки мощности излучателя, его к.п.д. и добротности.

Введение

Одной из актуальных и в значительной степени нерешенных проблем прикладной геофизики представляется разработка внутрискважинных излучателей, обладающих как высокой мощностью, так и широкими возможностями управления и синхронизации излучаемых сигналов в диапазоне относительно низких частот от ~ 10 до ~ 1000 Гц. Можно ожидать, что подобные излучатели способны найти широкое применение в качестве эффективных инструментов дистанционной диагностики структуры земных пород с высоким разрешением. Возможность длительного накопления когерентных сигналов и применения специальных процедур корреляционного анализа открывает перспективу существенного увеличения глубины (дальности) зондирования для заданного уровня излучаемой мощности. Мощные источники низкочастотных сейсмических волн могут быть использованы и для осуществления воздействия на состояние пород, в частности, при промышленном освоении нефтяных месторождений.

Известные и применяемые на практике внутрискважинные источники в принципе не удовлетворяют совокупности подобных требований, поскольку оказываются либо высокочастотными (в диапазоне $\sim 10-30$ кГц) [1-3], либо относительно маломощными в нужном диапазоне (как, например, параметрические преобразователи [4]), либо некогерентными источниками ударного типа (как, например, электроискровые [7] или газодинамические [6] источники). Отметим при этом, что широко используемые наземные низкочастотные вибраторы [7] также имеют существенные недостатки в плане реализации когерентных подходов в задачах сейсмоакустического зондирования. Помимо низкого коэффициента передачи мощности излучения в объемные Р-волны, они обладают весьма ограниченными возможностями управления режимами излучения и формирования длительных когерентных посылок (это обусловлено, в том числе, неконтролируемыми изменениями свойств грунта под действием интенсивных вибраций).

Сложность разработки мощных низкочастотных внутрискважинных излучателей заключается в ограниченности их поперечного размера, который не может превышать внутренний диаметр скважины (как правило, 10–20 см). В таких условиях одним из эффективных решений является генерация излучателем изгибных

колебаний, передача которых через заполняющую скважину жидкость на стенки обсадной колонны приводит к излучению преимущественно поперечных S-волн в окружающее скважину пространство. При этом частотный диапазон излучения может быть снижен до сотен и даже десятков герц, что указывает на перспективы использования такого источника для акустического воздействия и межскважинного зондирования на дистанциях ~ 1 км и более.

Первый опытный образец мощного изгибного низкочастотного внутрискважинного излучателя, созданный в ИПФ РАН по заказу ОАО «СибИНКОР» (г. Тюмень), прошел успешные испытания осенью 1999 года на Самотлорском месторождении Нижне-Вартовского бассейна [8]. На базе этого прототипа в ИПФ РАН по заказу компании Shell International (Нидерланды) был разработан и создан модифицированный вариант изгибного излучателя [9]. В данной статье кратко описан принцип его работы и представлены некоторые результаты натурных испытаний.

Принцип работы и математическая модель излучателя

Основным элементом излучателя является пьезокерамический цилиндр, совершающий изгибные колебания в скважине заполненной водой. Предполагается, что толщина слоя жидкости R между излучающим цилиндром и стальной обсадной трубой, образующей внешнюю границу скважины, существенно меньше радиуса цилиндра R . Колебания цилиндра через воду передаются обсадной трубе, движения которой в конечном итоге приводят к излучению сейсмических волн в затрубное пространство, как это схематически показано на рис. 1.

Излучающий цилиндр составлен из одинаковых пьезокерамических шайб, одна из которых показана на рис. 2. С одной стороны шайбы (сторона А) имеются 2 электрода, разделенные изолирующей полосой, а вся другая сторона (сторона Б) покрыта одним электродом. Шайбы объединяются в пары таким образом, что их стороны А совпадают. На все стороны типа Б подается нулевой потенциал, а на разные электроды на сторонах типа А подаются потенциалы $+V$ и $-V$. В результате одна половина керамического столба сжимается, а другая – расширяется. Периодические изменения напряжения V вызывают изгибные колебания цилиндра как целого.

Численное моделирование работы источника выполнялось методом конечных элементов с использованием многоцелевого программного пакета ANSYS [10]. Конечнo-элементная модель излучателя в воздухе показана на рис. 3. Кроме излучающего цилиндра 1 она включает аппаратный контейнер 2, амортизатор 3 и подвесное устройство (подвес) 4, с помощью которого излучатель крепится к колонне труб, используемой для спуска его в скважину.

Для анализа работы излучателя в скважине, заполненной водой, была использована более сложная модель. Излучатель, показанный на рис. 3, размещался внутри заполненной водой

ВО ВНУТРЕННИХ ТОЧКАХ СРЕДЫ...
ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ

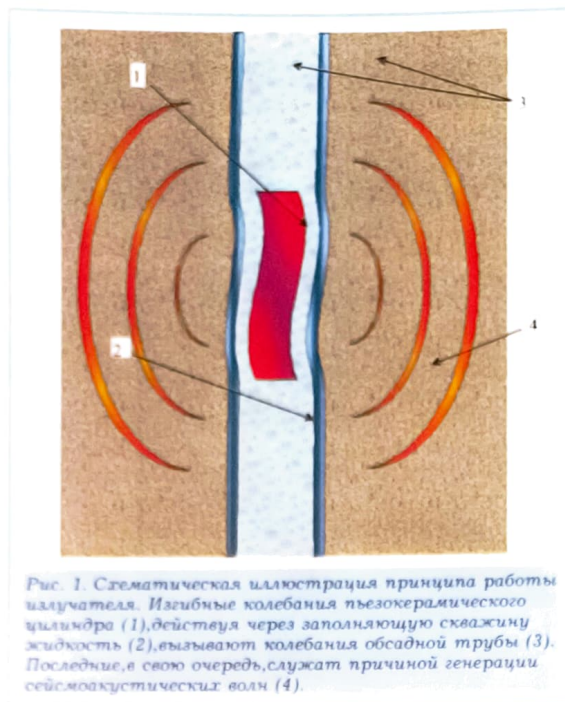


Рис. 1. Схематическая иллюстрация принципа работы излучателя. Изгибные колебания пьезокерамического цилиндра (1), действуя через заполняющую скважину жидкость (2), вызывают колебания обсадной трубы (3). Последние, в свою очередь, служат причиной генерации сейсмоакустических волн (4).

обсадной колонны. Последняя, в свою очередь, была помещена внутри цилиндрического объема окружающего однородного грунта высотой 36 м и радиусом 18 м. В элементах, моделирующих грунт, вводилось поглощение. Вблизи излучателя поглощение было очень большим, но оно резко возрастало по мере приближения к границе объема, занятого грунтом. Это было сделано для максимального ослабления отраженных от границы волн. Введение такого ослабления позволяет моделировать работу излучателя в безграничном пространстве.

Поскольку длина излучающего цилиндра l существенно больше его радиуса R , колебания излучателя можно приближенно описать аналитически, пользуясь приближением тонкого стержня [13]. В этом приближении частоты собственных изгибных колебаний цилиндра в воздухе выражаются формулой

$$f = \frac{\gamma}{2\pi l^2} \sqrt{\frac{q}{m}} \quad (1)$$

где m — масса на единицу длины цилиндра, q — момент инерции поперечного сечения цилиндра, значения числового коэффициента для первых трех мод изгибных колебаний соответственно

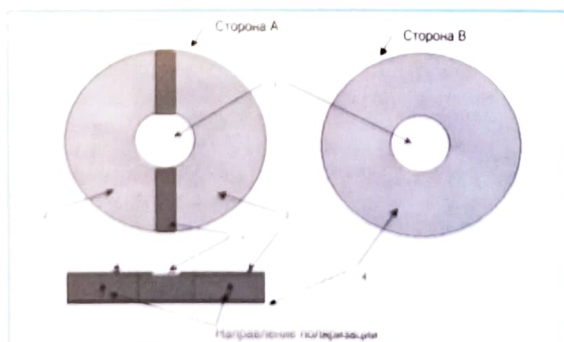


Рис. 2. Пьезокерамическая шайба: 1 — центральное отверстие; 2 — первый секционированный электрод; 3 — второй секционированный электрод; 4 — сплошной электрод; 5 — изолирующая полоса.

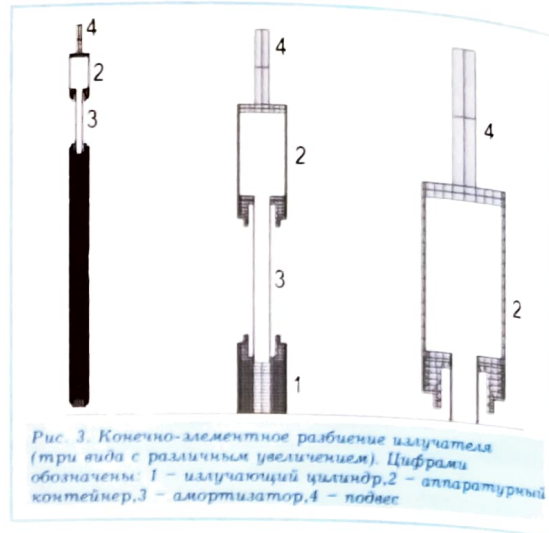


Рис. 3. Конечно-элементное разбиение излучателя (три вида с различным увеличением). Цифрами обозначены: 1 — излучающий цилиндр, 2 — аппаратный контейнер, 3 — амортизатор, 4 — подвес

равны 22,4, 61,7 и 120,9

Анализ показывает, что колебания цилиндра в заполненной водой скважине описываются неожиданно просто — с помощью практически тех же формул, которые определяют колебания цилиндра в воздухе. Влияние воды и границ скважины осуществляется простым добавлением присоединенной массы жидкости к собственной массе излучателя. Величина присоединенной массы на единицу длины цилиндра при $R \ll R_0$ определяется формулой

$$\mu = \pi R_0 \frac{R^3}{\Delta R} \quad (2)$$

где ρ_a — плотность воды. Резонансные частоты излучающего цилиндра в данной модели, по-прежнему, задаются формулой (1) с заменой m на $m + \mu$.

В макете излучателя, об испытании которого пойдет речь далее, излучающий цилиндр имел длину $l = 2,04$ м и радиус $R = 0,073$ м. Масса цилиндра на единицу длины была $m = 99,8$ кг/м, а ширина слоя воды между цилиндром и обсадной трубой в нашем эксперименте равнялась $\Delta R = 4$ мм. Оценка присоединенной массы по формуле (2) дает значение $\mu = 314,2$ кг/м. Таким образом, учет присоединенной массы увеличивает эффективную массу цилиндра в 4 раза. Согласно (1) это означает, что при помещении излучателя в скважину, его резонансные частоты уменьшаются в два раза.

Первые три моды изгибных колебаний излучателя показаны на рис. 4. Их частоты приведены в Табл. 1. Численное моделирование показало, что добавление аппаратного блока, амортизатора и подвеса приводит, помимо изменения резонансных частот мод излучающего цилиндра, к расщеплению второй моды на две парциальные моды с близкими формами колебаний, но разными резонансными частотами. По этой причине во второй и третьей строках Табл. 1 указаны по две резонансные частоты для второй моды (чтобы подчеркнуть близость

Таблица 1. Резонансные частоты мод излучателя в скважине заполненной, водой ($\Delta R = 4$ мм)

Номер моды	1	2	3
По формуле (1), f (Гц)	60	166	326
ANSYS, f (Гц)	49	110; 166	300
измерения, f (Гц)	49	112; 165	285



Рис. 4. Первые три изгибные моды излучателя (расчет; для наглядности амплитуды колебаний увеличены).

собственных функций этих парциальных мод, обе из них мы называем вторыми).

Анализ результатов моделирования показывает, что резонансные частоты и формы мод слабо зависят от свойств грунта. Это позволяет выработать некоторые «универсальные» рекомендации по оптимальному возбуждению отдельных мод. Обратим внимание на то обстоятельство, что форма каждой моды характеризуется последовательностью участков с кривизной разного знака. Смена знака происходит в точках нулевой кривизны, которые расположены вблизи узлов моды. На участке цилиндра с кривизной одного знака все половинки пьезокерамических шайб, лежащие по одну сторону от плоскости симметрии излучающего цилиндра, ведут себя одинаково — одновременно сжимаются или одновременно расширяются. Именно это соображение лежит в основе идеи секционирования излучателя, то есть разбиения излучателя на отдельные рабочие секции. Границы секций подобраны таким образом, что они находятся вблизи узлов второй и третьей мод. Для оптимального возбуждения нужной моды знаки напряжений, подаваемых на различные секции, следует подбирать таким образом, чтобы под влиянием пьезоэлектрических сил цилиндр «стремился» изгибаться, повторяя форму моды. Натурные испытания подтвердили, что такое секционирование излучателя позволяет существенно повысить его эффективность.

Результаты испытаний излучателя

Для тестирования излучателя на испытательном полигоне ИПФ РАН были пробурены и оборудованы три одинаковых скважины глубиной 20 м, расположение которых показано на рис. 5. Каждая скважина обсажена стальной трубой диаметром 168 мм. Излучатель располагался в скважине 1 (его центр был на глубине 11 м), а приемная аппаратура помещалась в одной из двух других скважин. Все три скважины были залиты водой. На основании анализа проб грунта, полученных при бурении скважин, были сделаны грубые оценки средней плотности грунта на полигоне ρ_g , средней скорости продольных сейсмических волн c_p и средней скорости поперечных волн c_s : $\rho_g = 1730 \text{ кг/м}^3$, $c_p = 550 \text{ м/с}$ и $c_s = 280 \text{ м/с}$.

При описании результатов измерений мы пользуемся декартовой системой координат с осью z , направленной вертикально вверх, и осью

x , направленной вдоль прямой линии, проходящей через все три скважины. Соответственно, ось y лежит в горизонтальной плоскости перпендикулярно x .

Работа источника исследовалась в широком диапазоне частот от 20 до 500 Гц. Излучались длинные широкополосные ЛЧМ-сигналы с

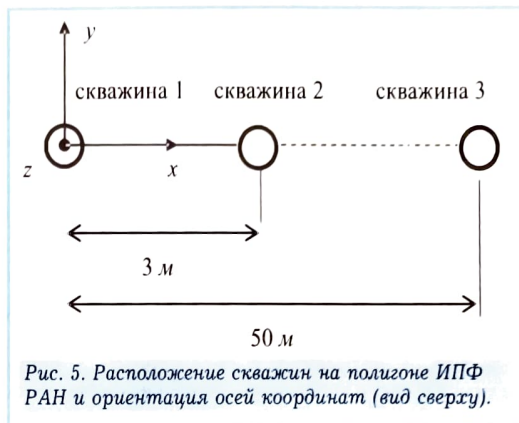


Рис. 5. Расположение скважин на полигоне ИПФ РАН и ориентация осей координат (вид сверху).

длительностью одного импульса 25,6 с. В каждом режиме излучения проводились две серии измерений. В одной из них излучатель колебался в плоскости $y-z$, в другой — в плоскости $x-z$. Смена ориентации излучателя выполнялась его поворотом вокруг оси на 90°. Для исследования пространственной структуры поля излучателя производились замеры вертикальных разрезов поля с помощью геофона, помещаемого в измерительные скважины 2 или 3. Регистрировались три компонента ускорения (x , y и z) в диапазонах глубин от 0 до 13,5 м в скважине 2, и от 3 до 15 м в скважине 3. Амплитуды смещений в направлениях x и y , полученных путем пересчета регистрируемых геофоном компонент ускорения, будем обозначать символами s_x и s_y , соответственно.

Ниже приведены некоторые результаты измерений, выполненных в режиме оптимального возбуждения второй моды. Действующая величина подаваемого на рабочие секции напряжения составляла 270 В.

На рис. 6 в качестве примера показаны смещения s_x и s_y , зарегистрированные в скважине 2 на глубине 12 м. Поскольку при излучении ЛЧМ-импульса каждому моменту времени отвечает своя мгновенная частота, на этом рисунке по оси абсцисс вместо времени отложена мгновенная частота. Представленные здесь результаты получены в опыте с излучателем, колеблющимся в плоскости $y-z$, поэтому амплитуда смещения в направлении оси y заметно превышает амплитуду смещений в направлении оси x . Видно также, что вследствие использования режима оптимального возбуждения второй моды (режима 2), появляются максимумы излучения на частотах 110 Гц и 180 Гц — резонансных частотах расщепленной второй моды (см. Табл. 1). Обратим также внимание на широкий максимум на резонансной частоте третьей моды 280 Гц, которая тоже возбуждается в этом режиме, хотя и менее эффективно.

Более подробная картина поля в том же режиме излучения показана на рис. 7, где изображено пространственно-частотное распределение компоненты s_y (компонента s_x

ВО ВНУТРЕННИХ ТОЧКАХ СРЕДЫ... ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ

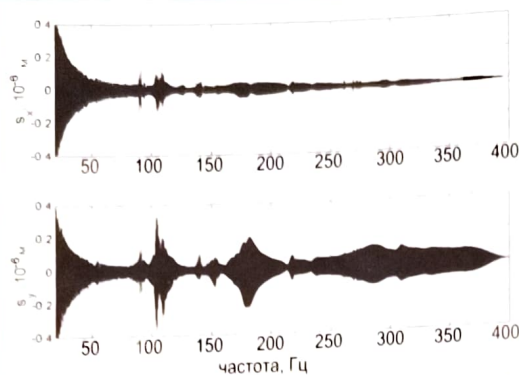


Рис. 6. Измеренные компоненты вектора смещения вдоль оси x (вверху) и y (внизу) как функции частоты излучения. Излучатель колеблется в плоскости $y-z$ в режиме излучения моды 2.

имеет аналогичное распределение) на расстоянии 3 м от источника в скважине 2. Хорошо видны те же максимумы поля на частотах в области 110 и 180 Гц. На большем расстоянии от источника (в скважине 3) распределение компонент поля становится более сглаженным по обеим осям.

Для анализа угловой структуры излученного поля в вертикальной плоскости было выполнено пространственное Фурье-преобразование поля, зарегистрированного в скважине 2. На рис. 8 по оси абсцисс вместо пространственной частоты отложен соответствующий ей угол скольжения. Видно, что максимальное излучение наблюдается на частотах, близких к 180 Гц — одной из резонансных частот второй моды. Волны с максимальной интенсивностью распространяются под углом скольжения $\chi \approx 40^\circ$.

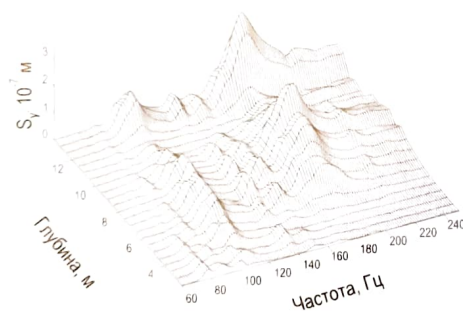


Рис. 7. Зависимость от глубины и частоты компоненты вектора смещения вдоль оси y в скважине 2 (3 м от источника). Излучатель колеблется в плоскости $y-z$ в режиме излучения моды 2.

Отметим, что с ростом частоты углы скольжения волн в среднем уменьшаются, что вполне естественно. Действительно, с увеличением частоты увеличивается волновое число $k_s = \omega/c_s$, k , отвечающая максимуму спектра, от ω не зависит, поэтому угол скольжения $\chi = \arcsin(k/k_s)$ с ростом ω уменьшается.

Аналогичные результаты были получены в опытах с излучателем, «настроенным» на эффективное возбуждение третьей моды. В этом случае, в соответствии с теоретической оценкой,

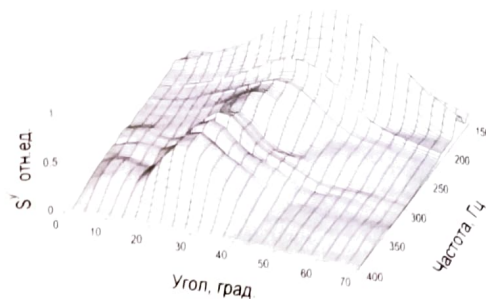


Рис. 8. Частотно-угловое распределение поля в вертикальном сечении на дистанции 3 м от источника (скважина 2). Излучатель колеблется в плоскости $y-z$ в режиме излучения моды 2.

наиболее эффективно возбуждались волны на частотах в области 280 Гц. Максимум углового спектра излучения отвечает в этом случае углу скольжения $\chi \approx 30^\circ$.

Данные измерений вертикальных сечений поля в приемных скважинах 2 и 3 позволили грубо оценить излучаемую мощность. Считая регистрируемые волны квазиплоскими, мы воспользовались известной формулой, согласно которой плотность потока энергии в плоской сдвиговой волне, бегущей в направлении оси x (частицы среды при этом колеблются вдоль оси y) равна:

$$G_x = \frac{\omega^2 \rho c_s}{2} |u_y|^2, \quad (3)$$

где ω — угловая несущая частота, ρ — плотность среды, c_s — скорость сдвиговых волн, u_y — комплексная амплитуда смещения частиц (при рассмотрении волн, распространяющихся под углом к оси x , формула (3) модифицируется очевидным образом). Кроме того, мы предполагали, что зависимость амплитуды смещения в горизонтальной плоскости от азимутального угла θ выражается множителем $\cos(\theta)$. Пользуясь формулой (3) и экспериментальными данными, мы проинтегрировали вектор плотности потока энергии по цилиндрическим поверхностям радиусами 3 и 50 м, окружающим излучатель, и тем самым оценили потоки энергии через данные поверхности. Из их сравнения были получены оценки коэффициентов затухания сейсмических волн и полной излучаемой мощности. Наконец, принимая во внимание тот факт, что увеличение подаваемого напряжения в n раз приводит к увеличению излучаемой мощности в n^2 раз, мы сделали прогностическую оценку излучаемой мощности в случае подаваемого на излучатель напряжения 1 кВ.

Оказалось, что при работе на резонансной частоте второй моды $f = 180$ Гц излучаемая мощность составляет 207 Вт. Коэффициент затухания волн в грунте на этой частоте примерно составил 1,2 дБ/λ (λ — длина волны). При работе на резонансной частоте третьей моды $f = 280$ Гц для излучаемой мощности была получена оценка 1250 Вт, а для коэффициента затухания — 1,3 дБ/λ. Отметим, что приведенные

оценки мощности являются несколько заниженными, так как измерения вертикального сечения поля проводились лишь до глубины 14 м и никак не учитывался вклад волн, распространяющихся ниже этой отметки.

Для рабочей частоты 280 Гц была получена также экспериментальная оценка к.п.д. источника, которая составила 60% (от потребляемой им электрической мощности). Это указывает на высокую эффективность источника.

Наконец, при анализе максимумов ДЧМ-сигналов, зарегистрированных в скважине 2, были получены оценки добротности колебаний излучателя $q = f/\Delta f$ на резонансных частотах трех изгибных мод (здесь символом f обозначена ширина полосы излучения по уровню 3 дБ):

мода 1: $f = 48,5$ Гц, $\Delta f = 1,2$ Гц, $q = 40$;

мода 2: $f = 180$ Гц, $\Delta f = 9$ Гц, $q = 20$;

мода 3: $f = 280$ Гц, $\Delta f = 25$ Гц, $q = 11$.

Заключение

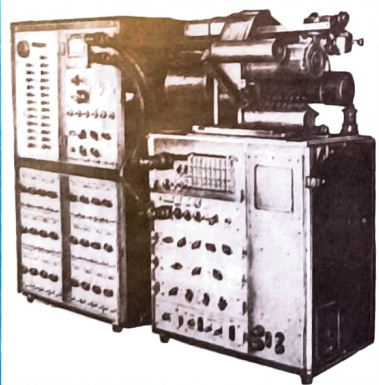
Натурные испытания макета секционированного скважинного излучателя на скважинном полигоне ИПФ РАН подтвердили работоспособность и эффективность предложенной конструкции. Экспериментально показана возможность излучения таким источником мощных сдвиговых волн в широком диапазоне частот от 40 до 400 Гц как на отдельных резонансных частотах изгибных колебаний, так и в относительно широких частотных полосах в верхней части данного диапазона. Отличительной и выигрышной особенностью нового излучателя является полностью электронное управление режимами формирования сигналов, что обеспечивает высокую долговременную стабильность зондирующих сигналов (ограниченную, фактически, только стабильностью задающих генераторов) и позволяет использовать сложные ЧМ- и ФМ-сигналы в целях межскважинного зондирования земных пород с

высоким пространственным разрешением. Мощность излучения опытного образца достигает величины ~ 1 кВт при значении к.п.д. 60%. Добротность резонансов излучателя различна и варьирует в пределах от 11 до 40 для разных мод. Разбиение излучающего цилиндра на несколько рабочих секций, питание которых осуществляется независимо, позволяет оптимальным образом возбуждать различные моды излучателя. Это дает дополнительные возможности по согласованию параметров излучателя с окружающей средой и управлению пространственными характеристиками излучения.

Литература

- 1 Кузнецов О.Л., Ефимова С.Ф. Применение ультразвука в нефтяной промышленности. – М.: Недра, 1983. – 192 с.
- 2 Александров В.А., Железный В.Б., Казаков Ю.В., Островский Д.Б. Опыт и перспективы использования гидроакустических технологий для обработки и исследования скважин // Каротажник. 2003. № 107. С. 23-34.
- 3 Митрофанов В.П., Дзюбенко А.И., Терентьев Б.В., Пузиков В.И., Дрягин В.В. Использование магнитострикционных источников акустической энергии для повышения нефтеотдачи // Каротажник. 1998. № 45. С. 25-32.
- 4 Александров В.А., Железный В.Б., Жуков В.Б., Майоров В.А., Островский Д.Б. Управляемое параметрическое акустическое воздействие на продуктивную зону нефтяных и газовых скважин // Геофизика. 1999. № 5. С. 30-39.
- 5 Калинин В.В., Владов М.Л., Алтикаев С.Ф., Бухов В.М., Ногин В.А. Сейсмическое поле, генерируемое электрическими разрядами в скважинах // Геофизика. 2003. № 5. С. 29-39.
- 6 Кочарян Г.Г., Костюченко В.Н., Будков А.М., Свинцов И.С. Новый сейсмический источник и некоторые перспективы его применения // Геофизика. 2003. № 6. С. 17-24.
- 7 Теория и практика невязрывной наземной сейсмозазведки / Под ред. Шнейерсона М.Б. – М.: Недра, 1998. – 528 с.
- 8 Бриллиант Л.С., Боголюбов Б.Н., Цыкин И.В., Лобанов В.Н., Новиков В.Ф., Морозов В.Ю., Потапов Г.А., Рамазанов Д.Ш., Сашнев И.А. Опытные промышленные испытания мощного низкочастотного излучателя для интенсификации добычи нефти // Нефтяное хозяйство. 2000. № 9. С. 86.
- 9 Авербах В.С., Артельный В.В., Боголюбов Б.Н., Вировлянский А.Л., Марышев А.П., Таланов В.И. Мощный внутрискважинный источник сейсмоакустических волн // Акуст. журн. 2005. Т. 51. Приложение. С. 31-45.
- 10 Басов К.А. ANSYS в примерах и задачах. – М.: Компьютер Пресс, 2002.
- 11 Ландау Л.Д., Лифшиц Е.М. Теория упругости. – М.: Физматлит, 2001.

ВИРТУАЛЬНЫЙ ГЕОФИЗИЧЕСКИЙ МУЗЕЙ



Сейсмозазведочная станция СМ-24 была разработана СКБ сейсмического приборостроения (г. Саратов) в 1966 г. Серийный выпуск начал в 1969 г. на заводе "Нефтеприбор" (г. Москва). За период с 1969 г. по 1979 г. было выпущено более полусотни станций СМ-24.

24-х канальная сейсмозазведочная станция СМ-24 была предназначена для ведения разведки МОВ в сложных сейсмологических, климатических и дорожных условиях. Станция могла работать как в режиме обычной 24-х канальной станции, так и в режиме накопителя слабых возбуждений (до 16 воздействий). Отличительными особенностями станции являлись:

1. Все электронные схемы были выполнены с использованием транзисторов и конструктивно

оформлены в виде плат печатного монтажа, что обеспечивало чрезвычайно высокую надежность при эксплуатации.

2. Общий динамический диапазон канала записи станции был равен 120 дБ. Из них 70 дБ регулировалось АРУ с записью кривой изменения усиления на ленту, а 50 дБ регистрировались на ленту без преобразования.

3. Станция состояла из двух блоков по 40 кг каждый.

4. Станция потребляла в режиме записи 70 Вт от 2-х аккумуляторных батарей.

Станция СМ-24 широко использовалась при проведении сейсмозазведочных работ как в СССР, так и за рубежом.

ЭКСПОНАТ № 02/2006

Аппаратура для наблюдений ПМ ВСП и опыт её применения

Мирзоян Ю.Д., Калашников В.Г., Тухалов В.И., ООО "Ингеосейс-Ингеовектор", г. Краснодар

ООО «Ингеосейс-Ингеовектор», для развития и внедрения векторной сейсморазведки при поисках и разведке месторождений нефти и газа, создало ряд новых высокopersпективных технологий, включающих технические и программные средства, способы обработки и интерпретации векторных наблюдений.

В обществе работают специалисты из НИИМоргеофизики, ВМ НПО «Союзморгео», ОАО «Нефтегеофизприбор» и ОАО «Краснодар-нефтегеофизика», разработчики сейсмоприёмников, скважинных зондов, пневмосточников, авторы развития методических основ векторной сейсморазведки.

В содружестве с Институтом телемеханики и проблем управления РАН (г. Москва) создан аппаратно-программный комплекс регистрации и экспресс-обработки данных поляризационным методом ВСП.

Комплекс предназначен для выполнения колебаний высокочувствительной векторной скважинной сейсморазведки в морских и сухопутных обсаженных и необсаженных скважинах, в различных термобарических условиях, с использованием разных систем наблюдения.

Комплекс состоит из скважинной погружаемой части, наземного регистратора, программного обеспечения.

Скважинная часть комплекса включает в себя от 1 до 6 цифровых приемных модулей, соединенных кабельными перемычками и модулем ретранслятора.

Каждый приемный модуль (Табл. 1) содержит 4 сейсмических канала. 4-й канал с вертикальным Z геофоном обеспечивает контроль идентичности трехкомпонентной установки (конструкции Гальперина Е.И.) с целью поляризационного анализа сейсмических волн. Каждый канал имеет усилитель с программируемым коэффициентом усиления, 24-х разрядный дельта-сигма АЦП. Все каналы синхронизируются по времени.

С помощью датчика контролируется температура в модуле.

Управление всеми АЦП, усилителями, обработкой показаний датчика температуры, управление двигателем прижимного устройства, прием команд и передачу данных осуществляет микроконтроллер. Сигнальный процессор (DSP) позволяет производить необходимую фильтрацию, предобработку сигнала и помехозащищенное кодирование сигнала для передачи по коротажному кабелю.

Буферная память обеспечивает время регистрации до 90 секунд по каждому каналу.

Модуль ретрансляции содержит основной источник питания и трансивер для приема команд и передачи данных по коротажному кабелю. В зависимости от количества погружаемых приемных модулей и электрических характеристик коротажного кабеля, скорость передачи данных может изменяться от 80 до 300 Кбит/сек.

Электронные блоки выполнены поверхностным монтажом, имеют небольшие размеры 150х30х7 мм и могут размещаться в сосудах Дюара, что позволило изготовить приемные модули для работы в скважинах с температурой

на забое до 200 °С.

Регистратор, выполняет сбор данных от приемных модулей (погружаемых и наземных), передачу команд, синхронизацию возбуждений через стандартные ССВ и ГСП и связь по шине USB с компьютером, в качестве которого используется любой PC с ОС Windows xxx. Здесь же расположен источник питания.

Программное обеспечение позволяет визуализировать данные от каждого приемного модуля по каждому каналу, надежно контролировать состояние погружаемой части зонда во время спуско-подъемных работ, оперативно отслеживать регистрируемую информацию и проводить ее экспресс-обработку.

Для возбуждения упругих колебаний разра-

Таблица 1. Технические характеристики приемного модуля

Количество сейсмических каналов	4
Полоса регистрируемых частот, Гц	5-250
Собственный инструментальный шум, мкВ	0,14
Динамический диапазон, дБ	170
Мгновенный динамический диапазон, дБ	117
Рабочая температура, °С	120 (в Дюаре 200)
Диаметр корпуса, мм	60, 73
Длина корпуса, мм	1200
Рабочее давление, МПа	110

ботан импульсный многоцелевой погружной пневматический источник ПИК-3 с высоким акустическим КПД и широкополосным спектром, (Табл. 2) который может также использоваться для сейсморазведки на предельном мелководье и в переходной зоне «суша-море», рис. 1.

Источник рассчитан на работу в заполненных жидкостью скважинах при глубине погружения до 100 м. Источник относится к типу групповых пневматических источников и использует в качестве рабочего тела сжатый воздух при давлении до 15 МПа. Конструкция пневмосточника обеспечивает возможность объединять в одной группе до 5 идентичных излучателей с объемами рабочих камер 1 — 3 дм.

Величина энергии, запасаемой в источнике на одно воздействие, определяется количеством излучателей в группе N и составляет не менее 30 кДж при N = 1 и не менее 150 кДж при N = 5.

Таблица 2. Технические характеристики приемного модуля

Габаритные размеры источника:	
диаметр, мм	125
длина группы (с кронштейном), мм	2500
Масса источника (при N = 5), кг	110
Срабатывание источника обеспечивается подачей на электрический пневмоклапан запускающего импульса с амплитудой напряжения, В	280±20
Разброс моментов срабатывания источника не более, мс	±0,25
Частотный диапазон срабатывания источника с источником, составляет (по уровню 0,5), Гц	20+250

Источник укомплектован кронштейном, позволяющим осуществлять его погружение в

скважину и подъем на поверхность с помощью бурового станка. Запуск источника осуществляется с помощью пульта управления.

Внешний вид источника ПИК-3 с пультом управления, кронштейном и воздушным компрессором показан на рис. 1.

Пневмоисточник ПИК-3 состоит из 5 рабочих камер (излучателей), соединенных между собой цилиндрическими втулками на резьбе. Первая камера снабжена электропневмоклапаном

При возбуждении сейсмических волн вблизи дневной поверхности на продольном ПВ регистрируются первая продольная, прямая поперечная, отраженные РР- и PS-волны. Хорошее качество первичных материалов вполне позволяет применять поляризационную обработку.

Кроме решения задач ВСП, источник ПИК-3 уже пять лет успешно применяется при сейсморазведочных работах МОВ-ОГТ в условиях предельного мелководья в Приазовских лиманах на Северном борту Западно-Кубанского прогиба.



Рис. 1. Погружной пневматический источник ПИК-3 с пультом управления и кронштейном для погружения в скважину, слева внизу – компрессор

(ЭПК). На верхней крышке первой камеры с помощью 6 болтов крепится кронштейн для погружения источника в скважину и подъема его на поверхность с помощью бурового станка. Рабочие камеры соединены между собой внутренними воздуховодами, поршни соединены друг с другом толкателями, обеспечивающими одновременное открытие и закрытие всех камер.

В зависимости от сейсмогеологических условий района работ источник погружается во взрывную скважину ниже подошвы ЗМС, или же помещается в специально открытую яму глубиной 2-3 м, заполненную водой.

В качестве примера на рис. 2 приведены записи первой Р-волны и спектры колебаний, зарегистрированные при возбуждении на глубине 2 м в водоёме.

В настоящее время коллективом начато широкое производственное внедрение разработанных технических средств и выполнены значительные объемы работ ПМ ВСП в Краснодарском и Ставропольском краях, Сахалинской, Ростовской и Саратовской областях, на Арктическом шельфе и в других регионах страны.

Скважинные сейсмические исследования

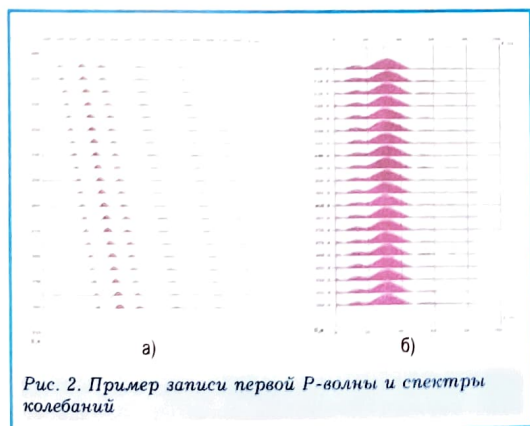


Рис. 2. Пример записи первой Р-волны и спектры колебаний

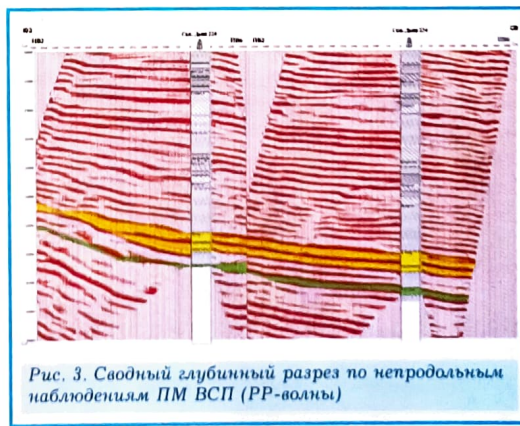


Рис. 3. Сводный глубинный разрез по неперодальным наблюдениям ПМ ВСП (РР-волны)

ВО ВНУТРЕННИХ ТОЧКАХ СРЕДЫ... ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ

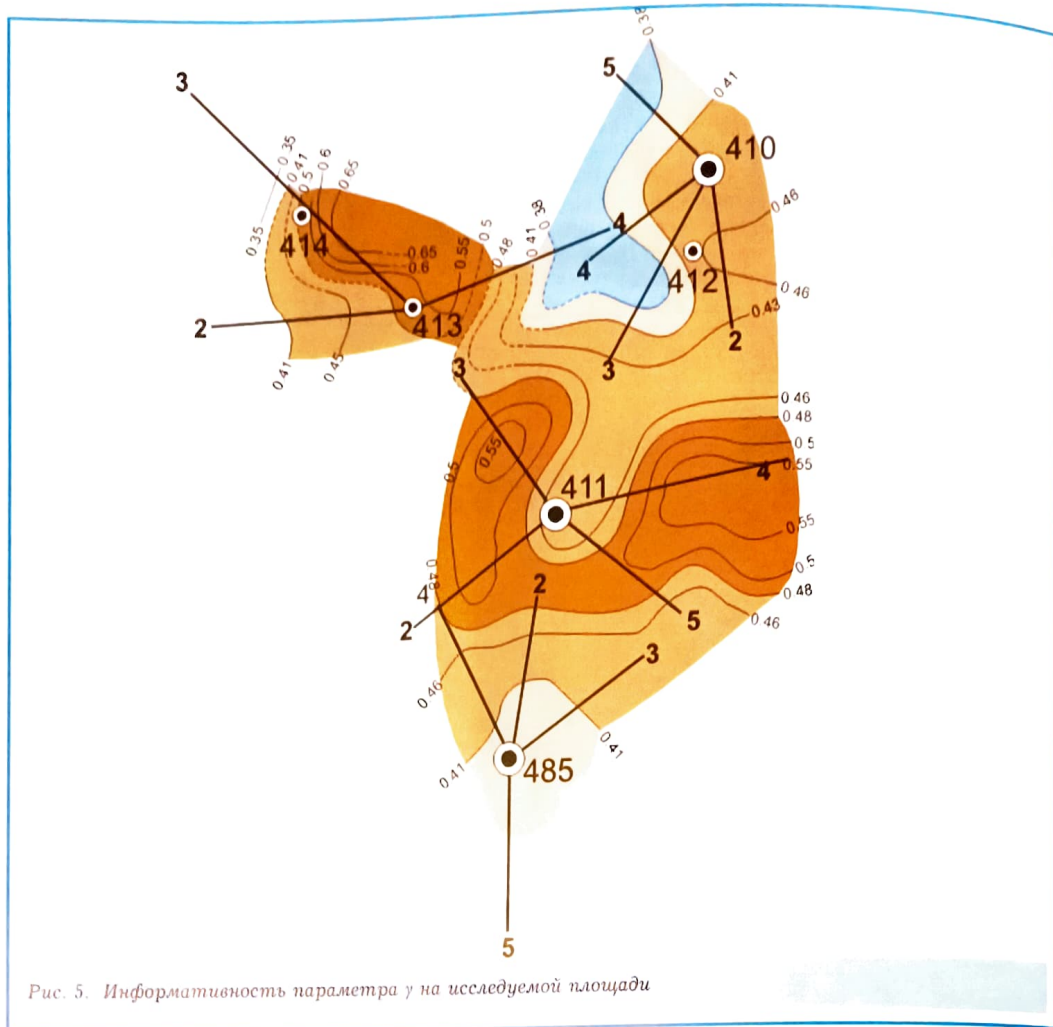


Рис. 5. Информативность параметра γ на исследуемой площади

нами выполняются только поляризационным методом ВСП (ПМ ВСП), который базируется на векторной регистрации волнового поля. Для селекции волн используются все его параметры - скорость, частота и поляризация, что позволяет проследить все типы сейсмических волн, распространяющихся в пространстве в разных направлениях. В ПМ ВСП одновременно выделяются и используются для совместной интерпретации, возбуждаемые в источнике и образующиеся на границах продольные, обменные и поперечные волны с целью получения наиболее полных сведений о среде (скорости, стратиграфическая привязка, петрофизические и коллекторские свойства, нефтенасыщение и др.). Поэтому ПМ ВСП - общий метод скважинных сейсмических исследований.

За период с 1999 г. по 2006 г. работы ПМ ВСП

проведены в 49 скважинах, из них 8 на шельфе Арктических и Дальневосточных морей.

Наблюдения ПМ ВСП во всех скважинах выполнялись с шагом 10 м, в перспективных интервалах разреза шаг сгущался до 2-5 м.

При возбуждении волн во взрывной скважине ниже ЗМС спектр регистрируемых колебаний занимает широкую полосу частот от 10 Гц до 80-100 Гц, при регистрации на глубинах до 2500 - 3000 м.

На сейсмограммах локальной системы координат Р, R, Т отмечается полная внутренняя сходимость волновых полей. На Р-составляющей уверенно выделяется первая продольная волна, на ортогональных составляющих R и Y наблюдается практически полное ослабление или подавление Р-волны.

На рис. 3 и 4 приведены преобразованные записи продольных и обменных волн и глубинные разрезы РР и PS волн.

Их совместная интерпретация позволяет определить упругие параметры $\gamma = V_s/V_p$, σ - коэффициент Пуассона и др., по которым прогнозируют нефтегазонасыщенность пород.

На ряде площадей выполненные исследования ПМ ВСП позволили в околескважинном пространстве обнаружить нефтегазонасыщение (м. Дыш, м. Южно-Ключевое, м. Хадыженское), в частности, на месторождении Восточный Узун все четыре скважины, заданные по данным ПМ ВСП в среднем Майкопе с использованием параметра γ оказались нефтенасыщенными. Они нашли подтверждение по данным энтропийно-энтальпийного анализа.

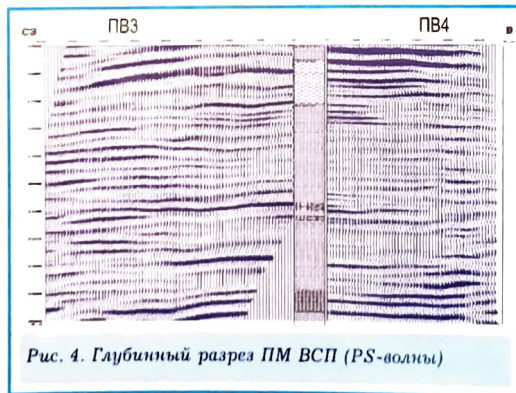


Рис. 4. Глубинный разрез ПМ ВСП (PS-волны)

Об аппаратуре, обеспечивающей возможность выполнения пм всп на больших глубинах

Багмут В.А., Сайганов А.Э., КГФЭ "Крымгеофизика", г. Симферополь,
Рюмин В.А., ЗАО Концерн "Надра", Багмут А.В., НАПКС

Геофизические исследования методами скважинной сейсморазведки на все больших глубинах требуют применения аппаратуры, позволяющей выполнять скважинные наблюдения и получать при этом достоверную информацию в условиях широкого диапазона давлений, температур и наличия многих других осложняющих факторов.

В Украине скважины с глубинами 5000-6000 м и температурами до 200 °С были пробурены уже к середине 70-х годов прошлого столетия. В это же время интенсивно развивались исследования ПМ ВСП, под руководством Е.Н. Гальперина и А.Н. Амброва.

Отсутствие аппаратуры, отвечающей требованиям, необходимым для выполнения исследований ПМ ВСП, причем, прежде всего по обеспечению точности определения вектора поляризации и по минимальному уровню паразитных колебаний, привело к тому, что в Крымской геофизической экспедиции самостоятельно занялись решением этой проблемы.

Первой нашей разработкой был одноприборный зонд с уплотнением информации на согласующих трансформаторах. Для обеспечения частотного диапазона 5-250 Гц применялись сейсмодатчики СВ-20ТС в симметричной установке [1,2], а также трансформаторы большой индуктивности и, соответственно, с большими размерами. В результате разработки скважинный прибор имел наружный диаметр 90 мм и массу около 40 кг. Для уменьшения паразитных колебаний его корпуса до пренебрежимо низкого уровня [3], прибор был оснащен мощным (сравнивающим усилие на оси более 1000 кг) прижимным устройством, а также высокооборотным электродвигателем, обеспечивающим время полного раскрытия рычага прижимного устройства ≤ 30 с.

Конструкция корпуса этого прибора до настоящего времени применяется во всех наших разработках. Допустимое давление среды – 110 МПа, ограничивается прочностью кожуха. При замене стального корпуса на титановый, максимальное давление может быть значительно увеличено.

Выполнение жестких требований к идентичности датчиков – сейсмодатчиков обеспечивалось подбором их на специальных стендах с точностью $\pm 5\%$ по амплитуде и $\pm 2\%$ по фазе [2, 6]. Контроль идентичности в процессе регистрации осуществляется сравнением сигнала вертикального сейсмодатчика и расчетной вертикальной компонентой наклонных приборов во всем диапазоне изменяющихся внешних факторов – глубин, температур, углов наклона, амплитуд и т.д. При этом максимальная рабочая температура такого зонда составляет 150 °С.

Разработка трехприборного двенадцати-

канального зонда с электронным уплотнением информации была начата в 1978 году. Основной целью этой разработки было обеспечение исследований методом перекрытия точек наблюдения и повышение продолжительности.

Фактически почти 10 лет (разработка была полностью завершена в 1988 году) было затрачено на решение следующих проблем:

1. Обеспечение динамического (мгновенного) диапазона не хуже 80 дБ.

2. Обеспечение стабильности метрологических характеристик каналов не хуже, чем у регистрирующей сейсмостанции (1%), и повышение надежности в диапазоне рабочих температур.

3. Разработке эффективной системы контроля, позволяющей контролировать характеристики каналов и сейсмодатчиков в процессе работы, в реальном масштабе времени.

При этом на первом этапе частотный диапазон составил 5-125 Гц.

Большой объем блоков преобразователей используемого скважинного прибора за счет многократного запаса по мощности позволил обеспечить максимальную рабочую температуру (по паспорту) 125 °С. На практике, при проведении исследований в скважинах на Черном море [4], работы успешно выполнялись при температуре 143 °С, при этом, скважинный прибор находился на глубинах экстремальных нагрузок несколько суток. Образец аппаратуры, разработанной для Кольской сверхглубокой скважины СГ-3 (РФ) успешно применялся на глубине 8125 м при длине кабеля 13000 м [5] и максимальной рабочей температуре 150 °С (1994, 1995 гг., непрерывно, в течение недели).

Появление в последние несколько лет новой элементной базы позволило применить новые технические решения и повысить в рабочих образцах с электронным уплотнением информации максимальную рабочую температуру до 180 °С, и успешно испытать экспериментальный прибор при температуре до 210 °С.

Применение новых технологий и оборудования, подбора датчиков в установки и контроль сквозных трактов регистрации в процессе работы с применением микроконтроллеров и ПЭВМ, позволило обеспечить значительно более высокий уровень точности определения вектора поляризации. Основная сложность в глубинных скважинных сейсмических исследованиях – обеспечение необходимого динамического диапазона аппаратуры, в том числе на этапе его преобразования в цифровую форму.

Как было показано в [7], для преобразования сигнала с динамическим диапазоном 80 дБ, при условии, что он точно попадает в диапазон АЦП, и при условии, что он должен оцифровываться не менее, чем семью разрядами, необходим 24-

ВО ВНУТРЕННИХ ТОЧКАХ СРЕДЫ... ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ



разрядный преобразователь.

В условиях реального затухания сигнала при оптимальном заполнении разрядной сетки 24-разрядного АЦП в начальный момент регистрации, величина сигнала на 4 секунде, как правило, не превышает четырех разрядов. При неполном заполнении разрядной сетки в начальный момент времени, что более правильно отображает реальные условия регистрации, время коррективной для оцифровки величины сигнала еще меньше (не более 3,5 секунд). Регистрация данных на больших глубинах требует длительности регистрации полезной информации 6-7 секунд и более, что, соответственно, еще больше повышает требования к динамическому диапазону аппаратуры. В [4, 6] было показано, что для получения корректной информации регистрирующая аппаратура должна обеспечить диапазон 192 дБ, что составляет 32 бита преобразователя. Экспериментальный образец нашей современной разработки обеспечивает динамический диапазон 180 дБ (31 разряд АЦП), что существенно приближает к теоретически необходимому.

Иная наша разработка - цифровой зонд сейсмического регистратора, обеспечивает динамический диапазон 168 дБ, но при существенных эксплуатационных ограничениях по максимальной рабочей температуре - 125 °С, и по длине кабеля - 5000 м. В настоящее время проводятся работы по расширению этих параметров.

Выводы.

Применение сейсмической скважинной аппаратуры для выполнения ПМ ВСП на больших глубинах предъявляет к ней целый ряд требований по обеспечению высокой разрешающей способности записей в широком диапазоне температур и давлений. За время, в течение которого мы занимаемся скважинной сейсмической аппаратурой, шаг за шагом совершенствуются наши разработки. И, наконец, в последние годы, используя достижения техники, в частности, в оснащении термостабильной элементной базой, применении микропроцессорных технологий, нам удалось разработать образцы аппаратуры, практически полностью отвечающие требованиям к скважинной сейсмической аппаратуре.

Литература:

1. Временные методические рекомендации по проведению сейсморазведочных работ ПМ ВСП с целью изучения окоскважинного пространства. Составители: Амиров А.К., Герасимов М.Е., Алиев О.Г. Министерство геологии УССР. ГП "Крымгеология". Симферополь. 1984 г.
2. Методические рекомендации по применению поляризационного метода сейсмической разведки. КАЗВИРГ. Научные редакторы Е.И. Гальперин, Л.А. Певзнер, г. Алма-Ата, 1984 г.
3. Г.А. Шехтман, А.И. Каплунов. "Влияние силы прижима скважинных приборов на характер регистрируемых сигналов при ВСП". "Прикладная геофизика". Выпуск 73, М. Недра, 1974.
4. Отчеты Морской геофизической партии треста ЮМНГ по исследованиям ПМ ВСП на шельфе Черного моря в апреле-ноябре 1990 г., с марта 1990 г. по июль 1991 г. и с января 1991 г. по июль 1992 г., Ответственный исполнитель Ю.Д. Мирзоян, г. Геленджик.
5. Караев А.А., Скотт Смитсон "Многокомпонентные исследования в районе Кольской сверхглубокой скважины", журнал "Геофизика" №1, 1995 г.
6. Б.А. Бобров, Л.Д. Тил, Ю.А. Орлов, Калибровка электродинамических сейсмоприемников в полевых условиях. Сборник "Геофизическая аппаратура" №78.
7. Кондратьев, О.К. Теоретические основы цифровой записи сейсмических колебаний. - М.: ВНИИГЕОФИЗИКА. 1992 г.

Саратов / 4-6 сентября / 2007

Встречи на Волге



СКБ СЕЙСМИЧЕСКОГО
ПРИБОРОСТРОЕНИЯ



ОАО «Саратовнефтегеофизика»

Десятая - юбилейная, научно-техническая конференция "Современные технологии регистрации геолого-геофизических данных при проведении поисково-разведочных работ на нефть и газ"

Очередная встреча профессионалов, тем или иным образом связавших свою деятельность с регистрацией полевых данных нефтяной геофизики, вновь состоится в первую декаду первого месяца осени и вновь в Саратове, где представлен весь спектр геофизических организаций самого разного профиля научно-исследовательских, учебных, проектных, разведочных, промысловых, приборостроительных, в городе с глубокими традициями в развитии геофизической мысли.

Заявки на участие в конференции и тезисы выступлений принимаются до 25 августа 2007 г. В заявке необходимо указать Ф.И.О. участников, темы доклада, необходимость выставочных площадей.

ОРГКОМИТЕТ GEOTECH - 2007

Адрес: 410019, Саратов, ул. Крайняя 129
Тел.: (8452) 64-14-32; факс.: (8452) 64-14-52
e-mail: turlov@skbsp.ru <http://www.skbsp.ru>

**Организаторы конференции
ждут старых друзей и
приглашают новых участников.**

Электропривод для экстремальных систем эксплуатации в геофизическом оборудовании

Соколов В.А., ОАО "АВИТОН", г. Санкт-Петербург

Активное развитие промышленности и техники в нашей стране вызывает все больший интерес производителей и разработчиков к вопросам организации исполнительной части автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП). В качестве исполнительных устройств (ИУ) наиболее часто используются электродвигатель, подключаемый, как напрямую для непосредственного привода объекта управления, так и в сочетании в различными типами редукторов или другими видами передач (червячно-винтовой, ременной и др.). Интеграция исполнительного устройства в АСУ ТП обеспечивается применением регуляторов со стандартным набором функций в сочетании с датчиками скорости и положения, а также дополнительными устройствами (тормозными муфтами и др.). Совокупность исполнительного устройства, регулятора, датчиков и дополнительного оборудования представляет собой электропривод.

Один из ведущих производителей прецизионных электроприводов постоянного тока швейцарская компания тахон motor в 1968 году разработала первый двигатель с полым ротором, положивший начало производственной линейке современной продукции тахон motor. К настоящему моменту производственная программа тахон motor насчитывает более 12000 наименований и включает:

- коллекторные электродвигатели постоянного тока мощностью от 0,3 до 250 Вт,
- бесколлекторные двигатели постоянного тока мощностью от 0,03 до 400 Вт,
- редукторы с прямой зубчатой и планетарной передачами,
- тормозные электромагнитные муфты,
- набор датчиков скорости и положения вала двигателя (тахогенераторы, СКВТ, инкрементальные энкодеры),
- управляющая электроника (сервоусилители и контроллеры для управления по току, скорости и положению)
- соединительные кабели и разъемы.

Также компания реализует специализированные решения под конкретные задачи заказчика, выполняемые по отдельным проектам. К наиболее известным спешрешениям можно отнести проекты тахон motor по использованию электродвигателей постоянного тока в космическом оборудовании, в частности в марсоходах Spirit и Opportunity. После специальной доработки коллекторные двигатели тахон были использованы в ряде узлов марсоходов, в том числе на приводе телекамера и системе управления колесами. Однако это не единственные примеры применения приводов тахон motor для оборудования, работающего в жестких условиях.

Таблица 1. Технические характеристики редукторов, используемых при производстве аппаратуры ВСП

Передаточное число	Редуктор GP42C от 3,5:1 до 936:1	Редуктор GP52C от 3,5:1 до 936:1
Диаметр/длина*, мм	42 / до 84,4	52 / до 92
Количество ступеней	1-4	1-4
Максимальный постоянный момент нагрузки, Нм	15	30
Максимальный кратковременный момент нагрузки, Нм	22,5	45
КПД, %	до 80	до 91
Вес, г.	до 560	до 920
Рекомендуемая входная скорость, об/мин	< 8000	< 6000
Рекомендуемый диапазон рабочих температур, °С	-20...+100	-20...+100
Тип подшипника	качения	качения

* - в зависимости от числа ступеней редуктора.

На сегодняшний момент достаточно широко продукция тахон motor нашла свое применение в специализированных проектах по производству геофизического оборудования.

Так в ОАО «Татнефтегеофизика» разработаны и изготавливаются прижимные устройства для скважинной геофизической аппаратуры, в которых успешно внедрены редукторы серии GP42C и GP52C (см. табл.1). Прижимные устройства используются, например, для аппаратуры ВСП. Устройства предназначены для создания надежного сейсмоакустического контакта скважинных датчиков (геофоны или акселерометры) со стенкой скважины.

Известно, что при соотношении силы прижима к весу не менее 10 возможна неискаженная регистрация сигналов с частотами до 600 Гц, что достаточно для исследований ВСП. В предлагаемых устройствах выполнено



Рис.1 - Двигатель серии RE40 148867 в стандартном исполнении

ВО ВНУТРЕННИХ ТОЧКАХ СРЕДЫ...
ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ

Таблица 2. Основные технические характеристики аппаратуры ВСП.

Наименование параметра	Тип устройства	
	МП-80	МП-60
Диаметр	76 мм	54 мм
Длина	500 мм	500 мм
Диаметр исследуемой скважины	90-320 мм	80-320 мм
Усилия на оси штока	1000 кг	550 кг
Усилие, при длине рычага L = 320 мм	90 кг	70 кг
Усилие, при длине рычага L = 160 мм	170 кг	120 кг
Номинальное напряжение питания электродвигателя	100 В	100 В
Ток холостого хода	50 мА	50 мА
Максимальный ток	500 А	500 А
Скорость хода	0,47 мм/сек	0,41 мм/сек
Длина рабочего хода штока	20 мм	20 мм
Полное время раскрытия рычага	45 сек	30 сек
Максимальная рабочая температура	150°C	150°C
Максимальное гидростатическое давление	100 МПа	100 МПа

требование жесткости и управляемости. Обе конструкции созданы как управляемые электромеханические системы. Структурная схема: электродвигатель — планетарный редуктор — винтовая пара — рычаг. Основные технические характеристики приведены в табл. 2, а внешний вид — на рис. 1. По желанию заказчика прижимные устройства могут быть изготовлены в полном комплекте с блоком регистрации и кабельными соединителями (механические узлы) — рис. 2.

Прижимные устройства отличаются высоким КПД, электродвигатели обладают высокой термостойкостью и приспособлены для работы через длинные линии проводов.

Комбинация двигателя RE40 с редуктором GP42C используется также в скважинной телеметрической аппаратуре.

Среди российских разработчиков и производителей геофизического оборудования большим успехом в построении электропривода пользуются коллекторные двигатели постоянного тока серии RE40 мощностью 150 Вт (рис. 3). Габаритные размеры: диаметр 40 мм, длина 106,6 мм, диаметр вала 6 мм. Вес 460 г, линейка напряжений питания 12, 24 и 48 В.



Рис. 2 Специальные решения maxon motor (мотор-редуктор со шпинделем)



Рис. 3 Прижимные устройства для скважинной геофизической аппаратуры

Диапазон скоростей без нагрузки от 987 до 6920 об/мин, максимально допустимая скорость вращения 8200 об/мин. Максимальный момент нагрузки до 201 мНм. Пусковой момент от 289 до 1690 мНм. Диапазон рабочих температур -20...+100°C. Имеют в своем составе подшипники качения.

Двигатель доступен как в стандартном, так и в промышленном исполнении (класс защиты IP54). Второй вариант подразумевает наличие кожуха (защита от отложения пыли и водяных брызг) для энкодера 137959 HEDL9140 (3-х канальный, с разрешающей способностью 500 имп/об и Line Driver) и тормоза Brake AB28, а также специальных герметичных выводов для проводов двигателя и датчика. Все двигатели RE40 могут комплектоваться планетарными редукторами GP42C и GP52C (версии с керамическими компонентами). В этих редукторах из керамики изготовлены валы для шестерней. Это позволяет расширить диапазон моментов нагрузки, уменьшить трение и уровень шумов примерно на 30% и увеличить срок службы до 15000 — 20000 часов.

Опционально делается доработка мотор-редуктора (замена смазки и использование специальных материалов для деталей изделия) для применения в более жестких температурных условиях (расширение диапазона до -40...+155°C). Также по чертежам и техническим характеристикам заказчика возможно изготовление так называемого мотор-редуктора со шпинделем, который позволяет преобразовывать вращательное движение в линейно-поступательное.

Для решения задач точного позиционирования и стабилизации скорости двигатель серии RE40 может быть укомплектован датчиком положения и скорости MR Encoder (3-х канальный, разрешающая способность 256-1024 имп/об, с Line Driver) или Encoder HEDS5540 (3-х канальный, разрешающая способность 500 имп/об) и тормозной электромагнитной муфтой Brake AB40 (напряжение питания 24 В, рабочий диапазон температур -5...+85°C, статический момент торможения > 0,4 Нм, максимальная скорость 16000 об/мин). Для 3-х контурного регулирования (по току, скорости и положению) можно использовать блоки управления: ADS 50/5, ADS 50/10, ADS_E 50/5, ADS_E 50/10, EPOS 24/5, EPOS 70/10, MIP 50 и MIP 100.

Новый метод исследования естественных электрических полей в нефтегазопромысловых скважинах

Кузьмичев О.Б., ООО «КогалымНИПИнефть», г. Когалым, Лисицин В.С., ООО «Геофизприбор»,
Божедомов В.Г., Пятницкий Д.Ю., ООО «Специальные геофизические системы», г. Саратов

Известны многочисленные работы (Альпин Л.М., Бурсиан В.Р., H.G. Doll, Smits L.J.M., Вендельштейн Б.Ю., Кашик А.С., Шапиро Д.А., Сохранов Н.Н., Шустер Н., Антонов Ю.Н., Эпов М.Н., Элланский М.М., Еникеев Б.Н. и др.), как теоретические, так и аппаратные, посвященные основам и дальнейшему развитию метода собственной поляризации (ПС). В этих работах предлагались различные методики измерений потенциала ПС, которые позволяли бы уменьшить влияние ряда трудно учитываемых факторов на амплитуду ПС, таких, как, например, блуждающие теллурические токи, гальванопотенциалы, мгновенно изменяющиеся, в силу каких-либо причин (изменение электрохимического равновесия), электрохимические потенциалы вблизи измерительных электродов и т.д.

Предлагаемая технология [1, 2, 3, 4], реализованная в аппаратуре биградиентного каротажа ПС и комплексе программ обработки ее измерений, позволяет:

- измерять потенциал ПС, набор разностей потенциала ПС с различными расстояниями между электродами и вторые разности потенциала ПС по способу Л.М. Альпина (дивергентный каротаж);
- оценивать качество измеренной величины потенциала ПС;
- проводить расчленение разреза на проницаемые и непроницаемые интервалы непосредственно на скважине;
- использовать новую технологию автоматизированной интерпретации материалов каротажа ПС в комплексе с методами электрометрии скважин;
- проводить регистрацию амплитуды ПС как в терригенных, так и в карбонатно-песчаных разрезах.

Разработка аппаратуры биградиентного каротажа ПС (АБГК-ПС) и методики интерпретации проводилась методом математического (имитационного) моделирования на основе разработанной теории метода ПС в скважине, пересекающей пакку электрически-неоднородных анизотропных пластов с различными радиусами зон проникновения промывочной жидкости [5, 6].

Конструкторская документация на изготовление АБГК-ПС и сами опытные образцы аппаратуры разрабатывались специалистами ООО «Специальные геофизические системы» и ООО «Геофизприбор» (г. Саратов) под руководством ООО «КогалымНИПИнефть» и ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» (рис.1, табл.1).

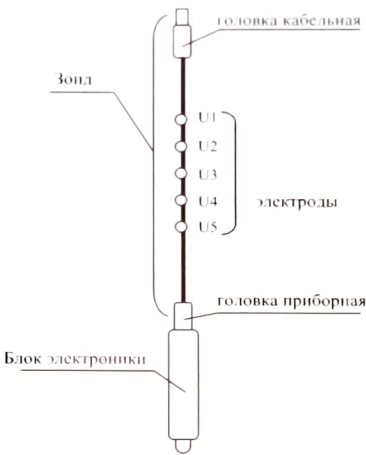
Аппаратура биградиентного каротажа ПС (АБГК-ПС) предназначена для измерения потенциала самопроизвольной поляризации (ПС), разностей (градиентов) потенциалов ПС и вторых разностей потенциала ПС по способу Л.М. Альпина в нефтяных и газовых скважинах и рассчитана на работу совместно с каротажными станциями оснащенными:

- регистрирующей системой, позволяющей производить прием данных кодом "Манчестер 2";
- источником постоянного напряжения.

Оценка качества кривой потенциала ПС может осуществляться двумя путями:

- 1.Дифференцирование измеренной кривой потенциала ПС и сравнение ее с измеренной кривой градиента потенциала ПС;
- 2.Оценка потенциала ПС по измеренным значениям разностей потенциалов $\Delta U_{\text{ПС}}$ в комплексе с данными электрометрии (см. рис. 2).

Таким образом, новая технология автоматизированной интерпретации материалов биградиентно-



Номер канала	Измеряемый сигнал
K1	$U1 - U2 = U1$ (0.4 м)
K2	$U2 - U3 = U2$ (0.4 м)
K3	$U3 - U5 = U3$ (0.8 м)
K4	$U5 - U1 = U4$ (1.6 м)
K5(ПС)	$U4 - N = \text{УПС}$
K6	$U2 - 2 \cdot U3 + U4 = \Delta 2U1$
K7	$U1 - 2 \cdot U3 + U5 = \Delta 2U2$

Рис.1 Блок-схема скважинного прибора АБГК-ПС

го каротажа ПС включает следующие этапы:

- 1.Оценка качества кривой потенциала ПС.
- 2.Автоматическая разбивка на пласты по градиенту и второй производной потенциала ПС.
- 3.Расчет, в комплексе с данными методов ЭК, поправки за толщины пластов, удельные электрические сопротивления вмещающих пластов, зон проникновения и неизмененных проникновением пластов.
- 4.Расчет значений эквивалентного статического потенциала $E_{\text{ст}}$
- 5.Расчет, при необходимости, двойного разностного параметра α_{nc}
6. Расчет УЭС пластовой воды $\rho_{\text{в}}$

Таблица 1. Технические характеристики аппаратуры АБГК-ПС

Количество электродов (U)	5
Расстояние между центрами электродов, мм	400 2
Диапазон рабочих температур, С	от -5 до +120
Рабочее гидростатическое давление, Мпа	до 80
Габаритные размеры аппаратуры:	
диаметр, мм	73 2;
длина, не более, мм	13500.
Масса аппаратуры, не более	40 кг.

Январь							Февраль							Март							Апрель							Май						
Пн	Вт	Ср	Чт	Пт	Сб	Вс	Пн	Вт	Ср	Чт	Пт	Сб	Вс	Пн	Вт	Ср	Чт	Пт	Сб	Вс	Пн	Вт	Ср	Чт	Пт	Сб	Вс	Пн	Вт	Ср	Чт	Пт	Сб	Вс
1	2	3	4	5	6	7														1								1	2	3	4	5	6	
8	9	10	11	12	13	14	5	6	7	8	9	10	11								2	3	4	5	6	7	8	7	8	9	10	11	12	13
15	16	17	18	19	20	21	12	13	14	15	16	17	18	12	13	14	15	16	17	18	9	10	11	12	13	14	15	14	15	16	17	18	19	20
22	23	24	25	26	27	28	19	20	21	22	23	24	25	19	20	21	22	23	24	25	16	17	18	19	20	21	22	21	22	23	24	25	26	27
29	30	31					26	27	28					26	27	28	29	30	31		23	24	25	26	27	28	29	28	29	30	31			

Желаем всем читателям этого журнала, геофизикам и геологам России счастья, добра и успехов в Новом Году!

Вы всегда можете рассчитывать на нашу поддержку в Ваших новых проектах.

Июнь							Июль							Август							Сентябрь							Октябрь							Ноябрь							Декабрь						
Пн	Вт	Ср	Чт	Пт	Сб	Вс	Пн	Вт	Ср	Чт	Пт	Сб	Вс	Пн	Вт	Ср	Чт	Пт	Сб	Вс	Пн	Вт	Ср	Чт	Пт	Сб	Вс	Пн	Вт	Ср	Чт	Пт	Сб	Вс	Пн	Вт	Ср	Чт	Пт	Сб	Вс							
					1	2						1	2					1	2	3	4	5					1	2					1	2	3	4					1	2						
4	5	6	7	8	9	10	2	3	4	5	6	7	8	6	7	8	9	10	11	12		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	5	6	7	8	9	10	11	12							
11	12	13	14	15	16	17	9	10	11	12	13	14	15	13	14	15	16	17	18	19	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31						
18	19	20	21	22	23	24	16	17	18	19	20	21	22	20	21	22	23	24	25	26	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31													
25	26	27	28	29	30		23	24	25	26	27	28	29	27	28	29	30	31			24	25	26	27	28	29	30	31	28	29	30	31																
							30	31																																								

2007

**Искренне Ваши
SERCEL**



Геофизические лаборатории и скважинные приборы семейства "КЕДР"

Лернер М.Б., Мельников А.В., Батузов А.С., Пермяков А.Г., ЗАО "Геофизмаш", г. Саратов

Вряд ли можно подобрать среди современных предприятий России, занимающихся производством геофизического оборудования, более наглядный пример динамичного развития, чем Саратовское ЗАО «Геофизмаш», созданное в 1996 г.

Сейчас, всего лишь 10 лет спустя после создания, ЗАО «Геофизмаш» является одним из лидеров в России в области разработки и поставки предприятиям нефтегазового комплекса страны геофизических лабораторий, скважинных приборов, оборудования для автоматизации добычи нефти.

Многие разработанные приборы отмечены дипломами выставок. Оборудование, разработанное ЗАО «Геофизмаш», успешно работает на месторождениях Западной Сибири, Сахалина, в Азербайджане, Грузии, Казахстане и других регионах СНГ.

В настоящее время ЗАО «Геофизмаш» предлагает своим заказчикам широкий спектр геофизического оборудования.

Геофизические лаборатории семейства «Кедр-02» - малогабаритные полнофункциональные гибкие системы регистрации данных в процессе разведки, бурения, освоения и эксплуатации скважин. Предназначены для сбора, визуализации и первичной обработки информации, поступающей от скважинной геофизической аппаратуры, без использования наземных панелей и источников питания. Работают со скважинными приборами через одно-, двух- и трехжильный каротажный кабель. Система измерения глубин может использовать датчик глубины "Кедр-ДГИ" либо стандартный сельсин (без использования сельсин-приемника) и осуществлять коррекцию по магнитным меткам и ролику.

Предусмотрена возможность подключения датчика натяжения кабеля.

Каждая лаборатория семейства «Кедр-02» состоит из стойки для установки блоков лаборатории, выносного блока для визуализации текущей глубины, скорости спуска/подъема прибора, натяжения кабеля, контроля прохождения магнитных меток на кабеле при геофизических исследованиях и конструктивно не связанного со стойкой лаборатории переносного компьютера, с установленным специальным программным обеспечением.

В настоящее время выпускаются следующие лаборатории семейства:

- «Кедр-02» - комплексная геофизическая;
- «Кедр-02П» - геофизическая, для контроля за разработкой.

Базовой конфигурацией лабораторий является лаборатория «Кедр-02», в которой реализован полный набор возможностей всего семейства. Вертолетный (переносной) вариант исполнения данной лаборатории «Кедр-02В» имеет усиленную герметизированную конструкцию корпуса. Вариантом с «холодным» резерви-

рованием основных блоков лаборатории «Кедр-02» является лаборатория «Кедр-02/1.5». Состав данного варианта исполнения отличается от базового лишь наличием блоков резерва «Кедр-02Р». Наличие резервных сменных блоков позволяет быстро восстановить работоспособность лаборатории в случае выхода из строя основных блоков, что делает ее наиболее предпочтительной для работы в районах, отдаленных от ремонтных баз.

Геофизическая каротажная лаборатория «Кедр-02П» предназначена для работы с приборами под одножильный кабель при контроле за разработкой. Этот недорогой облегченный вариант, снабженный программно-управляемым источником постоянного тока, позволяет производить большинство каротажных работ при исследовании действующих скважин.

Лаборатория «Кедр02П», как и лаборатория «Кедр-02», имеет вертолетный вариант исполнения - «Кедр-02ПВ».

Отличительными особенностями лабораторий являются:

- использование стандартного сетевого протокола Ethernet, обеспечивающего высокую скорость обмена данными между блоками лабораторий и переносным персональным компьютером и аппаратную независимость от типа компьютера;

- программное декодирование телеметрии всех скважинных приборов, обеспечивающее возможность подключения к лабораториям новых приборов без внесения изменений и дополнений в аппаратуру - список подключенных к лабораториям скважинных приборов насчитывает более 250 наименований;

- универсальность, высокая степень надежности, простота эксплуатации и высокая экономичность.

Прибор скважинный комплексный «Кедр-42К» - предназначен для комплексных геофизических исследований действующих скважин. Рассчитан на работу с одножильным геофизическим кабелем длиной до 5500 м.

Состав прибора: основной модуль «Кедр-42К-МО» и поочередно подключаемые к нему четыре приставки - модуль расходомера «Кедр-42К-Р», модуль расходомера «Кедр-42К-Р2», модуль нейтронного каротажа «Кедр-42К-ННК», модуль плотнoмера «Кедр-42К-ГП».

Варианты исполнения прибора:

- «Кедр-42К» - базовый;
- «Кедр-42КТ» - высокотемпературный.

Отличительными особенностями прибора являются:

- «быстрая телеметрия» (частота обновления информации 23 Гц);
- хранение в энергонезависимой памяти модуля калибровочных коэффициентов, даты калибровки, заводского номера модуля и другой



ВО ВНУТРЕННИХ ТОЧКАХ СРЕДЫ... ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ

Таблица 1. Основные технические данные прибора «Кедр-42К»

Максимальная допустимая рабочая температура, °С, (базовый/высокотемпературный)	+120/150
Диаметр, мм	42
Напряжение питания, В	(100±20)
Номинальный ток питания, А, не более	0,12
Частота обновления информации, Гц	23
Основные технические данные модуля «Кедр-42К-МО»	
Максимальное допустимое рабочее давление, МПа	60
Длина, мм	1940
Масса, кг	13
Канал температуры	
Диапазон измерения температуры, °С (базовый/высокотемпературный)	от -5 до +120/150
Канал давления	
Диапазон измерения давления, МПа	от 0 до 60
Канал резистивиметра	
Диапазон измерения проводимости, См/м	от 0,5 до 40
Канал термодобитометра	
Диапазон измерения температуры датчиком СТИ, °С, (базовый/высокотемпературный)	от -5 до +120/150
Канал измерения радиоактивности	
Диапазон измерения радиоактивности, мкР/час	от 0 до 50
Канал локации муфт и интервалов перфорации	
Отношение сигнал/шум, не менее	5:1
Канал влагомера	
Диапазон индикации относительной диэлектрической проницаемости среды	от 1 до 84
Канал акустического шумомера	
Полоса частот акустического сигнала, кГц:	
- первого диапазона	от 0,5 до 5
- второго диапазона	от 8 до 12
- третьего диапазона	от 10 до 20
Основные технические данные модуля «Кедр-42К-Р»	
Максимальное допустимое рабочее давление, МПа	40
Масса, кг	3
Пределы преобразования расхода, м³/час	от 1 до 30
Порог чувствительности, м³/час, не более	0,6
Длина связи «Кедр-42К-МО» с «Кедр-42К-Р», мм	2450
Основные технические данные модуля «Кедр-42К-Р2»	
Максимальное допустимое рабочее давление, МПа	60
Масса, кг	4
Пределы преобразования расхода, м³/час	от 0,3 до 33
Порог чувствительности, м³/час, не более	0,2
Длина связи «Кедр-42К-МО» с «Кедр-42К-Р2», мм	2520
Основные технические данные модуля «Кедр-42К-ННК»	
Максимальное допустимое рабочее давление, МПа	40
Масса, кг	5
Длина связи «Кедр-42К-МО» с «Кедр-42К-ННК», мм	2735
Основные технические данные модуля «Кедр-42К-ГТП»	
Максимальное допустимое рабочее давление, МПа	60
Масса, кг	7
Диапазон измерения удельной плотности флюида, г/см³	от 0,8 до 1,2
Длина связи «Кедр-42К-МО» с «Кедр-42К-ГТП», мм	2730

служебной информации, а также передача их в лабораторию с дополнительной информацией (напряжение питания модуля, температура внутри модуля и др.), что исключает ошибки оператора при вводе исходной информации.

Прибор скважинный комплексный «Кедр28К» - предназначен для комплексного исследования затрубья эксплуатационных и нагнетательных скважин, а также исследования скважин через НКТ малого диаметра с целью контроля технического состояния скважин.

Прибор обеспечивает:

- измерение температуры, давления, удельной проводимости среды, мощности экспозиционной дозы гамма-излучения горных пород;
- измерение расхода жидкости методом механической расходомерии;
- измерение диэлектрической проницаемости среды (влажности);

Таблица 2. Основные технические данные прибора «Кедр-28К»

Напряжение питания, В	100 ±20
Номинальный ток питания прибора, А, не более	0,14
Интервал рабочих температур прибора, °С	от -5 до +120
Максимальное рабочее давление, МПа	60
Диаметр прибора, мм	28
Длина прибора в полном составе, мм	2670
Масса, кг, не более	8
Канал локации	
Отношение выходного сигнала лоатора муфт на муфте обсадной колонны к сигналу фона неперфорированной трубы, не менее	5:1
Точка записи, мм	350
Канал давления	
Диапазон измерения давления, атм	от 0 до 600
Абсолютная погрешность измерения, атм, не более	3
Точка записи, мм	420
Канал измерения радиоактивности	
Диапазон измерения радиоактивности, мкР/час	от 0 до 50
Абсолютная погрешность измерения радиоактивности, %	±10
Точка записи, мм	1120
Канал термодобитометра	
Диапазон измерения температуры датчиком СТИ, °С	от -5 до +120
Абсолютная погрешность измерения температуры датчиком СТИ, °С	1
Точка записи, мм	1480
Канал резистивиметра	
Диапазон измерения проводимости σ , См/м	от 0,5 до 40
Относительная погрешность измерения σ од	$\pm[5+0,5 \cdot (40/\sigma-1)]$
Точка записи, мм	1580
Канал температуры	
Диапазон измерения температуры, °С	от -5 до +120
Абсолютная погрешность измерения, °С, не более	1
Точка записи, мм	1880
Канал влагомера	
Индикация относительной диэлектрической проницаемости среды	от 1 до 84
Точка записи, мм	2130
Канал расходомера	
Пределы преобразования расхода, м³/ч	от 1 до 30
Порог чувствительности, м³/ч, не более	0,6
Основная погрешность преобразования, приведенная к величине расхода 10 м³/ч, %, не более	2,5
Точка записи, мм	2600

- измерение притока методом термокондуктивной расходомерии;
- индикацию муфтовых соединений обсадных труб;
- индикацию интервалов перфорации;
- привязку измеряемых параметров по глубине.

Прибор эксплуатируется с аппаратурой геофизической коротажной лабораторий семейства «Кедр-02» и коротажным подъемником типа ПКС-5, оборудованным одножильным геофизическим кабелем типа КГ1-55-180 длиной до 5500 м.

Прибор состоит из 4-х модулей (Основной модуль, Модуль 3-ГК, Модуль 1-СТИ+резистивиметр, Модуль 2-температура+влагомер, Модуль 4-расходомер). При транспортировке прибор может разбираться на модули.

Отличительными особенностями прибора являются:

- возможность располагать модули при сборке в произвольном порядке, причем точки записи вычисляются автоматически, в зависимости от выполняемых работ набирается состав прибора из модулей с нужными датчиками;
- хранение калибровочных коэффициентов, даты калибровки, номера модуля и другой служебной информации в энергонезависимой памяти каждого модуля;
- передача прибором дополнительной информации (напряжения питания прибора, температуры внутри прибора).

Модуль гамма-каротажа «Кедр 73-120/60ГК» - предназначен для работы в связке с

Таблица 3 Основные технические данные модуля «Кедр-73-120/60ГК»

Максимальная допустимая температура, °C	+120
Максимальное допустимое рабочее давление, МПа	60
Диаметр, мм	73
Длина, мм	1200
Масса, кг	12
Номинальное напряжение на головке модуля, В	62
Потребляемая мощность, Вт, не более	5
Канал измерения радиоактивности	от 0 до 50
Диапазон измерения радиоактивности, мкР/час	

инклинометром «ИОН-1» для одновременной регистрации данных инклинометрии и гамма-каротажа, что позволяет в дальнейшем увязать данные инклинометрии с другими видами каротажа. Рассчитан на работу с однопровольным геофизическим кабелем длиной до 5500 м.

Отличительной особенностью является хранение в энергонезависимой памяти модуля калибровочных коэффициентов, даты калировки, заводского номера модуля и другой служебной информации, а также передача их в лабораторию с дополнительной информацией (ток питания модуля, температура внутри модуля и др.), что исключает ошибки оператора при вводе исходной информации.

Приборы скважинные контроля перфорации «Кедр-42П», «Кедр-90П» - предназначены для выделения и привязки по глубинам по методу естественной гамма-радиоактивности пород (ГК) интервалов перфорации, выполненной стреляю-

Таблица 4 Основные технические данные приборов «Кедр-42П»/«Кедр-90П»

Максимальная допустимая рабочая температура, °C, (базовый/высокотемпературный)	+120/150
Максимальное допустимое рабочее давление, МПа	60
Диаметр, мм	42/90
Длина, мм	1600/1520
Масса, кг	11/42
Номинальный ток питания, А, не более	0,16
Потребляемая мощность, Вт, не более	5,4
Частота обновления информации, Гц	50
Внутренний диаметр исследуемых колонн, мм	от 60/120 до 130/150
Канал температуры	
Диапазон измерения температуры, °C, (базовый/высокотемпературный)	от -5 до +120/150
Канал локатора муфт	
Отношение сигнал/шум, не менее	10
Канал давления	
Диапазон измерения давления, МПа	от 0 до 60
Канал ГК	
Диапазон измерения естественной радиоактивности, мкР/час	от 0 до 100

щими перфораторами. Рассчитаны на работу с однопровольным геофизическим кабелем длиной до 5500 м.

Варианты исполнения прибора:

- «Кедр-42П-03», «Кедр-90П-03» - базовые;

- «Кедр-42П-04», «Кедр-90П-04» - высокотемпературные.

Отличительными особенностями приборов являются:

- запись сигнала локатора с использованием высокоскоростной телеметрии, что существенно повышает качество записи;

- одновременная регистрация гамма активности пород, температуры, давления, локатора

муфтовых соединений и перфорационных отверстий;

- хранение в энергонезависимой памяти прибора калибровочных коэффициентов, даты калировки, заводского номера прибора и другой служебной информации, а также передача их в лабораторию с дополнительной информацией (ток питания прибора, температура внутри прибора и др.), что исключает ошибки оператора при вводе исходной информации;

- возможность подключения (только для приборов «Кедр-42П») расходомера типа «Гранат-Р» и одновременной регистрации данных расходомера и данных, передаваемых прибором.

Таблица 5 Основные технические данные модуля «Кедр-73ЛМ»

Максимальная допустимая рабочая температура, °C	+120
Максимальное допустимое рабочее давление, МПа	80
Диаметр, мм	73
Длина, мм	800
Масса, кг	15
Канал локатора муфт	
Отношение сигнал/шум при скорости каротажа 400 м/час, не менее	3

Модуль локатора муфт «Кедр-73ЛМ» - предназначен для локализации перфорационных отверстий и муфтовых соединений эксплуатационной колонны и, совместно с прибором «СКР-73», одновременной регистрации данных гамма- и нейтронного каротажа. Рассчитан на работу с однопровольным геофизическим кабелем длиной до 5500 м.

Отличительными особенностями модуля являются:

- модуль имеет режим возбуждения постоянным полем и режим возбуждения переменным полем, в режиме возбуждения переменным полем модуль позволяет осуществлять локацию муфт при низких и сверхнизких скоростях каротажа, вплоть до полной остановки модуля;

- модуль сам производит оцифровку локатора муфт и подсчет импульсов ГК и ННК с прибора «СКР-73»;

- Информация передается по каротажному кабелю помехоустойчивым цифровым кодом, что улучшает соотношение сигнал/шум в канале локатора муфт, повышает достоверность счета ГК и ННК, а также позволяет организовать

Таблица 6 Основные технические данные прибора «Кедр-80СКПД»

Максимальная допустимая рабочая температура, °C	+150
Максимальное допустимое рабочее давление, МПа	100
Диаметр, мм	80
Длина, мм	3000
Масса, кг	62
Потребляемая мощность	
- в режиме измерения, Вт, не более	5,6
- в режиме раскрытия/закрытия, Вт, не более	150,0
Время раскрытия/закрытия, мин, не более	2
Усилие прижатия каждого рычага к стенке скважины, Н	
- минимальное	60
- максимальное	200
Канал калверномера-профилемера	
Максимальный измеряемый диаметр, мм	760
Минимальный измеряемый диаметр, мм	100
Канал акселерометра	
Диапазон измерения, g	±1



Геофизические лаборатории семейства «Кедр-02»

передачу служебной информации (напряжение на головке модуля, температура внутри корпуса модуля, заводской номер модуля и текущий режим работы).

Прибор скважинный профилометрии «Кедр-80СКПД» - предназначен для одновременного измерения четырех радиусов, двух взаимно перпендикулярных поперечных размеров (диаметров) ствола скважины и среднего диаметра. Рассчитан на работу с трехжильным геофизическим кабелем длиной до 5500 мм.

Отличительными особенностями прибора являются:

- эксплуатация прибора при температуре +150°С не ограничена по времени;
- индикаторный канал акселерометра позволяет контролировать остановки прибора во время каротажа;
- «быстрая телеметрия» (частота обновления

информации 50 Гц);

- хранение в энергонезависимой памяти прибора калибровочных коэффициентов, даты калибровки, заводского номера прибора и другой служебной информации, а также передача их в лабораторию с дополнительной информацией (ток питания прибора, температура внутри прибора и др.), что исключает ошибки оператора при вводе исходной информации.

Производственные мощности предприятия позволяют выпускать в год 70-80 лабораторий «Кедр-02» (включая их модификации), или 100-120 лабораторий «Кедр-02П» (включая модификации), порядка 80 скважинных приборов семейства «Кедр», а также 100 комплектов оборудования для автоматизации добычи типа «Румб».

На всю выпускаемую продукцию устанавливается гарантийный срок – 18 месяцев.

Специалисты ЗАО «Геофизмаш» всегда готовы дать рекомендации о том, как лучше всего применить оборудование ЗАО «Геофизмаш» применительно к конкретным условиям, снизить риски, разрешить неопределенности и максимально продлить сроки эксплуатации.

Рост спроса на нефть и газ, «старение» месторождений и все усложняющиеся условия добычи – все эти факторы усложняют, в частности, и задачу точности оценки запасов, полноты их извлечения и оптимизации программ разработки месторождений. Оборудование, выпускаемое ЗАО «Геофизмаш», обеспечивает уровень геофизических услуг, отвечающий новым требованиям нефтегазовой отрасли. Это и есть технология успеха.

ВО ВНУТРЕННИХ ТОЧКАХ СРЕДЫ... ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ

Прибор скважинный комплексный «Кедр-42К»



Прибор скважинный комплексный «Кедр-28К»



Модуль гамма-каротажа «Кедр 73-120/60ГК»



Прибор скважинный профилометрии «Кедр-80СКПД»



Модуль локатора муфт «Кедр-73ЛМ»



Скважинные приборы семейства «КЕДР»

Аппаратура волнового акустического каротажа ВАК-8

Горбачев В.Н., Говорков М.Б., Белоусов В.Н., ОАО "Татнефтегеофизика", г. Бугульма

В современных условиях к аппаратуре акустического каротажа (АК) предъявляются повышенные требования к точности измерений.

Разработка новой цифровой многоканальной аппаратуры волнового акустического каротажа ВАК-8 (в дальнейшем аппаратура) монополярными и дипольными зондами, с регулируемой частотой возбуждения акустических волн, с автоматической регулировкой коэффициента усиления принимаемого сигнала позволила значительно повысить качество измерений. Преимущественное возбуждение одной из информативных волн, семикратное дублирование и одновременный прием сигнала по всем измерительным каналам повышает точность определяемых параметров.

Аппаратура предназначена для проведения акустических исследований в нефтяных скважинах, имеющих интервал исследований диаметра от 120 до 300 мм для открытого ствола и от 100 до 300 мм для обсаженных скважин при верхних значениях температуры окружающей среды 105°С и гидростатического давления до 60 МПа, при скорости каротажа до 800 м/ч.



На рис. 1 изображен скважинный прибор и состав, которого входит:

- 1) модуль излучателей, содержащий один монополярный пьезо-керамический излучатель и две пары перпендикулярно расположенных дипольных пьезо-керамических излучателей;
- 2) модуль приемников, состоящий из 8 монополярных приемников и 8 пар дипольных, 4 из которых находятся в плоскости I и излучатели, а 4 - в плоскости II и излучатели;
- 3) гибкая вставка, играющая роль звукового изолятора.

Таким образом, мы видим три измерительных зонда: монополярный и два дипольных. База зондов - 2 м.

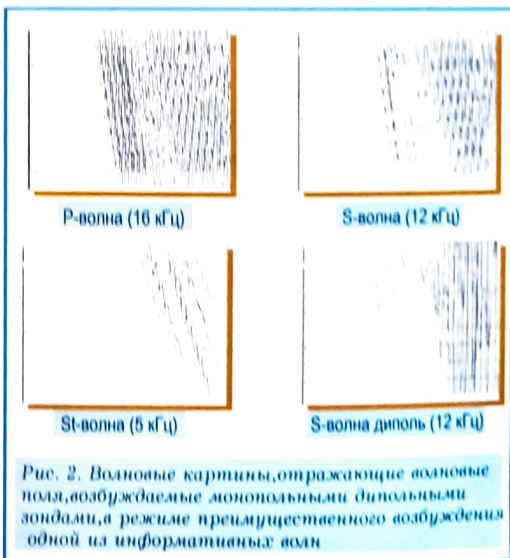
Излучатели запускаются на каждом шаге квантования глубины, равном длине измерительных зондов (0,1 м). Прием осуществляется по восьми каналам одновременно. Исследования монополярными и дипольными зондами могут проводиться как раздельно, так и совместно, за одну спуско-подъемную операцию. В результате в каждой точке исследования проводится 7 мн

кратные измерения монополярными и дипольными зондами.

Отличительной особенностью аппаратуры ВАК-8 является реализация в ней возможности преимущественного возбуждения акустических колебаний для регистрации различных типов упругих волн (продольных, поперечных и стоячих, рис. 2). Аппаратура позволяет возбуждать импульсы упругих колебаний синусоидальной формы и различной частоты задаваемых бортовым компьютером. Регистрации акустического сигнала происходит одновременно по всем 8 м каналам измерительного зонда.

Аппаратура позволяет проводить регистрацию акустического поля в исследуемой точке, как раздельно выбранными зондами за несколько спуско-подъемных операций, так и всеми зондами одновременно, (за одну спуско-подъемную операцию), в зависимости от выбранного оператором режима работы. При одновременной регистрации акустического поля монополярными и дипольными зондами с преимущественным возбуждением различных волн, скорость каротажа снижается до 160 м/ч при регистрации 5 различных режимов работы и шаге квантования по глубине равном 2 см. Это связано с привязкой к длине измерительных зондов равной 10 см.

В аппаратуре предусмотрена автоматическая регулировка усиления измерительных каналов по выбранным интервальным временам различных типов волн, исключая настройку прибора в процессе исследований.



Цифровой канал связи позволяет исключить частотные искажения, вносимые каротажным кабелем. Скорость передачи данных составляет 300 кбод.

Аппаратура состоит из скважинного прибора и наземного модуля, устанавливаемого и наземную регистрирующую станцию «Гектор». Наземный модуль осуществляет управление режимами работы скважинного прибора, принимает информацию, переданную по кабелю.

и передает ее в бортовой компьютер.

Программное обеспечение по обработке и интерпретации данных ВАК-8 состоит из двух частей:

- 1 Программы обработки исходных данных;
- 2 Модуля обработки встроенного в систему «Прайм».

Программа обработки исходных данных позволяет выполнять следующие операции:

- 1 Проводить высокочастотную и низкочастотную фильтрацию;
- 2 Определять интервальные времена распространения и затухания продольной и поперечной волн, волны Стоуни;
- 3 Определять энергию волн Стоуни;
- 4 Определять отношение энергий поперечной и продольной волн;
- 5 Контролировать визуально по годографу времен прихода информативных фаз правильность выбора одноименных фаз;
- 6 Усреднять информативные параметры на заданном интервале глубины.

В основу алгоритмов выделения информативных фаз заложен принцип определения кинематических параметров всех фаз волновых пакетов и выбор фаз, параметры которых соответствуют заданным требованиям по семи измерительным зондам. Правильность определения одноименных фаз можно определить визуально по годографу времен прихода одноименных фаз (рис. 3).

На рис. 4 приведен пример планшета с

осреднением на интервале 0,6 м. по скв. 536.

По результатам обработки формируются кривые:

- ΔT и α информативных волн;
- энергии волновых пакетов;
- отношение энергий поперечной и продольной волн ($\frac{E_s}{E_p}$).

Полученные данные сохраняются в файл Las-формата.

Полученные данные сохраняются в файл Las-формата.

Полученные данные сохраняются в файл Las-формата.

Полученные данные сохраняются в файл Las-формата.

Полученные данные сохраняются в файл Las-формата.

Полученные данные сохраняются в файл Las-формата.

Полученные данные сохраняются в файл Las-формата.

Полученные данные сохраняются в файл Las-формата.

Полученные данные сохраняются в файл Las-формата.

Полученные данные сохраняются в файл Las-формата.

Полученные данные сохраняются в файл Las-формата.

Полученные данные сохраняются в файл Las-формата.

Полученные данные сохраняются в файл Las-формата.

Полученные данные сохраняются в файл Las-формата.

Полученные данные сохраняются в файл Las-формата.

Полученные данные сохраняются в файл Las-формата.

Полученные данные сохраняются в файл Las-формата.

Полученные данные сохраняются в файл Las-формата.

Полученные данные сохраняются в файл Las-формата.

Полученные данные сохраняются в файл Las-формата.

Полученные данные сохраняются в файл Las-формата.

Полученные данные сохраняются в файл Las-формата.

Полученные данные сохраняются в файл Las-формата.

Полученные данные сохраняются в файл Las-формата.

Полученные данные сохраняются в файл Las-формата.

Полученные данные сохраняются в файл Las-формата.

Полученные данные сохраняются в файл Las-формата.

Полученные данные сохраняются в файл Las-формата.

Полученные данные сохраняются в файл Las-формата.

Полученные данные сохраняются в файл Las-формата.

Полученные данные сохраняются в файл Las-формата.

Полученные данные сохраняются в файл Las-формата.

Полученные данные сохраняются в файл Las-формата.

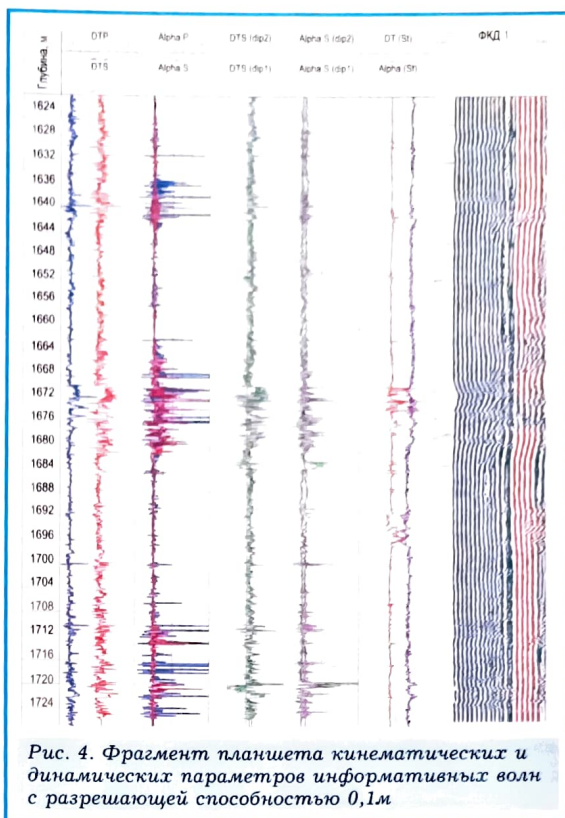


Рис. 4. Фрагмент планшета кинематических и динамических параметров информативных волн с разрешающей способностью 0,1м

Дальнейшая обработка проводится при помощи модуля, встроенного в систему «Прайм».

Этот модуль позволяет:

1. определять коэффициент пористости $K_p(\alpha k)$ по кинематическим параметрам продольной и поперечной волн;
2. выделять проницаемые интервалы, определять относительную проницаемость по кинематическим и динамическим параметрам волны Стоуни;

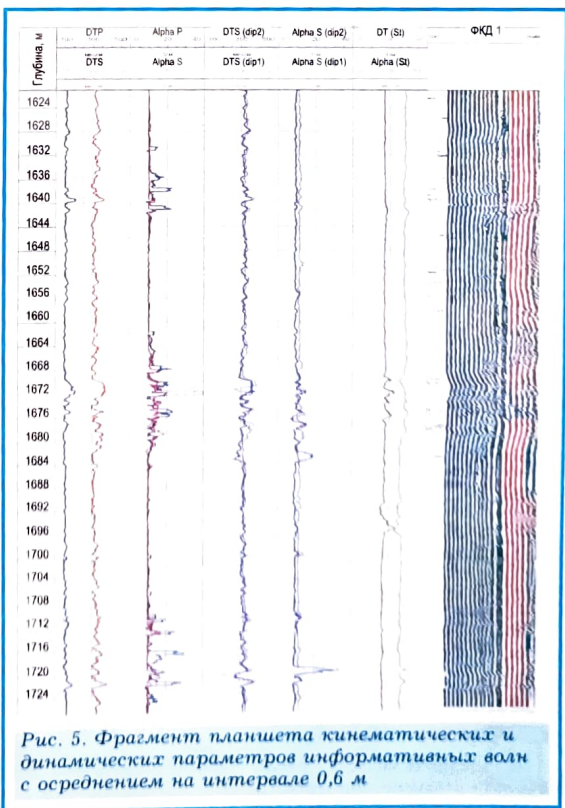


Рис. 5. Фрагмент планшета кинематических и динамических параметров информативных волн с осреднением на интервале 0,6 м

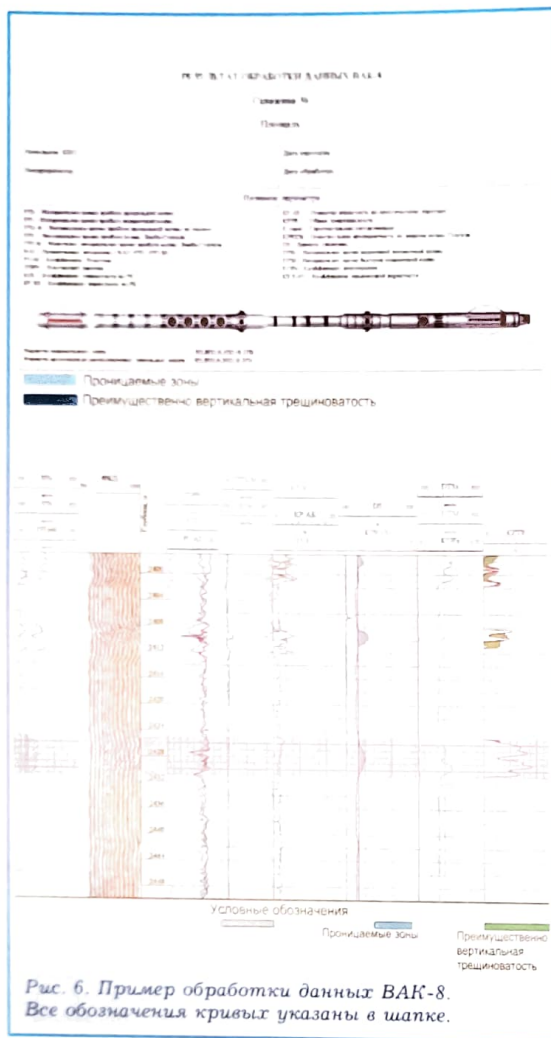
ВО ВНУТРЕННИХ ТОЧКАХ СРЕДЫ... ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ

3 по кинематическим и динамическим параметрам поперечной волны, возбуждаемой монополярными и дипольными зондами, выделять интервалы с преимущественной горизонтальной и вертикальной трещиноватостью.

4 по интервальному времени распространения волны по скелету породы, осуществлять литологическое расчленение пород.

5 определять модули упругости для параметров гидроразрыва пластов.

В результате обработки формируется планшет из 9 информативных колонок (рис. 6).



Для решения ряда геологических задач необходимо знание параметров информативных волн, распространяющихся в горной породе, обсадной колонне, скважинной жидкости. Этими задачами являются — выделение проницаемых интервалов пластов, определение их относительной проницаемости, определение структуры порового пространства, преимущественного направления трещин, выделение интервалов с упорядоченным направлением вертикальных трещин, литологическое расчленение пород, определение коэффициента пористости, модулей упругости. Сложность решения этих задач в предшествующие годы заключалась в невозможности выделения в акустических сигналах идентичных фаз S, St волн, а в интервалах сильных затуханий и P волн.

В большинстве случаев выделение и определение скоростей распространения, амплитуд и

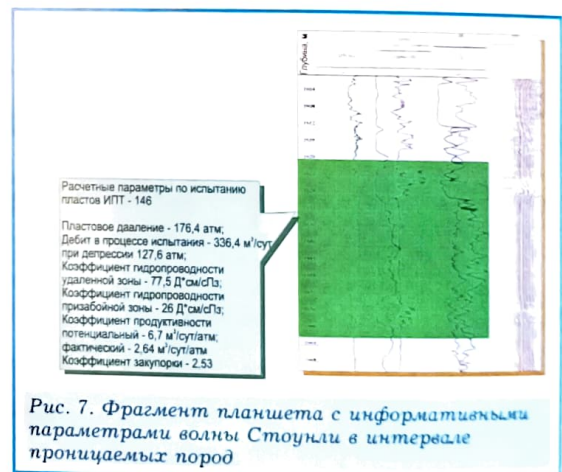
затуханий S, St волн, интерферирующих с более высокоскоростными волнами, достигалось в небольших по протяженности однородных интервалах с контрастными значениями скоростей P и S волн.

Комплекс технических и программных средств ВАР-8 позволяет решать такие геологические задачи, как выделение проницаемых коллекторов, в том числе сложнопостроенных, определение коэффициента пористости, в комплексе с данными РК коэффициента кавернозности пористости, определение интервальных времен распространения волны по скелету породы, выделение зон с преимущественным направлением трещин (субосевое, радиальное), выделение зон с акустической анизотропией по периметру скважины.

Решение этих задач, возможно при условии надежного определения параметров информативных волн.

Критерием выделения проницаемых интервалов пластов являются снижение энергии, повышенные затухание и интервальное время волны Стоунли. На Рис. 7 приведен фрагмент планшета с кинематическими и динамическими параметрами волны Стоунли, в интервале гидродинамических испытаний. В результате испытаний в выделенном интервале получен дебет в объеме 336,4 м³ воды в сутки. По данным ВАР в испытываемом интервале работают лишь подошвенная часть пласта, в этом интервале наблюдаются все характерные признаки проницаемых пластов.

Необходимо отметить, что Кпр отражает проницаемость породы на качественном уровне. Для количественных оценок необходимо получение зависимостей затухания энергии волны Стоунли от проницаемости породы, определённых прямыми методами непосредственно в скважинных условиях и разработка алгоритмов исключения



ющих влияние глинистости на динамические параметры волны Стоунли.

Проницаемый гранулярный коллектор выделяется по повышенным значениям коэффициента относительной проницаемости, равенство Кп (ак) и Кп (рк) и минимальным значениям коэффициентов акустической неоднородности (Рис. 8).

Для трещиноватого, проницаемого коллектора, с преимущественным радиальным направлением трещин, характерными признаками являются повышенные значения коэффициентов относительной проницаемости и радиальной

ВО ВНУТРЕННИХ ТОЧКАХ СРЕДЫ... ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ

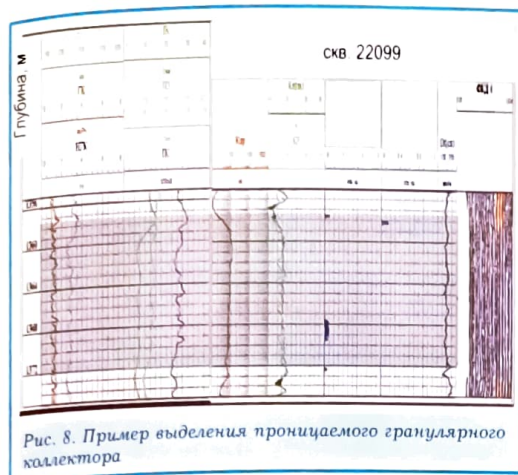


Рис. 8. Пример выделения проницаемого гранулярного коллектора

акустической неоднородности (рис. 9).

На рис. 10 приведен фрагмент планшета с данными ВАК в интервале сложно построенных

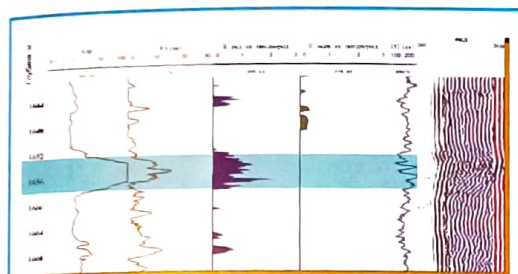


Рис. 9. Пример выделения проницаемого порово-трещинного коллектора с преимущественным горизонтальным направлением трещин.

коллекторов. Выделение интервалов с упорядоченным направлением вертикальных трещин одна из новых задач решаемых волновым акустическим каротажем. Решение этой задачи стало возможным с разработкой ортогонально расположенных дипольных зондов. Выделение зон основано на сопоставлении интервальных времен и затуханий поперечной волны, возбуждаемой дипольными зондами. В условиях отсутствия или с хаотичным направлением трещин кинематические и динамические параметры поперечной волны, возбуждаемой дипольными зондами, в пределах погрешности измерений не отличаются друг от друга. В интервалах с упорядоченным направлением вертикальных трещин расхождения между параметрами может достигать 10 – 15%, рис. 11.

Фрагменты твердых копий данных ВАК, зарегистрированных в карбонатном и терригенных разрезах приведены на рис. 12, 13.

Интервалы проницаемых коллекторов подтверждены данными испытателя пластов и данными ядерно-магнитного каротажа. Полученные результаты доказывают необходимость

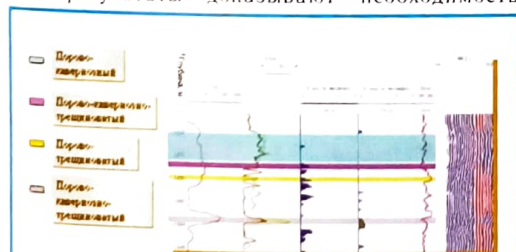


Рис. 10. Пример выделения сложно-построенного проницаемого коллектора

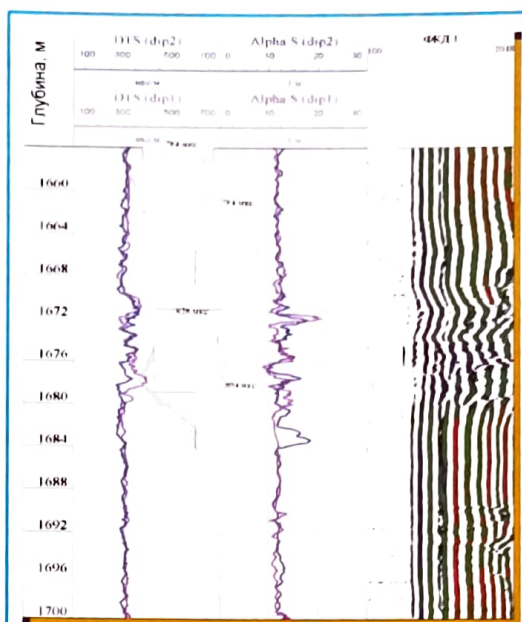


Рис. 11. Пример выделения интервала пород с акустической анизотропией по периметру скважины

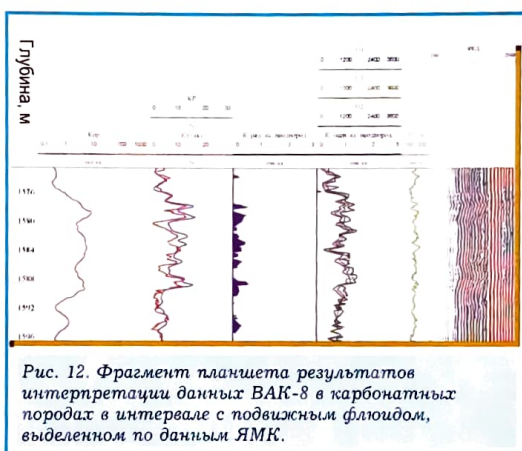


Рис. 12. Фрагмент планшета результатов интерпретации данных ВАК-8 в карбонатных породах в интервале с подвижным флюидом, выделенном по данным ЯМК.

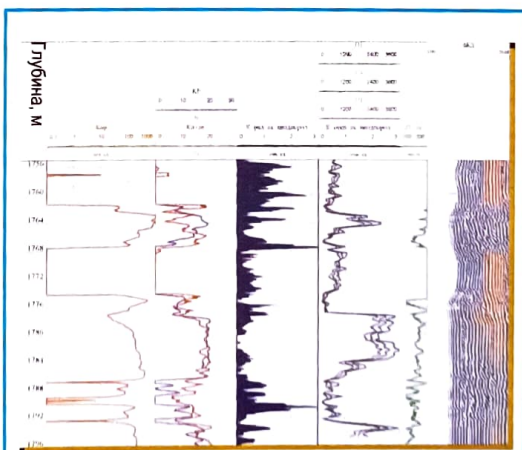
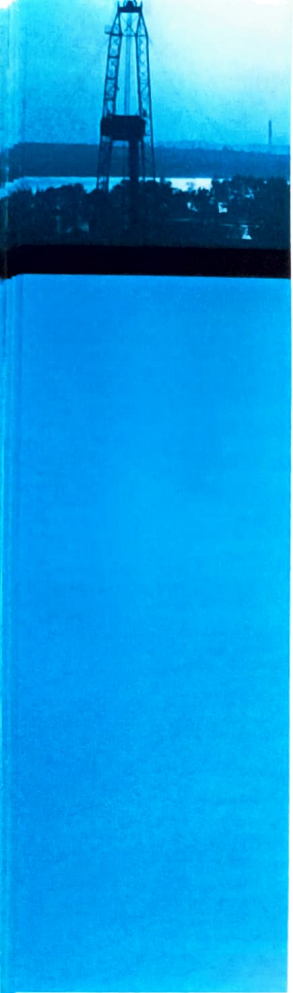


Рис. 13. Фрагмент планшета результатов интерпретации данных ВАК-8 в терригенных породах в проницаемых интервалах, выделенных по данным ЯМК.



применения волнового АК для решения геологических и инженерных задач в сложно построенных карбонатных и терригенных разрезах. На рис. 14, 15 приведены примеры выделения интервалов открытых трещин с преимущественным направлением, подтверждающие результаты сканирующей акустической аппаратурой САТ-4.

Технические и программные средства многоцелевого волнового акустического каротажа ВАК-8 позволяют в комплексе с другими методами ГИС повысить надёжность решения геологических задач.

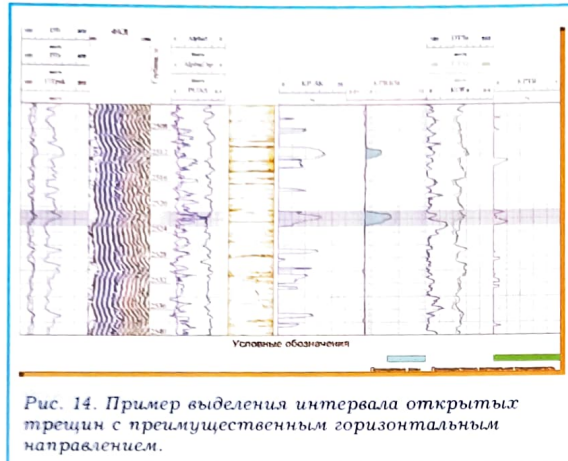


Рис. 14. Пример выделения интервала открытых трещин с преимущественным горизонтальным направлением.

Скважинные исследования проводились в различных регионах России: в Оренбургской обл., Республике Коми, в Красноярском крае,

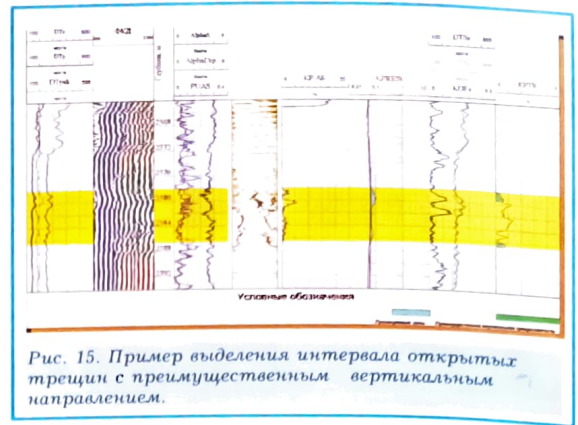


Рис. 15. Пример выделения интервала открытых трещин с преимущественным вертикальным направлением.

Республике Татарстан.

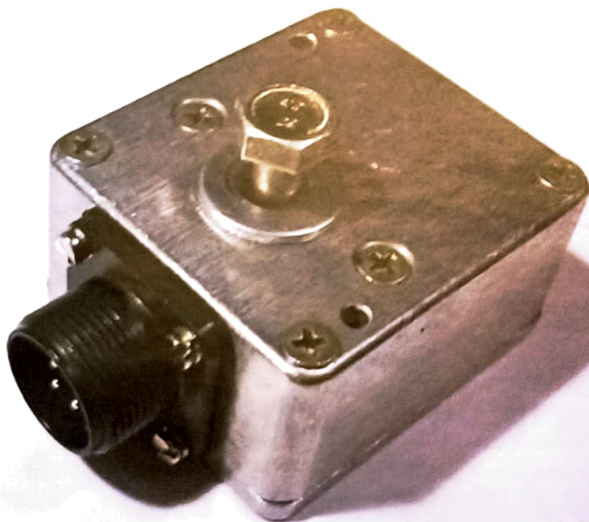
Необходимость проведения исследований за пределами Татарстана поставила задачу разработки термостойкого варианта аппаратуры ВАК-8, позволяющей проводить исследования скважин глубиной до 6000м.

В настоящее время проводятся настройка и испытания опытного образца термостойкой аппаратуры ВАК-8У. Для повышения точности определяемых параметров в состав прибора был включен сигнальный процессор с целью накопления принимаемого сигнала и его последующей обработки. В аппаратуре предусмотрены модуль положения скважинного прибора, модуль измерения скорости звука в жидкости, и модуль измерения температуры. Возможны различные варианты компоновки новой аппаратуры другими модулями измерения.



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 $\pm 50g$ до $\pm 400g$
- нестандартные по спецификации заказчика

**Для всех вариантов - неизменно
надежность и качество**

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

Первые результаты производственного опробования автономных регистраторов РОСА-А при работах ГСЗ

Сагайдачная О.М., Сальников А.С., Сагайдачный А.В., Шмыков А.Н., Щегольков А.В.
ФГУП Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья ФГУП «СНИИГИМС», г.Новосибирск

Введение

Современный этап развития наземных сейсморазведочных телеметрических систем сбора данных характеризуется интенсивным развитием каналов связи, обеспечивающих в реальном времени регистрацию до 10 000 каналов [1-3]. Однако проводные телеметрические системы имеют достаточно серьёзные ограничения, к числу основных можно отнести значительное возрастание суммарной массы линий связи при увеличении разведываемой площади и, как следствие, резкое удорожание системы дистанционной передачи данных, усложнение информационно-измерительной системы и снижение её надёжности. Поэтому так актуальны новые разработки сейсморазведочных систем сбора и передачи данных, которые ориентируются на использование радиоканала и оптоволоконных линий связи [3, 4].

Развивая концепцию бескабельной системы сбора сейсмической информации с использованием выдающихся достижений в области высоких технологий (hi-tech), можно построить эффективный пространственно распределенный комплекс без цифровых линий связи: от нескольких каналов до широко азимутальных систем наблюдения 3D из нескольких тысяч каналов. Существующий уровень развития твердотельной памяти делает экономически выгодным использование памяти емкостью в несколько гигабайт. Твердотельная Flash-память объемом до 4 Гбайт, которая может быть использована в широком температурном диапазоне от - 40С до + 60С, обеспечивает непрерывную запись данных на одном пункте наблюдения в течение нескольких суток и позволяет полностью или частично отказаться от фиксированной по времени работы с искусственными источниками возбуждения (взрывными и вибрационными). Автономные регистраторы позволяют выполнять сейсмические наблюдения без предварительной разбивки пикетов с высокой надежностью, которая определяется, в том числе, и автономностью устройства.

Бескабельная система сбора сейсмических данных на основе автономных регистраторов РОСА-А

Ранее в данном журнале нами была опубликована статья, в которой приведены функциональные характеристики и технические параметры автономных сейсмических регистраторов РОСА-А, построенных с использованием элементной базы и схемотехнических решений высокоточного телеметрического 4-х канального регистратора РОСА [4, 5]. Измерительный канал регистратора РОСА-А реализован на комплекте микросхем фирмы Cristal Semiconductor, Co. (США) с использованием дельта-сигма модулятора 4-ого порядка CS5372. У построенного аналогово-цифрового канала измерения величина реального мгновенного действующего диапазона составляет 24 эффективных разряда АЦП (около 140 дБ мДД) на периоде квантования 16 мс, 23 разряда (136 дБ мДД) - на периоде 2 мс, 22 разряда (115 дБ мДД) - на периоде 1,0 мс.

Автономный сейсмический регистратор РОСА-А, общий вид которого приведен на рис. 1, включает: четырёхканальный 24-х разрядный



Рис.1. Автономный сейсмический регистратор РОСА-А

АЦП; устройство управления; блок внутреннего контроля; генератор тестовых сигналов; модуль энергонезависимой твердотельной Flash-памяти; GPS-приёмник; высокостабильный термостатированный тактовый генератор.

Конструктивно 4-х канальный автономный модуль в основной части реализован на одной печатной плате, на второй плате установлен тактовый генератор, индикация и подключен GPS - приёмник. Корпус регистратора изготовлен из прочного алюминиевого сплава.

Режим программирования работы АЦП включает задание частоты квантования, коэффициента усиления и, как возможный вариант, конфигурирование входов АЦП на работу с внутренним генератором тестовых сигналов для диагностики параметров канала регистрации без использования дополнительных приборов. Генератор тестовых сигналов регистратора построен на принципах дельта-сигма цифро-аналогового преобразователя и обеспечивает уровень нелинейных искажений сигналов меньше 0,0005%. Контролируются следующие параметры: уровень шума, максимальный неискаженный сигнал регистрации, коэффициент нелинейных



ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ

Таблица 1. Техническая спецификация автономного регистратора РОСА-А

Параметр	Полевая сейсмостанция РОСА-А (автономный полевой модуль)
Количество каналов регистрации	4
Аналого-цифровой преобразователь	24-bit
Интервал дискретизации, мс	программируемый 0,125; 0,25; 0,5; 1,0; 2,0; 4,0; 8,0; 16,0
Регистрируемые частоты, Гц	0 - 3200
Мгновенный динамический диапазон	>120 дБ
Усиление	программируемое (1, 2, 4, 8, 16, 32, 64)
Коэффициент нелинейных искажений	менее 0,0005%
Взаимные влияния между каналами	менее -110 дБ
Действующее значение напряжения шума канала, приведенное ко входу при усилении, (RMS)	менее 0,16 мкВ (36 дБ)
Потребляемая мощность на канал в рабочем режиме	менее 1,7 Вт
Способ питания, аккумулятор	аккумулятор, 9 ÷ 48 В
Габариты регистратора	245x98x90 мм
Масса регистратора	1,6 кг
Диапазон рабочих температур	- 40 С ÷ + 60 С
Система привязки точного времени	✓ GPS-приёмник ✓ встроенная система автоподстройки ✓ встроенный прецизионный генератор
Погрешность синхронизации по GPS	<1 мкс
Нестабильность частоты опорного генератора	<10 ⁻⁸
Объём энергонезависимой памяти	до 4GB
Автономная запись	не менее 10 суток, реализован режим записи по расписанию
Контроль записи	индикация режимов работы регистратора в реальном времени, внутренняя самодиагностика с документированием результатов во встроенной Flash-памяти
Подключение к внешним устройствам	компьютер (ноутбук) с USB-портом
Исполнение	пылевлагозащищенное, IP65

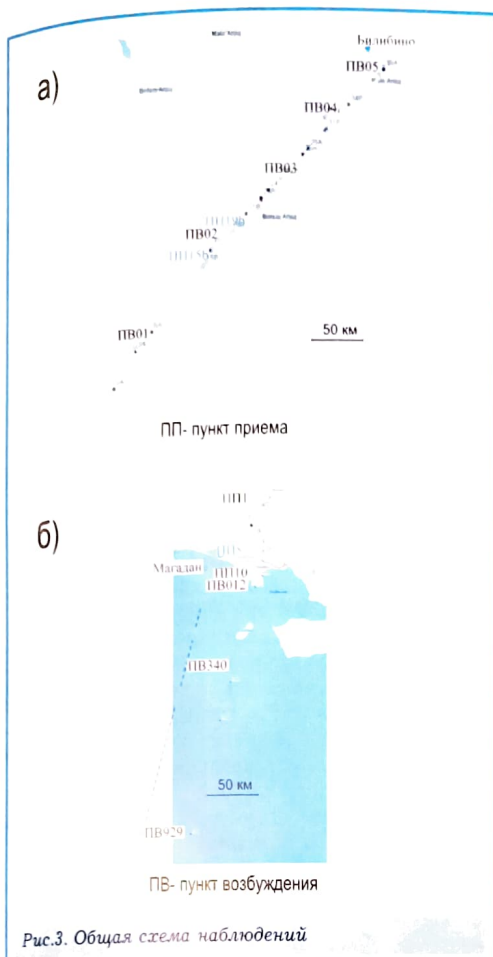
искажений, подавление синфазной помехи, коэффициент взаимного влияния, идентичность коэффициентов усиления, сопротивление и импульсная характеристика подключенного геофона, правильность настроек регистрации.

В автономном регистраторе реализовано два варианта синхронизации внутреннего времени: с использованием GPS-приемника и встроенного высокостабильного тактового генератора. Посредством GPS-приемника можно наиболее точно синхронизировать работу любого количества регистраторов вне зависимости от продолжительности автономной работы. Регистратор переходит в режим синхронизации с использованием внутреннего генератора только в случае нестabilityности приема радиосигналов GPS-приемника.

Для записи информации на промышленные Flash-карты ёмкостью от 256 Мб до 4 Гб используется стандартная файловая система FAT,

которая обеспечивает многоуровневое защищенное хранение и высокую скорость передачи больших объемов информации. Для конфигурирования автономного регистратора используется компьютер, например Notebook, с USB портом и предустановленной операционной системой, поддерживающей файловую систему FAT и накопители USB Mass Storage (MS Windows ME 2000, XP 2003 Server, Linux с ядром > 2.4, MacOS 9 MacOS X и так далее). При подключении к компьютеру регистратор представляется пользователю как том жёсткого диска (аналогично опознаванию USB FlashDrive), доступный для записи и чтения файлов.

По техническим характеристикам автономный регистратор РОСА-А (табл.1) сопоставим с лучшими зарубежными аналогами, к которым, прежде всего, относятся модели Reftek фирмы REFRACTION TECHNOLOGY, Inc. (США), бескабельный комплекс Unite, Vibtech®.



регистраторами РОСА-А, сейсмологической станции Байкал и телеметрической станцией СТС-24Р, доказавали возможность применения данных автономных регистраторов для выполнения высокоточных глубинных сейсмических наблюдений методом ГСЗ. Станции СТС-24Р и «Байкал» в производственном режиме применялись на опорном региональном профиле 2-ДВ и устанавливались, как правило, на самых больших удалениях до 250 – 300 км от вибрационного источника для получения на многоканальных расстановках опорных данных предомненных и отраженных волн от поверхности Мохоровичича [7].

Экспериментальная версия бескабельной системы регистрации, включающей 25 автономных сейсмических регистраторов РОСА-А (100 каналов), была подготовлена к началу летнего полевого сезона 2006 года. В данной комплектации система РОСА-А была апробирована при производстве сейсмических работ методом ГСЗ на Северо-Востоке России (общая схема наблюдений приведена на рис. 3): на опорном геофизическом профиле 2-ДВ (участок в Чукотском АО) и при выполнении наблюдений «суша - море» (г. Магадан).

Сейсмические работы ГСЗ на территории Чукотского АО из-за особо сложных условий выполнялись в летний период с вертолётной доставкой техники. Сейсмические наблюдения производились с использованием автономных полевых модулей и взрывных источников возбуждения (пять взрывов в мелких водоёмах). Применялись одновременно 4-х канальные регистраторы РОСА-А, 3-х канальные регистраторы Байкал и Дельта-Геон. В качестве датчиков использовались сейсмодатчики СВ-5, объединённые в точечную группу из 8 штук.

Регистраторы РОСА-А были запрограммированы на автономную работу продолжительностью 10 суток. Рабочий режим ежедневно включал запись информации длительностью 1,5 часа в интервале ожидания выполнения возбуждения упругих колебаний (взрывов). В ходе проведенных работ регистраторы записали колебания от всех пяти произведенных взрывов и в результате практически была показана достаточная надежность их работы в условиях высоких широт при повышенном фоне статического электричества.

Полученный от взрывного источника на удалениях до 300 км первичный материал характеризуется достаточно высоким отношением сигнал/помеха. Визуально качество полученных сейсмических данных можно оценить по приведенным на рис. 4 записям на открытом канале, здесь показаны:

-4-х канальная первичная запись одного регистратора РОСА-А от одного воздействия (рис. 4а);

-сейсмограмма ОПП – первичная запись колебаний одним регистратором всех пяти взрывов (рис. 4б);

-сейсмограмма ОПВ – волновое поле упругих колебаний от одного воздействия, записанное пространственно распределённой по профилю системой из 4-х канальных автономных регистраторов (рис. 4в).

На данных фрагментах сейсмограмм ГСЗ четко прослеживаются предомненные волны в первых вступлениях, визуально выделяется и поле отраженных, в том числе поперечных, волн в последующих вступлениях. В целом, качество полевого материала можно оценить как хорошее и достаточное для выполнения специальной многоволновой обработки и интерпретации данных сейсмических наблюдений ГСЗ.

Из выше сказанного следует, что на основе высокоточных автономных регистраторов РОСА-А можно построить бескабельную систему сбора и регистрации широкополосных полноформатных сейсмических данных с большим количеством датчиков. Как особо важные отличительные характеристики предлагаемой бескабельной пространственно распределённой сейсмической системы отметим следующие:

-свободный режим работы с сейсмическими источниками упругих колебаний;

-практически неограниченное количество точек наблюдений без предварительной разбивки пикетов;

-регистрация сейсмических данных высоко-разрешающих съёмок;

-экономичность - отсутствие аналого-цифровых телеметрических линий связи;

-многоуровневое защищенное хранение информации;

-высокоточная внешняя синхронизация по сигналам спутниковой системы GPS;

-регистратор обладает функциями самодиагностики и самотестирования с документированием результатов в виде файлов внутри встроенной Flash-памяти.

Результаты апробации автономных регистраторов при выполнении геологоразведочных работ

Полевые испытания автономного регистратора РОСА-А, проведенные в конце 2005 г. на Геофизическом полигоне СО РАН (Новосибирская обл.) с использованием вибрационного источника ЦВП-40, показали, что технические характеристики испытываемых экспериментальных образцов соответствуют заявленным значениям [6]. Практическая идентичность первичных виброграмм и коррелограмм, полученных

ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ

Кроме наземных работ методом ГСЗ в этот же период (июль 2006 г.) автономные регистраторы РОСА-А использовались на южно-магаданском участке профиля 2-ДВ при проведении наблюдений «суша - море» (см. рис. 36). Этот участок протяженностью в 100 км примыкает к северному окончанию морского опорного профиля 2-ДВ-М, на котором ФГУНПП «Севморгео» выполняет геолого-геофизические исследования по Государственному контракту №06/0820-25 (Генеральный Заказчик – Роснедра).

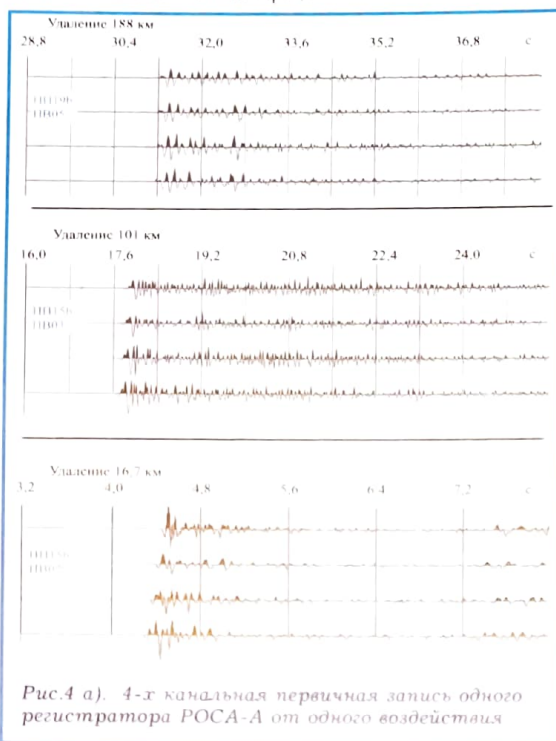


Рис. 4 а). 4-х канальная первичная запись одного регистратора РОСА-А от одного воздействия

Возбуждение упругих колебаний на акватории Охотского моря осуществлялось с использованием морских пневмозлучателей СИН-6М (глубина буксировки 30-37 м, удаление от судна 60 м). Пневмозлучатели работали со сменными рабочими камерами, объемы которых равны 80 л и 120 л, при использовании камеры с объемом в 120 л, она заполнялась водой до рабочего объема 80 л. Рабочее давление в камерах составляло 120-125 атмосфер, период возбуждения выдерживался около 2 мин, что в плане составляло примерно 250 м. В течение двух суток было выполнено около 1000 импульсных ударов.

При наземной регистрации было использовано 10 автономных регистраторов РОСА-А, из

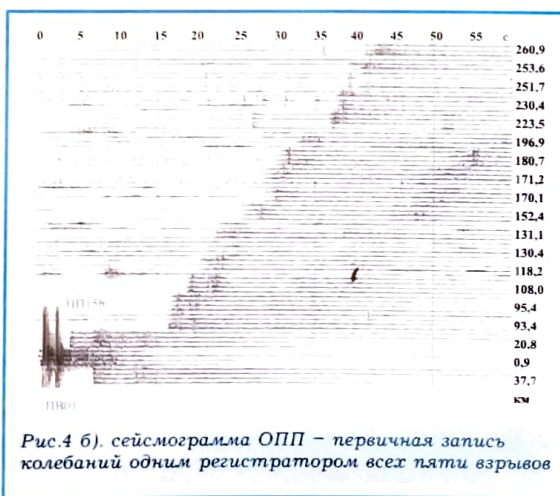


Рис. 4 б). сейсмограмма ОПП – первичная запись колебаний одним регистратором всех пяти взрывов

которых по объективным причинам (недоступность, непроходимость из-за сложных поверхностных условий) большая часть была выставлена недалеко от автодороги. Перед установкой на профиль регистраторы были запрограммированы на режим непрерывной записи длительностью около 50 часов с частотой дискретизации 8 мс. Все регистраторы проработали в заданном режиме без сбоев и в результате были зарегистрированы на удалениях до 250 км от источника непрерывного типа возбуждения сейсмические данные достаточно хорошего качества.

На этапе препроцессинга были сформированы из длительных записей регистраторов, содержащих волновые поля от множества последовательных импульсных воздействий, общее число которых составляло около 1000, сейсмические трассы длительностью 60 с в формате SEG Y (см. рис. 5).

В качестве иллюстрации первичного волнового поля могут служить показанные на рис. 5а сейсмограммы ОПВ (ПВ339, ПВ340), зарегистрированные наземной бескабельной системой наблюдения РОСА-А при двух последовательных воздействиях морских пневмозлучателей. Суммарный (общий) уровень шума относительно сигнальной составляющей волнового поля в различное время суток (день или ночь) можно оценить по первичной записи на открытом канале для регистратора, установленного вблизи дороги (ПП18), приведенной на рис. 5б. Для этого же регистратора на открытом канале в более крупном масштабе показаны (рис. 5в) фрагменты обращенного годографа на удалениях до 130 км, на котором четко и уверенно, с высоким отношением сигнал/помеха прослеживаются волны в первых вступлениях. Следовательно, полученные первичные записи являются достаточными по отношению к помехе в целевом диапазоне регистрации, который обеспечивает в последующем достоверную обработку сейсмограмм ГСЗ «суша - море».

Основные выводы

Первый опыт производственного применения автономных сейсмических регистраторов РОСА-А для решения задач глубинного сейсмического зондирования можно оценить как успешный. Более того, экономически можно считать достаточно перспективным вариант построения бескабельной пространственно распределенной сейсморазведочной системы на основе автономных высокоточных регистраторов РОСА-А для проведения работ методом ГСЗ как в наземном варианте, так и в варианте «суша - море».

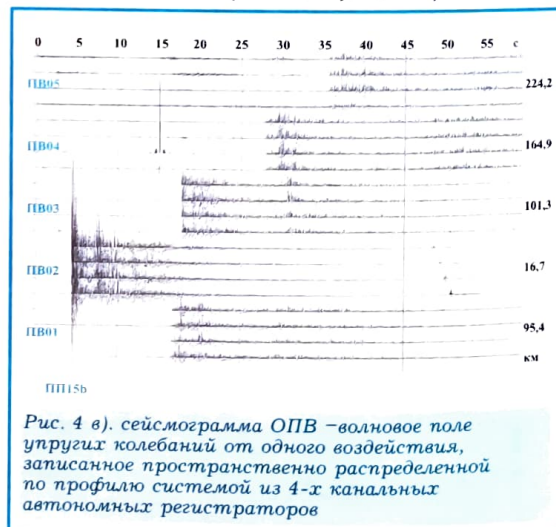


Рис. 4 в). сейсмограмма ОПВ – волновое поле упругих колебаний от одного воздействия, записанное пространственно распределенной по профилю системой из 4-х канальных автономных регистраторов

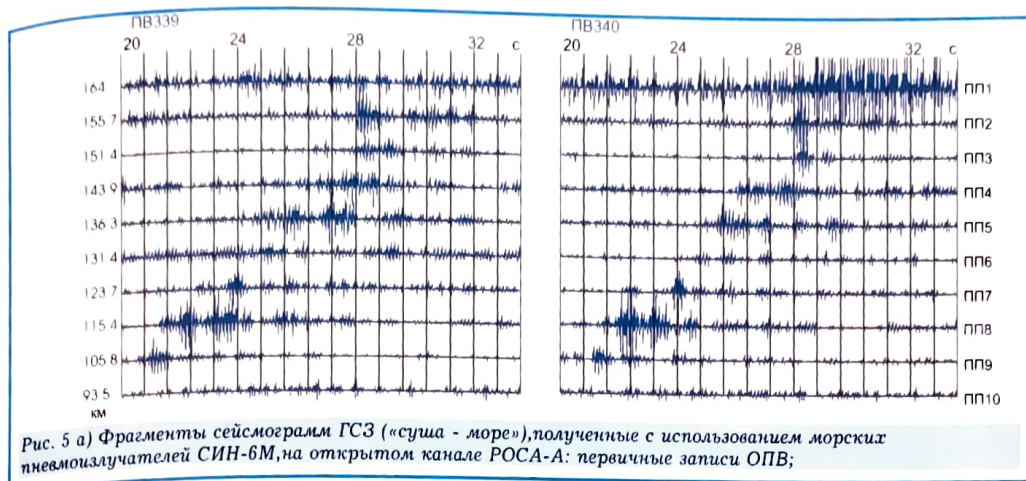


Рис. 5 а) Фрагменты сейсмограмм ГСЗ («суша - море»), полученные с использованием морских пневмоизлучателей СИН-6М, на открытом канале РОСА-А: первичные записи ОПВ;

Важно отметить, что технология работы предлагаемой бескабельной системой сбора сейсмических данных является весьма гибкой,

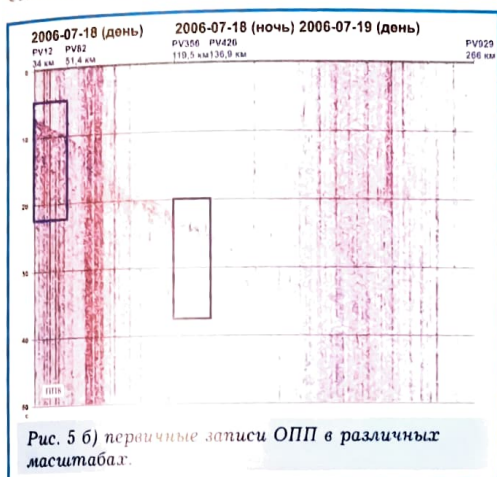


Рис. 5 б) первичные записи ОПВ в различных масштабах.

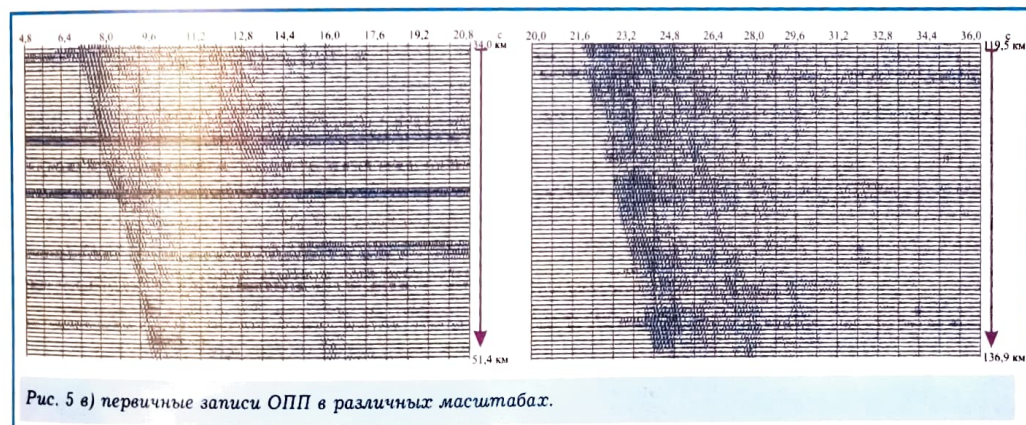


Рис. 5 в) первичные записи ОПВ в различных масштабах.

обеспечивает достоверную регистрацию информации по свободному расписанию с различными источниками возбуждения (взрывными или невзрывными) упругих колебаний, в том числе и с вибрационными.

Система наблюдений может состоять из сверхбольшого количества пунктов приёма, распределённых с переменной плотностью по площади исследований, которая определяется целевыми задачами, сейсмогеологическими условиями и методикой выполнения геолого-геофизических работ. Особо подчеркнем, что при выполнении сейсмических измерений исключается неработоспособность сети сбора из-за неис-

правности одного регистратора.

В случае, если сейсмическая информация нужна в реальном времени, то можно выполнить сбор и регистрацию данных с экономичным использованием телеметрической системы реального времени, имеющей аналогичный по техническим характеристикам измерительный канал, например многоканальную сейсмостанцию РОСА.

Бескабельная регистрирующая система является надёжной системой, обеспечивающей полноформатную регистрацию данных в особо сложных условиях эксплуатации в диапазоне рабочих температур от минус 40°C до плюс 60°C.

Бескабельная система сбора сейсмических данных РОСА-А предназначена для выполнения длительных высокоточных сейсмических измерений при проведении глубинных исследований и мониторинга, но её можно использовать и для регистрации данных высокоразрешающих съёмки.

Литература

1. Федотов С.А. Телеметрические системы – этапы развития/ Приборы и системы разведочной геофизики, 2005, 3.
2. Muse R. Acquiring Seismic With Input/Output System Four/ Oil & Gas Eurasia, 2006, 5.
3. Peebler B., Friedemann C. From PC to iPod, How Step-Change Drives Land Seismic/ Oil & Gas Eurasia, 2006, 3.
4. Flavell Smith J. How a new cable-less land seismic survey acquisition system was born/ FIRST BREAK, February 2006, v 24.
5. Сагайдачная О.М., Сагайдачный А.В., Шмыков А.Н. Вопросы и ответы по телеметрической сейсмостанции РОСА/ Приборы и системы разведочной геофизики, 2005, 3.
6. Сагайдачная О.М., Сагайдачный А.В., Сальников А.С., Шмыков А.Н., Щегольков А.В. Автономные регистраторы РОСА-А для высокоточных сейсмических наблюдений/ Приборы и системы разведочной геофизики, 2006, 2.
7. Еманов А.Ф., Кузнецов В.Л., Сагайдачная О.М., Сальников А.С., Соловьев В.М. Технология региональных исследований методом ГСЗ с вибрационным источником/ Приборы и системы разведочной геофизики, 2004, 3.

Сейсмический источник на основе падающего груза: новая версия-новый результат

Бевзенко Ю.П., ЗАО «Герус», Шулик С.И., ОАО НПФ «Сейсмические технологии», г.Тюмень

Сейсмические источники на основе падающего груза привлекают своей простотой и надежностью, однако им свойственны два основных недостатка, в равной степени ограничивающие их применение в сейсморазведке, это: возбуждение преимущественно низкочастотных компонент спектра сейсмических колебаний и сложное решение задачи синхронизации воздействий для накопления сигналов и группирования источников.

Впервые результаты исследования возможности регулирования и смещения в области высоких частот спектра импульсов, возбуждаемых падающим грузом, были опубликованы в 1974 году [1].

Регулирование спектра было осуществлено сбрасыванием с высоты 3 м диска массой 7 кг, имевшего с одной стороны площадь контакта с грунтом $20,25 \text{ см}^2$, с другой - 225 см^2 . В данном эксперименте удельная статическая нагрузка на грунт, определяемая делением массы груза на площадь поверхности соударения изменилась в 11 раз, от 346 г/см^2 до 31 г/см^2 , при этом амплитуда колебаний в области частоты 90 Гц увеличилась в 4 раза, что соответствует 16 кратному увеличению энергии сейсмических колебаний в этой частотной области. В области частоты 30 Гц произошло увеличение амплитуды на 33%, что соответствует увеличению энергии импульса 61,8 раза.

В 1975 году были выполнены эксперименты с образцами сбрасываемых с высоты 0,5 – 2,5 м 4-х ударных плит массой от 1,3 до 2,25 кг с изменением площади соударения так, чтобы изменялась удельная статическая нагрузка от 65 г/см^2 до 434 г/см^2 . Эксперименты в полной мере подтвердили версию о том, что доля высокочастотных компонент возбуждаемого сигнала существенно увеличивается при уменьшении удельной статической нагрузки на грунт со стороны возбуждаемого колебания жесткого ударного блока; кроме того было установлено, что при малых удельных статических нагрузках на не мерзлый грунт, ускорение ударного блока в процессе удара достигает, в среднем, $100g$, т.е. 981 м/с^2 .

Основной вывод из выполненных экспериментов состоял в необходимости согласования площади соударения с массой и скоростью движения ударного элемента, следствием чего является необходимость увеличения площади соударения при увеличении энергии удара падающего груза.

Последнее условие вступает в противоречие с тем, что при увеличении поверхности соударения увеличивается амплитуда неровностей поверхности грунта и соударение происходит лишь в области локальных возвышенностей. Это приводит к смещению спектра возбуждаемых колебаний в область низких частот. Последнее противоречие было преодолено изобретением деформиру-

емых ударных блоков, постоянно адаптирующихся к изменениям формы поверхности соударения как в результате перемещения на новый пункт возбуждения, так и вследствие неодинаковой остаточной деформации отдельных участков площади соударения при повторении ударов на одном и том же пункте возбуждения [3, 4].

С использованием указанных выше изобретений был создан макет сейсмического источника для зимних работ в условиях Крайнего Севера с массой ударной части 350 кг и высотой падения 2 м. Проведены его сравнительные испытания с электродинамическим источником типа «Геотон» [5], состоящим из двух модулей с максимальным усилием, развиваемым электромагнитом каждого модуля 35 тонн и зазором между полюсами 0,005 м.

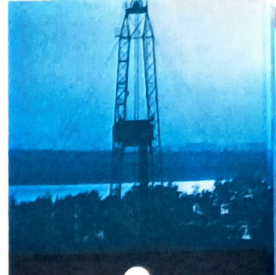
Параметры сопоставляемых источников и источника, проектируемого для работы летом и зимой в средней и южной климатических зонах (колесный вариант), приведены в табл. 1.

На рис. 1 показаны сейсмограммы, полученные при возбуждении источниками двух типов, а в табл. 2 приведены оценки сейсмических параметров и их соотношений для соответствующих воздействий источниками двух типов.

Из оценки соотношений сейсмических параметров (табл. 2а) следует, что эффективность установки типа «падающий груз», определяемая произведением ширины спектра на отношение сигнал/помеха (строки 5.6) при одиночных воздействиях практически в 2 раза выше, чем

Таблица 1. Параметры источников сейсмических волн

Типы источников	Геотон – 2 модуля	Макет источника «падающий груз» (санный вариант)	Проект источника «падающий груз» (колесный вариант)
Значение параметров			
Общая масса источников, т	5,5	2,0	1,0
Масса ударной части, т	1,7	0,35	0,35
Потребляемая мощность привода, кВт	1,5	3-5	3-5
Среднее значение ускорения ударного элемента в процессе удара, м/с^2	20,59	981	981
Энергия, затрачиваемая в процессе одного воздействия, кДж	3,44	6,87	6,87
Отношение энергии затрачиваемой на одно воздействие к общей массе установки, кДж/т	0,625	3,435	6,87
Количество ударов для получения сопоставимых волновых полей	8	1	1



ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ

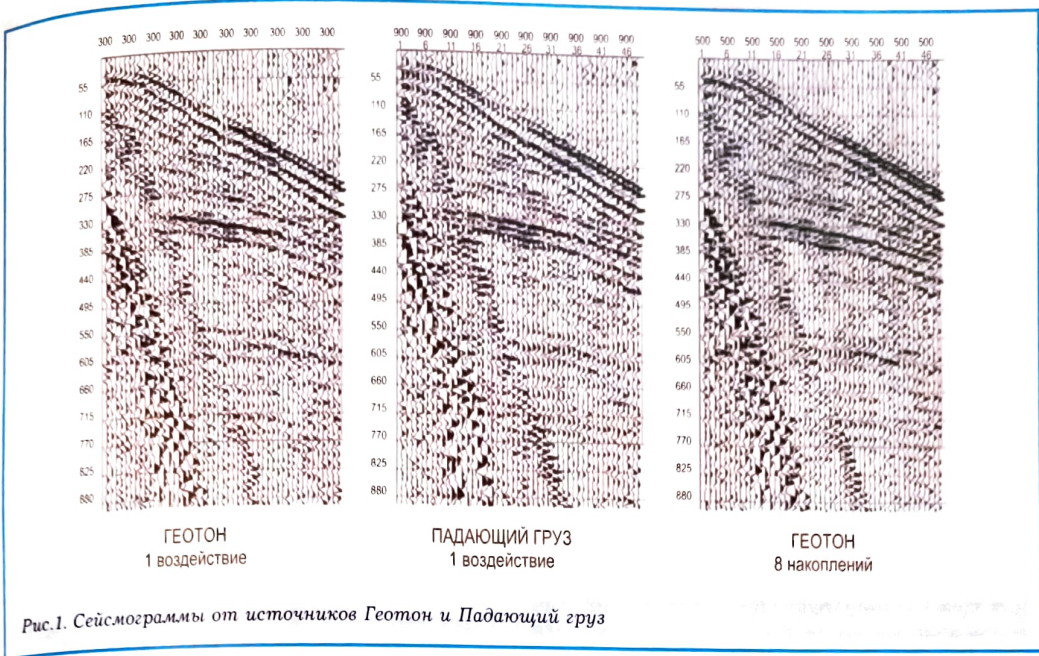


Рис.1. Сейсмограммы от источников Геотон и Падающий груз

Таблица 2а. После нормирования и выравнивания спектра в диапазоне 10-80 Гц

№	Отношение параметров Параметры	Геотон/ Падающий груз				
		Последовательные номера воздействий			Среднее знач. 3-х воздействий	Геотон- 8 накоп. Пад. Груз - 1 воздействие
		1	4	7		
1	Частота максимума спектра, Гц.	35,2/35,2=1,0	35,2/35,2=1,0	35,2/35,2=1,0	35,2/35,2=1,0	35,2/35,2=1,0
2	Преобладающая частота, Гц.	54,1/52,5=1,03	54,6/54,5=1,00	53,7/54,3=0,99	54,1/53,8=1,01	54,8/53,2=1,03
3	Эффективная ширина спектра, (ЭШС), Гц.	33,8/31,4=1,08	33,6/32,9=1,02	32,1/32,4=0,99	33,2/32,2=1,03	32,3/32,0=1,01
4	Энергетическое отношение сигнал/помеха (ЭОСП)	4,93/6,33=0,78	5,74/7,43=0,77	5,65/6,93=0,82	5,44/6,90=0,79	7,05/7,23=0,98
5	ЭШС*ЭОСП	0.842	0.785	0.812	0.814	0.990
6	1/ЭШС*ЭОСП				1.23	1.01

Таблица 2б. После нормирования, без выравнивания частотного спектра

№	Отношение параметров Параметры	Геотон/ Падающий груз				
		Последовательные номера воздействий			Среднее знач. 3-х воздействий	Геотон- 8 накоп. Пад. Груз - 1 воздействие
		1	4	7		
1	Частота максимума спектра, Гц.	41,0/35,2=1,16	42,0/35,2=1,19	42,0/35,2=1,19	41,7/35,2=1,18	42,0/35,2=1,19
2	Преобладающая частота, Гц.	62,2/43,2=1,44	57,8/48,6=1,19	56,3/47,4=1,19	58,8/46,4=1,27	54,0/49,0=1,10
3	Эффективная ширина спектра, (ЭШС), Гц.	22,8/15,7=1,45	17,9/15,1=1,19	16,9/14,8=1,14	19,2/15,2=1,26	18,5/15,2=1,22
4	Энергетическое отношение сигнал/помеха (ЭОСП)	1,94/6,50=0,30	2,96/6,66=0,44	2,95/6,37=0,46	2,62/6,51=0,40	3,83/6,78=0,56
5	ЭШС*ЭОСП	0,435	0,524	0,524	0,504	0,683
6	1/ЭШС*ЭОСП				1,98	1,46

соответствующая «эффективность» двух модулей источника типа «Геотон».

После выравнивания частотного спектра в диапазоне 10-80 Гц, соответствующий показатель «эффективности» установки типа «падающий груз» составляет 1,23 (табл. 26, строки 5,6).

Сопоставление сейсмического эффекта от возбуждения двумя источниками типа «ГЕОТОН» (общая масса источников - 5,5 тонн) и источника на основе падающего груза (общая масса источника - 2 тонны).

Полученные экспериментальные соотношения сейсмической «эффективности» источников двух типов можно попытаться объяснить соотношением энергетическим в сопоставляемых источниках в процессе возбуждения сейсмических импульсов.

В источнике «Геотон» силовое воздействие на грунт осуществляется в процессе притягивания пригруза массой 1,7 т электромагнитом с усилением 35 т при начальном зазоре между полюсами 0,005 м.

В этом случае ускорение, с которым притягивается пригруз, составляет для одного модуля 20,59 м/с² ($35 \cdot 1,7 = 20,59$), а работа или энергия, затрачиваемая на производство одного импульса одним модулем, составляет 1,72 кДж ($1,7 \cdot 20,59 \cdot 0,005$).

Энергия, затрачиваемая в двух модулях, составляет 3,44 кДж.

В источнике «Падающий груз» энергия груза массой 0,35 т, падающего с высоты 2 м, под действием ускорения силы тяжести (g) составляет 0,87 кДж ($0,35 \cdot 9,81 \cdot 2$), т.е. в 2 раза больше, чем в источнике «Геотон», что подтверждается данными строк 5,6 табл. 2а.

Поскольку, как видно из строк 1,2,3 табл. 26, частотный диапазон импульса источника «Геотон» выше, чем импульс источника «Падающий груз», то после выравнивания спектров в диапазоне 10 - 80 Гц, «эффективность» последнего снизилась и составила 23% по отношению к «эффективности» двух модулей источника «Геотон».

Чтобы двумя модулями источника «Геотон» возбудить поле эквивалентное полю одного удара источника «Падающий груз», необходимо произвести накопление 8 ударов.

Таким образом, экспериментально доказано,

что источник типа «Падающий груз» может генерировать импульсы сопоставимые по частотному диапазону с импульсами источника «Геотон», но при этом в 5-10 раз более высоким соотношении энергии импульса к общей массе установки.

Синхронизация накапливаемых воздействии одного источника в реальном времени несложно решается программными средствами системы ССВ и сейсмостанции. Что же касается группирования, то здесь наша стратегическая линия - это создание, вместо группирования источников, генераторов большой единичной мощности, позволяющих конструктивно осуществлять синхронное воздействие на площади, превышающей 10 м², с энергией единичного импульса достигающей 50-100 кДж.

Мы надеемся, что, благодаря высокой сейсмической «эффективности», новая версия источника на основе падающего груза займет свою нишу в современной сейсморазведке. Такие источники могут оказаться востребованными и при сейсмическом воздействии на нефтяные пласты с целью повышения их нефтеотдачи, производительности и качества работы эксплуатационных скважин.

Вполне реальными являются проекты источников с силой удара 500-1000 тонн при общей массе установки 10-20 тонн.

Для инвесторов в области производства данного типа источников привлекательной является относительно низкая себестоимость изделий, а для пользователей - снижение объема транспортировки, осуществляемой в процессе подготовки и выполнения полевых работ.

Литература

1. Бевзенко Ю.П. Методика сейсморазведочных работ на севере Тюменской области с применением невзрывных источников возбуждения // Разведочная геофизика СССР на рубеже 70-х годов. М. Недра. 1974. с. 82-85.
2. Бевзенко Ю.П. «Разработка технических средств и рациональной методики сейсморазведки с применением невзрывных источников возбуждения сигналов». Диссертация на соискание ученой степени кандидата г.-м. наук. 1977. с. 42-52.
3. Бевзенко Ю.П. Устройство для возбуждения сейсмических волн. Патент РФ на изобретение № 2179324. кл. G-01V 1/147. 2002.
4. Бевзенко Ю.П. Источник сейсмических волн. Патент РФ на полезную модель № 44396 кл. G-01V 1/147. 2004.
5. Приборы и системы разведочной геофизики № 01/2003. Саратовское отделение ЕАГО с. 11-12, Анкушев В.В., Гурьев С.В., Реззов В.И.

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. Подписные 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.

Прогнозирование геологического разреза на основе комплекса геофизических данных в сложнопостроенных регионах

Соколова И.П., Скорнякова Е.Г., Герасименко Т.С., ФГУП «НВ НИИГГ», г. Саратов

Задача прогнозирования геологического разреза является основополагающей при постановке и реализации геолого-геофизических исследований. Она включает в себя целый круг проблем, связанный с изучением структурно-тектонических особенностей строения территории, изменением лито-фациального состава отложений, слагающих разрез, и наличием объектов, перспективных на обнаружение полезных ископаемых, в первую очередь – углеводородного сырья. В настоящее время ни у кого не вызывает сомнения необходимость комплексного подхода к решению этой задачи с привлечением как можно большего объема разнородной геолого-геофизической информации.

В ФГУП «НВ НИИГГ» разработана и успешно применяется технология комплексирования, в которой помимо данных сейсморазведки, используются материалы грави-, магнито- и электроразведки различных модификаций [1]. Выбор рационального комплекса геофизических методов определяется, прежде всего, степенью детальности решаемых задач.

На региональном этапе изучения территории хорошие результаты дает использование различных трансформаций потенциальных полей и электроразведки комплексом методов МТЗ+ЗСБ. В совокупности с данными сейсморазведки такой набор методик позволяет оценить местоположение и конфигурацию поверхностей основных физико-геологических комплексов (кристаллического фундамента, соляных куполов и т.д.), наметить зоны тектонических нарушений, т.е. составить представление об основных особенностях модели строения изучаемой территории. Особенно очевидна эффективность данного комплекса в районах со сложным геологическим строением, например в Прикаспийской впадине.

Во внутренних районах Прикаспийской впадины интерпретация сейсмической волновой картины далеко неоднозначна, что обуславливает существование большого количества моделей строения этой территории, созданных разными авторами в различные периоды ее изучения. Привлечение электроразведочной информации позволяет выделить в разрезе поверхности опорных высокоомных геоэлектрических комплексов, которые в данном районе связаны с рельефом соляных тел (Рис.1), и кристаллического фундамента. Кровля фундамента практически не находит своего отображения в сейсмическом поле. На разрезах интервального сопротивления, полученных по данным МТЗ, четко фиксируется высокоомный геоэлектрический горизонт (Ф?), ступенчато погружающийся с севера на юг в сторону центральной части Прикаспийской впадины (Рис.2). Несмотря на то, что в пределах изучаемого региона кристаллический фундамент не вскрыт скважинами, можно предположить, что этот горизонт связан с поверхностью регионального опорного геоэлектрического комплекса, отвечающего допалеозойскому фундаменту.

Известно, что тектонические нарушения характеризуются наличием локализованных зон резкого изменения физических параметров отложений, связанного с нарушением целостности породы. Эти изменения хорошо фиксируются в распределении интегральных характеристик сейсмического и электромагнитного полей (например, интегральное сопротивление R , прогнозные значения средних скоростей). Зонам дробления, сопровождающим тектонические подвижки, по которым свободно циркулируют растворы пластовых флюидов, соответствуют области пониженных значений параметров. Такие разломы называют "живущими", они

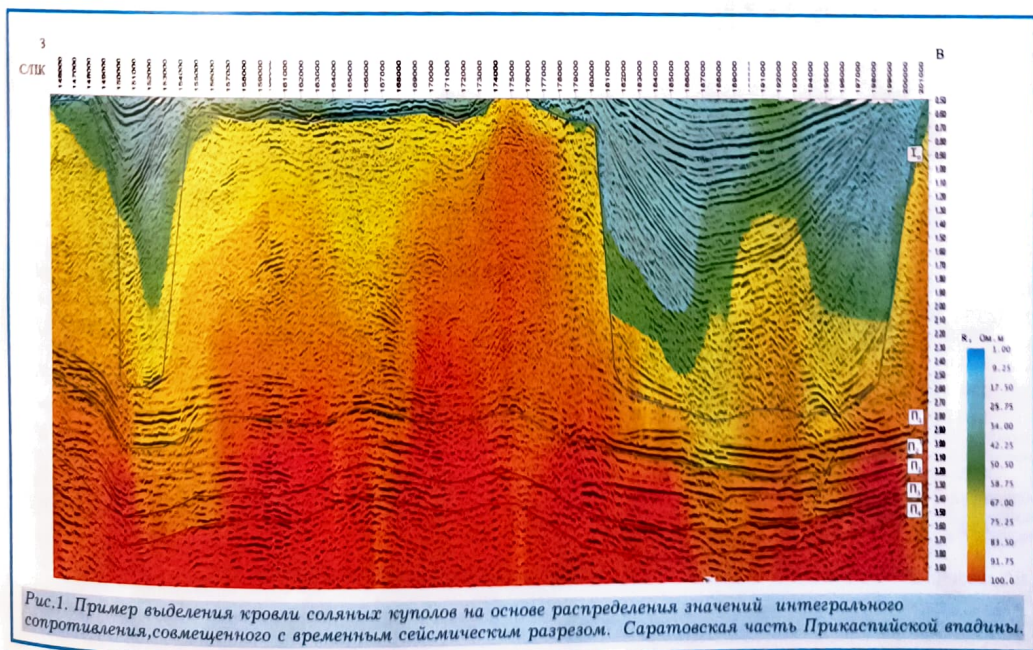


Рис.1. Пример выделения кровли соляных куполов на основе распределения значений интегрального сопротивления, совмещенного с временным сейсмическим разрезом. Саратовская часть Прикаспийской впадины.

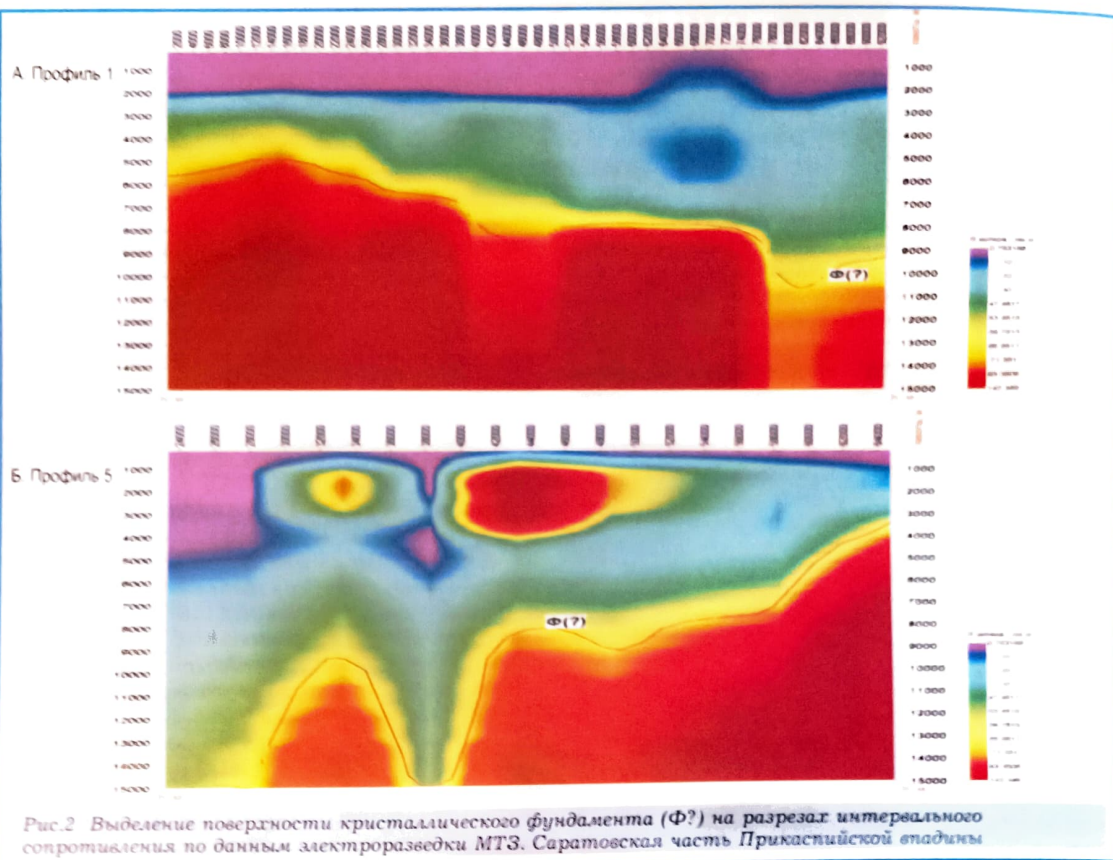


Рис.2 Выделение поверхности кристаллического фундамента (Ф?) на разрезе интервального сопротивления по данным электроразведки МТЗ. Саратовская часть Прикаспийской впадины

создают благоприятные условия для миграции углеводородов (УВ) по разрезу. «Залеченные» разломы отмечаются увеличением значений R и могут являться «экраном» при миграции УВ. Также резко градиентные, локализованные, линейно вытянутые участки изменения интервального сопротивления отмечены по данным электроразведки на уровне залегания фундамента, что по совокупности с данными сейсмо-разведки МОГТ дает основание предположить блоковое строение этого комплекса. Применение

комплекса сейсмо-электроразведки позволило проследить региональное погружение горизонта (Ф?) во внутреннюю часть Прикаспийской впадины, выделить грабенообразные зоны субширотного простирания, параллельные бортовому уступу, и относительно приподнятые зоны, представляющие определенный интерес с точки зрения локализации возможных ловушек углеводородов.

На зонально-региональном и детальном этапах изучения территорий в комплексе целесо-

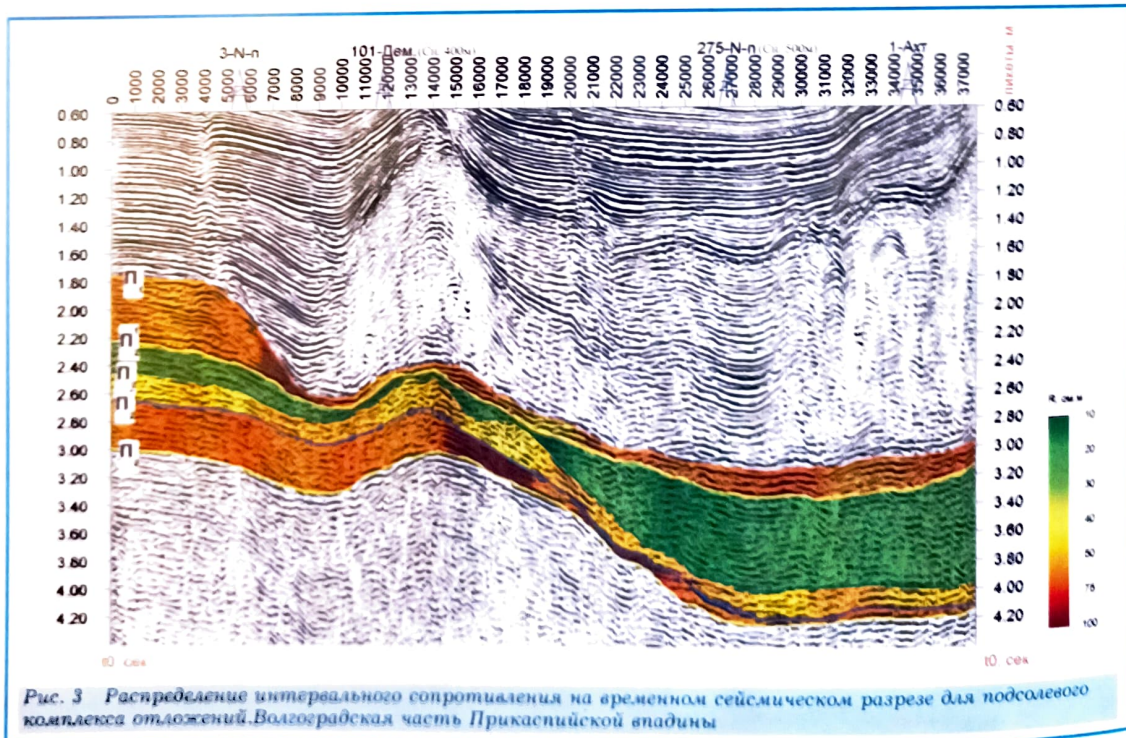
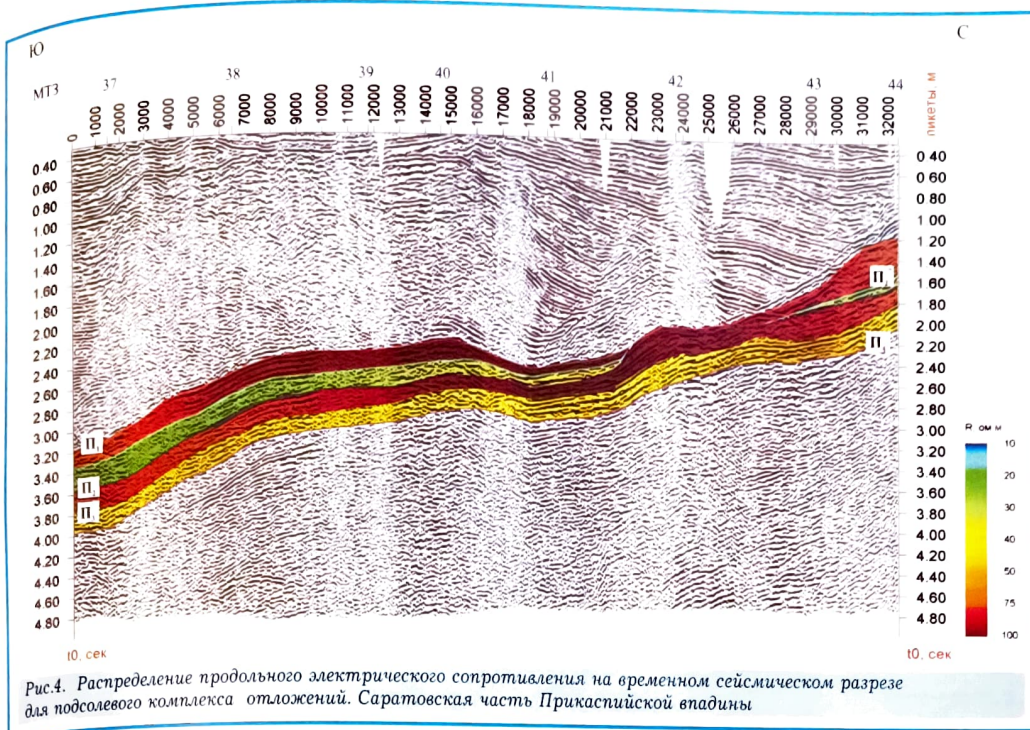


Рис.3 Распределение интервального сопротивления на временном сейсмическом разрезе для подселевого комплекса отложений. Волгоградская часть Прикаспийской впадины



образно включать электроразведочные модификации, обладающие более высокой разрешающей способностью как по латерали, так и по глубине (ЗСБ, ВРЭ-ВП, ЗС-МП). Наполнение структурной основы, построенной по данным сейсморазведки, значениями интервальных сопротивлений дает возможность оценить преимущественный лито-фациальный состав разновозрастных отложений и его латеральные изменения. Особенно ценна такая информация для подсолевой части разреза Прикаспийской впадины, слабо изученной глубоким бурением.

По результатам комплексной интерпретации, выполненной в пределах Саратовской и Волгоградской частей Прикаспийской впадины [3], четко фиксируется изменение толщины низкоомных преимущественно терригенных отложений верейско-мелекесского возраста на фоне значительно более высокоомных вмещающих карбонатов (Рис.3,4). Кроме того, удастся проследить увеличение мощности карбонатных отложений среднего карбона – верхнего девона, которое может указывать на развитие на данных участках рифогенных построек, представляющих несомненный поисковый интерес.

После того, как составлено представление об особенностях геологического строения изучаемого разреза, о литологическом наполнении составляющих его комплексов и изменениях их толщин, можно переходить к решению такой тонкой задачи как выявление скоплений углеводородов в потенциально перспективных интервалах разреза. Прогнозирование местоположения продуктивных объектов также обеспечивается применением комплекса методических приемов обработки и интерпретации сейсмо-электроразведочных материалов, направленных на выявление аномальных эффектов от залежей УВ. Особенно интенсивно скопления углеводородов влияют на распределение электромагнитного поля за счет существенного увеличения продольного сопротивления вмещающих и, от части, перекрывающих отложений. Однако следует помнить, что увеличение сопротивления

одновозрастных отложений может быть вызвано и другими геологическими причинами, не связанными с нефтегазоносностью коллекторов. «Разбраковка» зафиксированных электроразведочных аномалий может быть выполнена только на основе привлечения дополнительной геолого-геофизической информации. В разработанной авторами методике эта проблема решается с помощью материалов сейсморазведки, позволяющих спрогнозировать «литологическую» составляющую продольного сопротивления и рассматривать только ту его часть, которая связана с характером флюидонасыщения [2].

Практика работ показывает, что достоверность прогнозных оценок может быть существенно повышена за счет использования результатов динамической интерпретации сейсморазведки. Совместный анализ геометрии, литолого-фациального состава, фильтрационно-емкостных свойств пластов-коллекторов и характера их флюидонасыщения позволяет локализовать объекты поиска, оценить перспективы их нефтегазоносности и оптимизировать местоположение разведочных и эксплуатационных скважин.

Такой подход к комплексированию геофизической информации, имеющей различную природу и разрешающую способность, дает возможность значительно повысить эффективность геолого-разведочных работ при решении широкого круга проблем на различных стадиях изучения территорий.

Литература

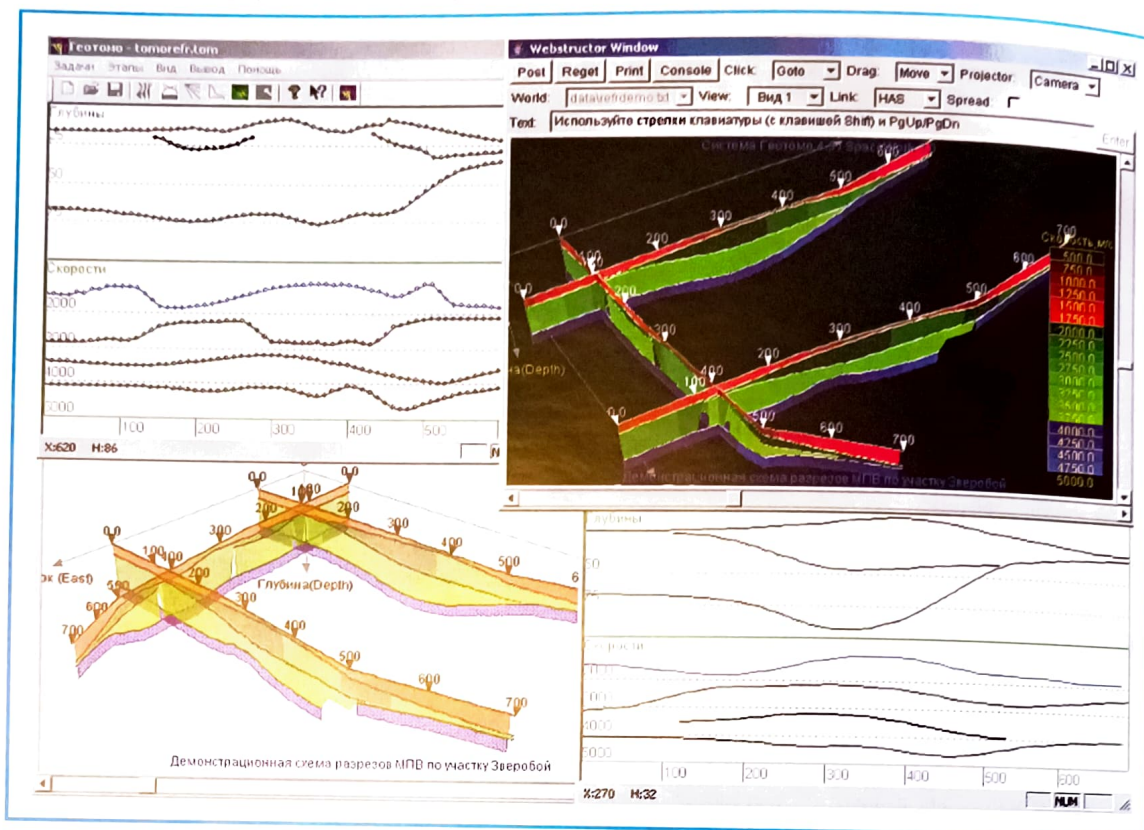
- 1 Патент на изобретение №2155977 Способ геофизической разведки. Авторы: Смилевец Н.П., Соколова И.П., зарегистрирован в Государственном реестре изобретений Российской Федерации, г. Москва, 10 сентября 2000 г.
- 2 Патент на изобретение №2154847 Способ геофизической разведки при поисках нефтегазовых месторождений. Авторы: Смилевец Н.П., Соколова И.П., зарегистрирован в Государственном реестре изобретений Российской Федерации, г. Москва, 20 августа 2000 г.
- 3 Скорнякова Е.Г., Писаренко Ю.А., Титаренко И.А., Куколенко О.В., Матвеев В.В. Общегосударственный геофизический профиль Оренбург-Манчж., в сб. «Приоритетные направления работ на территории Приволжского и Южного Федеральных округов в 2004-2010 гг.», Саратов, 2003

Системы обработки, интерпретации и визуализации данных метода преломленных волн

Колонин А.Г., АйТи Решения, г. Новосибирск

Компания «АйТи Решения» представляет комплекс из двух систем, предназначенных для обработки, интерпретации и визуализации

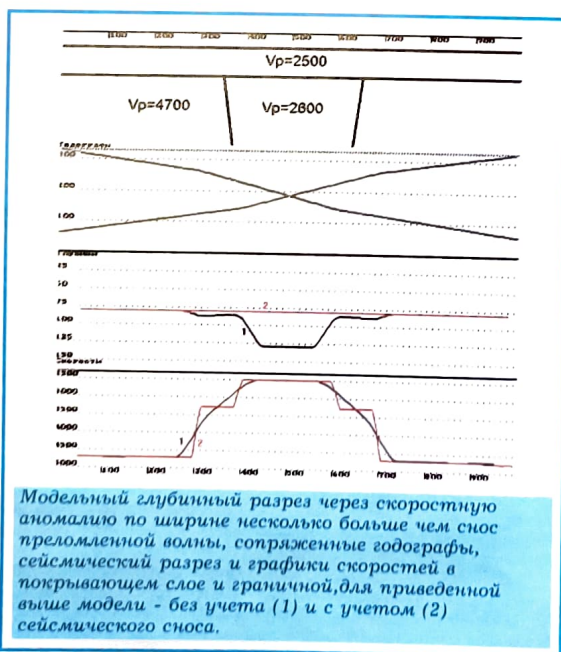
графики «SpaceWork» версии 2.0 - для визуализации в задачах нефтегазовой



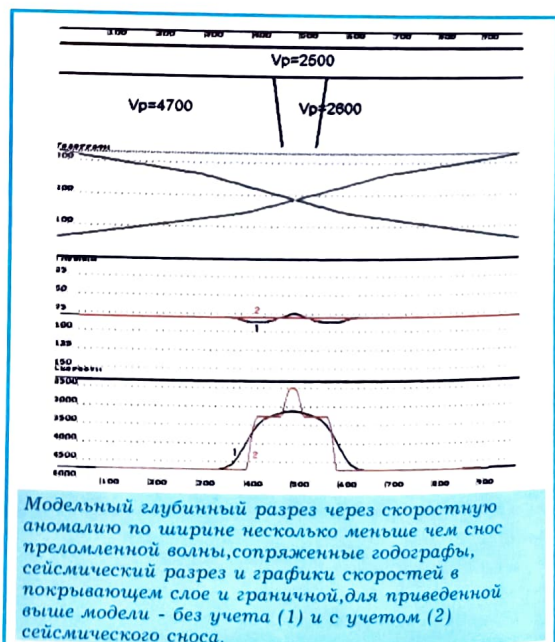
геофизических данных. Это - система геофизической томографии «Геотомо» версии 4.5 для Windows и система трехмерной геофизической

инженерной и рудной геофизики.

Наибольший интерес представляет возможность совместного использования двух систем для



Модельный глубинный разрез через скоростную аномалию по ширине несколько больше чем снос преломленной волны, сопряженные годографы, сейсмический разрез и графики скоростей в покрывающем слое и граничной, для приведенной выше модели - без учета (1) и с учетом (2) сейсмического сноса.



Модельный глубинный разрез через скоростную аномалию по ширине несколько меньше чем снос преломленной волны, сопряженные годографы, сейсмический разрез и графики скоростей в покрывающем слое и граничной, для приведенной выше модели - без учета (1) и с учетом (2) сейсмического сноса.

обработки, интерпретации и визуализации данных сейсмического метода преломленных волн (МПВ).

Например, для разделения локальных структурных и литологических аномалий при интерпретации годографов первых вступлений МПВ, предлагается два подхода для учета сейсмического сноса. Без его учета побочные «ложные» структурные аномалии искажают рельеф преломляющей границы, в то время как скоростная аномалия оказывается недостаточно контрастной. Учет сноса делает скоростные аномалии более четко выраженными и устраняет побочные структурные эффекты, как показано на иллюстрации ниже.

Система «Геотомо» позволяет применять алгоритмы сейсмической томографии к интерпретации данных непродольных (пространственных) наблюдений МПВ. Кроме того, с помощью системы «SpaceWork» даже результаты обычного продольного профилирования МПВ можно представить в объемном виде, совместив все профили по исследуемому участку в едином объеме. Например, как показано ниже, разрезы МПВ, полученные в системе «Геотомо» (на основе исходных сейсмограмм в формате SEG-Y), можно визуализировать средствами системы «SpaceWork» в трехмерном объеме. При этом, возможно управлять цветовой шкалой и прозрачностью объектов на экране, а также совершать виртуальные путешествия по геологическому пространству, не просто вращая модель перед собой, но и оказываясь

непосредственно между несколькими разрезами.

Помимо обработки и интерпретации данных МПВ, система «Геотомо» позволяет решать широкий круг задач просвечивания, сейсмической и электромагнитной томографии — с использованием как времен прихода волн, так и их амплитуд. Например, по временам и амплитудам сейсмических волн, полученных при межскважинном просвечивании, можно построить сечения по разным скважинам с совмещенным представлением распределений скорости и поглощения. Далее, из множества таких разрезов можно построить единую объемную модель.

«SpaceWork» дает также возможность интерактивной визуализации любой геолого-геофизической информации — данных сейсморазведки методом отраженных волн, электроразведки, геохимических исследований и других.

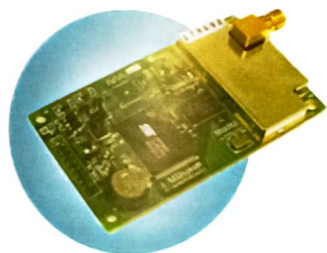
Система «Геотомо» с 80-х годов использовалась в геологической и горной отраслях при геологоразведочных работах и инженерно-строительных изысканиях, в различных организациях на территории бывшего Советского Союза, таких как Баженовская Геофизическая Экспедиция, Ботубинская Геофизическая Экспедиция, АтомЭнергоПроект, Институт Горного Дела имени Скопинского. Система может применяться как при поисках и разведке полезных ископаемых (уголь, нефть, алмазы, металлы), так и для инженерных изысканий и обеспечения безопасности горных работ.



представляет

**LAIPAC
TECH**

Полная линейка инструментов для контроля над пространством



Расширьте возможности вашей продукции

Серия встраиваемых GPS приемников построенных на новейших технологиях SiRF III и e-LP и обеспечивающих низкое энергопотребление и повышенную точность измерений

Контролируйте Ваши мобильные объекты

Высокопроизводительное устройство автоматического GPS трекинга для бортовой установки питается напряжением от 9В до 48В, обеспечивает многоканальное измерение и хранение параметров движения во встроенной памяти и управляется посредством сотовой/спутниковой/радио связи



Будьте на связи с персоналом

Персональный GPS локатор работающий в сетях сотовой связи GSM, обеспечивающий высочайшую точность позиционирования и двустороннюю голосовую связь, контролируется в реальном времени и функционирует как GPS приемник через порт USB

Процессный подход к управлению - важнейший принцип международных стандартов серии ISO 9000:2000

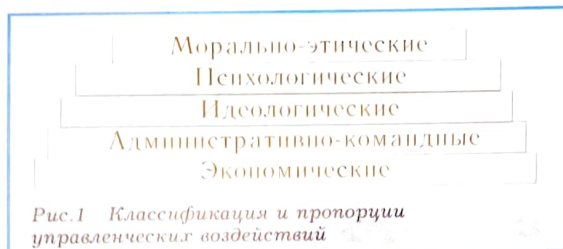
Седелъников В.А., главный аудитор органа по сертификации систем менеджмента качества TUV CERT (Германия)

После принятия концептуальных [1] и программных [2] решений о внедрении международных стандартов ISO 9000:2000 перед организацией встает ряд непростых проблем. Первая проблема заключается в необходимости преодоления склонности к нарушению нормальных пропорций использования основных методов управленческих воздействий (Рис.1)

Эта нормальная пирамида у некоторых наших руководителей превращается в нечто бесформенное с гипертрофированной второй ступенью и полнейшим пренебрежением к человеку с его идеями, психологией, этикой и экономическими условиями жизни.

Если мы усвоим эти нормальные пропорции, то окажемся перед второй проблемой, связанной с уже существующей в организации системой управления, в которую необходимо вносить изменения.

Независимо от характера и сути изменений система будет им сопротивляться — такова ее природа. Чтобы изменения были успешными,



системному сопротивлению необходимо противопоставить в рамках каждого из названных управленческих методов свою систему действий. Ее нужно разработать применительно к каждой организации, исходя из общенаучных свойств метода. Приведем для примера типовую схему действий (Рис.2) в рамках психологических методов.

Содержание стандартов предполагает, что руководство организации знает о первых двух проблемах и решает их. В Российских условиях это часто не так. В результате даже вполне добросовестные усилия по внедрению стандартов иногда оказываются бесполезными.

Третья проблема, решению которой в основном и посвящены рассматриваемые стандарты, возникает на уровне основных элементов системы, т.е. процессов и их взаимодействия (Рис. 3). Конкретно, это проблема получения дополнительной выгоды в случае, когда деятельностью и соответствующими ресурсами управляют как целостным процессом, а не только как суммой функций подразделений и технических специалистов организации. Глубочайшим заблуждением является мнение, что если каждый такой специалист выполняет свои функции предельно качественно, то высокое качество процесса (проекта) автоматически обеспечивается.

Стандарты [3] основаны на 8 принципах, образующих систему и не работающих по отдельности. При этом принцип процессного подхода (4-ый принцип) занимает в этой системе особое место по значимости и трудности освоения, поэтому в рамках данной статьи остальных принципов мы касаться не будем и отошлем интересующегося читателя непосредственно к стандартам.

Какие же изменения предстоит провести в организации для реализации принципа процессно-

го подхода?

На Рис.4 изображена обычная пирамида управления организацией по вертикали. В данном случае подразделение получает задание на выполнение какой-либо работы от вышестоящего руководителя и отчитывается за выполнение задания перед ним же. Смежное подразделение, которому передается результат работы первого подразделения имеет равный с ним статус и может что-то требовать от первого только через посредство вышестоящего начальника. Ресурсы на выполнение работы так же выделяются сверху - вниз по требованию подразделения, не обязанного учитывать требования смежных подразделений. Таким образом, управленческие решения направляются по вертикали, а поток работы перпендикулярен ей, так что работа движется по одному пути, а сопровождающие ее информация, ресурсы, ответственность и полномочия проходят другой, гораздо более сложный путь. Это не может не сказаться на эффективности деятельности, хотя бы из-за временных затрат. И действительно, многочисленные эксперименты приводят к результатам, представленным на рис.5. Аналогичная ситуация и с другими видами ресурсов. Особенно важно, что каждый производитель полуфабриката или этапа работы отчитывается за его качество не перед тем, кому это качество требуется для его собственной работы, а перед посредником, пусть даже в лице грамотного и требовательного руководителя. Да и психологически — одно дело сказать о недостатке своему товарищу по работе, а другое — начальнику, ведь это значит — жаловаться. Таким образом, иерархическая вертикаль управления тормозит технический прогресс.

Мировое бизнес-сообщество осознало наличие этого серьезнейшего неиспользуемого резерва и закрепило в стандартах определение процесса (Рис.6), а так же следующие требования и рекомендации: назначить владельца процесса, выделить именно ему, а не подразделениям, ресурсы на весь процесс, начальников подразделений приоритетно подчинить в рамках соответствующих процессов их владельцам (не снимая с них ответственности по вертикали). Перед владельцами процессов, в числе прочего, должна стоять задача создания "добавленной ценности" (Рис.7) и механизма постоянного улучшения процессов, который введет организацию в режим известной "цепной реакции Деминга" (Рис.8)[4]

Варианты методики и последовательности шагов по реализации процессного подхода подробно изложены в [5]

В итоге, для всех идентифицированных в организации процессов должна быть полная ясность по следующим вопросам.

1. НАЗНАЧЕНИЕ (ЦЕЛЬ ПРОЦЕССА).
2. ВЛАДЕЛЕЦ ПРОЦЕССА — ЕГО ПРАВА, ОБЯЗАННОСТИ, ВЫДАЧА В ЕГО РАСПОРЯЖЕНИЕ РЕСУРСОВ.
3. ВЫХОДЫ ПРОЦЕССА, МЕТОДЫ ИХ ИЗМЕРЕНИЯ.
4. ВХОДЫ В ПРОЦЕСС, ТРЕБОВАНИЯ К НИМ С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ПОЛУЧЕНИЯ НЕОБХОДИМЫХ ВЫХОДОВ (ВКЛЮЧАЯ ТРЕБОВАНИЯ К РЕСУРСАМ).
5. БЛОК - СХЕМА ПРОЦЕССА С УКАЗАНИЕМ ЧТО ЯВЛЯЕТСЯ «НАЧАЛОМ» ПРОЦЕССА И ЕГО ОКОНЧАНИЕМ;
6. ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ОСУЩЕСТВЛЯЕМЫХ ПРОЦЕССА, С ДЕЙСТВИИ В ХОДЕ УКАЗАНИЕМ

Общие принципы при внедрении изменений на предприятии

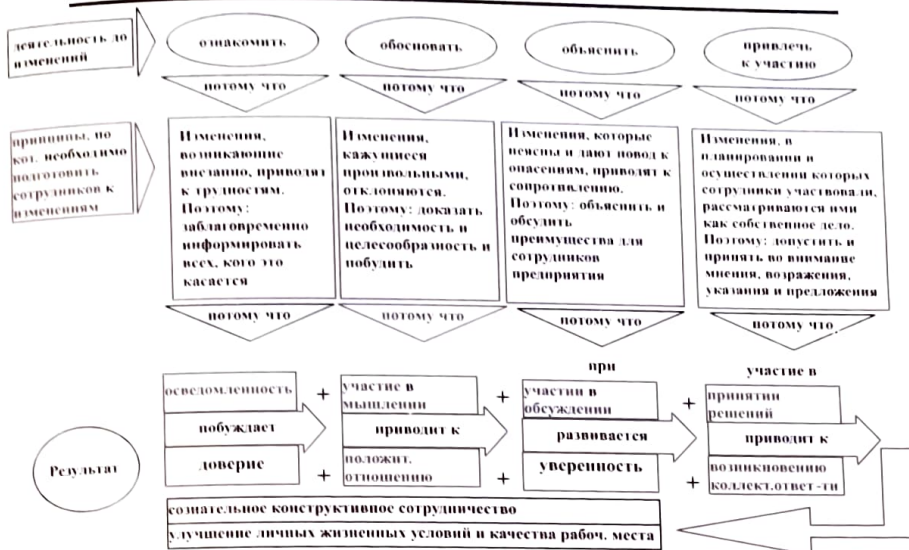


Рис.2 Типовая схема действий

УЧАСТНИКОВ РАБОТЫ. ССЫЛОК НА НОРМАТИВНУЮ ДОКУМЕНТАЦИЮ (ПРИ НЕОБХОДИМОСТИ) И ВЕДУЩИХСЯ ЗАПИСЯХ;
 -ВЗАИМОСВЯЗИ И ВЗАИМОДЕЙСТВИИ С ДРУГИМИ ПРОЦЕССАМИ СИСТЕМЫ МЕНЕДЖМЕНТА КАЧЕСТВА.
 6. МОНИТОРИНГ (ИЗМЕРЕНИЯ) ХОДА ПРОЦЕССА:
 -ТОЧКИ МОНИТОРИНГА;
 -ИЗМЕРЯЕМЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ;
 -МЕТОДЫ ИХ ИЗМЕРЕНИЯ;
 -ПРИЕМЛЕМЫЕ ЗНАЧЕНИЯ ХАРАКТЕРИСТИК
 7. ГРАНИЦЫ ПРОЦЕССА:
 -ЗНАЧЕНИЯ ОПАСНО БЛИЗКИХ «РАССТОЯНИЙ» ДО ГРАНИЦ;
 -ПОРЯДОК И МЕТОДЫ ИЗМЕРЕНИЙ «РАССТОЯНИЙ»;
 8. КРИТЕРИИ РЕЗУЛЬТАТИВНОСТИ ПРОЦЕССА, МЕТОДЫ ИХ ИЗМЕРЕНИЯ.

ПРИЕМЛЕМЫЕ ЗНАЧЕНИЯ. УПРАВЛЯЮЩИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ ПРИ ОТСУТСТВИИ РЕЗУЛЬТАТИВНОСТИ.
 9. РЕЗУЛЬТАТ ПРОЦЕССА, МЕТОДЫ ОЦЕНКИ.
 10. УЛУЧШЕНИЯ ПОРЯДОК ПЛАНИРОВАНИЯ ПОСТОЯННЫХ УЛУЧШЕНИЙ.
 11. ОТЧЕТНОСТЬ ПРОЦЕССУ (ДАННЫЕ ПО КАЧЕСТВУ).
 Еще один, едва ли не важнейший, пока очень часто плохо используемый ресурс - внимание и время первого руководителя. Освободившись от роли владельца каждого процесса и от роли посредника во внутрипроцессных переходах, он получает возможность глубоко погрузиться в проблемы системы процессов, т.е. в стратегию своей организации в целом. В этой роли его никто уже заменить не может, но и ничто не должно отвлекать его от этой роли.
 Первый руководитель должен стать владельцем только одного процесса - процесса оптимизации.

СТАНДАРТИЗАЦИЯ

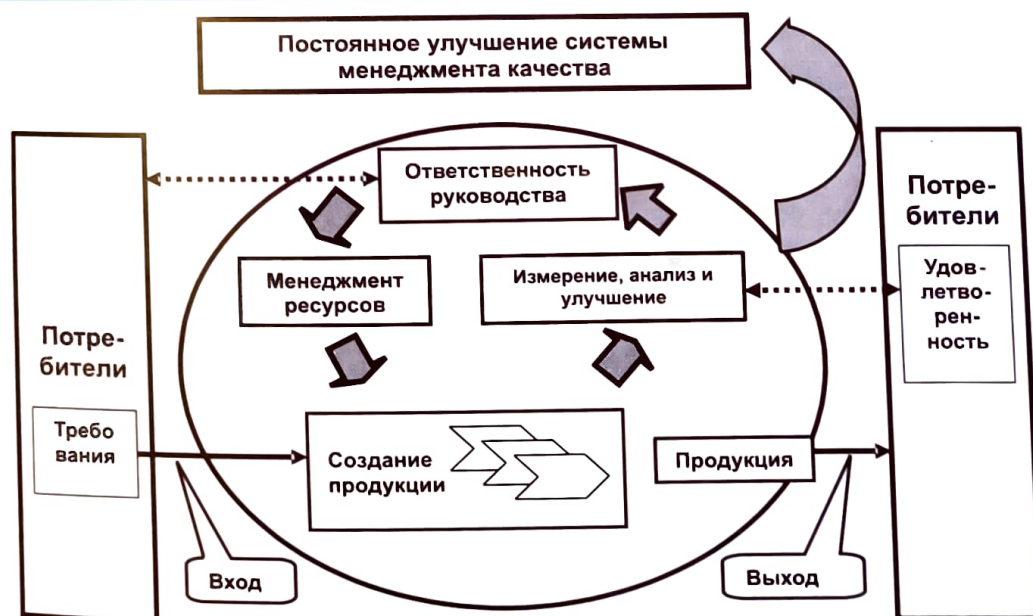
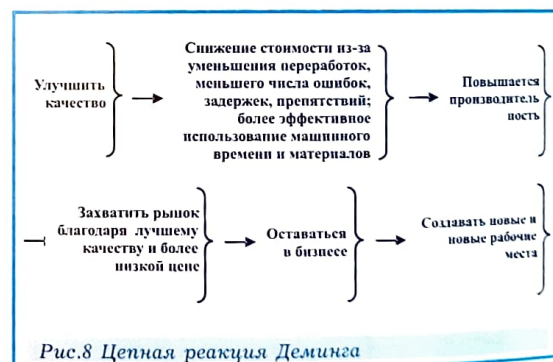
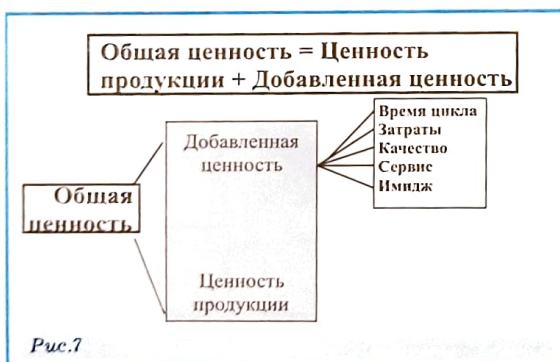
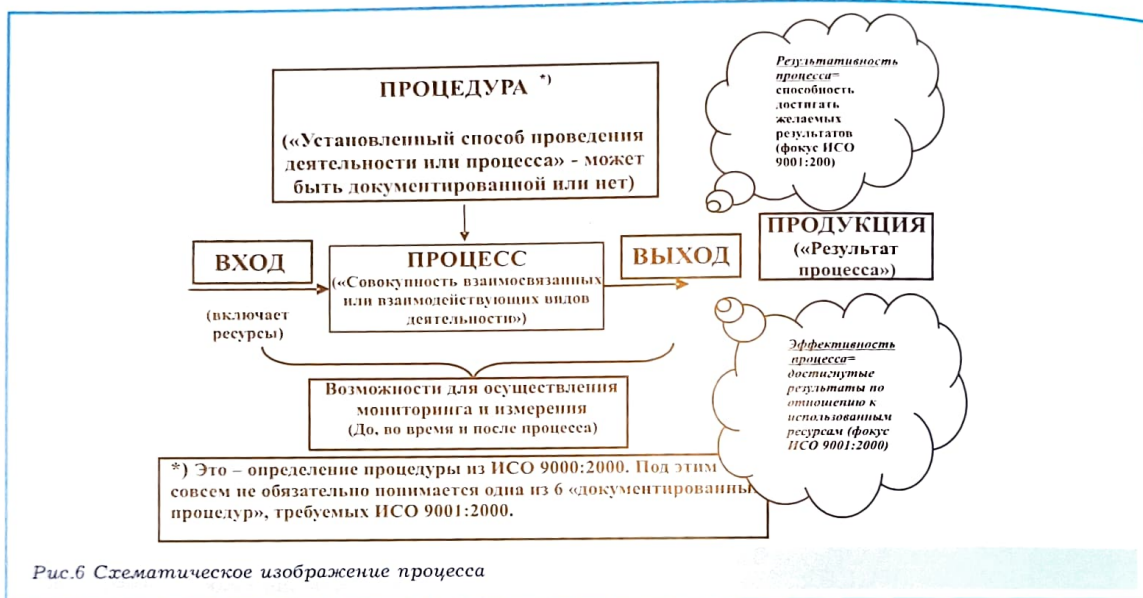
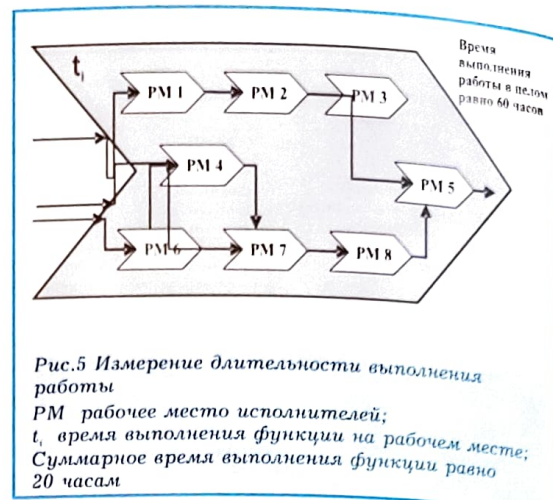
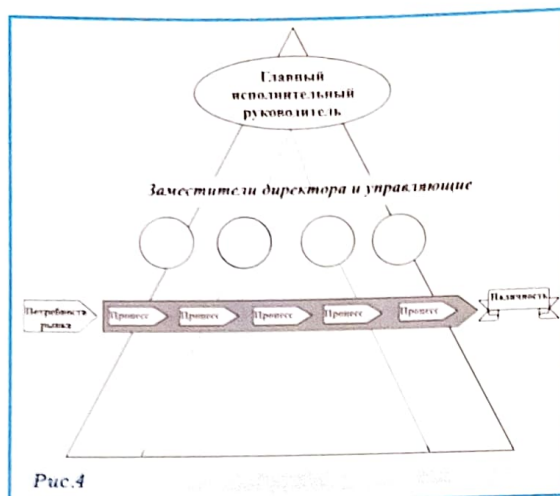


Рис.3 Модель системы менеджмента качества, основанной на процессах (взято из ИСО 9000:2000)



т.е. гармоничного согласования усилий всех остальных процессов для достижения установленных целей организации и ее постоянного улучшения (см. Рис.3).

Долг любого владельца процесса состоит в том, чтобы наилучшим образом способствовать достижению системной цели, а не максимизировать свой собственный выпуск, прибыльность, уровень продаж, или какой-либо другой показатель собственной конкурентоспособности. Чтобы оптимизировать всю систему в целом, некоторые процессы, с точки зрения своих локальных показателей, могут «нести потери»; однако, в конечном итоге, это будет выгодно всем, включая якобы «убыточные» процессы. Но этот свой долг ни один владелец процесса не может выполнить, без помощи первого лица.

«Управление – процесс системной оптимизации, от которой выигрывают все». [4] Найти и показать этот выигрыш – задача первого лица. А мы часто видим, что директор организации с тысячным персоналом подписывает накладные на гвозди и обтирочную ветошь.

Литература

1. Седельников В.А. Философия и экономика качества, как основа повышения эффективности бизнеса. "Приборы и системы разведочной геофизики" 04/2005 стр.44, г.Саратов.
2. Слонов Д.Н. Сертификация систем качества геофизической компании. Затраты и результат. "Приборы и системы разведочной геофизики" 04/2005 стр.45, г.Саратов.
3. Международные стандарты ISO 9000, 9001, 9004:2000. Интерсертификация. Москва. 2004г.
4. Э.Деминг. Выход из кризиса. г.Тверь 1994г.



Сразу оговорюсь, что Евсея Иосифовича Гальперина — создателя метода ВСП — я знал мало. Мои деловые встречи с ним были короткими, но очень яркими и запоминающимися. Поэтому я решился на эти воспоминания, которые несут в значительной степени эмоциональную окраску.

В 1976-1990 гг. мне довелось возглавлять Главнефтегеофизику Миннефтепрома. В нашем Главке тогда работал слаженный коллектив геофизиков — профессионалов, которые занимались, прежде всего, конкретными вопросами совершенствования методических и технических средств для нефтяной геофизики. Они не были похожи на чиновников нынешнего поколения, чванливых и непрофессиональных, их работу отличала большая заинтересованность в конкретных делах, стремление докопаться до самой сути проблем, желание дать геофизическому производству наиболее совершенные технологии, как в каротаже, так и в сейсморазведке.

Настоящим «мотором» Главка, человеком, полным зажигательных идей и неукротимого темперамента, был его главный инженер Леонид Иванович Иванов. Он и привел ко мне в кабинет Евсея Иосифовича Гальперина, о котором я был слышал как о творце метода ВСП, уже ряд лет находящегося на вооружении наших геофизических объединений.

Передо мной был крепко сложенный, средних лет человек с пышной шевелюрой седеющих волос. Он был одет в ковбойку (дело было летом) и легкие помятые брюки. Всем своим видом он не был рафинированным представителем высокой науки, но человеком, только что вернувшимся с поля. Помню, что меня поразили его руки. Это были руки труженика, крепкие и грубоватые, покрытые сильным загаром, привыкшие не столько к писанию «умных» трактатов, сколько к работе в полевых условиях.

После первых же слов Евсея Иосифовича (я он стал говорить о необходимости увеличения объемов работ ВСП) я увидел в нем человека дела, увлеченного, страстного. Говорил Евсей Иосифович чуть-чуть взалхлеб, слегка картавя, но убежденно и уверенно. Это был ученый не кабинетного типа, но блестяще знавший практику, как сейсморазведки, так и каротажа. Он разворачивал на столе диаграммы ВСП, привезенные им из «Краснодарнефтегеофизики», и говорил о полученных в скважинах результатах так увлеченно, что не оставалось

сомнений в их исключительной важности и ценности.

Л.И. Иванов поддерживал предложения Е.И. Гальперина с присущей ему горячностью. Этот эмоциональный дуэт быстро убедил меня в необходимости издать приказ по более широкому внедрению метода ВСП в организациях Главнефтегеофизики. Такой приказ вскоре увидел свет.

Наши деловые контакты продолжались и в последующие годы, хотя первая встреча сохранилась в памяти как наиболее яркая.

Запомнилась также встреча с Евсеем Иосифовичем в нашем Главке, во время которой он излагал свои новые подходы к использованию скважинной сейсмики. На встрече присутствовал наш начальник отдела полевой геофизики Владислав Иванович Григолюнас — классный специалист — сейсморазведчик, обладавший незаурядной деловой хваткой и острым, критичным умом. Владислав Иванович отвечал в Главке за развитие научных направлений в сейсмических делах и готовил предложения по финансированию НИОКР в области сейсморазведки. Он пришел с Евсеем Иосифовичем, чтобы рассказать о некоторых предложениях ИФЗ АН СССР по более широкому использованию методов скважинной сейсмики, о решаемых ею задачах и выяснить возможность финансирования этих работ. Рассказ вел, естественно, Евсей Иосифович. Он буквально обрушил на меня целый ворох новых свежих идей, которые имело бы смысл развивать и использовать в практике геофизических работ. Честно скажу, что далеко не все помню из предложений Е.И. Гальперина, но одно из них мне показалось особенно любопытным и поэтому запомнилось. Речь шла об измерениях в обсаженных колонной скважинах сейсмических сигналов с целью определения гидропроводности пластов. Очень заманчивая, имеющая для нефтяников важное значение идея, обещавшая при ее реализации решать целый ряд задач контроля за разработкой нефтяных месторождений. Я ухватился тогда за эту идею и предложил Евсею Иосифовичу изложить свои соображения письменно и подготовить проект договора. Было это во второй половине 80-х годов. Начиналась перестройка. Главнефтегеофизика вскоре была преобразована в Ассоциацию «Нефтегазгеофизика». Все изменилось, и идея Гальперина оказалась нереализованной. В 1990 г. Евсей Иосифович не стало.

Сегодня, после полутора десятка лет после его смерти, особенно ясно осознаешь всю глубину этой потери. Нет с нами светлого, щедрого сердца человека, ученого с мировым именем, истинного рыцаря науки, служившего ей честно и предано.

ВО ВНУТРЕННИХ ТОЧКАХ СРЕДЫ...
СТРАНИЦЫ ИСТОРИИ

Геологический факультет Саратовского госуниверситета: Вчера, сегодня, завтра

Волкова Е.Н., Калининкова М.В., СГУ им. Н.Г. Чернышевского, г. Саратов

ОБРАЗОВАНИЕ

В 2006 году геологическому факультету СГУ исполнилось 75 лет. Годом его основания считается 1931 год, когда после отделения медицинского института в Саратовском университете произошли крупные структурные преобразования. Все факультеты были упразднены и открыты так называемые отделения: физическое, механико-математическое, зоологическое, ботаническое, географическое, почвенное и геологическое. Заведующим геологическим отделением был назначен и.о. доцента Василий Силантьевич Васильев. Отделения в СГУ просуществовали один учебный год, а в 1933-м в университете были вновь учреждены факультеты, на первых порах их было всего четыре — химический, физико-математический, биологический и геолого-географо-почвенный. Деканом нашего факультета стал Иван Федорович Лобанов. При этом на факультете была формально восстановлена кафедра минералогии, заведующим которой в этот период был назначен Василий Силантьевич Васильев, и продолжала работать кафедра геологии, руководил которой Борис Александрович Можаровский. В 1935 году по его инициативе при СГУ был создан научно-исследовательский институт геологии, первым директором которого также стал Борис Александрович. В 1936 году в связи с обретением самостоятельного статуса географическим отделением факультет стал именоваться геолого-почвенным, и это название продержалось до 1948 года, после чего факультет стал чисто геологическим. Бывшая объединенная кафедра геологии, в 1938 году стала именоваться кафедрой исторической геологии, а на факультете образовалась новая, третья по счету, кафедра динамической геологии, которая вскоре начала называться кафедрой общей геологии.

В 1936-ом же состоялся первый выпуск специалистов-геологов в количестве 27 человек, а всего за время своего существования факультет подготовил более пяти тысяч квалифицированных специалистов, работающих во многих регионах нашей страны и всего мира. Среди ее выпускников крупные ученые, руководители геологических и геофизических организаций, преподаватели вузов.

Время формирования структуры факультета совпало с установлением высоких перспектив нефтегазоносности палеозойских отложений на территории Нижнего и Среднего Поволжья, поэтому на факультете стало активно развиваться нефтегазовое направление в подготовке геологических кадров.

Была создана кафедра геологии нефти и газа в 1944 году, профессор Альберт Иванович Одли стал первым ее заведующим. Толчком для создания кафедры было открытие при участии геологов университета (в частности, профессора Б.А. Можаровского) Еланского месторождения природного газа.

В 1948 году на физическом факультете Саратовского университета было создано

отделение геофизики, но уже в следующем году оно стало учебным и научным подразделением геологического факультета в качестве кафедры геофизических методов разведки полезных ископаемых (ныне кафедры геофизики). Создание кафедры было обусловлено возросшей ролью геофизических исследований при поисках и разведке нефтегазовых месторождений в Нижнем и Среднем Поволжье. Первый период ее существования приходится на 1949 — 1955 годы. Далее с 1955 года в течение трех лет она не функционировала, но в 1958 году была возрождена и активно работает до настоящего времени. Первым заведующим кафедрой геофизики был Илья Яковлевич Фурман.

В начале 1970-х годов в связи с расширением мелниоративного строительства в Нижнем Поволжье, а также возросшим объемом инженерно-геологических исследований, Саратовскому госуниверситету были поручены прием и подготовка инженеров-гидрогеологов в количестве 25 человек. Для подготовки инженеров-гидрогеологов в 1973 году создана кафедра гидрогеологии и инженерной геологии, заведующим которой был избран кандидат геолого-минералогических наук, доцент Владимир Иванович Артемьев.

Отражением требований времени, времени фундаментальных комплексных экологических исследований, во многом определяющих современную научную картину мира, явилось создание кафедры геоэкологии в ноябре 2002 года. Первым заведующим кафедрой был избран профессор Алексей Викторович Иванов, остающийся на этой должности и в настоящий момент.

Сформировавшийся на факультете состав кафедр (выпускающих и обще-факультетских) обусловил перечень специальностей подготовки специалистов. Сегодня на факультете осуществляется подготовка дипломированных специалистов по 5 специальностям:

- 011500 — Геология и геохимия горючих ископаемых (набор 23 человека на очную форму обучения в пределах контрольных цифр приема);

- 011200 — Геофизика (набор 20 человек на очную форму обучения и 15 человек на заочную форму обучения в пределах контрольных цифр приема);

- 011400 — Гидрогеология и инженерная геология (набор 18 человек на очную форму обучения в пределах контрольных цифр приема);

- 013600 — Геоэкология (набор 20 человек на очную форму обучения и 15 человек на заочную форму обучения в пределах контрольных цифр приема);

- 080500 — Геология нефти и газа (набор 20 человек на заочное обучение в пределах контрольных цифр приема, на дневном отделении (коммерческая форма обучения) открылась специальность в 2005/2006 учебном году).

75 лет — срок немалый и богатая событиями история геологического факультета позволила сформировать устойчивые традиции в вопросах

подготовки специалистов-геологов. Ярким примером может быть создание музеев при кафедре минералогии, общей геологии и кафедры исторической геологии и палеонтологии, на заседаниях которых учились все поколения геологов. С 2003г. все эти музеи были объединены в региональный музей «Землеведение», который будет играть роль не только образовательного, но и культурного центра Поволжского региона.

Однако, отдавая дань традициям университетского геологического образования, хотелось бы отметить инновационные подходы, разработанные факультетом.

Формированию инновационного подхода в рамках учебного процесса способствовало расширение количества баз проведения летних учебных полевых практик в различных регионах страны, так как на современном этапе развития геолого-производственных выпускников СГУ и шей востребованности расширения и углубления максимального университетского образования, классического университетского образования, студентам необходимо ознакомиться с разнообразными геологическими ситуациями, чтобы не в теории, а на практике представлять практический подход к их изучению. Если в 1995-2002гг на факультете учебные практики проводились только в пределах Саратовского Полигона, то с 2003г. по настоящее время учебные практики проводятся на Урале (г. Кувандык), Крыму (на базе Московского госуниверситета), Волгоградской области (г. Жирновск), Северном Кавказе (г. Никель). Существенно расширена география учебных практик в Хоперском заповеднике и в г. Хвалынске.

Особенность полевых учебных практик заключается в том, что программа их проведения составлена таким образом, чтобы материалы, полученные студентами на обще-геологической практике, могли быть использованы ими при прохождении практики по структурной геологии и по специальным практикам. Формированию оригинального направления в рамках новых видов управления и организации проведения научных студенческих исследований способствовали два организационных фактора: летняя учебная геофизическая практика, впервые проведенная в 2003 г. в условиях открытой складчатости Кавказа и создание на факультете новой лаборатории – лаборатории петрофизики. В результате проведения учебной практики по комплексам методов на Кавказском полигоне традиционные задачи учебной практики были совмещены с элементами петрофизического анализа.

Расширению рамок образовательных программ и внесению модернизации в методику традиционного преподавания способствовало и то, что впервые после перерыва в 15 лет была возобновлена практика особого вида научной деятельности студентов и преподавателей геологического факультета – студенческая полевая партия. В 2004г. была создана студенческая гидрогеологическая партия, а в 2006 г. студенческая гравиметрическая партия.

Созданы филиалы кафедр на предприятиях нефтегазовой отрасли, где отдельные студенты получают углубленную специальную подготовку и перспективу работать в них после окончания вуза. В результате, в процессе подготовки

специалистов, используется не только техническая база предприятий, но и интеллект ведущих специалистов. Специалисты организаций участвуют в обсуждении учебных планов, курсовых и дипломных работ, оказывают материально-техническую помощь кафедрам, предоставляют рабочие места для студентов в период производственной практики, принимают выпускников на работу по специальности. Осенью 2001 года геологическому факультету СГУ торжественно был передан пакет Reservoir Modeling System (RMS) норвежской компании ROXAR. Результатом этого события является внедрение в учебный процесс самых передовых компьютерных технологий создания и сопровождения постоянно действующих геолого-математических моделей газовых и нефтяных месторождений.

Серьезным достижением в обеспечении эффективности учебного процесса на факультете можно считать приобретение возможности использования уникальных технологий программного обеспечения, таких как: пакет программ интерпретации данных геопотенциальных полей в комплексе с сейсморазведкой «Geocart-geoprofile», пакет обработки геофизических данных компании Paradaim, картографические пакеты.

Важным элементом системы является увязка совокупности образовательных программ и Государственных образовательных стандартов различного уровня и направлений подготовки. Анализ востребованности выпускников геологического факультета на рынке труда, реализация системы «колледж–вуз–послевузовское образование», а также планируемый Министерством образования и науки РФ переход на двухуровневую систему обучения (бакалавр, магистр), показали необходимость ввода в образовательный процесс новых специальностей, в первую очередь тех, которые имеются в геологическом колледже СГУ, это: 130503 – разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, 130504 – бурение нефтяных и газовых скважин. Идет работа по открытию новых специальностей, в рамках направлений подготовки 130100 – геология и разведка полезных ископаемых, 130300 – прикладная геология, 130500 – нефтегазовое дело.

С целью построения системы непрерывного образования в Саратовском госуниверситете разработана и внедрена с 2006 года новая система обучения для учащихся геологического колледжа в спецгруппах. В результате существенно сокращается время их обучения в Вузе до 3,5 лет, а при переходе на подготовку бакалавров даже до 1 года.

Очевидно, что создание системы непрерывного геологического образования, требует кропотливой и длительной подготовки, включающей не только увязку учебных планов и программ, но и создания материально-технической базы, проведения научных исследований.

Таким образом, сложившаяся в геологическом факультете СГУ система геологического образования позволяет учащимся выбирать виды, темпы и сроки обучения, индивидуализировать процесс образования и быть максимально востребованными на рынке труда.

ОБРАЗОВАНИЕ

Опыт использования сейсмостанции "Прогресс-Т2" на работах МОГТ 2D и МОГТ 3D

Угольцев Г.П., Борискин С.П., ОАО "Костромагеофизика", г. Кострома

Первая телеметрическая сейсморегистрирующая система "Прогресс-Т2" была приобретена и введена в эксплуатацию ОАО "Костромагеофизика" в 2004 году. После запуска в производство данная система использовалась весьма эффективно. Непрерывная работа всего оборудования доводилась до 7 суток, тем самым позволяя производить до 10000 ф. н. в месяц (порядка 400-500 ф. н. в сутки). За 2 года эксплуатации данной телеметрической системы были отработаны площади по методике ОГТ 3D в Ульяновской и Саратовской областях и Краснодарском крае. Несмотря на то, что эта система больше предназначена для проведения площадных съемок, она использовалась для повышения производительности и для отработки сети профилей МОГТ 2D в тяжелых северных условиях Архангельской области.

При работах МОГТ 3D использовалась система наблюдений типа "крест" (с ортогональным расположением линий возбуждения и линий приема). Работы выполнялись по блокам. Каждый блок состоял из 5 линий приема. Расстояние между линиями возбуждения — 300 м, между линиями приема — 150 м. Шаг ПВ и ПП по соответствующим линиям — 50 м. Полная активная расстановка приема включала 300 каналов (5 линий приема по 60 каналов).

Работы МОГТ 2D проводились по центральной симметричной системе наблюдений кратностью 60. Использовалось 120 активных каналов.

Шаг ПВ и ПП — 50 м.

Возбуждение сейсмических колебаний осуществлялось группой из 4-5 вибросейсмических источников типа СВ-10/180МП либо СВ-5/150М2А.

Качество полученного сейсмического материала обеспечило решение поставленных геологических задач.

В Архангельской области прослежены отражающие горизонты в палеозойских и вендских отложениях, эрозионная поверхность рифейского комплекса и многочисленные горизонты внутри рифейской толши.

В Ульяновской области изучено строение территории по целевым ОГ карбона и девона.

В процессе производственных работ каких-либо серьезных сбоев оборудования не наблюдалось. Возникающие вопросы по поводу программного обеспечения и его установки решались путем телефонных переговоров и электронной почты.

По отзывам операторов, работающих на данной сейсморегистрирующей системе и проработавших не один полевой сезон на системах импортного производства фирмы Sercel и Input/Output, можно судить о ее надежности, неприхотливости в обслуживании и простоте в эксплуатации, что послужило аргументами для приобретения еще одной телеметрической системы "Прогресс-Т2" для производственных работ ОАО "Костромагеофизика".



СКБ СЕЙСМИЧЕСКОГО ПРИБОРОСТРОЕНИЯ

ПРОГРЕСС -Т155

ОДНОКАНАЛЬНАЯ ТЕЛЕМЕТРИЯ

РАБОТА НА СУШЕ И В ПЕРЕХОДНЫХ ЗОНАХ



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.soodinitel.ru

Отдаем лучших людей и оборудование в аренду (возм. варианты)

(495) 202-32-17, 202-32-27



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.

ГЕОСЕЙС

тел: (495) 202-32-17 / 202-32-40

факс: (495) 202-32-27

e-mail: geoseis@col.ru / geoton@geoton.ru

<http://www.geoton.ru>