

ISSN 2074-8906

ПРИБОРЫ и СИСТЕМЫ РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ

ЕЖЕКВАРТАЛЬНОЕ ОФИЦИАЛЬНОЕ ИЗДАНИЕ САРАТОВСКОГО
ОТДЕЛЕНИЯ ЕВРО-АЗИАТСКОГО ГЕОФИЗИЧЕСКОГО ОБЩЕСТВА

ИЮЛЬ-СЕНТЯБРЬ

03/2010

ТЕМА НОМЕРА:

ПОЛЕВЫЕ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫЕ КОМПЛЕКСЫ

ТАКЖЕ В НОМЕРЕ:

ЗАО "ГеоСВИП": 15 лет на отечественном рынке геофизического оборудования
Найти КАРАЧАГАН-2!

Телеметрические системы XZone® для сейсморазведки без границ

XZone® Bottom Fish - на акваториях



XZone® Marsh Line - в транзитных зонах



XZone® Fly Lander - на суше



■ Колонка редактора

Комплекты? Нет, комплексы!

П.А. Турлов 4

● Тема номера: ПОЛЕВЫЕ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫЕ КОМПЛЕКСЫ

■ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

Найти Карачаганак-2!
Феоктистов А.В., Лепилин В.М., Феоктистов В.А. 5

Пробовали - убедились или кому что нужно
Власов С.С. 17

■ ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ

Современные тенденции вибрационной сейсморазведки
Шнеерсон М.Б., Жуков А.П. 19

Проблемы и парадоксы современной вибрационной сейсморазведки
Матус В. П. 26

Дискуссия «О парадоксах в геофизике»
Колосов Б.М. 32

■ НАШИ ЮБИЛЯРЫ

ЗАО «ГеоСВИП»: 15 лет на рынке геофизического оборудования
Алелюхин Н.П. 29

О некоторых достижениях отечественной вибросейсморазведки
Сулейманов А.К., Заможняя Н.Г. 34

Отзыв о виброисточниках ЗАО "ГеоСВИП"
Харин Н.Г., Чеканов К. 36

■ ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ

ТЕЛСС-3 - телеметрическая система на основе 32-разрядных аналого-цифровых преобразователей с использованием беспроводных модулей
Федотов А. С. 35

Базовые характеристики сейсмического канала для регистрации слабых сигналов (на примере автономной станции РОСА-А)
Сагайдачная О.М., Сальников А.С., Вершинин А.В., Сагайдачный А.В., Шмыков А.Н. 37

■ ОБМЕН ОПЫТОМ

СТС "Прогресс-Т3" как инструмент наземной сейсморазведки для ускоренного технического переоснащения ОАО «Узбекгеофизика»
Бабаджанов Т.Л., Ким Г.Б., Липидус В.Я., Тарасов Н.В. 43

Мы выбираем, нас выбирают
Кармазин Д.В. 45

Сейсмостанция Прогресс-Т2. Опыт работы в условиях Крайнего Севера и срединной части России
Рошмаков Ю.В., Столбова Т.А. 51

СОДЕРЖАНИЕ

Главный редактор
Турлов П.А.
e-mail: paturlov@mail.ru

Выпускающий редактор
Кузнецов И.М.

Менеджер проекта
Матвеев С.А.

Верстка
Коваленко В.А.
e-mail: v425489@yandex.ru

Обложка и оформление
Мокроусов Д.В.

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

E-mail: paturlov@mail.ru

www.prgf.blogspot.com

Тел./факс: (8452) 64-14-32

Тираж отпечатан
в типографии
ООО "Правильный Вывод"
тел: (845-2) 60-07-07
Тираж: 600 экз.
Подписано в печать
25.08.10
Дата выпуска: 30.08.10 г.
Заказ № 2910

Издание зарегистрировано в
Министерстве РФ по делам
печати, телерадиовещания и
средств массовых коммуни-
каций за номером ПИ №77-
7906 от 27.04.2001 г.

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

© П.А. Турлов, составление,
2010

© СРО МОО ЕАГО, оформле-
ние, 2010



Комплекты? Нет, комплексы!

Турлов П.А., СРО МОО ЕАГО, г.Саратов

Дорогие читатели!

Предыдущий номер журнала был посвящен вопросам результативности и эффективности геофизических исследований. Готовя этот номер журнала, редакция хотела предоставить читателю информацию о полевых сейсморегируемых комплексах, именно как о нечто едином, неразрывном, целом. Не сложилось. Причин тому несколько:

Во-первых, инструментарий геофизика-сейсморазведчика стал достаточно сложным и объемным: здесь и источники возбуждения волновых полей в среде (импульсные, вибрационные), и датчиковая аппаратура (сейсмоприемники), и регистрирующие системы, и, наконец, различное сервисное оборудование;

Во-вторых, разрабатывают и изготавливают составные части этого конгломерата различные приборостроительные организации;

В-третьих, эксплуатацию оборудования и его техническое обслуживание осуществляют специалисты геофизических предприятий.

И, как это ни печально, собрать воедино все материалы, касающиеся разработки, производства, запуска в эксплуатацию и технического обслуживания полевых сейсморегирующих комплексов в один номер журнала оказалась для редакции задачей неподъемной. По-прежнему в журнале представлены материалы об отдельных элементах комплекса, а об интеграции элементов комплекса в отдельный комплекс информация активно не прозвучала. Тем не менее, редакция не теряет надежды, что тема, начатая в предыдущем номере, продолженная в этом выпуске, найдет свое достойное отражение не только в журнальных статьях, но и в практической деятельности. Тем более, что, по моему глубокому убеждению, комплексный подход к проблеме создания и поставки потребителю сейсморегирующего оборудования принес бы выгоду как производителям оборудования, так и его потребителям. Не теряя этой надежды, рассчитываем, как это стало традиционным для нашего журнала, на продолжение этого разговора в будущих номерах. Возможно, что этот важный обмен мнениями случится уже на конференции «Встречи на Волге», к началу работы которой мы приурочиваем выпуск данного номера журнала. И тогда у редакции появится возможность еще более активно и остро обсудить данную тему на страницах нашего с Вами журнала.

Всего наилучшего
Главный редактор журнала
Турлов П.А.

НАШИ ПАРТНЕРЫ



A photograph showing a yellow school bus and a white car stuck in a field of tall grass. A person is standing near the car. The scene is outdoors, with a line of trees in the background.

**ПОЛЕВЫЕ СЕЙСМОРАЗВЕДУЮЩИЕ
КОМПЛЕКСЫ
ГЕОЛОГО-РАЗВЕДУЮЩИЕ
РАБОТЫ**



ПОЛЕВЫЕ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫЕ КОМПЛЕКСЫ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

барическими условиями: аномально высоким пластовым давлением (АВПД) – до 89 МПа и температурой до 180 градусов Цельсия [42]. Поэтому методические и технические средства поисков залежей на больших, малых и средних глубинах должны быть специализированными по условиям объекта или многоуровневыми.

В конце 70-х годов были открыты Оренбургское и Астраханское ГКМ, Тенгиз и Карачаганак, ряд других месторождений, заставивших говорить о Прикаспийской впадине как о зоне гигантских углеводородных скоплений (рис. 1), [6–19]. **Открытия месторождений УВ в подсолевом карбонатном комплексе были не случайными, а подготовленными скоординированными усилиями трёх отраслевых министерств СССР, с участием министерств Казахстана, по комплексным программам ускоренного опосредования Прикаспийской впадины, с подключением всех отраслевых институтов всесоюзного значения, в течение трёх пятилеток (1976–1990).** На этапе поиска атоллоподобные органогенные постройки небольшой площади (240–400 км²), но значительной высоты (более 1000 м) Тенгиз и Карачаганак были выявлены по материалам гравиразведки и сейсморазведки МОГТ-2Д [14–18]. Прогноз развития шельфовых карбонатных пород, включающих рифогенные тела, до недавнего времени проводили на основе модели карбонатного кольца Прикаспийской впадины. Целенаправленный поиск карбонатных массивов на основе анализа внутренней структуры подсолевого комплекса, с учетом допермского регионального плана, стал стратегией геолого-поисковых работ на нефть и газ в Прикаспийской впадине [12].

В настоящее время большинство исследователей считают, что северо-западная и юго-восточная части Прикаспийской впадины развивались по разному сценарию и, соответственно, имеют разные потенциалы нефтегазоносности. Проблемы генезиса и истории развития Прикаспийской НГП пытались решить с позиции классической геологии, на основе структурно-формационного анализа и тектоники плит, предлагая различные варианты строения и нефтегазоаккумуляции для этой крупнейшей нефтегазоносной провинции [1–13, 16, 17, 41, 42, 46–48]. Предложенные модели неоднозначны и порой противоречивы. Они предлагали «рифовое направление ГРП» в качестве основного и комплексное методическое решение в виде расширенного набора геофизических и геохимических методов на поисковом этапе с опорой на сейсморазведку. В саратовском сегменте бортовой зоны Прикаспийской впадины выделяли Питерско-Новоузенскую и Уральскую подсолевые карбонатные толщи девонского и нижнекаменноугольного времени образования как зоны нефтегазоаккумуляции (ЗНГН). Карачаганакская зона развития карбонатных отложений выступала в качестве самостоятельной [12] или в качестве Карачаганак-Кобландинской ЗНГН, поскольку включала ещё и карбонаты нижнепермского возраста [11].

Разведка и освоение месторождения Тенгиз осуществлялась под эгидой Миннефтепрома СССР с постановкой на месторождении пространственной сейсморазведки МОГТ-3Д на площади 580 км² силами геофизического треста ОАО «Саратовнефтегеофизика». Были спроектированы и реализованы опытные скважинные мониторинговые исследования ВСП и сейсмодосветивания, сделан сейсмостратиграфический анализ 3Д-съемки, дана оценка разведочных возможностей геофизических методов, уста-

новлена связь аномально высоких пластовых давлений (АВПД) с образованием карбонатных суперколлекторов за счёт разрыва пластов иньекциями флюида [11, 13, 17, 18, 20, 43, 51].

На месторождении Карачаганак сейсморазведка МОГТ-3Д проводилась Мингео СССР силами ПГО «Казгеофизика», НВНИИГГ и НПО «Нефтегеофизика» [15–17]. Для реализации потенциала месторождения Карачаганак технические эксперты компаний Аджип, Бритиш Газ и Лукойл планировали в 1999 году провести большую по объёму сейсмическую съёмку 3Д на площади 800 км². Для содействия в интерпретации материалов 3Д эксперты изучали возможность размещения геопрофонов в скважинах [19]. Материалы разведки Карачаганак рекордны по Прикаспию: пробурено 74 скважины средней глубиной 5173 м, 43 скважины оказались продуктивными, 13 скважин переданы в фонд эксплуатационных [14]. Нарботанные материалы были доступны для российской геолого-геофизической общественности до разделения единой Прикаспийской НГП на Российскую и Казахскую части и на лоскуты лицензионных участков с конфиденциальной геолого-геофизической информацией в каждом из них [1–3, 7–13, 15–17, 29, 65]. Сопоставление данных бурения по более чем 20 скважинам глубиной 4,5–5,5 км и структурной сейсморазведки (Аванесов А.М., Алексеев Г.Н. 1980, 1982, 1983 [29]) выявили очень большие ошибки сейсмических построений для поверхности соли от – 436 м до +990 м и для первой подсолевой границы от – 339 м до +1068 м. Последующий пересмотр сейсмического материала, с учётом данных бурения, привел к уменьшению диапазона величин погрешностей и к сокращению их дисперсии почти в четыре раза. Сравнительный анализ сходности данных сейсморазведки и бурения для других районов Прикаспийской впадины показал, что восточный и юго-западный борты Прикаспийской впадины более благоприятны для проведения сейсморазведки и характеризуются существенно меньшими погрешностями сейсмических построений (особенно Астраханский свод). **В пределах площадей, где непрерывно ведётся глубокое бурение, отмечается сокращение погрешностей сейсморазведки за счёт коррекции геологических интерпретационных региональных и локальных моделей. Этому способствует постепенное внедрение современных технологий интерпретации сейсморазведки: сейсмостратиграфии [30], структурно-формационной интерпретации (СФИ, [31]) и современных отраслевых стандартов [32–39].**

Освоение Карачаганак привело к обособлению девонского направления поисково-разведочных работ на нефть и газ на севере Прикаспийской впадины [9, 14], а затем и на Астраханском своде [44, 48, 53]. Поиск бессернистых залежей УВ наряду с поиском месторождений карачаганакского типа является главной стратегической задачей ГРП в программе РАО «Газпром» [48]. В период с 1993г по 2006г на оренбургском участке северного борты Прикаспийской впадины было пробурено 17 скважин глубиной более 5 км на проверку рифовых объектов карачаганакского типа [2, 48, 49, 58]. На лицензионных участках РАО «Газпром» и ООО «Оренбурггазпром» широко использовались новые технологии прямого прогноза УВ: «Анчар», сейсмолкация бокового обзора (СЛБО), электроразведка ДНМЭ, площадная гравиметрия и газогеохимическая съёмка. О вкладе каждой из этих методик ничего конкретного не сообщается. Ука-

зывается, что комплекс этих методик использовался в качестве дополнения к паспортам на объекты, подготовленные к поисковому бурению по данным сейсморазведки МОГТ. Судя по весьма критическим отзывам в отношении основного метода – сейсморазведки – можно полагать, что прямой прогноз на промышленные скопления УВ пока не работает, а по материалам бурения «рифовое направление» не подтверждается [48, 49, 58, 60]. Результаты ГРП в Прикаспийской впадине обобщены в работе [48] и по мнению группы специалистов «прогнозы на рифовые объекты по всему периметру Прикаспийской впадины потеряли полный крах». Объекты карачаганакского типа не найдены в связи с недостаточной эффективностью полевых геофизических методов для солянокупольных областей и больших глубин. В первую очередь, это относится к основному методу – сейсморазведке. Не подтверждаются бурением не только аномалии сейсмической записи типа «риф», но и подготовленные сейсморазведкой локальные структуры. Аналитические выводы специалистов свидетельствуют о неадекватности модели и геологического строения бортовой зоны Прикаспийской впадины, вследствие недоучёта качественных изменений фильтрационных и ёмкостных свойств горных пород на больших глубинах, влияющих на картину распределения залежей нефти и газа. С. М. Карнаухов (ОАО «Газпром», [49]) указывает на ошибки сейсморазведки по гипсометрии подсолёвых горизонтов от 248 м (скв. Каинсайская -1), 690 м (скв. Буранная -1) до 2138 м (скв. Южно-Линёвская -1) и подтверждает, что волновая картина на Южно-Линёвском объекте сформирована толщей перематых галогенных отложений иренского возраста, а Линёвская аномалия типа «риф» образована терригенно-карбонатно-галогенными породами того же возраста. Толщина нижнепермских карбонатов в депрессионной фации составила 82 м, вместо 1669 м ожидаемых рифовых известняков. По результатам сейсморазведки 3Д исследователи пришли к выводу, что на изученном участке отсутствуют крупные перспективные структурные формы. **Скважины Южно-Линёвская-1 и Каинсайская-2 заложены не в оптимальных условиях, но «не исключается возможность наличия во внутренней прибортовой зоне органических построек карачаганакского типа» [49]. Для построения адекватной модели северной бортовой зоны в Южном Оренбуржье необходимо иметь хотя бы один кондиционный профильный сейсмогеологический разрез с полноценными данными по скважинам [48].** Предполагается пробурить поисковую скважину в своде Линёвской структуры и ещё одну скважину на участке резкого уклона борта. Примечательно, что до бурения сейсмические структуры были дополнительно изучены детальными исследованиями методом низкочастотной разведки «Анчар» и газогеохимической съёмки по Каинсайскому, Буранному и Барханному участкам. На Южно-Линёвской структуре аномалии типа «риф» удовлетворительно совпадали с контуром аномалии «Анчар». Бурение начато после получения положительных заключений на проект специалистов ГАНГ и международного эксперта Х.Е. Соколина [49]. Отрицательные результаты бурения при столь мощной проработке проектов связаны с человеческим фактором. Поисковые модели создавались представителями разных геонаук, опираясь только на собственные данные, без составления согласованной модели в мультидисциплинарном режиме. Решение о бурении скважины принималось

по данным сейсморазведки 2Д до завершения работ 3Д. Обычно при таком сценарии и возникает взаимная неустребованность в смежных специалистах, что является причиной ошибок при создании интерпретационных моделей в сложных многоцелевых проектах [40, 64, 65]. Непрофильные (для РАО «Газпром») отраслевые стандарты [31-39] при этом могут игнорироваться.

На **Астраханском ГКМ** были успешно испытаны новые средства сверхглубинной высокоразрешающей электроразведки с МГД-генератором [21]. Сейсморазведка МОГТ-3Д в комплексе с гравиразведкой проводится в настоящее время на площади всего горного отвода АГКМ (2099 км²) по специальной комплексной программе РАО «Газпром» [1-3, 48, 53]). Основной целью разведки является поиск бессернистого газа, залежи которого прогнозируются в отложениях девона. Параметрическим бурением скважины Девонская-2 из терригенных отложений среднего девона получен приток сухого метанового газа без сероводорода. Работы по испытанию скважины Девонская-2 проводила компания «Халибуртон», но из-за сложнейших горно-геологических условий даже такой известной компании не удалось выполнить их качественно для карбонатных пород среднего и нижнего девона. Оценки нефтегазоносности не могут быть признаны достоверными [48]. **Аномалия сейсмической записи, трактуемая геофизиками как объект типа «риф», бурением скважины Правобережная-1 не подтвердилась [48]. Установлен принципиально другой тип объекта: субвертикальная система трещиноватых пород (ЗТР-зона тектонического разуплотнения или «газовод» [52] или ЗПТ-зона повышенной трещиноватости [53]).** Предложена автоколебательная модель формирования месторождений-гигантов Прикаспийской впадины [43, 44]. Отмечено, что ЗТР уверенно картируется 3Д-сейсморазведкой в «сверхтолстых» продуктивных карбонатных толщах [52]. Специалисты Statoil такие зоны на сеймопрофилях называют «сейсмическими дымоходами» и связывают их с путями миграции «коровых» углеводородов. Голландская компания dGB (de Groot-Bril Earth Sciences) совместно со Statoil разработала коммерческие услуги под названием The Chimney Cube. Они предусматривают использование нейросети для автоматизации выделения «сейсмических дымоходов» до источника с прогнозом заполненных и сухих структур. Нефтегазоаккумуляция в корово-трещинной среде подсолёвого комплекса обусловлено не столько силами гравитации, а также воды, сколько внедрением в эту среду и термогеодинамически активную зону «корового волновода» струи углеводородов под значительным давлением с образованием залежи массивного типа в карбонатных коллекторах с этажом нефтегазоносности до 1600 метров в высокоамплитудных ловушках (Тенгиз, Карачаганак). Прорвавшиеся флюиды из зон «корового волновода» взаимодействуют с уже образовавшимися флюидами, в результате чего формируются сложные однофазные и двухфазные флюидальные системы, чуждые тому глубинному интервалу, на котором они обнаружены [43, 44, 52]. Появление автоколебательных моделей миграции УВ в трещиноватой среде верхней коры связано с пробелами классической теории органической нефти и латеральной миграции. Ведущая роль вертикальной миграции УВ по дисъюнктивным нарушениям и стратиграфическим окнам из верхнедевонско-турнейского комплекса в

ПОЛЕВЫЕ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫЕ КОМПЛЕКСЫ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ



ПОЛЕВЫЕ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫЕ КОМПЛЕКСЫ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

визейско-башкирские и нижнепермские коллектора месторождений Прикаспийской впадины отмечена в работе [45].

На уникальных месторождениях Прикаспийской НГП, **как на опорных полигонах**, разрабатывались аппаратно-технические средства, методики и программные комплексы для интеграции геофизических материалов гравимагнитно-электро-сейсморазведки в наземном и скважинном вариантах и бурения с целью уточнения геологического строения сложнопостроенных объектов, определения их физических параметров и поисковых признаков, прогноза вещественного состава резервуара и флюидонасыщения [15-21], по сути **на междисциплинарном уровне. Концентрация сил и средств на локальных объектах Прикаспийской впадины привела к совершенствованию техники и технологий, приборов и систем разведочной геофизики, разработке новых научных направлений в нефтяной геологии с учетом достижений в смежных направлениях наук о Земле.** К одному из таких новых научных направлений относится комплексное изучение современной геодинамики осадочных бассейнов на базе нового поискового метода - **разведочной геодинамики.** Физико-геологические основы этого метода базируются на представлениях о ловушках нефти и газа как динамических системах дискретной геофизической среды [50]. Благодаря научно-техническому прогрессу существующие методы разведочной геофизики выходят на прецизионный уровень измерения параметров геофизических полей при выделении тонких особенностей строения геологического разреза и флюидонасыщения. Это позволяет проводить мониторинг измерений в интересующих точках среды с целью фиксации короткопериодных вариаций во времени естественных и искусственно возбуждаемых геофизических полей для контроля деформационных процессов в среде, прослушивания «голоса залежей» УВ, выявления активных разломов. Так, надежно установленные вариации во времени (или изменчивость во времени) аномалий силы тяжести порядка $(2-3) \cdot 10^{-6} \text{ м/с}^2$ в год соизмеримы со стационарными локальными аномалиями силы тяжести, которые используются при анализе и интерпретации возможных прямых эффектов от залежей углеводородов. На этом эффекте основан прямой поиск залежей нефти и газа гравиметрическим методом, разработанным в ИГиРГИ. Выявлены весьма высокие значения вариаций во времени параметров геомагнитного поля (до 8-10 нТл), что также требует учета фактора изменчивости во времени геомагнитного поля при прогнозировании геологического разреза. Получены надежные данные по вариациям во времени параметров сейсмического волнового поля за счет влияния современных деформационных процессов в среде. Экспериментальные режимные наблюдения (сейсмическое просвечивание) зарегистрировали на ряде нефтяных месторождений вариации времен пробега сейсмических волн, достигающих 10-20 мс в интервале глубин 1500-2000 м [50, 51]. Эти вариации могут быть источниками ошибок структурных построений сейсморазведки и неоднозначностей локальных моделей, но могут и использоваться для прогноза зон повышенной трещиноватости, тектонических нарушений и других задач ПГР. **Подобная концентрация сил и средств для отдельного недропользователя в рамках отдельного лицензионного участка в настоящее время просто недостижима даже при наличии на сервисном рынке самых**

современных технологий [22].

Разработанные на уникальных месторождениях Прикаспийской впадины методики и технологии широко применяются для поисков объектов «типа Карачаганак», но за 30 лет Карачаганак-2 так и не найден [1-3, 13, 14, 30, 47-49]. В Саратовской области объекты искали на Владимировской, Тимофеевской, Дьяковской, Южно-Дьяковской, Суслинской, Алтатинской, Южно-Алтатинской площадях, на Чёрной Падине, пока без результата [23-28, 46, 47, 60]. Наиболее оптимистичный результат по рифовому резервуару получен в скважине Чёрная Падина-1 [3-Писаренко Ю.А., 62]. По сопоставлению результатов бурения и сейсморазведки установлены ошибки структурных, стратиграфических, структурно-формационных, литолого-фациальных, емкостных и фильтрационных моделей, построенных специалистами различных нефтесервисных компаний и отраслевых институтов при подготовке объектов к поисковому или параметрическому бурению [46, 47, 60]. Основная причина ошибок - человеческий фактор, взаимная невостребованность смежных специалистов, отсутствие доступа к фактической информации и нарушение современных отраслевых стандартов [31-40, 59, 64, 65]. Так специалисты НВНИИГ утверждают, что неоптимальность моделирования объектов «типа Карачаганак» главным образом обусловлена недостаточной аналогией со строением и развитием его базовой модели и объективно затруднена фактором соляной тектоники [13, 17, 46, 47]. Но ведь сам Карачаганак всё-таки был найден в 1979 году, несмотря на фактор соляной тектоники и запредельные ошибки структурных моделей сейсморазведки [29] а полных геологических аналогий в природе и не бывает. Что касается девонского цоколя, то его поиски завязаны на мелкоблоковость тектоники в зоне сочленения Пачелмовского авлакогена с Прикаспийской впадиной, которая практически не подтверждена фактами (материалами бурения) и потому имеет максимальную степень неоднозначности, хотя региональный этап исследований считается завершённым [7-13, 41, 42, 46, 47]. Геологические и геофизические неоднозначности региональных моделей приводят к различной оценке ресурсной базы, ошибкам в геолого-экономической оценке инвестиционных проектов и общему снижению эффективности ГРП. Так, рассматривая структурные карты по подошве соленосного комплекса, построенные по материалам интерпретации тысяч километров новых сейсмических профилей, отработанных в пределах всего северного борта Прикаспийской впадины, Писаренко Ю.А. установил отсутствие надёжных структурных поднятий и тектонических нарушений [3]. «Сейсмическая моноклинал» северной бортовой зоны контрастирует со структурными планами соленосных бассейнов Припятской и Днепровско-Донецкой впадин, где амплитуды разломов подсолевого ложа могут составлять сотни метров, а подсолевые поднятия контролируются положением соляных гряд и куполов. По мнению Писаренко Ю.А. для выявления нескольких крупных по запасам углеводородных объектов и повышения их достоверности необходимо силами НВНИИГ провести уточнение структурной основы подсолевого ложа Прикаспийской впадины на базе комплексного анализа данных геофизики и геодинамического анализа формирования структурных планов осадочного чехла. Это типичное проявление человеческого фактора как реакции на неоднозначности региональных и локальных моделей. Любому квалифицированно-

му специалисту (организации) при сравнительном анализе геологических моделей знакомых территорий кажется, что будь у него вся база данных по сравниваемым моделям, он сделал бы «единственно правильную» модель. Это заблуждение основано на отождествлении фактических материалов с их интерпретациями, которые неоднозначны по определению обратных задач геофизики. Геодинамическая модель Прикаспийской впадины уже создана и не одна [11, 12, 41-44, 46], но будем надеяться, что именно уточненную структурную основу представит НВНИИГГ в обоснование заложения параметрических скважин: Никольской и Озинской №1 глубиной 7080 м в Алтатинской ЗНГН [1-Скорнякова Е.Г. и др., 3-Воробьев В.Я. и др., 3-Куколенко О.В. и др.]. По материалам поисковых работ на Восточном ЛУ Соловьёвым Б.А. в 2006 г. предлагалось бурение Западно-Глазовской параметрической скважины в пределах Алтатинской зоны подсолевых поднятий [1, 11] (рис.1, срок действия лицензии был закончен 31.12.2002, Восточный ЛУ перешёл в нераспределённый фонд). За счет средств федерального бюджета в 2004-2009 годах проведены зонально-региональные геофизические работы в пределах нераспределённого фонда Прикаспийской территории силами ФГУП НВНИИГГ [1, 3] с выявлением 2 крупных подсолевых объектов с ресурсами более 600 млн т. (news.sarbc.ru, Морозов В.Ю., 27.05.2010).

По мере роста числа неподтверждённых объектов карагаганакского типа по всему

периметру Прикаспийской впадины стали предлагаться другие направления ГРП в качестве альтернативных. В 1992 году предложено Соловьёвым Б.А. считать «новым перспективным направлением поисков терригенные нижне-среднекаменноугольные и нижнепермские отложения, прежде всего в зонах аванделъта и конусов выноса» [11]. Эта идея быстро нашла сторонников в связи с наличием подобных объектов в Саратовской области и даже их доказанной продуктивности на Кенкияке, Восточном Акжаре и др. [1-Антипов М.П., 2-Никитин Ю.И., 7, 14, 42, 61-63].

Перспективы открытия бессернистой высококачественной нефти оказались наиболее реальны в надсолевом комплексе отложений. Продуктивные горизонты залегают на глубинах от 50 до 3500 м [14]. Целенаправленные поисковые работы на нефть в надсолевых отложениях в основном проводятся только в южных районах Прикаспия, где открыто более 100 месторождений. В последнее время открыты 4 средних по запасам месторождения и одно крупное месторождение Кенбай (1986г.) [11, 14, 46, 54-58]. До этих открытий поискам нефти и газа в надсолевом комплексе не придавалось должного внимания.

Эпизодическое проведение поисковых работ на северном борту и в центральных районах Прикаспийской впадины привело к открытию нефтяных (Куриловское, Узеньское) и газовых (Старшинское, Спортивное, Таловское) месторождений (Рис.2). Многочисленные газопроявления установлены в верхнеплиоценовых отложениях на большей части территории региона. [11].

По мнению ФГУП НВНИИГГ [3], имеющегося параметрического материала явно недостаточно для успешного проведения поисковых работ геофизическими методами на территории Прикаспийской НГП. Перспективным направлением, способным обеспечивать ежегодный прирост запасов нефти за счет открытия мелких (и, возможно, средних) по запасам месторождений, являются мезозойские отложения российской части Прикаспийской НГП. Однако до сих пор отсутствует удовлетворительная методика, обеспечивающая эффективный поиск таких месторождений в условиях солянокупольной тектоники. Например, из 8 скважин (затрачено 415 млн.руб.), пробуренных недропользователями в 2007 г. на объектах, подготовленных сейсморазведкой по надсолевым отложениям, продукция получена только в одной скв. Узеньская-1 – фонтанный приток нефти из триасовых отложений в интервале глубин 975-985 м, Саратовская обл., Карпенский лицензионный участок.

Нельзя согласиться с утверждением [3] в части отсутствия эффективной методики изучения надсолевого структурного этажа. Эта методика есть и называется в западном варианте «сейсмостратиграфией», а в отечественном варианте – структурно-форма-

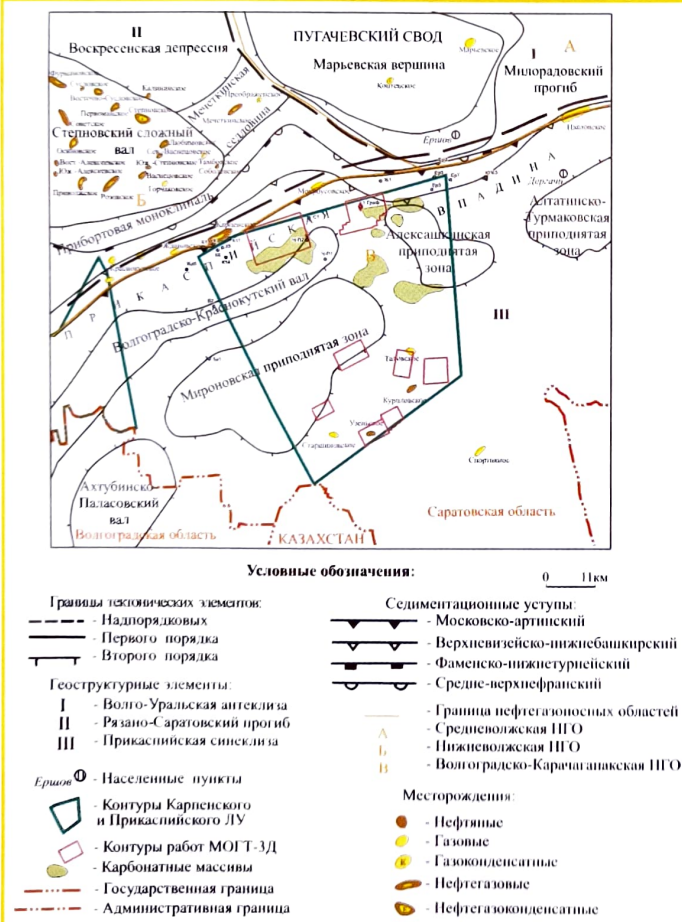


Рисунок 2
Тектоническая схема района работ

Рис. 2. Тектоническая схема саратовского сегмента северного борта Прикаспийской впадины 2006 г

ПОЛЕВЫЕ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫЕ КОМПЛЕКСЫ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

ционной интерпретацией (СФИ) [30-40, 59, 65]. Эффективность методики возрастает в случае её комплексирования с мало-средне-глубинным бурением поисковых скважин. Повышение достоверности интерпретации достигается подбором оптимального комплекса геофизических методов и их оперативного анализа с материалами бурения по мере ввода в действие новых скважин (рис.3, 4). Переход на 3Д-сейсморазведку при картировании надсолевых структур обусловлен геологическим строением поисковых объектов и рекомендован отраслевыми стандартами [36-38].

По данным управления «Саратовнедра» в Саратовской области более 44-х компаний занимаются поисково-разведочными работами, 16 - добывающей деятельностью и только одна «Прикаспийская газовая компания» (ООО «ПГК») реально ищет Карачаганак-2 современными технологиями интегрированной интерпретации разнородной геолого-геофизической информации с опорой на сейсморазведку МОГТ-3Д и поисковым бурением (скв. Графовская-1), проводит поиск, разведку и добычу нефти из надсолевых залежей Узеньского месторождения, открытого ООО «ПГК» в 2007 году. Компания владеет лицензиями на Прикаспийский и Карпенский участки недр, контуры которых показаны на рисунках 1, 2, 5 зелёным цветом. Для «Прикаспийской газовой компании», работающей с участием иностранных инвесторов, открытие уникальных по крупности объектов несёт большой политический риск в дополнение к рискам геологическим. Сейчас, по закону, иностранцы могут участвовать в разработке любого месторождения с запасами более 70 млн тонн нефти или 50 млрд кубометров газа только в качестве миноритарных акционеров.

На рисунках 2, 5 красным контуром показаны площади детальных сейсморазведочных работ МОГТ-3Д, используемых для построения единой совокупности шести моделей в соответствии с современными отраслевыми стандартами как для подсолевых объектов карачаганакского типа, так и для надсолевых месторождений и поисковых объектов [31-40]. На Узеньской и Восточно-Узеньской площадях пробурено 11 поисково-разведочных скважин, семь из которых дают нефть хорошего качества. На площади продуктивных отложений триасового и нижнемелового возраста. На этапе поиска и разведки используется наземная и скважинная сейсморазведка МОГТ-2Д/3Д и ПМ ВСП, детальная электроразведка методом ЗС и ВП (рис.3, 4). На региональном и поисковом этапе применяется комплексирование грави-магниторазведки с целью выявления подсолевых карбонатных массивов увеличенной толщины по авторской методике построения

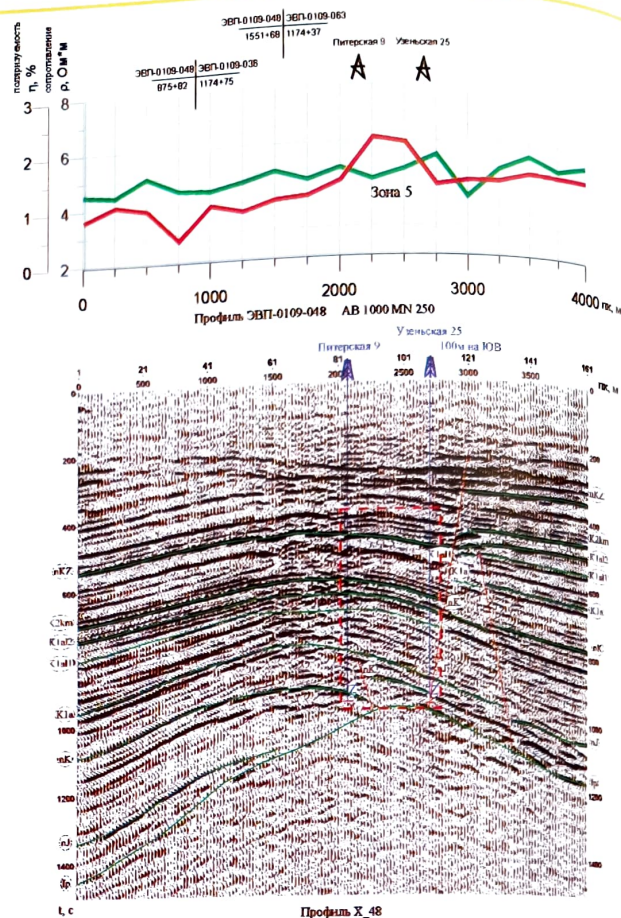


Рис. 3. Комплексирование электроразведки и сейсморазведки на Узеньском месторождении

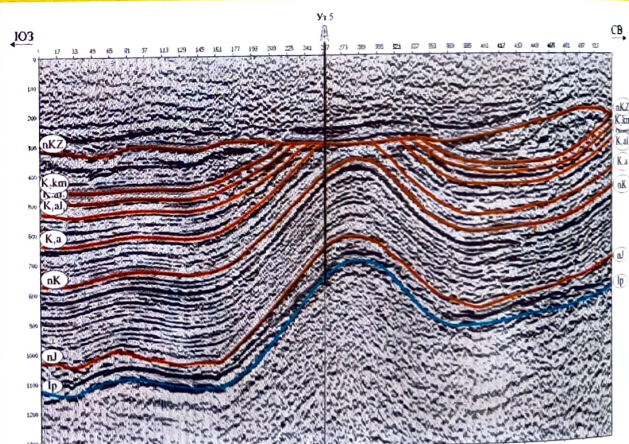


Рис. 4. Вертикальное сечение куба 3Д Узеньского блока. ООО «ПГК»

карт комплексных параметров [24-26, 28]. В пределах выявленных карбонатных массивов (показаны на рисунке 2) концентрируются детальные геофизические работы сейсморазведкой МОГТ-2Д/3Д. Подрядчики выбираются на конкурсной основе по критерию цена/качество с приоритетом параметру качества работ. Применяется двойной супервайзерский контроль качества работ (от Заказчика и от Подрядчика) на всех этапах ГРП. В качестве подрядчиков в различные время привлекались: ЗАО «ЛУКОЙЛ-Саратов», ЗАО «ЛУКОЙЛ-ПРЭМ», ТТП «Саратовнефтедобыча», ОАО «Саратовнефтегеофизика», ОАО «Волгограднефтегеофизика», ООО «Сиам Мастер», ООО НПК «Гео-

проект», ООО «Северо-Запад», Шлюмберже Лод-желко Инк. и др.

Если с надсолевыми объектами большая часть проблем решена, то поиски объекта «типа Карачаганак» осложняются неоднозначностями региональных моделей и полным отсутствием данных параметрического бурения того самого цоколя, о котором постоянно напоминают специалисты ФГУП НВНИИГГ [13, 16, 17, 46, 47].

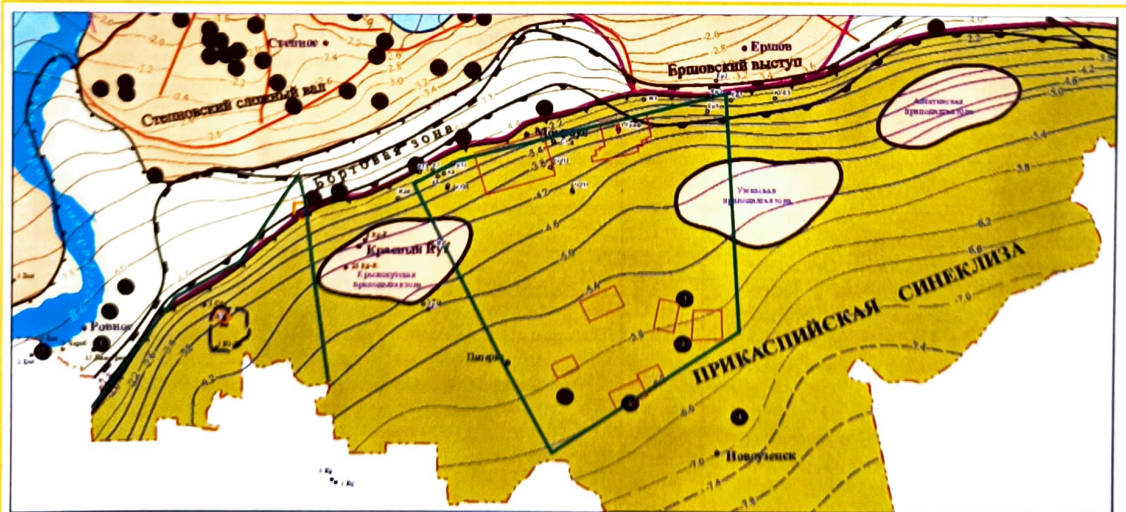
По отраслевым стандартам ГРП проводят по этапам и стадиям. Причём результаты работ предшествующего этапа являются основанием для последующего этапа работ. Региональный этап завершается составлением тектонической схемы региона с определением основных параметров строения фундамента на основании параметрического бурения и глубинных геофизических методов (ГСЗ, КМПВ, МПОВ, МОВЗ, НЧ ОГТ, МТЗ, гравиразведка, магниторазведка и др.). Как отмечено выше, тектоническая схема Прикаспийской впадины не имеет материалов параметрического бурения по отложениям фундамента, рифея и нижнего палеозоя, что приводит к неоднозначностям региональных моделей, а значит и к неоднозначностям расчёта начальных сырьевых ресурсов. Прогноз ресурсной базы Саратовской области [1-4] выполнялся по тектонической схеме рисунка 2, где число структур второго порядка и их дислокация резко отличаются от рисунка 5.

На рисунке 5 изменения вызваны главным образом результатами новых полевых работ сейсморазведки МОГТ-2Д на Карпенском и Прикаспийском участках в период 2006-2008 гг. и тематических работ по обобщению и переинтерпретации геофизических, геологических материалов и бурения скважин, к которым привлекались и специалисты НВНИИГГ (Писаренко Ю.А. и др.). Алексашкинская приподнятая зона (рис.2) снята с баланса ресурсов СЗ по результатам переинтерпретации 1996 года. Текущими работами не подтвердился сейсморазведчиками ОАО «Саратовнефтегеофизика» Волгоградско-Краснокутский вал амплитудой около 400м [63].

Для построения адекватной модели северной бортовой зоны в саратовском сег-

менте Прикаспийской впадины необходимо иметь хотя бы один кондиционный профильный сейсмогеологический разрез с полными данными по скважинам.

В подсолевом мегакомплексе выделяются два крупных структурно-формационных подэтажа: нижний, представленный отложениями рифея-венда и частично нижнего палеозоя, и верхний, в объеме от среднего девона до нижней перми. Отложения нижнего подэтажа, по-видимому, наиболее интенсивно подвержены разломно-блоковой тектонике и бурением во впадине не вскрыты. Литолого-формационные модели верхнего подэтажа представлены на продолжении Карпенской расщели бортового уступа линией скважин 2-Владимировская, 1-Тимофеевская. Опорные модели по этой линии строятся неоднозначно разными авторами [60], что указывает на значительное влияние человеческого фактора и высокий геологический риск ошибки интерпретационной модели. Ценность расщели дополнительно снижается в связи с резким сокращением толщины верейско-мелекесских отложений до полного выклинивания с запада на восток в пределах Карпенского участка. Отсутствие верейско-мелекесских отложений установлено бурением в скв. Жулидовской 1, Ершовской 7 и др. В этом же направлении фиксируется постепенный рост сейсмических скоростей в интервале от отражающего горизонта P_1 до P_{2bs} с 4300-4500 м/сек до 5600-6000 м/сек. Рассечка по линии скважин 1-Солнечная, Чёрная Падина-2, Чёрная Падина-1, материалы сейсморазведки МОГТ-2Д и карты комплексных параметров по данным грави-магниторазведки позволили выявить карбонатные массивы, размеры которых значительно уступали Карачаганак, но требовали детализации современной объёмной 3Д-сейсморазведкой. Эффективность 3Д-сейсморазведки при изучении одиночных внутрибассейновых рифов или атоллообразных карбонатных массивов доказана на известных месторождениях [16-19, 32-39, 65]. Как поисковый инструмент антиклинальных и неантиклинальных объектов сейсморазведка не имеет себе равных, особенно с созданием отраслевого стандарта СФИ, объединяю-



1 - контур Прикаспийского лицензионного участка, 2 - контур сейсмических работ МОГТ-3Д, 3 - контур центральной части среднефранской карбонатной базиса, 4 - контур верхнефранской рифогенной постройки, 5 - границы структур I порядка, 6 - границы структур II порядка, 7 - седиментационные уступы (а - московско-артицкий, б - верхневерейско-нижнебашкирский, в - фаменско-нижнепермский), г - средне-верхнефранский), 8 - месторождения УВ (1 - Таловское, 2 - Старшинское, 3 - Куриловское, 4 - Спортивное, 5 - Узеньское, 6 - Лиманно-Грачевское, 7 - Белокаменное), 9 - изогипсы по подошве кузнецких отложений, в км, 10 - изогипсы по подошве саргавских отложений, в км, 11 - скважины

Рис.5. Тектоническая схема Прикаспийской синеклизы по Шебалдину В.П., 2008 г. [63].



ПОЛЕВЫЕ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫЕ КОМПЛЕКСЫ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ



ПОЛЕВЫЕ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫЕ КОМПЛЕКСЫ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

щего геологию, геофизику и геохимию с целью перехода «от сейсмической интерпретации к моделированию и оценке месторождений нефти и газа» [30, 31, 40, 59, 64, 65]. Проектирование сейсморазведки 3Д требует специальных знаний, анализа результатов предшествующих работ, достаточно точного представления о параметрах объекта детализации и некоторыми экспертами считается самым сложным моментом, определяющим успех ГРП, в целом. Есть мнение, что «лучше сейсмики 3D-только сейсмика 3D, хорошо спланированная» (Козлов Е., Боуска Дж. и др., 1998). У нефтяных компаний, как правило, специалистов по планированию 3Д-съёмок нет. Поэтому при постановке работ обычно применяют простое правило: площадь поля полной кратности должна вдвое превосходить площадь изучаемого объекта. Второе правило говорит, что лучше использовать «разреженную съёмку» при большей площади охвата всего объекта и такой же площади фонового пространства, чем высокую кратность суммирования только в центральной части изучаемого объекта. Полевые работы сейсморазведки МОГТ-3Д с целью детализации подсолевых карбонатных массивов проводились на Южно-Мокроусовском (160 км²) и Южно-Ершовском (100 км²) блоках Карпенского участка недр общей площадью –260 км² силами ОАО «Саратовнефтегеофизика» и ОАО «Волгограднефтегеофизика» (рис.2, 5). На Прикаспийском ЛУ площадь 3Д-съёмки составила 77,7 км² (рис.5). В статье рассматриваются только результаты работ на Южно-Ершовском блоке, где завершено поисковое бурение скважины 1-Графовская глубиной 5379 м.

Обработка – интерпретация материалов МОГТ-3Д и МСК на Южно-Ершовском блоке проведена в Департаменте обработки данных и консалтинговых услуг Шлюмберге Лоджелко Инк. с использованием самых современных технологий и программных комплексов Omega, Petrel 2007.1.2 с применением глубинной миграции до суммирования (PSDM), расчетом AVO и других атрибутов. Брендговая компания Шлюмберге знаменита тем, что имеет самые высокие корпоративные стандарты качества работ в части проведения интегрированной интерпретации 2Д/3Д-сейсморазведки и бурения и фирменное программное обеспечение. Дополнительной гарантией качества работ служил мультидисциплинарный подход к построению 3Д-геологических моделей в итерационном режиме. Для стратиграфической, кинематической и динамической привязки отражающих горизонтов были использованы параметры окружающих глубоких скважин (Мокроусовская-3, Черная Падина 1, Черная Падина 2, Солнечная 1, Жулидовская 1). Были выделены и прослежены отражающие горизонты: I_p , P_1 , P_2^1 , P_2^{8S} , P_2^S , D_3fm , P_3 , построены структурные и скоростные модели. На Южно-Ершовском блоке подготовлены под бурение две структуры: Графовская и Юго-Западная. Предполагалось различие моделей формирования этих структур. **Графовская структура прогнозировалась как объект карачаганакского типа.** Построенная модель Графовской структуры представляла собой по отражающему горизонту P_2bs

южное продолжение обширной гипсометрически приподнятой зоны, оконтуриваемой изогипсой минус 3800 м и имеющей амплитуду 650 м. с северо-востока ограниченной тектоническим нарушением, а с северо-запада – условно принятой линией замещения коллекторов на низкопорые, непроницаемые карбонатные породы. В плане вышеуказанной структуре соответствует зона увеличенных толщин от 600 м до 1050 м, сформированная за счет процессов рифообразования в нижнебашкирско-верхневизейское время. Юго-Западная структура тектонического типа унаследованного развития размеры и амплитуда которой вверх по разрезу уменьшаются соответственно от 4,7 км x 1,8 км до 2,75 км x 1,1 км – 2,9 км x 2 км и от 250 м до 150 м. Увеличение ее размеров по горизонту P_1 до 5,5 км x 1,5 км и амплитуды до 300 м обусловлено развитием процессов биогермообразования в пределах нижнепермской шельфовой карбонатной платформы. Единая совокупность структурных, стратиграфических, структурно-формационных, литолого-фациальных моделей Графовской и Юго-Западной структур показаны на рисунках 6, 7, 8. По окончательной версии обработки сейсмического 3Д куба были рассчитаны 10 кубов

1. Амплитуда / $Ampl_RMS$
2. Мгновенная частота / $Inst_Freq$
3. Мгновенная ширина спектра / $Inst_Bandwidth$
4. Отражательная способность / $Reflectivity$ intensity
5. Затухание / $T_Attenuation$
6. Энергия спектральной декомпозиции на частоте 15 Гц (Iso_F_15)
7. Энергия спектральной декомпозиции на частоте 20 Гц (Iso_F_20)
8. Энергия спектральной декомпозиции на частоте 25 Гц (Iso_F_25)
9. Варьенс / $Variance$
10. AVO атрибуты

Для проверки значимости атрибутов были отстроены карты атрибутивных аномалий для 3-ех временных уровней по соответствующим горизонтам (кровля $P1$ / $P1$, подошва $P2$ / $P2^S$ и кровля $D3fm$). Интервал анализа был выбран равным 70 мс, что составляет 1,5 периода длины волн доминирующей спектральной частоты.

В силу ряда ограничений, связанных с каче-

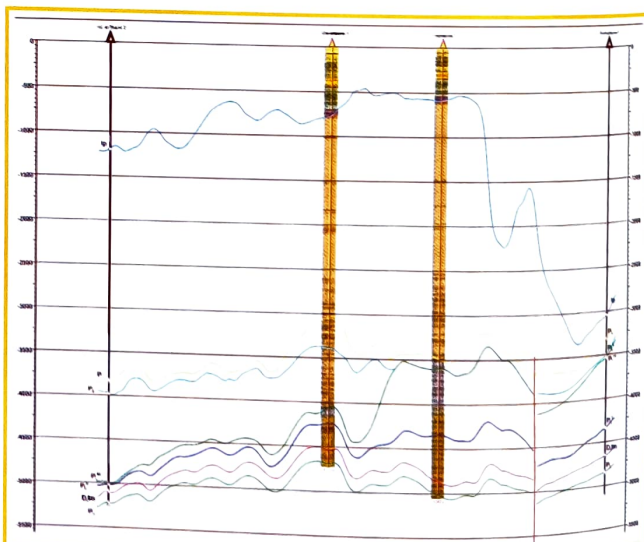


Рис. 6. Совокупность моделей Графовской и Юго-Западной структур по линии скважин: Чёрная Падина-2, Юго-Западная-2, Графовская -1, Жулидовская-1. Интерпретация композитного профиля 2Д-3Д

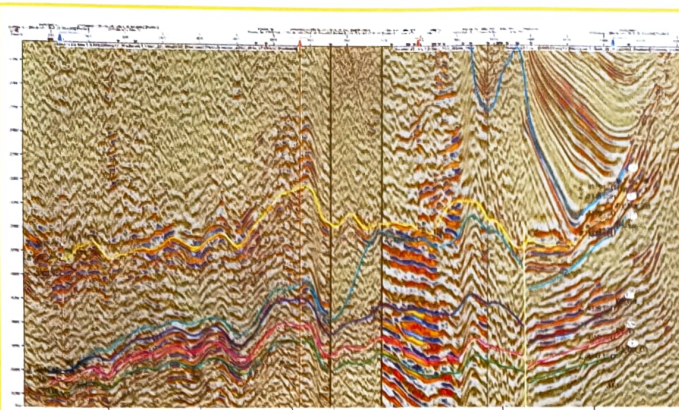


Рис. 7. Совокупность моделей Графовой и Юго-Западной структур по линии скважин: Чёрная Падина-2, Юго-Западная-2, Графовская -1, Жулидовская-1. Композитный профиль 2Д-3Д

Интерпретация куба 3D (In Line)

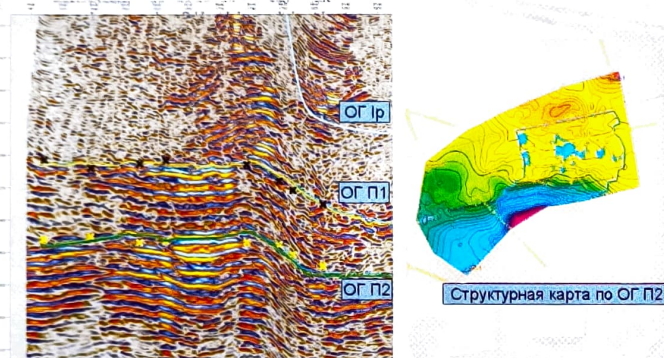


Рис. 8. Вертикальные сечения 3Д-куба через максимум динамического атрибута по ОГ P2

ством исходного куба, только амплитудные атрибуты (Амплитуда/ Amplitude и Отражательная способность/ Reflectivity intensity) показали значимые аномалии, которые могут интерпретироваться как области, вероятно, связанные с залежью УВ (газа или конденсата) или ее ореолом. Остальные атрибуты (частотные, фазовые и спектральной декомпозиции) показали мозаичное распределение значений, которые не позволяют их использовать в последующей интерпретации. Карты амплитудных атрибутов для интервалов анализа соответствующих ОГ- P1 и P2 совмещались со структурными картами и использовались при определении точек заложения скважин (рис. 8).

В точке заложения скважины Графовская-1 предполагалось стратиграфическое окно (отсутствие терригенной компенсационной толщи верейско-мелекесского возраста) и увеличение толщины карбонатных отложений нижнебашкирско-серпуховского возраста, что аналогично Карачаганакскому месторождению. Цоколем рифовой постройки служил Ершовский выступ. На карбонатный тип разреза указывали материалы комплексного параметра по данным гравиметрической [28], характеристика сейсмозаписи и материалы параметрической скважины Жулидовская-1 (рис. 6-8). Ожидалось выявление залежей УВ в отложениях среднего карбона и, возможно, верхнего девона, как по геологическим соображениям, так и по результатам атрибутного анализа (рис. 7, 8).

Графики зависимости время-глубина рассчитывались для скважин ЧП-1, ЧП-2, Солнечная-1, Жулидовская-1, Южно Ершовская-3 и Южно Ершовская -5. Профили МОГТ-2Д, проходящие через скважины, были выбраны в качестве опорных на этапе окончательной увязки профилей 2Д и 3Д-кубов. Ни в одной из скважин плотностной каротаж выполнен не был. Поэтому для целей одномерного моделирования кривая плотности рассчитывалась методом Гарднера из акустической кривой.

Построение структурной и скоростной модели проводилась с многократным контролем качества. Программный пакет i2i является новой интерактивной средой для построения скоростной модели. Данный пакет использовался для уточнения глубинно- скоростной модели на этапе глубинной миграционной обработки сейсмике в связке PSDM – CIP Tomo. Новая функциональность пакета i2i по утверждению специалистов Шлюмберге позволяет создавать глубинно- скоростные модели с большой точностью и со значительным уровнем надежности, по сравнению с тем, что было ранее. При контроле было отмечено заниженные значения скорости в соли (порядка 3600 м/с) в районе куба 3Д. Поэтому для корректировки расчета скоростной модели в проект были введены 3 псевдоскважины, расположенные на периферии сейсмического куба 3Д, с присвоенными обобщенными скоростными зависимостями и с отбивками, посаженными на интерпретационные горизонты. В результате это позволило исправить ситуацию и обеспечить реалистичные значения интервальных скоростей в соли порядка 4500 м/с. После финального контроля качества данная скоростная модель использовалась для преобразований время- глубина и построения структурных карт.

При тестировании атрибутных аномалий было использовано новое средство - анализ освещенности (Illumination analysis), который позволяет выполнять интерактивное трассирование сейсмических лучей и моделирование процесса их прохождения и отражения для проверки правильности параметров геологической модели, изучения эффектов анизотропии и т.д.

В настоящее время скважина №1 Графовская пробурена до глубины 5379 м. Сравнение проектного и фактически вскрытого разреза показано в таблице 1.

Из таблицы видно, что кровля соли вскрыта на 30 м выше, чем предполагалось по модели, построенной специалистами Шлюмберге (рис. 6-8), а подошва соли вскрыта на 456 м глубже проекта, что значительно превышает допустимые уровни возможных ошибок (от 70 до 200 м для подсолевых границ по данным Шлюмберге). Незамеченной при скоростном анализе оказалась толща 556 м терригенных пород верейско-мелекесского возраста. По данным ВСП интервальная скорость $V=4300$ м/с типична для этих отложений. Существенна ошибка прогноза толщин филипповских отложений. Имидж компании

ПОЛЕВЫЕ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫЕ КОМПЛЕКСЫ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ



Шлюмберже, как законодателя стандартов качества отраслевых работ 3Д не выдержал испытания объектом «типа Карачаганак» в сложнейших сейсмогеологических условиях Карпенского ЛУ. Прогнозная модель Шлюмберже оказалась не адекватной материалам бурения.

При достигнутом забое 4445 м проведен комплекс промыслово-геофизических работ в интервале 3950-4445 м каротажным подразделением компании Шлюмберже (стандартный комплекс Рех, 5-зондовый боковой HRLT, 5-зондовый индукционный АИТ, пластовый микроимиджер – FMI).

В интервале 3955-4046,5 м выделены соли, в доломитах и известняках в интервале глубин 4109,2-4359,8 м по комплексу ГИС выделено суммарно 61,3 м нефтенасыщенных коллекторов.

Керн отобран из надверейских карбонатных отложений в интервале 4099-4109 м и из предположительно фаменских отложений в интервале 5160-5169 м. Керн из интервала 4099-4109 м с запахом УВ представлен доломитом серым, прослоями темно-серым и бурым, с примазками ОВ и с коричневыми маслянистыми пятнами от насыщения УВ. Наблюдается трещиноватость – трещины залечены ангидритом и кремнеземом. Доломит крепкий, участками окремнелый. Керн из интервала 5160-5169 м представлен трещиноватыми известняками, доломитами и аргиллитом темно-серым, сильно изверсоватым, мергелевидным, трещиноватым с залеченными кальцитом трещинами.

Надверейские карбонатные отложения в интервале 4191-4254 м испытаны испытателем пластов ПОЛАРИС. По расчетам (по объему перелива жидкости долива из труб на устье) средний дебит притока по жидкости в период испытания составил 31 м³/сут, по газу ориентировочно 12-17 тыс м³/сут. По графикам КВД первого и второго циклов пластовое давление составило соответственно 660,5 атм и 640,2 атм. (градиент давления 1,55-1,51 атм/10 м.). Испытанный интервал насыщен газом (газ в пробоотборнике давление 180 атм). Анализ газа (объемная доля компонента в газе, %): метан- 89,979, этан – 4,82, пропан – 1,998, азот – 1,425.

Турнейские карбонатно-глинистые отложения испытаны испытателем пластов ПОЛАРИС в интервале 5084,7-5169 м. В интервале испытания присутствует слабопроницаемый нефтенасыщенный коллектор (давление в пробоотборнике 300 атм). Средний дебит по жидкости по КВД 1-го цикла 1,1 м³/сут, 2-го цикла – около 1,0 м³/сут при средней фактической депрессии 300-344 атм. По ориентировочному расчету по газу его дебит составляет около 600-700 м³/сут. Анализ газа (объемная доля компонента в газе, %): метан-67,872, этан –13,287, пропан –6,873, азот – 0,500.

Фаменские карбонатные отложения испытаны испытателем пластов ПОЛАРИС в интервале 5209-5256 м. Проведено двухцикловое испытание. Первый цикл: открытый период – 30 минут, закрытый – 40 минут. Второй цикл: открытый период – 70 минут, закрытый – 180 минут.

Забойное давление в начале первого цикла испытания- 724 атм, в конце цикла- 713 атм. Забойное давление в начале второго цикла – 729,7 атм, в конце – 713 атм. Забойное давление в конце КВД 1-го цикла – 710 атм, забойное давление в конце КВД 2-го цикла – 683,3 атм. Пластовое давление меньше 683 атм (градиент меньше 1,309 атм/10 м). Репрессия при испытании составила не менее 41 атм. При регистрации КВД происходила фильтрация раствора из скважины в

Стратиграфический разрез (глубины)	Проект	Факт
квартер	0 – 50 м	0 – 82 м
неогеновые отложения	50-300 м	82-274 м
палеогеновые отложения	300 – 360 м	274-382 м
меловые + юрские + триасовые отложения	360 – 690 м	382 – 630 м
кунгурские солевые отложения	690 – 3590 м	630 – 4046 м
филипповские отложения	3590-3690	4046 – 4086 м
нижнепермские – верхнекамменноугольные карбонаты		4086-4373
верейские + мелекесские отложения		4373- 4929 м
башкирские карбонатные отложения		4929 – 5016 м
башкирские-турнейские карбонатные отложения	3690 – 4940 м	
турнейские отложения		5016 – 5202 м
фаменские + франские	4940 – 5250 м	5202 – 5379 м

пласт (при снятии КВД 2-го цикла интенсивность поступления раствора из под пакерного объема в пласт составила не более 1,7 л/час – 0,04 м³/сут). – не определены характер насыщения пласта, пластовое давление, гидродинамические характеристики пласта. В пробоотборнике (давление 180 атм) поднят буровой раствор плотностью 1,74 г/см³ и небольшое количество газа. Анализ газа (объемная доля компонента в газе, %): азот – 96,279, метан- 2,975, этан – 0,311, пропан – 0,086.

Качественное испытание в условиях бурения скважины Графовская-1 выполнить крайне сложно даже такой опытной команде, как Шлюмберже. С этим явлением сталкивались нефтяники неоднократно по всему периметру Прикаспийской впадины [48, 49, 53]. Возможен и пропуск продуктивных пластов. В настоящее время скважина готовится к испытаниям в колонне.

Да, пока ООО «ПГК» не нашла Карачаганак-2, но мы знаем, кто ищет, тот обязательно найдет свой Карачаганак. На очереди проверка бурением сейсмических паспортов на надсолевые объекты. Возможно, что надсолевое направление ГРП оправдается крупным открытием и в Саратовской области [54-58]. Неглубокое залегание объектов, хорошее качество сейсмической информации, размеры объектов, соизмеримые с размерами лицензионных участков, и возможность уложиться в сроки действия поисковой лицензии без политического риска даёт ряд преимуществ малым и средним компаниям при разработке этого направления. Об этом говорит и народная мудрость: «Лучше синица в руках, чем журавль в небе».

Список литературы:

1. Тезисы докладов научно-практической региональной конференции «Стратегия развития минерально-сырьевого комплекса Приволжского и Южного Федеральных округов на 2007 и последующие годы.», Саратов.

- 2006.
2. Тезисы докладов научно-практической региональной конференции «Стратегия развития минерально-сырьевого комплекса Приволжского и Южного Федеральных округов на 2008 и последующие годы.», Саратов, 2007.
3. Тезисы докладов научно-практической региональной конференции «Стратегия развития минерально-сырьевого комплекса Приволжского и Южного Федеральных округов на 2009 и последующие годы.», Саратов, 2008.
4. Постнова Е.Н., Жидовинов С.Н. Современные тенденции развития ресурсной базы углеводородного сырья и пути повышения результативности геолого-разведочных работ в Урало-Поволжском регионе. // Геология нефти и газа, №5, 2008.
5. Карнаухов С.М., Силантьев Ю.Б., Скоробогатов В.А., Истратов И.В. Перспективы открытия крупных газовых и газоконденсатных месторождений в Прикаспийской впадине. // Геология нефти и газа, №3, 2009.
6. Карбонатные отложения - объект целенаправленных поисков углеводородов. Сб.н.т. изд. ИГиРГИ, 1984.
7. Седиментационные модели подсолевых нефтегазоносных комплексов Прикаспийской впадины. Под ред. А.К. Замарёнова. Москва, Недра, 1986г.
8. Прогноз нефтегазоносности структурно-формационных комплексов подсолевого палеозоя Прикаспийской впадины. Сб.н.т. изд. ИГиРГИ, 1989г.
9. Габриэлянц Г.А., Камалов С.М. и др. Девонское направление поисково-разведочных работ на нефть и газ на севере Прикаспийской впадины. // Геология нефти и газа, 1, 1990.
10. Лисовский Н.Н. и др. Прикаспийская впадина - зона гигантских углеводородных скоплений. Недра Поволжья и Прикаспия. 3 выпуск, 1992.
11. Соловьев Б. А. Этапы эволюции и нефтегазоносность осадочного чехла Прикаспийской впадины. // Геология нефти и газа, № 8, 1992.
12. Крылов Н.А., Авров В.П., Голубева З.В. Геологическая модель подсолевого комплекса Прикаспийской впадины и нефтегазоносность. // Геология нефти и газа, №6, 1994.
13. Кононов Ю.С. " Особенности прогноза и поисков нефти и газа в Прикаспии". Недра Поволжья и Прикаспия. 2008г., 56 выпуск.
14. Марченко О.Н. Приуральский нефтегазовый комплекс (история создания и развития). Недра Поволжья и Прикаспия. 2010, 62 выпуск.
15. Алексеев Г.Н., Кулик В.Е. Сейсмические поисковые признаки высокоамплитудных тектоно-седиментационных структур внутренней зоны Прикаспийской впадины (на примере Карачаганакского поднятия) / ЭИ ВИЭМС. Сер. Разведочная геофизика, № 3, 1984.
16. Берёзкин В.М., Потапов О.А. Поиски и разведка глубокозалегающих месторождений нефти и газа геофизическими методами (Итоги науки и техники. т.14). ВИНТИ, М., 1985.
17. Геолого-геофизические модели и нефтегазоносность палеозойских рифов Прикаспийской впадины. Под ред. Ю.С. Кононова. Москва, Недра, 1986.
18. Шебалдин В.П., Селенков В.Н., Акимова А.В. Геологическое строение месторождения Тенгиз по материалам геофизических исследований // Геология нефти и газа - 1988 - № 12.
19. Иан Ф. Сильвестр, Терри О'Хирн и др. Гигантское месторождение Карачаганак-реализация его потенциала. / Нефтегазовое Обозрение, Шлюмберже - Лето 1998.
20. Гальперин Е.И., Абулашвили В.У., Феоктистов А.В. «Повышение достоверности сейсморазведки при использовании данных вертикального сейсмического профилирования (на примере месторождения Тенгиз)», ЭИ ВНИ-ИОЭНГ. отечеств. опыт, сер. «Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений», вып. 12, 1988, с. 9-13.
21. Иванчук А.М., Тикшаев В.В., Феоктистов А.В. и др. Исследование геологического разреза комплексом высокоразрешающей электро-разведки методом становления поля и сейсморазведки МОГТ при поисках месторождений нефти и газа. - труды XXX Международного геофизического симпозиума, часть 2 А. геофизические работы на нефть и газ., М., 1985, с.62-68.
22. Феоктистов А.В. Три аспекта геологоразведочных работ в современных условиях. Тезисы докладов научно-практической региональной конференции «Приоритетные направления геологоразведочных работ на территории Приволжского и Южного Федеральных округов в 2004-2010 гг.», Саратов, 2003.
23. Александров В.И., Шаталов О.В. Подсолевые карбонатные резервуары Саратовской части Прикаспийской впадины - новые объекты разведки на нефть и газ. / Геология нефти и газа, №6, 1982.
24. Рыскин М.И., Лепилин В.М. и др. "Рациональный комплекс методов прогнозирования нефтегазоперспективных карбонатных построек в подсолевом разрезе Прикаспийской впадины". / Недра Поволжья и Прикаспия. 1992. 2 выпуск.
25. Рыскин М.И., Лепилин В.М. и др. Геологическая модель Ершовско-Мокроусовского участка Прикаспийской впадины по результатам комплексного анализа геофизических данных. / Недра Поволжья и Прикаспия. 1993. 5 выпуск.
26. Рыскин М.И., Лепилин В.М. и др. Геофизические основы тектонического и нефтегазогеологического районирования платформенных территорий. / Геология нефти и газа, №3, 1995.
27. Кононов Ю.С. Геолого-геофизические предпосылки поисков объектов типа Карачаганак. / Недра Поволжья и Прикаспия. 1999г., 18 выпуск.
28. Рыскин М.И., Лепилин В.М. и др. О существовании подсолевых объектов карачаганакского типа в саратовском сегменте Прикаспийской впадины. / Недра Поволжья и Прикаспия. 2004г. 37 выпуск.
29. Тальвирский Д.Б., Матвиевская Н.Д. и др. Геологическая эффективность сейсморазведки при поисках нефтегазовых структур. / Разведочная геофизика: обзор ВИЭМС -М., 1988.
30. Пилифосов В.М. Сейсмостратиграфические модели подсолевых отложений Прикаспийской впадины. Наука, Алма-Ата, 1986.
31. Структурно-формационная интерпретация сейсмических данных. / И.А. Мушин, Л.Ю. Бродов, Е.А. Козлов, Ф.И. Хатьянов.-М., Недра, 1990.
32. РД 153-39 0-047-00 -Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологиче-

ПОЛЕВЫЕ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫЕ КОМПЛЕКСЫ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ



- ских моделей нефтяных и газонефтяных месторождений М. МПР РФ, 2000
33. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений - в 2 ч. - М., ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003
34. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. под ред. Петерсилье и др., Москва-Тверь, 2003
35. Техническая инструкция по наземной сейсморазведке при проведении работ на нефть и газ. ЕАГО, М., 1999.
36. Методические рекомендации по применению пространственной сейсморазведки 3D на различных этапах геологоразведочных работ на нефть и газ. М., 2000.
37. Временное руководство по содержанию, оформлению и порядку представления материалов сейсморазведки 3D на Государственную экспертизу запасов нефти и горючих газов, М., 2002.
38. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки (2D, 3D) для подсчета запасов нефти и газа, М., 2006).
39. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки для подсчета запасов углеводородов в условиях карбонатных пород с пористостью трещинно-кавернового типа (авторы: В.Б.Левянт, И.Ю.Хромова, Е.А.Козлов, И.Н.Керусов, Д.Е.Кашеев, В.В.Колесов и Н.Я.Мармалевский), М., 2010.
40. Ампилов Ю.П. От сейсмической интерпретации к моделированию и оценке месторождений. "Центральное издательство геофизической литературы "СПЕКТР", 2008.
41. Антипов М.П., Быкадоров В.А., Волож Ю.А., Леонов Ю.Г. Проблемы происхождения и развития Прикаспийской впадины. / Геология нефти и газа, №3, 2009.
42. Гаврилов В.П., Леонова Е.А., Руднев А.Н. Геодинамическая модель геологического строения и нефтегазоносности Прикаспийской впадины. / Геология нефти и газа, №3, 2009.
43. Валяев Б.М. Углеводородная дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений / Геология нефти и газа, № 9, 1997.
44. Автоколебательная модель формирования месторождений-гигантов (на примере Астраханского месторождения) / А.Н. Дмитриевский, Ю.А. Волож, И.Е. Баланюк и др.// Доклад РАН, 2001.
45. Орешкин И.В., Гонтаренко О.П., Орешкин А.И. Роль миграции углеводородов в формировании крупных месторождений нефти и газа и основных закономерностей нефтегазоносности бассейнов. / Недра Поволжья и Прикаспия. 2010, 62 выпуск.
46. Воробьев В.Я., Кононов Ю.С., Орешкин И.В., Постнова Е.Н. Моделирование геологического строения и развития Прикаспийской нефтегазоносной провинции. / Недра Поволжья и Прикаспия. 2007, 51 выпуск.
47. Кононов Ю.С. Некоторые проблемы поиска залежей углеводородов в разнофациальных отложениях. / Недра Поволжья и Прикаспия. 2009., 60 выпуск.
48. Токман А.К., Коваленко В.С., Коротков Б.С., Коротков С.Б. Результаты и направления геолого-разведочных работ в Прикаспийской впадине. / Геология нефти и газа, №3, 2009.
49. Карнаузов С.М. Результаты геолого-разведочных работ на оренбургском участке северного борта Прикаспийской синеклизы. / Геология нефти и газа, №3, 2009.
50. Сидоров В.А., Кузьмин Ю. О. и др. Геодинамические методы поисков и разведки месторождений нефти и газа. / Геология нефти и газа, №6, 1994.
51. Балабанов В.Г., Сокулина К.Б., Шестаков Э.С. Опытные скважинные наблюдения при сейсмическом мониторинге на Тенгизском месторождении. / Недра Поволжья и Прикаспия 1996, 10 выпуск.
52. Амурский Г.И., Степанов Н.Г. Зона тектонического разуплотнения – самостоятельный объект разработки газового месторождения. / Геология нефти и газа, 5-6, 1999.
53. Бродский А.Я., Пыхалов В.В. Модель формирования зон повышенной трещиноватости в палеозойских отложениях. / Недра Поволжья и Прикаспия. 2006, 47 выпуск.
54. Волож Ю.А., Милитенко Н.В. и др. Перспективы развития нефтегазопроисковых работ в надсолевом комплексе Прикаспийской впадины. Недра Поволжья и Прикаспия. 1997, 14 выпуск.
55. Семенович В.В. Нефтегазоносность надсолевых отложений Прикаспийского нефтегазоносного бассейна. Недра Поволжья и Прикаспия. 1997, 14 выпуск.
56. Мишанин С.И., Пыхалов В.В. Особенности распределения ловушек углеводородов надсолевого и внутрисолевого комплексов в пределах Астраханского Прикаспия и сопредельных территорий. Недра Поволжья и Прикаспия. 2009., 60 выпуск.
57. Искужиев Б. А., Семенович В. В. Перспективы надсолевого нефтеносного комплекса юго-востока Прикаспийского бассейна. // Геология нефти и газа, 11, 1992.
58. Карнаузов С.М., Политыкина М.А., Тюрин А.М., Леонов Г.В. Надсолевые отложения – новый объект поисков залежей углеводородов на юге Оренбургской области. // Геология нефти и газа, 3-4, 1999
59. Мушин И.А., Корольков Ю.С., Чернов А.А. Выявление и картирование дизъюнктивных дислокаций методами разведочной геофизики. М., Научный мир, 2001.
60. Феоктистов А.В., Плетнев В.И. и др. Построение опорных параметризованных моделей северной бортовой зоны Прикаспийской впадины и их проверка бурением. / межведомственная научная конференция, посвященная 90-летию СГУ, государственный учебно-научный центр «Колледж», Саратов, 1999.
61. Яцкевич С.В., Никитин Ю.И. и др. Прогнозные модели строения ловушек УВ в среднем карбоне-нижней перми северо-западной части Прикаспийской впадины. / Недра Поволжья и Прикаспия. 1999г., 18 выпуск.
62. Щеглов В.Б., Яцкевич С.В. и др. Коллекторские свойства нефтегазоносных комплексов подсолевого палеозоя в российской части Прикаспийской мегаплатины. / Недра Поволжья и Прикаспия. 2005г., 44 выпуск.
63. Шебалдин В.П. Тектоника Саратовской области. Саратов: ОАО «Саратовнефтегеофизика», 2008
64. Феоктистов А.В., Феоктистов В.А. Зачем нужен супервайзер? (Мифы и реалии сейсморазведки). // СО ЕАГО, «Приборы и системы разведочной геофизики», –январь-март 01/2010.
65. Феоктистов А.В., Феоктистов В.А. Геологическая эффективность структурно-формационной интерпретации и её контроль на примере «рифового направления» ГРП / СО ЕАГО. «Приборы и системы разведочной геофизики» (сдана в печать, 2010).

В России, где проведение геологоразведочных работ часто сводится к выполнению лицензионных обязательств, где сроки сжаты, а цели размыты, ошибки в методологии проведения работ также стали просто формальностью. Практически любой отрицательный результат обосновывается неблагоприятными поверхностными и глубинными сейсмогеологическими условиями, а творческие результаты обработки и интерпретации полевых данных не дают ответов. В защиту геологоразведки надо сказать, что и лицензионные обязательства часто не предусматривают времени на поиск

Истины!

Хочу сразу отметить, что в условиях потогонных многократных систем наблюдения и плановых сезонных объемов свободы творчества у полевику просто не осталось. Все работы зарегулированы договорами, техническими проектами и односторонними или двусторонними регламентами. И на местах не осталось возможности решать, что же делать, если что-то не так.

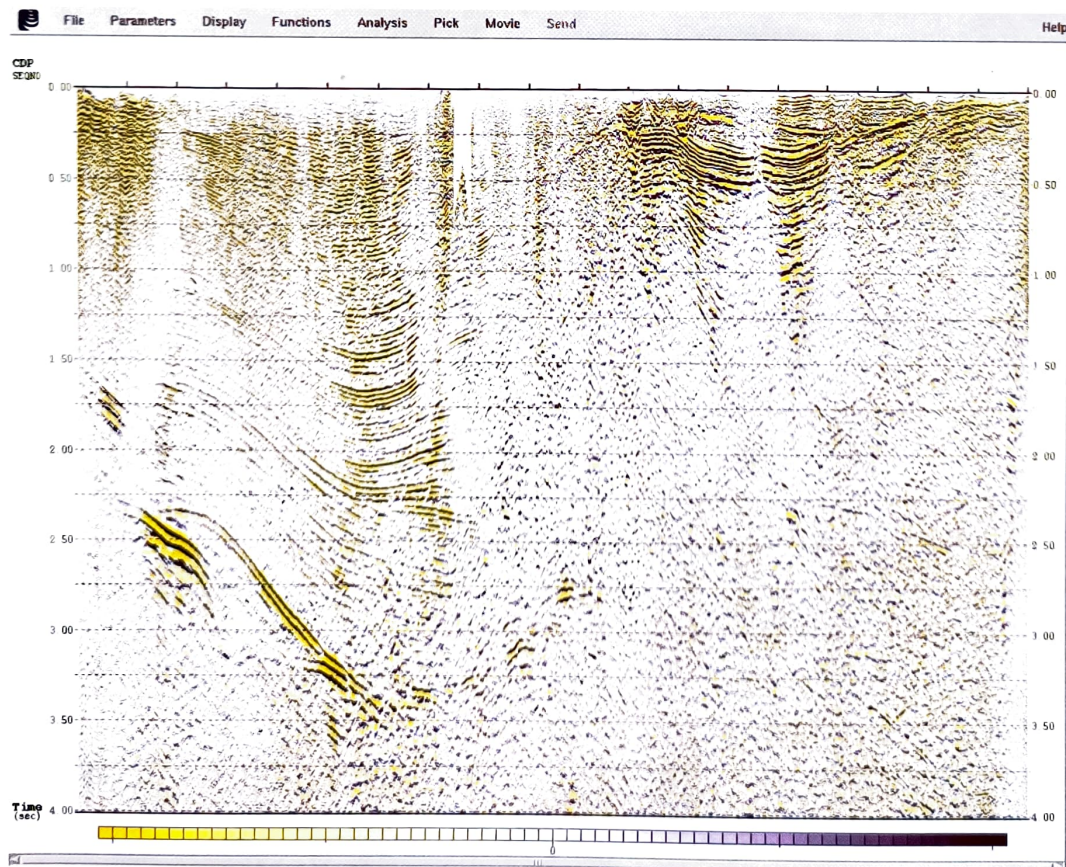
Кто страдает в данной ситуации? Конечно Заказчик, потому что нет результата. А кто виноват? Он же!

Объяснение тоже очень простое. Неправильно выбранная методика, к началу выполнения контракта обрастает таким объемом всевозможных формальных документов и актов, что изменить что-либо в процессе работ «просто геофизику» невозможно. Договор подписан, технические параметры определены, опытные работы подтвердили технические

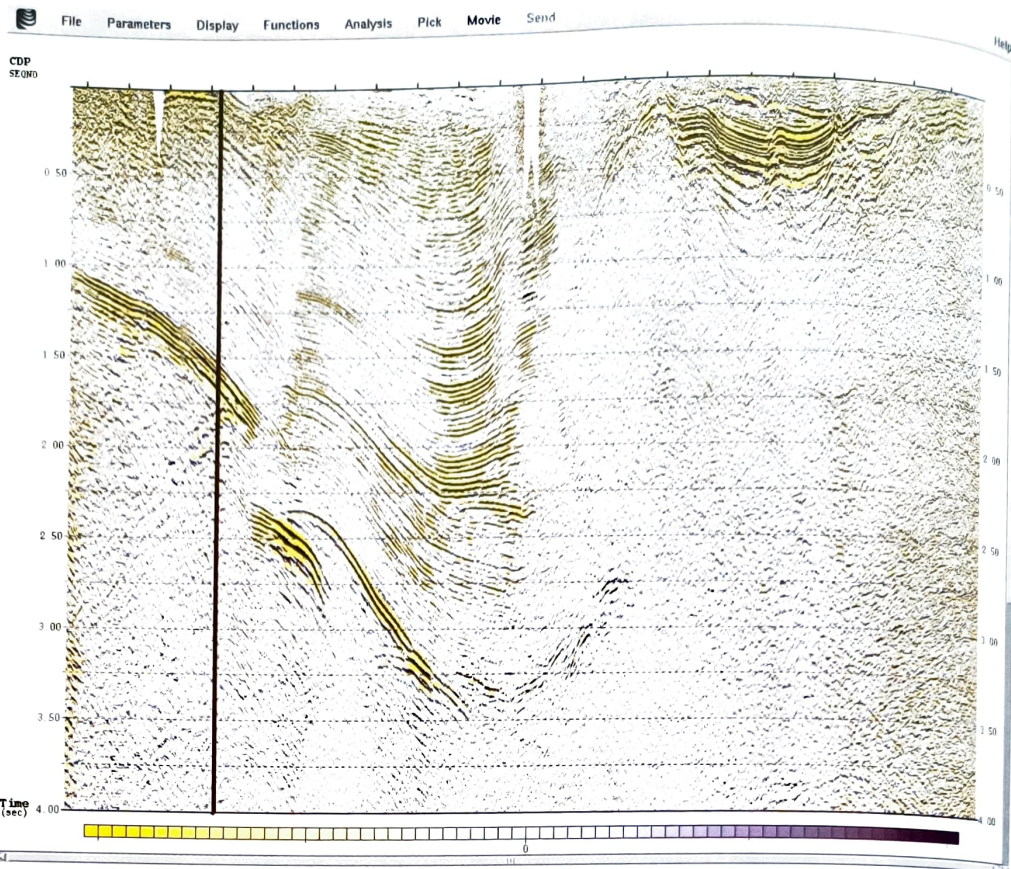
параметры, вписанные в конкурсное техническое задание, и караван пошел. Все документы от контракта до технического проекта обычно не предусматривают альтернативы, а значит страховки.

На самом деле, в привычных условиях производства работ, где и с геологией и ВЧР все ясно, это не критично. Но в новых регионах это может быть фатальным.

Например, при выходе в сложный регион предгорья была проведена рекогносцировка площади работ, которая показала, что стабильное использование групп вибраторов в данном регионе проблематично и необходима дополнительная бульдозерная подготовка. Но и это не гарантировало использование четырех установок в группе хотя в 50% случаев. Резко-пересеченный рельеф и выход коренных пород на поверхность также препятствовали использованию вибрационного способа возбуждения. Кроме того, в заболоченных поймах рек однозначно напрашивалось использование взрывного источника. С учетом вышесказанного и Заказчик, и Подрядчик выбрали взрывной метод! В результате, в процессе полевых работ удалось получить достаточно регулярную систему отстрела профилей, но вот только результат показался сомнительным (рис 1). Надо отметить, что методология регистрации казалась исключительно трудоемкой и исключающей какие-либо ошибки для всего целевого интервала – 1200 активных каналов через 15 метров, группирование 12 сеймоприемников на базе 15м, максимальное удаление 9 000 м, ПВ через 60м. Теоретически использование



ПОЛЕВЫЕ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫЕ КОМПЛЕКСЫ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ



данной системы позволяет решать любые задачи как в ВЧР, так и на глубинах более 6 км.

Надо отметить, что результат, полученный с использованием 24 разрядной современной телеметрической станции и кратности суммирования 150, был не хуже материалов прошлых лет (12-ти и 48-ми кратное ОГТ), полученных с применением аналоговых 14 разрядных станций. Поэтому первая реакция и геофизиков, и геологов была однозначна - это ее величество Геология.

Действительно, более 70 % процентов взрывов производилось мощной до 300м молласе, с потерей энергии за счет нарушения упругих свойств недостаточно упругой среды и образования камуфлетов огромных размеров. Решение об исключении вибраторов оказалось ошибочным, но с другой стороны казалось, что обеспечить регулярную систему возбуждений с вибраторами в данном районе невозможно.

Однако спустя 2 года тот же Заказчик, но с другим Подрядчиком провел работы на сопредельной площади и для увязки площадей повторил ряд профилей с применением комбинирования взрывов и вибраторов (рис 2).

Для решения проблем, связанных с жесткими требованиями параметров возбуждения, была создана матрица используемых параметров, которая включала варианты параметров возбуждения и зависимость от них вариацию цен.

Неизменным оставались требования к геометрии профилей и регулярности наблюдений.

В зависимости от поверхностных условий использовались тяжелые и легкие буровые станки, предусматривалось использование группирования мелких и одиночных глубоких скважин, применялись группы (от 4 до 2) ви-

браторов и одиночные вибраторы. Для прохождения участков, генерирующих помехи, варьировались также и параметры свип-сигналов. Например, использовались более короткие свипы с большим количеством накоплений. При этом базисным для согласованности сигналов оставался частотный диапазон сигнала. Так при прохождении насосных станций вместо 10 секундного использовался 6-ти секундный свип-сигнал с двукратным увеличением накоплений и с расширением частотного диапазона вверх и вниз, что позволило сохранить эффективный диапазон частот и возможные потери энергии. Цена определялась затратами времени и материальных ресурсов на тот или иной способ возбуждения.

Надо отметить, что эффективность такого решения ложится тяжелой ношей на Заказчика, потому что присутствие двух отрядов возбуждения, которые работают поочередно, приводит к необходимости оплаты простоя одного из отрядов. Но при этом скорость выполнения работ была значительно выше, чем при использовании только взрывного источника.

Кроме того, в задании должны быть строго определены критерии выбора параметров возбуждения, а грамотная работа супервайзера или представителя заказчика в поле становится существенной для успешности работ.

Это пример решения общей задачи, когда нефтяники ищут, а геофизики имеют все инструменты для поиска.

В итоге Заказчик потерял деньги на двойной подход к решению задачи и два года времени, но получил результат и, надеюсь, сохранит лицензию. А негибкий Подрядчик потерял очередного Заказчика, но получил деньги за выполнение технического задания.

Шнеерсон М.Б., Жуков А.П. ООО Геофизические системы данных (GSD), г. Москва
(по материалам зарубежных статей)

Вибрационная сейсморазведка ведет свою историю с середины пятидесятих годов прошлого столетия, когда были предложены, созданы и опробованы первые промышленные установки и устройства для возбуждения продолжительных во времени и переменных по частоте волн, их приема, регистрации и корреляционной обработки получаемых записей. К настоящему времени вибрационная сейсморазведка - это один из ведущих геофизических методов разведки, оснащенный высокопроизводительной техникой, средствами контроля и вычислительными системами. Научный, технический и методический уровень современной вибрационной сейсморазведки обеспечивает решение широкого круга геолого-разведочных задач по поиску и разведке полезных ископаемых и изучению глубинного строения земной коры. В настоящее время сложился определенный стандарт технических и методических средств вибрационной сейсморазведки.

Технические средства.

Вибрационные источники - это гидро-механические установки отечественного, зарубежного или смешанного (вибратор импортный, транспортная база отечественная) производства с усилиями 17 - 22 тонн и выше, смонтированные на различных транспортных базах, соответствующих задачам и условиям проведения работ (автомобиль высокой проходимости, багги, снегоболотоход), в количестве 4-5 машин на полевой отряд. Из них четыре, как правило, работают на профиле, а один - находится в резерве. Отмечается стремление к применению более мощных вибраторов с усилиями 30 и даже 40 тн. Как правило, работы ведут при нагрузках 60 - 90 % от максимальных, в пределах которых вибраторы работают наиболее устойчиво.

Приемная и регистрирующая аппаратура - это электродинамические сейсмоприемники и многоканальные линейные (проводные) или телеметрические регистрирующие системы, в том числе с передачей сигналов по радио. В последние годы определенное применение получили трех-компонентные акселерометры, обеспечивающие прием продольных, поперечных и обменных волн.

Методические средства.

Используются профильные (2D) и пространственные (3D и 4D) съемки с многократным прослеживанием волн в сочетании с интерференционными и другими системами и способами подавления волн-помех и повышения отношения сигнал/помеха. Полевые работы повсеместно проводят с группированием источников и приемников колебаний и с синхронным накоплением сигналов, что обеспечивает ослабление регулярных волн-помех в соответствии с их кажущимися скоростями и частотами, а также нерегулярных, шумовых составляющих регистрируемых волновых полей. В последнее время наметилась тенденция отказа от использования интерференционных систем при возбуждении и приеме колебаний.

Практика применения вибрационной сейсморазведки показывает, что она достаточно эффективна, обоснована теоретически и экспериментально и оснащена соответствующей аппаратурой и оборудованием. Тем не менее, необходимость решения все более сложных задач и высокие требования к качеству получаемых полевых записей и снижению стоимости работ обосновывают необходимость развития и совершенствования этого метода гео-

физики. Ознакомление и анализ зарубежных и отечественных работ в этой области показывает, что в последние годы наметились определенные направления развития вибрационной сейсморазведки. Это:

- расширение частотного состава возбуждаемых колебаний в сторону низких и высоких частот;
- повышение производительности работ;
- нелинейные искажения вибросейсмических сигналов;
- совершенствование методики полевых работ с учетом особенностей вибрационной сейсморазведки;
- вибрационная сейсморазведка повышенной достоверности (HFVS).

Рассмотрим эти направления.

1. Расширение частотного состава возбуждаемых колебаний

Интерес к этому направлению вибрационной сейсморазведки обусловлен следующими основными причинами.

В сторону низких частот:

- разведка более глубоко залегающих месторождений углеводородов и проведение в значительных объемах работ по изучению строения кристаллического фундамента и прослеживанию поверхности Мохоровичича;
- все возрастающее применение акселерометров при наземных работах и скважинных исследованиях, позволяющих принимать колебания в широкой полосе частот от 3 - 5 Гц.

В сторону высоких частот:

- необходимость повышения разрешающей способности вибрационной сейсморазведки за счет увеличения доли высоких частот в спектре излучаемых колебаний.

Технические возможности наиболее широко применяемых вибраторов, подтвержденные практикой их эксплуатации, показывают, что они наиболее устойчиво работают в диапазоне от 8 - 10 до 90 - 100 Гц. Дальнейшее его расширение как в сторону низких, так и в сторону высоких частот наталкивается на определенные трудности, обусловленные конструктивными решениями и особенностями современных гидравлических вибраторов. Рассмотрим те из них, которые связаны с рассматриваемым вопросом.

Рабочим элементом гидравлического вибратора является вибровозбудитель, представляющий собой массивный гидро-цилиндр, играющий роль инерционной массы, в центре которого помещен поршень, соединенный через шток с опорной плитой, которая в процессе излучения колебаний прижимается к поверхности грунта весом транспортной базы. В верхнюю и нижнюю полости цилиндра по соответствующим каналам небольшого диаметра попеременно подается под давлением масло, что выводит поршень с рабочей плитой из положения равновесия и возникающие при этом переменные нагрузки передаются среде, что и приводит к возбуждению волн. При этом, если поршень идет вниз, то инерционная масса смещается вверх и наоборот. Перемещение поршня относительно цилиндра, получившее название «ход поршня», является одним из «сейсмических» параметров вибратора, который задается на минимальной частоте из-за того, что с ее увеличением «ход поршня» уменьшается обратно пропорционально квадрату частоты возбуждаемых колебаний. Поэтому при смещении в

сторону низких частот необходимо увеличивать ход поршня, а при смещении в сторону высоких – учитывать его значительное уменьшение, которое может привести к существенному снижению уровня возбуждаемых колебаний вследствие недопустимо малых перемещений плиты из-за потерь в вибровозбудителе (сжимаемость масла, люфты механических соединений и др.).

Эффективная работа вибратора на низких частотах (5 – 6 Гц) ограничена взаимным перемещением поршня относительно цилиндра – «ходом поршня», величиной гидравлического потока, развиваемого насосом, работой серво-клапана, управляющего потоками жидкости, весом инерционной массы, емкостью гидро-аккумуляторов и др. Модельные исследования [1] показали, что ключевыми среди них являются: «ход поршня» и предельная величина усилия, при котором отсутствует отрыв плиты от поверхности грунта. Они и ограничивают возможность излучения низкочастотных колебаний. Значимость этих параметров основывается на следующих соображениях.

При квазигармоническом излучении колебаний справедливо следующее соотношение, которое вытекает из второго закона Ньютона:

$$f = (F / 4\pi^2 S M r)^{1/2},$$

где f – частота возбуждаемых волн, F – сила, развиваемая вибратором, S – ход поршня и $M r$ – реактивная масса вибровозбудителя (масса гидравлического цилиндра).

Приведенное соотношение определяет зависимость частоты излучаемых колебаний от развиваемого вибратором усилия, хода поршня и массы цилиндра вибровозбудителя. Из него следует, что при заданной величине силы для смещения в сторону низких частот необходимо увеличивать «ход поршня» и инерционную массу. Отметим также, что увеличение силы, развиваемой вибратором, также будет способствовать повышению уровня низкочастотных колебаний за счет уменьшения резонансной частоты системы вибратор-грунт.

Низкочастотное возбуждение на основе существующих вибрационных источников со стандартными параметрами может быть реализовано путем применения нелинейных или комбинированных управляющих сигналов с повышением уровня низких частот в спектре излучаемых колебаний, а также путем уменьшения скорости развертки управляющего сигнала в его начальной (низкочастотной) части, в области скоса, начиная с 4 – 5 Гц [2]. Этому способу было дано название «сweep максимального смещения» (maximum displacement sweep). Модельные и экспериментальные исследования показали, что использование управляющих сигналов максимального смещения повышает уровень низкочастотных колебаний и улучшает прослеживание глубоких и мелких горизонтов на временных разрезах [2]. На рис. 1 – 3 приведены выборочные материалы, полученные с 32 тн вибратором на профиле протяженностью 5 км на среднем Востоке при использовании линейного управляющего сигнала частотой 6 – 80 Гц, длительностью 16 с, со скосами 500 мс и свипа максимального смещения с теми же параметрами, иллюстрирующие эффективность применения нового управляющего сигнала.

Вопросы повышения частоты возбуждаемых колебаний рассмотрены в работе [3]. В ней отмечается, что трудности с повышением частоты возбуждаемых колебаний обусловле-

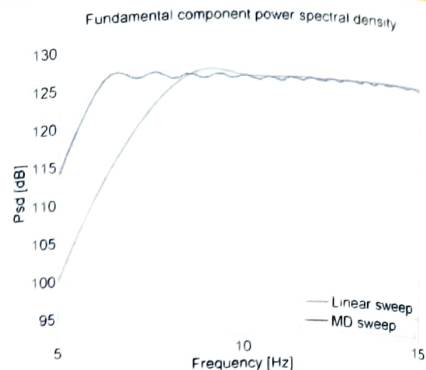


Рис. 1 Кривые изменения основной компоненты силы земли (ground force) от частоты для линейного управляющего сигнала (зеленая кривая) и сигнала максимального смещения (фиолетовая кривая)

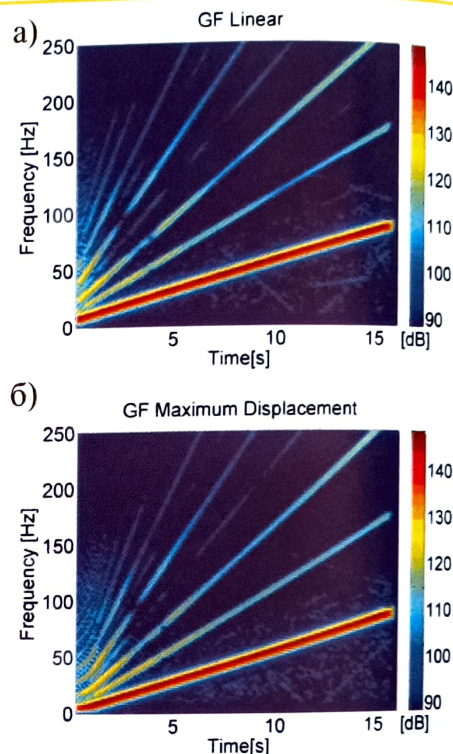


Рис. 2 Частотно-временные представления измеренной силы земли для линейного управляющего сигнала (а) и сигнала максимального смещения (б)

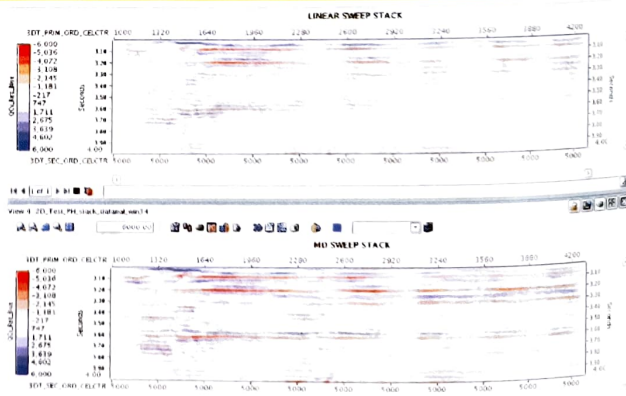


Рис. 3 Временные разрезы, (верх) полученные с линейным управляющим сигналом (5-80 Гц, 10 с) и с сигналом максимального смещения с теми же параметрами (низ)

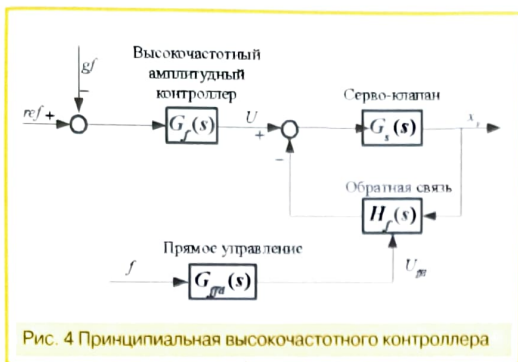


Рис. 4 Принципиальная высокочастотного контроллера

ны ограниченным частотным диапазоном серво-клапана (электро-гидравлического преобразователя), изгибом излучающей плиты вибратора, который приводит к появлению резонансных пиков на частотах свыше 100 Гц, и ненадежным контактом плиты с грунтом. Для улучшения работы серво-клапана был предложен высокочастотный контроллер, управляющий его работой, а для уменьшения величины резонансных пиков на повышенных частот было рекомендовано снижение уровня возбуждаемых колебаний и безотрывный контакт плиты с грунтом. Принципиальная схема высокочастотного контроллера приведена на рис. 4 [3]. Он предусматривает: контроль по амплитудам высоких частот, прямой контроль подаваемых колебаний и схему обратной связи для коррекции выходных сигналов, подаваемых на серво-клапан. При начале работы вибратора входной контроллер вырабатывает переменный по величине сигнал для управления работой схемы обратной связи, что практически исключает пульсации амплитуд и фаз на высоких частотах и расширяет частотный диапазон электро-гидравлического преобразователя, что показано на рис. 5[3].

Изложенные принципы оптимизации параметров вибраторов были использованы при разработке сверхтяжелого вибратора Nomad 90, способного возбуждать как низкие (5Гц), так и высокие частоты (250 Гц) [4]. Исходные параметры вибратора были выбраны следующими: максимальная сила - 90,000 фунтов; сила земли - 80,000 фунтам (35,500 кГ), инерционная масса - 7000 кг; минимальная частота - 5 Гц. При этих данных ход поршня был определен равным 5,13 см (полный ход - 10,3 см).

Для нового вибратора были запроектированы, изготовлены и опробованы плиты двух типов: одна - стандартная с одним рядом балок, сваренных ряд за рядом; вторая - имела продольные и поперечные стержни, обеспечивающие повышенную жесткость в обоих направлениях. Оба типа плит имеют одинаковую толщину и вес, равный 2300 кг, включая крепкую алюминиевую подкладку внизу. Плиты были в

2,96 раз легче реактивной массы, что обеспечивало более уверенное излучение высоких частот. На низких частотах поведение плит обеих конструкций было подобным. На частотах свыше 110 Гц материалы с плитой более жесткой конструкции были предпочтительней и меньше искажены.

2. Повышение производительности работ

Повышение производительности полевых работ было и остается одной из актуальных задач. В вибрационной сейсморазведке производительность работ Q (количество наблюдений в час или в день) определяется числом одновременно обрабатываемых пунктов возбуждения (физических точек) (N), затратами времени на возбуждение и прием колебаний ($T_n + T_p$), а также на переезд вибраторов с одной точки на другую (t).

$$Q = 3600 \cdot N / (T_n + T_p + t)$$

Общепринятая технология работ предполагает один одновременно обрабатываемый пункт возбуждения с последовательным возбуждением колебаний и их приемом, что и определяет производительность работ. Ее повышение, согласно приведенному соотношению, может быть достигнуто путем одновременной обработки нескольких физических точек ($N > 1$), сокращения и исключения затрат времени на прием колебаний (T_p) и переезд вибраторов (t) и соответствующей организацией работ. Особенности вибрационной сейсморазведки, обусловленные частотно-модулированным характером возбуждаемых колебаний и корреляционной обработкой получаемых первичных записей, а также ее современным техническим уровнем, позволяют увеличить число одновременно обрабатываемых пунктов возбуждения с одной расстановкой сейсмоприемников, сократить затраты времени на прием колебаний и переезд вибраторов с точки на точку и тем самым повысить производительность полевых работ. Эти направления и получили сейчас определенное применение в практике работ (съемки 3D и 4 D, ВСП) в условиях, благоприятных для их реализации.

2.1 Одновременная работа вибраторов с фазокодированными управляющими сигналами

Исходная схема предусматривает работу с накоплением сигналов двух групп вибраторов на одну приемную расстановку. При этом одна группа вибраторов излучает сигналы с разверткой вверх (А), а другая - вниз (Б) [5]. При одинаковых уровнях возбуждаемых колебаний и их полярности суммарный сигнал будет: $S_1 = A + B$. В процессе накопления полярность одного из сигналов меняется на обратную. При этом излучаемый и принимаемый сигнал будет равен: $S_2 = A - B$. Сложение и вычитание S_1 и S_2 позволяет получить исходные колебания: $A = (S_1 + S_2) / 2$ и $B = (S_1 - S_2) / 2$. Проведенные в небольших объемах опытные работы подтвердили возможность разделения записей и получение приемлемых результатов [5]. Однако по прослеживаемости отражающих горизонтов и надежности их выделения на фоне помех они уступали материалам, полученным по стандартной методике, в том числе и за счет того, что возникающие нелинейные компоненты волнового поля от второй группы вибраторов, работающей с разверткой вниз, создают дополнительный фон помех, снижающий отношение сигнал/помеха. Для получения более качественных записей и подавления гармоник были предложены схемы наблюдений, предусматривающие производство 4 и 8 воздействий каждым из двух вибраторов с соответствующим изменением полярностей излучаемых колебаний, позволяющих снизить уровень волн-гармоник от вибраторов, работающих с разверткой вниз. Тем не менее, эти схемы не получили дальнейшего применения из-за относительно низких отно-

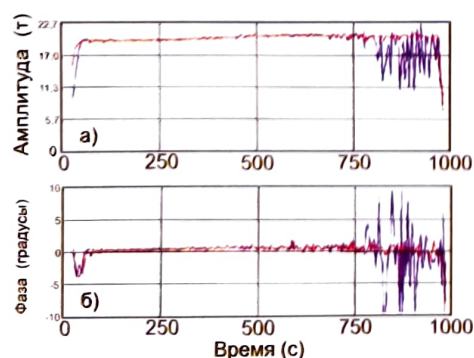


Рис. 5 Кривые, иллюстрирующие характер изменения во времени амплитуд и фаз контрольного сигнала для стандартного (синие кривые) и высокочастотного (красные кривые) контроллеров.

шений сигнал/помеха на результирующих записях, не превышающих 30 дБ [6].

2.2 Разновременное возбуждение колебаний

Этот способ повышения производительности работ, получивший название «скользящий свип или slip-sweep» [7], предусматривает работу на одну приемную расстановку приборов двух и более групп источников, расположенных на одном или разных пунктах возбуждения, с определенными, заданными задержками времени. Наблюдения ведутся по следующей схеме. В то время, когда одна группа возбуждает колебания, другая группа перемещается на следующий пункт возбуждения и готовится к работе. Затем начинает работать вторая группа, а первая перемещается и так далее. При этом, для обеспечения возможности полного освещения разреза, интервалы времени между последующими воздействиями разных групп вибраторов выбираются не меньшими временной глубины разведки. Времена начала вибрирования каждой группы излучателей фиксируются и заносятся в память для последующей обработки записей. Колебания с разных пунктов возбуждения принимаются и регистрируются в памяти большого объема. При обработке суммарная виброграмма последовательно коррелируется с управляющим сигналом, но каждый раз с известными временными сдвигами, соответствующими временам излучения данного управляющего сигнала, что и позволяет разделить записи и получить коррелограммы с каждого пункта возбуждения. Технология «скользящего свипа» получила довольно широкое применение при съемках 3D в пустынных районах Ближнего Востока. Однако, первые же работы показали, что возникающие нелинейные компоненты волновых полей (гармоники) с различных пунктов накладываются на полезные записи, снижая их качество. Для ослабления их влияния было предложено несколько способов, основанных на анализе получаемых записей и на использовании фазо-кодированных управляющих сигналов [6].

2.3 Исключение времени слушания между посылками

Стандартная технология работ с вибрационными источниками предусматривает синхронное накопление сигналов и, соответственно, затраты времени на прием колебаний (слушание). Они могут быть значительно уменьшены путем излучения последовательности идентичных по частоте и длительности управляющих сигналов, следующих непрерывно друг за другом и непрерывной регистрации поступающих колебаний без выделения времени на прием и регистрацию волн после каждого возбуждения, кроме последнего. Такая методика получила название «каскадный свип» и она позволяет уменьшить время на производство полевых работ, а также повысить их производительность [6]. Для разделения сигналов каждый из серии управляющих сигналов должен иметь начальный сдвиг по фазе, равный $2\pi/p$, где p - число сигналов в серии. Опробование и применение каскадных свипов оказалось достаточно успешным и было показано, что их применение позволяет повысить производительность работ на 20 – 40 % при допустимом уровне помех от предыдущих воздействий [6].

2.4 Навигационные системы и радио-канал

При проведении работ в промышленных районах, городах и населенных пунктах возникают определенные затруднения с размещением на местности пунктов возбуждения и приема колебаний, которые, в конечном счете, приводят к снижению производительности работ. Современные технические средства позволяют минимизировать эти непроизводительные затраты времени. Это – интегрированные навигационные системы и радио-канал для

передачи сигналов от сейсмоприемников на сейсмостанцию [9]. Интегрированные системы позволяют выбрать пункты возбуждения и распределить их на местности в оптимальных для проведения работ условиях. Навигаторы устанавливают на каждом вибраторе, что делает возможным оптимизировать пути подъезда к пунктам возбуждения и определить их точные координаты. Отказ от применения соединительных проводов и переход на передачу сигналов от сейсмоприемников на станцию по радио-каналу позволяет существенно упростить проведение работ при сложностях с расположением пунктов приема колебаний. Проведение работ без использования соединительных проводов делают приемные системы более динамичными, с возможностями их быстрого модифицирования при необходимости сохранения кратности наблюдений, что, в результате, приводит к повышению производительности работ.

3. Нелинейные искажения вибросейсмических сигналов

Возбуждение сейсмических колебаний вибрационными источниками колебаний в большинстве случаев сопровождается нелинейными процессами, которые возникают в самих установках и в системе передачи нагрузок грунту. Их наличие отрицательно влияет на эффективность работы вибратора из-за снижения уровня колебаний основной частоты, нерационального расходования энергии излучения и возникновения помех, которые мешают выделению полезных волн. Причины образования нелинейных искажений вибрационных сигналов анализировались и рассматривались в ряде работ отечественных и зарубежных авторов [5,10,12]. Были предложены также способы их ослабления, которые тогда широкого применения не получили. В последние годы повысился интерес к изучению и анализу нелинейных искажений вибрационных сигналов в связи с появлением новых технологий, непременным условием успешного применения которых является уменьшение уровня этих помех.

Нелинейные искажения, возникающие в процессе возбуждения сейсмических колебаний гидравлическими вибраторами, обусловлены следующими двумя основными причинами: - нелинейным характером взаимодействия рабочей плиты вибратора с грунтом при передаче силового воздействия на среду;

- нелинейными процессами в гидравлическом механизме вибратора, возникающими при создании переменных усилий в вибровозбудителе.

Рассмотрим их.

Плита со штоком, поршнем и гидроцилиндром, инерционной массой образует единую механическую систему, приводимую в движение внутренними переменными по величине силами. В результате, поршень с плитой движутся в одну сторону, а инерционная масса – в другую. При этом, если последняя может свободно перемещаться вверх и вниз от своего центрального положения, то поршень с плитой ограничены в своем движении сопротивлением грунта и в соответствии с усилиями, развиваемыми вибраторами, смещаются в пределах упругих деформаций на величину до 1,5 – 2,0 см. Ранее отмечалось, что одним из параметров вибратора является ход поршня, который задается на самой низкой рабочей частоте вибратора и который по своей величине (до 7-10 см) существенно превышает предел упругих деформаций грунта. В результате инерционная масса свободно может свободно перемещаться в пределах хода поршня, а движения поршня с плитой ограничены величиной упругих деформаций грунта. Это приводит к искажению формы возбуждаемых колебаний, ограничению их по амплитуде, особенно в области низких

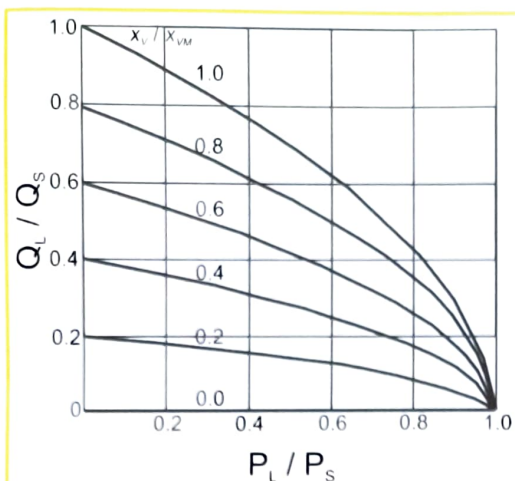


Рис. 6 Кривые, иллюстрирующие зависимость действующего потока жидкости, нормированного приложенным потоком (Q_L/Q_S), от относительной величины давления (P_S/P_L) при разных относительных величинах смещения поршня серво-клапана ($x_{\text{дейс.}}/x_{\text{max}}$)

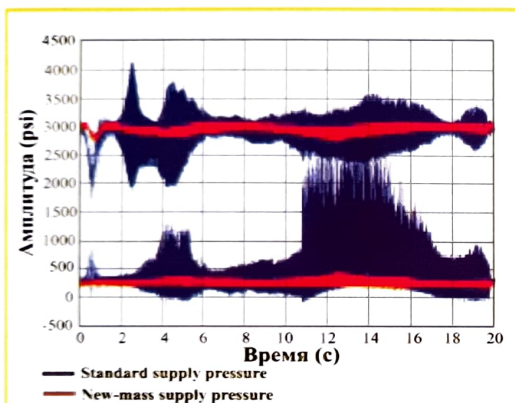


Рис. 7 Пульсации давления жидкости при стандартном (синие кривые) и новом способе передачи нагрузок

частот, и возникновению нелинейных искажений волн с кратными частотами гармоник. Их уровень определяется разницей между ходом поршня и величиной деформаций грунта и он мало зависит от силовых характеристик вибратора. С увеличением частоты возбуждаемых колебаний перемещения плиты уменьшаются и, начиная с какой-то частоты, они становятся равными, а затем и меньшими упругих деформаций грунта. В силу этих причин нелинейные искажения максимальны на низких частотах и уменьшаются с увеличением частоты возбуждаемых колебаний. Результаты изучения характеристик вибраторов, а также практика эксплуатации их различных моделей подтверждает эту зависимость. На рис. 1 приведены кривые, иллюстрирующие относительный уровень нелинейных искажений и их изменения с ростом частоты.

Вторым источником нелинейных искажений являются процессы, протекающие в гидравлической системе вибратора, в серво-клапане при распределении потоков жидкости по полостям рабочего гидроцилиндра и при ее течении по соединительным шлангам и заполнении гидро-аккумуляторов [11].

Первая из этих причин является следствием того, что протекающие в серво-клапане потоки жидкости и действующие в нем давления связаны между собой нелинейной зависимостью [12].

$$Q_L = Kx_v (P_S - x_v / |x_v| P_L)^{1/2},$$

где P_S — приложенное давление; P_L — действующее давление; x_v и $|x_v|$ — смещение и наибольшее

смещение поршня серво-клапана, соответственно; K — коэффициент.

Из приведенного уравнения следует, что действующее давление пропорционально смещению поршня серво-клапана и чем больше это смещение, тем больше нелинейность протекающих в вибраторе процессов. На рис. 6 приведены кривые, иллюстрирующие зависимость действующего потока жидкости, нормированного приложенным потоком (Q_L/Q_S), от относительной величины давления (P_S/P_L) при разных относительных величинах смещения поршня серво-клапана ($x_{\text{дейс.}}/x_{\text{max}}$). Из приведенного графика следует, что практически при всех смещениях поршня имеет место нелинейная зависимость между величинами давления и потока жидкости, протекающей через серво-клапан, что и отражается на работе вибратора. Для снижения уровня нелинейных искажений предложена система, которая предусматривает вычисление кривизны кривой изменения потока жидкости и сигнала обратной связи для компенсации ее нелинейности. В [11] приведены результаты, иллюстрирующие ее эффективность.

Практика работ показывает, что переменные по величине потоки жидкости, протекающие в гидросистеме вибратора, приводят к пульсации давления жидкости в соединительных шлангах, которые не полностью компенсируются гидро-аккумуляторами, что отрицательно сказывается на работе установок и повышает уровень нелинейных искажений. Снижение пульсаций может быть достигнуто путем компактного расположения элементов гидро-системы и использования специальных гидравлических и механических фильтров. В [11] рассмотрены эти вопросы и показана возможность существенного снижения уровня пульсаций давления жидкости при оптимальном расположении элементов гидравлики вибратора и применении соответствующей системы подавления пульсаций (рис. 7).

4. Совершенствование методики полевых работ с учетом особенностей вибрационной сейсморазведки

В этом разделе рассмотрены получившие практическое применение новые направления методики работ, ориентированные на повышение эффективности и, в конечном счете, производительности метода.

4.1 Длительные управляющие сигналов (40 и более с.)

Из теории вибрационной сейсморазведки следует, что длительность управляющих сигналов определяет уровень полезной излучаемой энергии и, как следствие, отношение сигнал/помеха. С этих позиций ее увеличение всегда оправдано. Однако, имеются определенные ограничения, обусловленные непропорциональным ростом амплитуд регулярных волн с увеличением времени излучения, снижением производительности работ, а также повышением вероятности регистрации ураганных помех. По этим причинам были выдвинуты предложения о целесообразности применения укороченных управляющих сигналов длительностью до 1,0 – 1,5 с в сочетании с синхронным накоплением сигналов, позволяющих снизить вероятность регистрации ураганных помех, уменьшить область существования корреляционных помех на коррелограммах и, тем самым, повысить качество материалов. Но они широкого применения не получили. При стандартных работах управляющие сигналы длительностью 6 – 10 с. считаются оптимальными и они успешно используются при решении поисково-разведочных задач в различных сейсмогеологических условиях.

В последнее время повысился интерес к применению протяженных управляющих сигналов [13]. Он

основан на том, что синхронное накопление сигналов и длительность управляющих сигналов в одинаковой степени влияют на отношение сигнал/помеха. Поэтому синхронное накопление может быть заменено соответствующим увеличением длительности управляющего сигнала. При этом отпадает необходимость в приеме колебаний (слушании) после каждого воздействия, что ведет к повышению производительности работ. Кроме того, при протяженных управляющих сигналах меньше скажутся их «скосы» на уровне регистрируемых волн. В работе [13] по результатам опытных и производственных работ показана идентичность материалов, полученных с синхронным накоплением шести сигналов по восемь секунд каждый и управляющим сигналом протяженностью сорок восемь секунд. Замена синхронного накопления управляющим сигналом большей длительности привела к заметному повышению производительности наблюдений.

4.2 Одновременная работа нескольких разнесенных по площади групп вибраторов

Компания British Petroleum (BP) разработала оригинальную технологию одновременной работы нескольких разнесенных в пространстве групп вибраторов на одну расстановку сейсмоприемников [14]. Предложенная методика основывается на том, что если расстояние между группами источников равно или больше, чем вынос, необходимый для прослеживания самого глубокого целевого горизонта, то это позволяет получить независимые, неискаженные записи отраженных волн в пределах необходимого временного интервала. Эта технология была успешно применена при широко-выносных и широко-азимутальных съемках 3D большой плотности в Омане. Исходя из условий проведения работ (области прослеживания целевых горизонтов и величина максимального выноса), расстояние между групп вибраторов было выбрано равным 12 км. На рис. 8 приведена одна из типичных сейсмограмм, полученных при одновременной работе двух групп вибраторов. Из нее следует, что целевые волны прослеживаются вне области интерференции целевых волн. На площади было задействовано 15 вибраторов, которые были разделены на три группы по пять установок в каждой, находящихся на расстоянии 12 км друг от друга. При этом, в зависимости от числа одновременно работающих групп вибраторов, производительность работ повышалась в два или три раза. Полученные сейсмограммы в области целевых волн были свободны от перекрестных помех, подобны одинарным и не требовали применения для обработки каких-либо специальных программ.

4.3 Независимое одновременное вибрирование

Независимое одновременное вибрирование – это новая технология работ, разработанная фирмой WesternGeco для BP, в основе которой лежит предположение о том, что при одновременной работе на площади нескольких разнесенных на местности вибрационных источников с изветными, но различными по параметрам управляющими сигналами, суммарное регистрируемое волновое поле будет носить нерегулярный характер за счет интерференции волн от различных разноудаленных друг от друга вибраторов [15]. При этом, если известно время начала работы данного вибратора и параметры управляющего сигнала, то корреляционная обработка сигналов позволяет из суммарного,

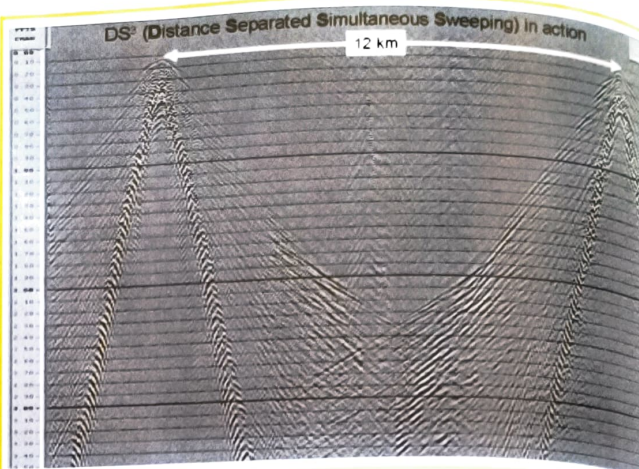


Рис 8 Пример сейсмограмм, полученных одновременно с двух отстоящих друг от друга на 12 км пунктов возбуждения

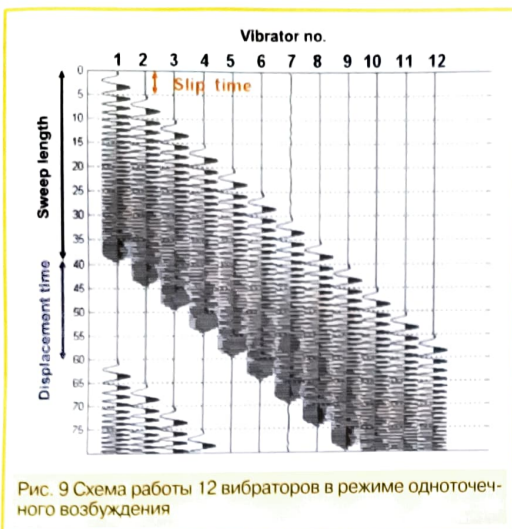
общего волнового поля выделить колебания, соответствующие этому вибратору. И так для каждого работавшего вибратора. Эта технология была опробована при съемках 3D в Алжире. Для сравнения определенный участок площади был отработан по стандартной и новой методикам. На площади было задействовано восемь вибраторов, каждому из которых была выдана схема расположения тех пунктов возбуждения, которые ему необходимо было отработать. Последовательность их отработки не оговаривалась, что обеспечило эффективную, производительную работу каждого вибратора, т.к. отпадала необходимость ожидания готовности других установок и приемной аппаратуры. Частотный диапазон управляющих сигналов, равный 6 – 80 Гц, был выбран одинаковым для всех вибраторов, а длительность их – разная (6 и 12 с). В процессе выполнения работ фиксировались координаты расположения вибратора (x, y, z) и время начала возбуждения колебаний. Это позволило получить корелограммы для каждого пункта возбуждения, провести их обработку и построить куб размером 4,5 x 6,5 км с квадратным бином 15 x 15 м. Было также выполнено сравнение материалов, полученных по новой и стандартной технологиям, которое показало их практическую идентичность. Одновременное вибрирование позволило существенно сократить время на производство работ. В среднем, каждый вибратор отрабатывал 500 пунктов возбуждения в день.

4.4 Одноточечное возбуждение колебаний

В последнее время в вибрационной сейсморазведке наметилась тенденция отказа от группирования источников колебаний. Обусловлено это рядом факторов:

- сложность размещения групп вибраторов на местности из-за их значительных размеров;
- ухудшение условий суммирования колебаний при работах на участках со сложным рельефом и строением зоны малых скоростей, а также за счет неполной синхронизации источников колебаний.

Эти причины, а также новые технические и методические разработки привели к отказу от группирования вибраторов и применению «одноточечного» способа возбуждения колебаний, при котором волны генерируются одиночными вибраторами. Для достижения приемлемых отношений сигнал/помеха работы проводятся по системам наблюдений повышенной плотности, с управляющими сигналами большой длительности (до 40 с), и, для повышения производительности работ, с увеличенным числом работающих на площади вибраторов, а так же по



технологиям с сокращенным временем приема колебаний после каждого возбуждения (скользящий и каскадный управляющие сигналы и др.) [16]. Одна из таких систем предусматривала работу 12 вибраторов с управляющим сигналом длительностью 40 с и временным сдвигом 5 с. (рис. 9). Согласно принятой технологии, в каждый момент времени вибрировало восемь вибраторов, а четыре перемещались на следующие пункты возбуждения. Вибраторы действовали самостоятельно и независимо по своим схемам, что не замедляло их работу. Выполненные по такой схеме три проекта в Египте и Саудовской Аравии показали ее эффективность и возможность получения качественных материалов, не уступающих по качеству стандартным, но за меньшее время и с большей производительностью работ.

5. Вибрационная сейсморазведка повышенной достоверности (HFVS)

Стремление к повышению достоверности и качества материалов вибрационной сейсморазведки, в сочетании с высокой производительностью полевых работ, привели к созданию модификации этого метода разведки, получившего название «вибрационная сейсморазведка повышенной достоверности (HFVS)» [17, 18]. Она ориентирована на расширение реализуемого диапазона частот, снижение уровня корреляционных шумов и получение стабильного волнового импульса. Основные ее положения вытекают из анализа материалов стандартной вибрационной сейсморазведки, который показывает следующее:

- гидравлический вибратор является нелинейной механической системой, у которой силовые нагрузки, передаваемые опорной плитой грунту, осложнены нелинейными составляющими, приводящими к появлению гармоник и искажению регистрируемых колебаний;
- корреляция зарегистрированных волн с электрическим аналогом излучаемого силового сигнала, широко используемая в стандартных работах, не учитывает наличие в нем гармоник и искажений;
- различные условия передачи нагрузок среде, обусловленные рельефом местности и меняющимися параметрами грунта, а также изгибом рабочей плиты вибратора, обуславливают возможность появления фазовых различий сигналов, излучаемых каждым вибратором группы, что ухудшает результаты суммирования волн, особенно, на повышенных частотах.

В вибрационной сейсморазведке повышенной достоверности (HFVS) учтены эти особенности возбуждения волн. Она базируется на следующих двух основных положениях:

- проведение корреляции зарегистрированных в поле записей не с электрическим аналогом излучаемых колебаний (свином), который является только приближением колебаний, передаваемых земле, а с сигналом «силы земли», который содержит гармоники и нелинейности вибраторов и более полно отражает характер силовых нагрузок на грунт;
- выполнение оптимально однозначного разделения волн от каждого вибратора при их одновременном возбуждении несколькими установками на основе фазового кодирования, вращения фаз излучаемых управляющих сигналов [19]. Опробование этой модификации вибрационной сейсморазведки и ее последующее применение при проведении работ в нескольких районах юго-восточной Азии показали ее эффективность и возможность получения качественных материалов при существенном повышении производительности работ.

Список использованной литературы

1. Wei Z. Pushing the vibrator envelope-how low can we go? EAGE 69 Conference and exhibition, 2007
2. Bagiani C. Low-frequency vibroseis data with maximum displacement sweep/ The Leading Edge № 5, 2008, p 582-591
3. Wei Z. Pushing the vibrator envelope-how high can we go? EAGE 69 Conference and exhibition, 2007
4. Buttin P. Development of super-heavy vibrator/ Vibroseis workshop 2008, p. 26-29
5. Теория и практика наземной невзрывной сейсморазведки / Под редакцией М.Б. Шнейерсона. - М.: «Издательство Недр», 1998
6. Bagani C. Overview of simultaneous vibroseis acquisition methods/ SEG, 2006, materials of annual meeting
7. Mounier J., Bianchi T. Reduced vibroseis cycle time technique increased land crew productivity/ 2005, First Break V 23, № 23, 2005
8. Krohn C.E., Norris M.W. Vibroseis productivity: shake and go/ SEG 2006, annual meeting, p 42-45
9. Haston R., Sander A., Heath B. Improving vibroseis productivity with significant culture Obstacles through integrated navigational systems and cable-free recording/ Vibroseis workshop 2008, p 64-66
10. Циммерман В.В. Нелинейные свойства электрогидравлического вибрационного источника сейсмических колебаний/ Проблемы нелинейной сейсмики. - М.: Наука, 1987
11. Harmonic distortion reduction on vibrators – suppressing the supply pressure ripples. Wei Z., Sallas J.J., Crowell J.M., Teske J.E/ Vibroseis workshop 2008
12. Wei Z. Reducing harmonic distortion on vibrators at low frequencies-servo-valve flow linearization/ EAGE conference and exhibition, 2009
13. Egretan A., Gibson J., Lin F., Meunier J. Using long sweep in vibroseis acquisition/ 71 EAGE Conference and exhibition, 2009
14. Bouska I. Distance separated simultaneous sweeping: the world's fastest vibroseis technique/ Vibroseis workshop, 2008, p 67-69
15. Independent simultaneous sweeping/ D. Hove, A.J. Allen, M.S. Foster, I.J. Jack, B. Taylor / 70 EAGE Conference and exhibition, 2008
16. V1: Implementation and application of single-vibrator acquisition/ J.J. Postel, J. Meunier, T. Bianchi, R. Taylor/ The Leading Edge, №5, 2008
17. Krohn C.E., Johnson M. HFVS enhanced data quality through technology integration / Geophysics, vol. 71, №2, 2006
18. High fidelity vibratory seismic (HFVS) method for acquiring seismic data/ K.P. Allen, M.L. Johnson, J.S. May/ 1998 SEG Expanded abstract
19. Rietsch E. / Reducing of harmonic distortion in vibratory source records/ Geophysical Prospecting, 1991, vol. 29, p 178 – 188

В. П. Матус, Восточно-Украинская ГРЭ
ГПП «Укргеофизика», г. Полтава

Полная корреляция сейсмического сигнала виброграммы будет лишь тогда, когда выполняется основной принцип вибрационной сейсморазведки – генерируемый сигнал вибратором и зарегистрированный сигнал от одиночного отражающего горизонта должны быть подобны, и соответствовать опорному сигналу (свипу). Отличие может быть только в амплитуде сигнала, связанное с его пространственным затуханием и отражающей способностью горизонтов.

В действительности это условие практически никогда не выполняется. Из-за поглощения высоких частот геологической средой и резонансных свойств отражающих горизонтов имеет место неравномерность частотного спектра сигнала; в генерируемом сигнале вибраторами присутствуют в той или иной мере нелинейные искажения; в зоне малых скоростей зондируемый сигнал осложняется волнами – спутниками; закон изменения сигнала, который регистрируется, часто не совпадает с законом изменения опорного сигнала. Поэтому полной свёртки сигнала вибротрассы не происходит, и ещё хуже – возникают корреляционные помехи, которые маскируют полезный сигнал.

Больше всего корреляционных помех возникает при неравномерности АЧХ отражённого сигнала, и меньше всего на это обращают внимание при обработке полевых наблюдений. Степень поглощения высоких частот зависит от площади работ. Однако почти повсеместно, в той или иной мере, в начале коррелограмм видно корреляционные помехи в виде гармонических колебаний, из-за которых невозможно точно определить первые вступления.

Реальная функция автокорреляции всегда имеет корреляционные шумы, связанные с конечностью диапазона частот генерации зондирующего сигнала. Они выражаются в виде дополнительных периодов слева и справа относительно основного импульса нуль-фазного сигнала.

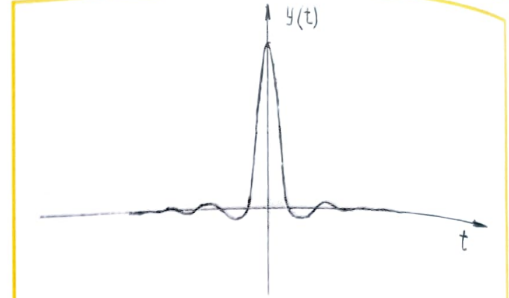


Рис. 1

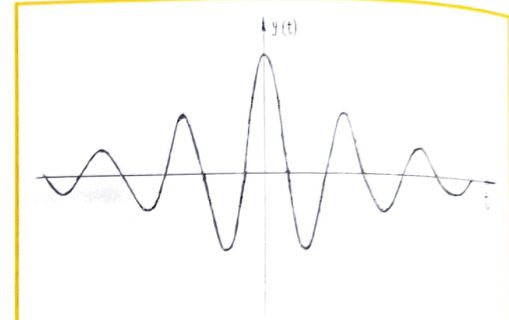


Рис. 2

Зависимость величины этих корреляционных шумов (ρ) от диапазона частот развёртки (Δf) определяется функцией:

$$\rho = 1 / \sqrt{\Delta f}$$

Допустим, что значение Δf достаточно большое, и оно обеспечено соответственной величиной дискретизации, тогда получим функцию автокорреляции близкую к одиночному импульсу и с малыми корреляционными помехами. (Рис. 1)

При совпадении коррелирующего и коррели-

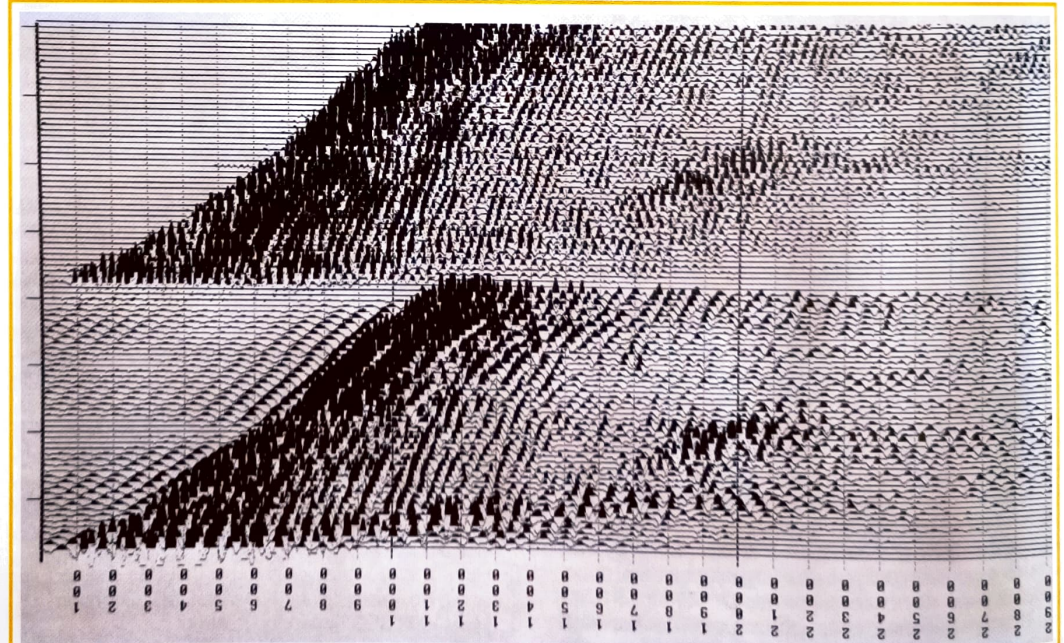


Рис. 3. Коррелограммы получены от одной и той же виброграммы, верхняя – с выравниванием спектра частот виброграммы перед корреляцией, нижняя – без выравнивания.

руемого сигналов все парные произведения выборок одиночного интервала корреляции будут иметь положительные значения, и их сумма даст максимум корреляционной функции. При следующем положении свипа, будет несовпадение сигналов и, если количество положительных и отрицательных значений парных произведений выборок станет равным, их сумма будет нулевой. Это произойдёт лишь тогда, когда спектр частот вибротрассы, как и свипа, будут иметь равномерную характеристику во всём диапазоне частот. Допустим, что в коррелируемой функции, как и в реальной вибротрассе, амплитуды низких частот будут в несколько раз выше, чем высоких. Тогда компенсация положительных и отрицательных значений при суммировании парных произведений корреляции не произойдёт. Будут иметь место затухающие колебания по обе стороны от основного импульса функции автокорреляции. (Рис. 2)

Эту "гармошку" почти всегда видим на коррелограммах перед первыми вступлениями. (Рис. 3). Так как функция корреляции симметрична, эти помехи присутствуют и после первых вступлений, маскируя полезный сигнал.

Из-за корреляционных помех, связанных с неравномерностью частотного спектра, всегда

теряется часть полезной информации. А на некоторых площадях работ, где большие перепады амплитуд между низкими и высокими частотами, получить удовлетворительный результат обработки полевых наблюдений без выравнивания частотного спектра, невозможно даже с применением деконволюции. (Рис. 4, 5).

Поэтому перед обработкой виброграмм надо обязательно выровнять их частотный спектр. К такому же заключению пришли и авторы (1, 2), которые рекомендуют не только выравнивать спектр частот при обработке, но и при полевых наблюдениях путём подбора параметров нелинейных свипов. Последнее очень проблематично, и невозможно подобрать в поле оптимальный свип для всех участков площади работ при резких перепадах ЗМС.

Таким образом, если производится обработка полевых виброграмм для структурных построений, необходимо выравнивание частотного спектра. При количественной обработке (прогнозирование наличия углеводородов в геологическом разрезе, спектральная сейсморазведка) изменение параметров сейсмической записи недопустимо.

Импульс, полученный в результате корреляции отраженного сигнала при выравнивании спектра, несёт в себе только одну информацию – относительное значение коэффициента отражения горизонта. Импульс носит искусственный характер, так как при обработке стараются его приблизить к форме одиночного сигнала за счет математических ухищрений – свёртки Фурье, деконволюции.

Для увеличения дифференциации отражающих горизонтов и уменьшения корреляционных шумов, связанных с конечным значением частоты свипа, заказчики работ требуют расширения частотного диапазона генерируемого сигнала, и в последнее время при полевых работах он достигает четырёх – пяти октав. Это действительно справедливо, но расширение частотного диапазона сейсмического сигнала влечёт за собой и негативные последствия.

1. Необоснованное расширение частотного диапазона в сторону низких частот приводит к увеличению нелинейных искажений генерируемого сигнала, так как при низких частотах ухудшается работа фазовой коррекции системы управления вибратором, а из-за большой амплитуды перемещения инерционной массы и плиты возникает опасность отрыва последней от почвы.

2. Расширение частотного диапазона в сторону высоких частот, как уже указывалось выше, приводит к увеличению поглощения высокочастотной составляющей генерируемого сигнала. Это вызывает неравномерности АЧХ, что приводит к корреляционным помехам.

3. Каждая следующая октава требует в два раза больше времени для генерации. Поэтому, в целом, вибратор будет работать непродуктивно, и ухудшится энергетиче-

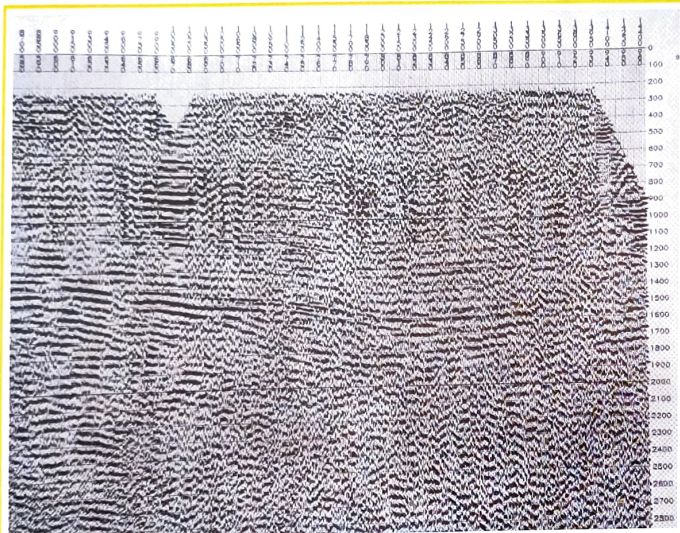


Рис. 4. Участок временного разреза, полученный без применения выравнивания спектра частот.

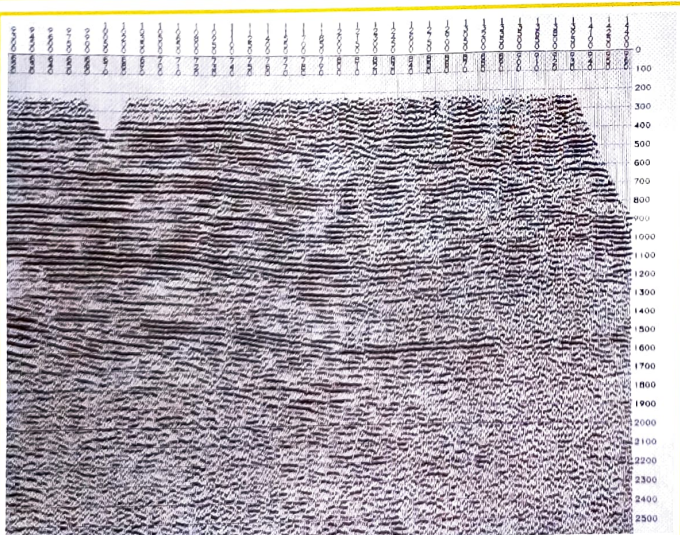


Рис. 5. Тот же участок временного разреза, полученный с применением выравнивания спектра частот.

ПОЛЕВЫЕ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫЕ КОМПЛЕКСЫ

ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ



4. Возникает опасность зайти в поле корреляции вторичных гармоник.
5. С расширением частотного диапазона расширяется и поле помех, что приводит к ухудшению соотношения сигнал/помеха.

Таким образом, расширение частотного диапазона генерируемого сигнала может наоборот ухудшить полевую информацию, если не принять необходимых мер.

В итоге, имея в виду, что сигнал, полученный от одиночного горизонта, и имеющий выровненную АЧХ, несёт в себе информацию только о коэффициенте отражения, а его корреляционный импульс и вовсе носит искусственный характер, приходим к парадоксальному выводу.

Если получить виброграмму сейсмического сигнала с развёрткой в одну октаву и выровнять её частотный спектр, то будем знать наперёд виброграммы следующих октав с равномерными частотными характеристиками.

Есть несколько математических способов преобразования частоты с одной октавы во вторую. Один из оригинальных способов заключается в следующем.

В вибрационной сейсморазведке генерируются сейсмические сигналы, изменяющиеся по квазисинусоидальному или квазикосинусоидальному закону (в дальнейшем для удобства - синус или косинус).

Допустим, что зарегистрирован сигнал от одиночного отражающего горизонта $A_m \cos \omega t$, где A_m - максимум амплитуды сигнала. Во временной области после перемножения выборок виброграммы с выборками свипа одиночного вектора в первом интервале корреляции получим сигнал:

$$A_m \cos^2 \omega t, (1)$$

Его можно преобразовать в следующее выражение:

$$A_m \cos^2 \omega t = \frac{1}{2} A_m \cos^2 \omega t + \frac{1}{2} A_m \sin^2 \omega t + \frac{1}{2} A_m \cos^2 \omega t - \frac{1}{2} A_m \sin^2 \omega t =$$

$$= \frac{1}{2} A_m + \frac{1}{2} A_m \cos 2\omega t = A_0 + \frac{1}{2} A_m \cos 2\omega t$$

Произведения выборок одиночного интервала корреляции и свипа представляют сумму

постоянной составляющей $A_0 = \frac{1}{2} A_m$ и сигнала косинуса удвоенной частоты.

Эта функция осложнена нерегулярной помехой ($a \cdot \cos \omega t$) и суммой регулярных помех ($b \cdot \cos \omega t$). Для произведения одиночной выборки интервала корреляции выражение, которое описывает полную сумму сигналов, выглядеть так:

$$A_m \cdot \cos^2 \omega_j t = A_0 + \frac{1}{2} A_m \cdot \cos 2\omega_j t + a \cdot \cos \omega_j t + b \cdot \cos \omega_j t$$

Сумма всех значений A_0 интервала корреляции даст величину выборки коррелограммы для текущего положения свипа. Гармонические сигналы при этом взаимно уничтожаются, а величина нерегулярных помех уменьшится в $\sqrt{N}$, где N - количество выборок свипа. Таким образом, при корреляции получаем только часть информации, вторая часть, которая представляет, несомненно, больший интерес отбрасывается.

Выражение $\frac{1}{2} A_m \cdot \cos 2\omega t$ показывает, какой

сигнал будет получен от одиночного отражающего горизонта, если бы генерировался сейсмический сигнал частотой на октаву выше.

Так как виброграмма имеет выровненный спектр частот, то все значения A_0 каждой выборки интервала корреляции будут равны, и можно произвести центровку коррелируемого интервала вибротрассы. Для этого надо разделить сумму A_0 (величину выборки коррелограммы) на количество выборок свипа, и результат вычесть из значений выборок интервала корреляции. Получим участок вибротрассы с компонентой удвоенной частоты коррелируемого сигнала. Если проделать такие же операции и для последующих интервалов корреляции, получим полностью вибротрассу с удвоенной частотой.

Такие же математические преобразования можно проделать с трассой свипа $\cos \omega t$ и будем иметь свип удвоенной частоты $\cos 2\omega t$. Используя описанный алгоритм, путём последовательного преобразования можно получить свипы и виброграммы высших октав.

Проделав соответствующим образом корреляцию по частям полученных виброграмм со свипами, и просуммировав результаты, получим коррелограмму расширенного частотного диапазона.

Проанализируем, как при этом ведут себя нерегулярные помехи. При корреляции сигнала первой октавы нерегулярная помеха в одной выборке примет вид:

$$a \cdot \cos \omega_j t,$$

для второй октавы это значение будет:

$$a \cdot \cos \omega_j t \cdot a \cdot \cos 2\omega_j t$$

и так далее.

Как видно из выражения, нерегулярная помеха в каждой последующей октаве уменьшается. Она может принимать по модулю прежнее значение, нулевое, или промежуточное, а также менять знак на противоположный. Учитывая то, что в каждом квадранте функции синус и косинус зеркально симметричны относительно своей средней точки, ожидается двукратное уменьшение нерегулярной помехи в каждой последующей октаве, как и значение постоянной составляющей A_0 . При этом соотношение сигнал / помеха в последующей октаве ожидается такое же, как и в предыдущей.

Предел преобразования сигнала в высшие октавы определяется частотой Найквиста, при дискретизации 2 мс он составляет 250 Гц. В суммарной коррелограмме частота будет иметь приблизительно среднее значение, что чаще всего достаточно для получения высокоразрешающего сейсмического разреза. Для дальнейшего увеличения частот необходимо иметь виброграммы с меньшим временем периода дискретизации.

Используя описанный алгоритм преобразования частот, можно и из любой рабочей виброграммы получить коррелограмму с расширенным в два раза частотным диапазоном.

Литература.

1. Колесов С. В. Исследование и разработка способов повышения разрешающей способности вибрационной сейсморазведки. Автореферат.
2. Баранский Н. Л., Иноземцев А. Н., Колесов С. В., Потапов О. А. Высокорастворимая сейсморазведка - инновационная технология поисков месторождений нефти и газа. /Приборы и системы разведочной геофизики № 2(08) 2004.

ЗАО «ГеоСВИП»: 15 лет на рынке геофизического оборудования

Алелюхин Н.П. ЗАО «ГеоСВИП» г. Москва

С этой славной годовщиной редакция журнала «Приборы и системы разведочной геофизики» поздравляет коллектив ЗАО «ГеоСВИП», желает дальнейших творческих успехов в их деятельности и предоставляет страницы журнала генеральному директору ЗАО «ГеоСВИП» - Николаю Петровичу Алелюхину



ЗАО «ГЕОСВИП» было создано в 1995 году по инициативе Минтопэнерго РФ. Заместитель министра Гарипов В.З. пригласил для работы ряд ведущих специалистов из НПО «Сейсмотехника» г. Гомель - Асан-Джалалова А.Г., Цимермана В.В., Насыбулина Е.Х., Макарова В.В., Шевчука Л.Е., Афанасенко С.А. возглавил эту команду инициативный и энергичный Алексей Георгиевич Асан-Джалалов. Несколько позже были приглашены другие специалисты: Скобелев И., Оменцов Ф.И., Алелюхин Н.П., Асан-Джалалов О.А., Воробьева Г.Н., Песня А.А., Таланов В.А., Певнев И.А., Гридин П.А., Телков М.П.

Все эти специалисты составили костяк ЗАО «ГЕОСВИП». В период становления организации большую помощь оказали руководители ФГУ ГНПП «Спецгеофизика» Берзин Р.Н. и Сулейманов А.К.. В Московской области в п. Поваровка было размещено Конструкторское бюро. В г. Кимры, Тверской области совместно с предприятием «САВМА» (Авиапром) было создано СП «ГеоСВИП-Савма», на котором осуществлялось изготовление и испытание виброисточников. В дальнейшем это СП трансформировалось в Обособленное производственное подразделение ЗАО «ГЕОСВИП».

Мы прекрасно понимали, что без разработки новых образцов невзрывных источников сейсмических сигналов будущее ЗАО «ГЕОСВИП» выглядело бы проблематичным. Тем более, что в 1998 году ЗАО «ГЕОСВИП» перешло на прямые хозяйственные договоры. То есть, мы могли рассчитывать только на свои силы. За это время было разработано и внедрено в производство восемь типов вибрационных источников разной мощности для работы в различных геолого-климатических районах России. Наиболее удачными стали арктический источник на снегоболотоходном шасси и источники на транспортной базе автомобилей «УРАЛ» и «КРАЗ».

Если до 2005 года мы применяли электронную систему управления виброисточниками компании PELTON, США, то с 2006 года перешли на систему собственной разработки – «Виконт/ СвипМастер». Эту систему через лицензионное соглашение с компанией Seismic Source, США, ЗАО «ГЕОСВИП» внедрил на геофизический рынок Северной Америки.

В последние годы, 2007-2010, силами ЗАО «ГЕОСВИП» был разработан и внедрен в производство виброисточник «Русич» с усилием в 30 тонн, состоящий из двух шарнирно-соединенных тележек, с максимальной российской комплектацией. Наличие сменных колес позволяет данному источнику работать в разных местностях с различными условиями по проходимости.

Особого внимания заслуживает разработка высокочастотного источника сейсмических сигналов СВ-5/300В для высокоразрешающей сейсморазведки, который возбуждает продольные сейсмические волны в диапазоне от 5 до 450 Гц. Применение данного источника в комплексе с современными многоканальными телеметрическими системами позволяет проводить сейсморазведочные работы не только на углеводородное сырье, но и на твер-

дые полезные ископаемые, а также применять его в инженерных изысканиях при строительстве зданий и сооружений в населенных пунктах. В настоящее время СВ-5/300В в количестве 3-х единиц успешно работает на российском рынке, а один источник поставлен в Турцию (TUBITAK Marmara Research Centre) для разведки месторождений угля.

Свой 15-ти летний юбилей коллектив ЗАО «ГЕОСВИП» встречает трудовыми успехами. ЗАО «ГЕОСВИП» расширил географию зарубежного рынка, поставив виброисточники в Индию и Турцию. Партия источников СВ-27/150-362 была поставлена в Индонезию еще в 2000 г. для работ по повышению нефтеотдачи на действующих нефтяных месторождениях.

Мы прекрасно понимаем - пользователю нашего оборудования необходим полный сервис. С этой целью в составе ЗАО «ГЕОСВИП» была создана сервисная служба, которая взяла на себя проведение испытаний, пуско-наладочные работы, техническое сопровождение и проведение ремонтных работ в полевых условиях.

Также был создан Учебный центр, который за 10 лет подготовил около четырехсот специалистов: операторов для работы на виброисточниках, инженеров-наладчиков по гидравлике и электронике.

Главная наша задача хорошо работать и выпускать конкурентоспособное оборудование. И это мы делать научились. А вот существующая в настоящее время нулевая ставка таможенной пошлины на ввозимый в Россию данный вид геофизической техники вызывает, по крайней мере, недоумение, особенно в свете декларируемых Правительством РФ планов защиты интересов отечественных производителей. Т.е., геофизическому производству нужна серьезная поддержка со стороны государства. Ну и конечно, ощущается нехватка специализированных научных кадров, знакомых со спецификой производства геофизической аппаратуры и оборудования (высокие температуры и давления, агрессивная среда, применение высокоточных электронно-гидравлических следящих систем, необходимость широкого использования микропроцессорной техники и т.д.).

В заключение выражаю надежду, что, преодолев все трудности, коллектив ЗАО «ГЕОСВИП» займет достойное место на российском геофизическом рынке.

ПОЛЕВЫЕ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫЕ
КОМПЛЕКСЫ
НАШИ ЮБИЛЯРЫ

Виброисточник
сейсмических
сигналов

для просторов России! ...
И не только...

Русич



Макс. толкающее усилие, кН 300,6

Рабочий диапазон частот, Гц 5...250

Клиренс по опорной плите, мм 460

Диапазон температур, °С -35...+40

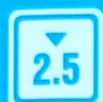
Система управления ВИКОНТ СвипМастер,[™]
ЗАО «ГЕОСВИП»,
Россия

ЗАО «ГЕОСВИП», 107140, Москва, ул. Н. Красносельская. 4
Тел./Факс: (499)-264-6787 E-mail: info@geosvip.ru





ШАССИ (4 X 4) С ШАРНИРНО-СОЧЛЕНЕННОЙ РАМОЙ



СООТВЕТСТВИЕ ДОРОЖНЫМ СТАНДАРТАМ



ЭЛЕКТРОННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ТРАНСПОРТНЫМ СРЕДСТВОМ



АВТОМАТИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ И КОНТРОЛЬ РАБОТЫ ДВИГАТЕЛЯ И ТРАНСМИССИИ С ОТОБРАЖЕНИЕМ КРИТИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НА МОНИТОРЕ В КАБИНЕ



ВИДЕОКАМЕРЫ ДЛЯ НАБЛЮДЕНИЯ ЗА ВОЗБУДИТЕЛЕМ ВИБРАЦИИ И КОНТРОЛЯ ДВИЖЕНИЯ ЗА



СИСТЕМЫ ВИНТЕРИЗАЦИИ И КОНДИЦИОНИРОВАНИЯ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ РАБОТ В РАЗЛИЧНЫХ КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ



ОПЦИОННАЯ КОМПЛЕКТАЦИЯ ШАССИ ШИНАМИ 23,5-25, 28.1-25, 67X34.00-25, 66X43.00 ИЛИ



В журнале «Приборы и системы разведочной геофизики» № 01/2010 г. в статье «Об оптимизации зондирующих сигналов и приемников по критерию отношения сигнал/помеха плюс шум при работе с импульсными невзрывными источниками сейсморазведки», авторы Шайдуров Г.Я., Дятков В.А. рассмотрена актуальная задача оптимизации мощностных и частотных параметров невзрывных источников с соотношением сигнал/помеха.

В статье приводятся интересные факты, дословно цитируемые: «Например, для вибрационного источника среднее значение энергии воздействия при $P_v=10$ т, $T=10$ с равно $\Sigma_v=100$ т.с. Для импульсного источника: $P_i=100$ т, $T_i=5$ мс, получаем $\Sigma=0,5$ т.с.

В то же время, по данным сравнительных полевых испытаний оба вида источника дают примерно одинаковые геофизические результаты по глубинности и отношению сигнал/помеха.

Этот парадокс не нашел объяснение в научной печати, хотя оба вида технологий используются в геофизической практике.»

Суть парадокса заключается в том, что при использовании мощных источников и при использовании маломощных источников конечный результат зарегистрированный в виде сейсмозаписи примерно одинаков.

Можно предположить, этот парадокс касается и взрывной сейсморазведки, по которому в ряде публикаций предпринята попытка объяснить факты адекватности принятых сейсмоприемниками сигналов при различных тротиловых эквивалентах взрывного источника [2,3,4].

Рассмотрим процессы, происходящие в зоне взрыва.

Общепринято, что при камуфлетном взрыве выделяются три зоны: зона сжатия и тонкого измельчения пород (камуфлетная зона); зона сжатия и растрескивания; зона упругих деформаций.

В камуфлетной зоне давление на фронте ударной волны превышает модуль объемного сжатия пород. Скорость распространения удар-

ных волн в этой зоне превышает скорость упругих колебаний в данной среде. Размер камуфлетной зоны по Покровскому Г.И. равен $R_k = K \sqrt{Q}$ где K – коэффициент зависящий от прочности пород. Распространение ударной волны в этой зоне связано со значительными потерями энергии. На образование зоны разрушения расходуется большая часть энергии взрыва и чем больше величина заряда, тем больше энергии расходуется на разрушение.

В зоне сжатия и растрескивания скорость распространения ударных волн равна скорости упругих колебаний данной среде. В этой зоне среда ведет себя не упруго, в ней возникают остаточные деформации, ведущие к нарушению сплошности строения среды, что ведет к дальнейшей потере энергии взрыва.

Приближенно считают, что размер зоны сжатия и растрескивания равен $R_{тр}=6R_k$.

Зона упругих деформаций характеризуется отсутствием разрушений и распространением в ней сейсмической волны.

Очевидно, что большая часть энергии взрыва расходуется на разрушение пород, и чем больше масса заряда, тем больше объем разрушенных пород. Однако нас интересует количество энергии при взрыве, которое расходуется на образование сейсмических волн.

По мнению ряда авторов, в сейсмическую волну переходит около 1% потенциальной энергии ВВ. Подобные выводы касаются больших зарядов. При сверхмалых зарядах радиус камуфлетной полости не перекрывает радиус скважины в которой производится взрыв, т.е. можно предположить, что при сверхмалых зарядах большая часть энергии направлена на образование упругих колебаний. Без сомнения часть энергии малых зарядов расходуется на нагревание среды и на течение химической реакции взрыва. Можно лишь предположить, что при взрывах больших зарядов 1% доля энергии идет на образование сейсмических колебаний, а при малых эта доля значительно увеличивается. На рис. 1 показан условный график зависимости

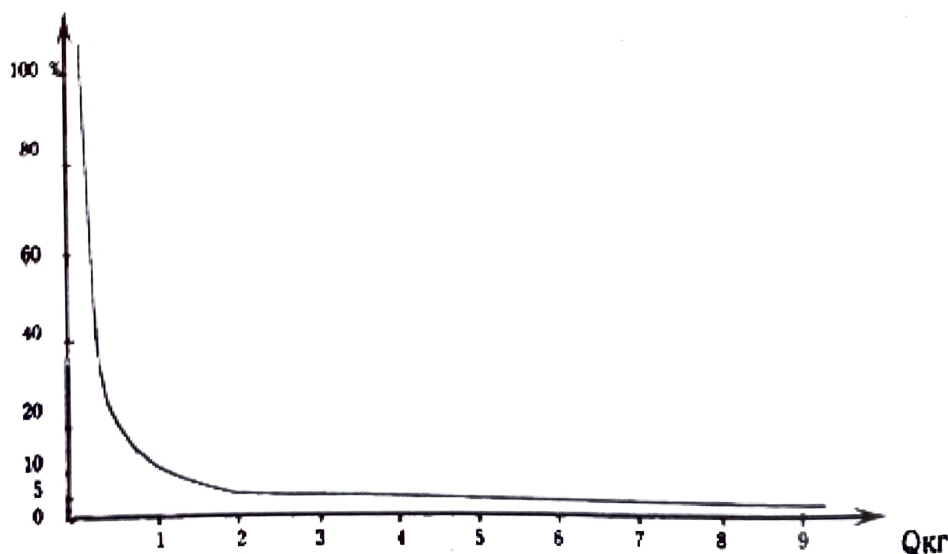


Рис. 1. Эмпирическая зависимость количества энергии взрыва, выделяемая на образование упругих колебаний в грунте

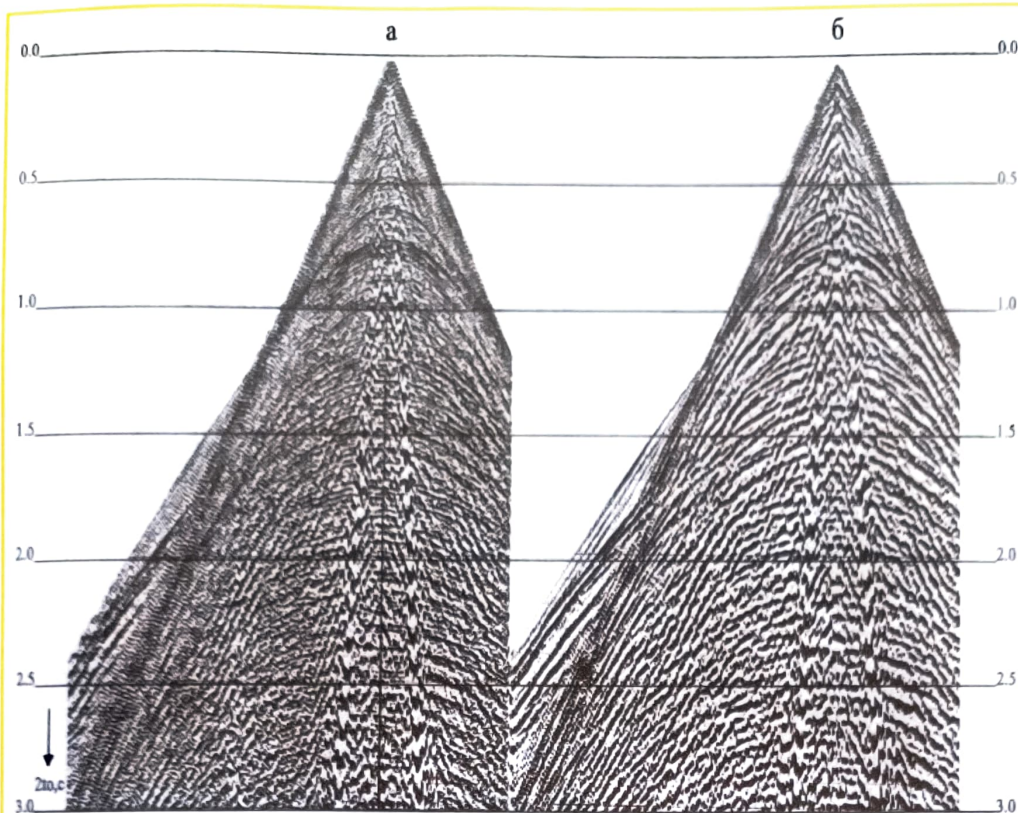


Рис. 2 Сопоставление первичных сейсмограмм, регистрируемых:

а) при высокоразрешающей сейсморазведке: одиночные взрывы под ЗМС, $H=16\text{ м}$, $q=0,075\text{ кг}$, $T=4,0\text{ с}$, $t=1\text{ мс}$;
б) при стандартных работах МОГТ: одиночные взрывы под ЗМС, $H=16\text{ м}$, $q=2,0\text{ кг}$, $T=18,0\text{ с}$, $t=4\text{ мс}$

доли энергии взрыва, направленной на образование сейсмических колебаний от массы заряда.

График составлен исходя из следующих предположений:

- при зарядах с весом более 2 кг в сейсмическую волну переходит около 1-5 % энергии ВВ;
- при зарядах массой 2-3 г в сейсмическую волну переходит около 90% энергии ВВ;
- энергия взрыва, направленная на образование сейсмических колебаний (от 1% при больших зарядах, до 90% при малых), меняется не линейно, а по зависимости аналогичной графику, приведенному на рисунке.

Если данное предположение близко к реальному, то оптимальными зарядами при сейсморазведочных работах являются заряды, не превышающие 100-200 г и даже меньше.

В работе [1], прямо говорится, что весьма осторожно следует относиться к увеличению веса заряда при возбуждении продольных волн.

Можно предположить исходя из общности теории упругих волн для всех видов источников, что взгляды изложенные в статьях на взрывные источники можно отнести и к любым невзрывным. Решение этой академической проблемы даст новый импульс к совершенствованию полевых технологий, которые в части теоретических обоснований явно отстают от быстрого и интенсивного развития обработки, интерпретации геофизических данных и прогнозирования на их основе геологических сред.

На рисунке 2 иллюстрируется пример парадокса при взрывной сейсмике. Сопоставляются при прочих равных условиях два вида взрыва 2,0 кг и 0,075 кг, т.е. с разницей по массе в 27 раз. Можно увидеть, что по глубинности сейсмозаписи адекватны, а при малом воздействии резко

повышается разрешенность и расширяется частотный диапазон.

Объяснение данного парадокса находит ответ в количестве энергии расходуемой на образование упругих деформаций: чем меньше заряд, тем больший процент энергии расходуется на создание упругих колебаний, тем меньше размер зоны разрушений и невозвратных деформаций в источнике, тем меньше помехи и выше спектр возбуждаемых колебаний и чем больше заряд, тем больше помех, так как энергия расходуется на разрушение. Расширение частотного диапазона при малых зарядах вытекает из теории сферического очага, впервые предложенный Гурвичем И.И. [1].

Список использованной литературы:

1. Гурвич И.И. К теории сферического излучателя сейсмических волн. Изд. АН СССР. Физика Земли, № 10, 1965.
2. Колосов Б.М., Кобылкин И.А., Голиченко А.М., Ужакин Б.А. Высокорастворимая сейсморазведка в Нижнем Поволжье РФ и во впадине Талиму в Китае. Журнал «Приборы и системы разведочной геофизики», Саратов, № 2/2002.
3. Колосов Б.М., Кобылкин И.А., Голиченко А.М. Особенности возбуждения, регистрации и оценки слабых сейсмических сигналов при минимизации взрывной технологии. Международная геофизическая конференция «Геофизика XXI века – прорыв в будущее». Москва, тезисы докладов, 2003.
4. Колосов Б.М. О единицах измерения энергетических параметров источников и сейсмических сигналов в сейсморазведке. Изобретения и рациональные предложения в нефтяной промышленности. ВНИИОЭНГ. Москва, 3/2005.

О некоторых достижениях отечественной вибросейсморазведки

Сулейманов А.К., Заможня Н.Г., Спецгеофизика, филиал ФГУП «ВНИИГеофизика», г. Москва

Последние 25-30 лет ознаменовались широким внедрением в практику сейсморазведки новых типов источников упругих колебаний и, главным образом, поверхностных вибрационных источников, основанных на излучении сложного зондирующего сигнала в режиме упругих деформаций грунта. Преимущество таких излучателей в возможности управления параметрами сигнала, что дает возможность в максимальной степени приблизиться к передаточным характеристикам изучаемой геологической среды. Таким образом, производство отечественных высокоэффективных вибрационных источников была и остается одной из важнейших в современной сейсморазведке.

Оценивая ситуацию, сложившуюся сегодня на российском рынке, одно-значно лидером представляется ЗАО «ГЕОСВИП», которым, на базе отечественных и зарубежных транспортных средств, разработана линейка вибраторов усилением от 5 до 30 тонн.

Спецгеофизика сотрудничает с ЗАО «ГЕОСВИП» с 1995 г. по настоящее время. За этот период Спецгеофизика использует, практически, всю продукцию выпускаемую ГЕОСВИП-ом, начиная от мощных вибраторов марки СВ-30/150 РУСИЧ, СВ-27/150 БКГ, СВ-20/150 МТК, СВ-14/150 до маломощных высокочастотных СВ-5/300 В, применяемых в различных районах России.

Выполнены большие объемы региональных работ МОГТ-2D и 3D на угле-водородное сырье в различных регионах России.

С использованием виброисточников СВ-20/150 МТК, СВ-27/150 БКГ проведены и проводятся глубинные сейсмические исследования МОВ-ОГТ.

Сейсмические виброисследования проводятся как в зимний, так и в летний периоды с ежедневной непрерывной работой 10-12 час.

В течение последнего десятилетия выполнены крупные проекты глубинных сейсмических исследований в России и за рубежом –

Уралсейс, Опорный геолого-геофизический профиль 1-ЕВ в Европейской части России; Опорные геолого-геофизические профили на Северо-Востоке России – 2-ДВ, 2-ДВ-А, 3-ДВ; Финляндия.

В настоящее время проводятся глубинные сейсмические исследования МОВ-ОГТ на опорном геофизическом профиле 3-ДВ с использованием мощных вибро-источников СВ-30/150 РУСИЧ.

В рамках Государственных проектов по опорным геолого-геофизическим профилям подтверждена возможность эффективного применения виброисточников при работах МОВ-ОГТ для изучения не только всей толщи земной коры, но и верхней мантии.

На рисунках 1, 2 приведены фрагменты временных разрезов МОВ-ОГТ по профилям 2-ДВ и 2-ДВ-А, освещающие строение земной коры и верхней

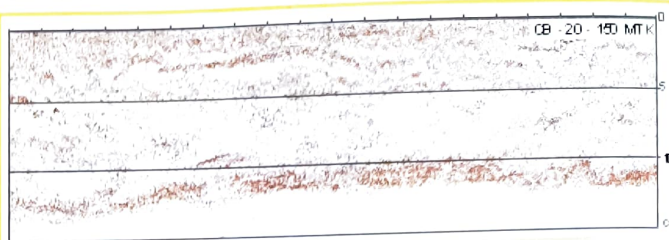


Рис. 1. Профиль 2-ДВ. Фрагмент временного разреза МОВ-ОГТ

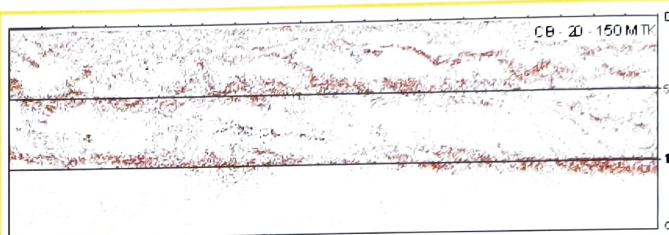


Рис. 2. Профиль 2-ДВ-А. Фрагмент временного разреза МОВ-ОГТ

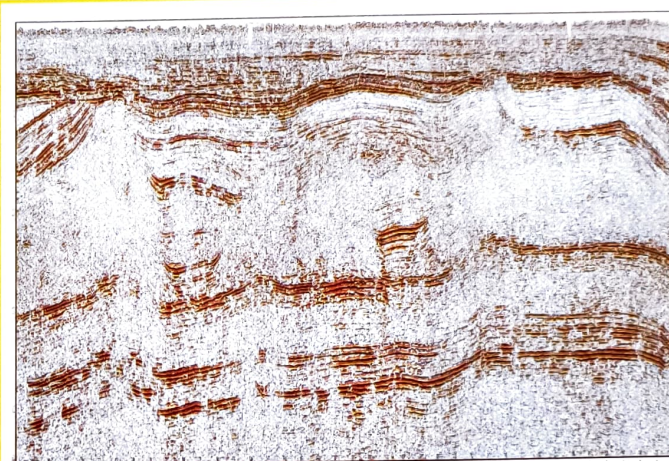


Рис. 3. Профиль 1-ЕВ. Фрагмент временного разреза МОВ-ОГТ. Прикаспийская впадина

мантии Северо-Востока России. Использование мощных виброисточников обеспечило получение практически одинаковой, по детальности и составу конечной информации о строении весьма разнородных объектов, пересеченных профилями.

На рисунке 3 показан фрагмент временного разреза МОВ-ОГТ, полученный по Опорному профилю 1-ЕВ в Прикаспийской впадине, иллюстрирующий высокое качество прослеживания подсолевых отражений в условиях солянокупольной тектоники.

В 2009-2010 гг. начаты работы высокоразрешающей сейсморазведки (МОГТ-ВРС) в рудных районах Башкирии и Алтая с использованием высокочастотных вибраторов СВ-5/300 В.

Главным достоинством вибраторов, выпускаемых ГЕОСВИП является их надежность и стабильность.

Обслуживание новых модификаций вибраторов сопровождается высоко-классными специалистами.

ПОЗДРАВЛЯЕМ ГЕОСВИП С 15-ЛЕТИЕМ И ЖЕЛАЕМ УСПЕХОВ!!!

ТЕЛСС-3 - телеметрическая система на основе 32-разрядных аналого-цифровых преобразователей с использованием беспроводных модулей

Федотов А. С., ООО "Геосигнал", г.Москва,

На протяжении всего периода развития сейсморазведочных систем наблюдается увеличение числа сейсмических каналов, работающих в данной системе в реальном времени. Увеличение регистрируемых каналов при проведении сейсморазведочных работ, направлено на повышение детальности исследований и увеличение производительности. Одним из ограничителей роста числа каналов является уровень технологического прогресса в области передачи данных. В последнее время уровень развития беспроводных технологий позволил многим компаниям создать телеметрические системы с применением беспроводных технологий. Еще одним аспектом, заставляющим производителей и пользователей задумываться о частичной или полной замене кабельного канала передачи данных на беспроводной, является постоянное уменьшение доли электронных составляющих в объеме сейсмического оборудования, а соответственно и роста кабельной. Наконец третья причина перехода к беспроводным технологиям, появление новых возможностей для проведения сейсморазведочных работ, там где невозможно использование кабельных систем. Использование автономных модулей актуально в тех условиях, где невозможно или трудоемко проложить проводную телеметрическую линию, либо в местах, где наблюдается оживленное движение крупных животных, транспорта или какой-либо другой техники, влекущее за собой возможность порчи кабельных кос.

Стремление предоставить пользователю новые возможности, в 2010 году, ООО «ГЕОСИГНАЛ» разработало телеметрическую сейсморазведочную систему ТЕЛСС-3.

Система состоит из четырехканальных кабельных (рис. 1) и автономных с числом каналов 1-4 (рис.2.) полевых модулей. Кабельные полевые модули соединяются телеметрическим кабелем с выводами для подключения сейсмоприемников через 1-55 м, в зависимости от решаемых геологических задач. В центральную регистрирующую систему (ЦРС) на основе ноутбука или промышленного компьютера данные передаются через компактный адаптер на основе интерфейса USB 2.0. Автономные модули управляются и передают данные в ЦРС посредством беспроводной сети WLAN.

Ядром кабельного и автономного полевого модуля является 32-разрядный аналого-цифровой преобразователь, применение которого позволило существенно повысить мгновенный динамический диапазон при этом уменьшить нелинейность и шум сейсмического канала. Основные характеристики сейсмического канала приведены в таблице 1. Остальные индивидуальные характеристики кабельных и автономных модулей приведены в таблицах 2 и 3 соответственно.

Система может быть сконфигурирована для работы в следующих вариантах:

- с использованием только кабельных полевых модулей;
- с использованием только автономных полевых модулей;
- с комбинированным применением кабельных и автономных полевых модулей.

При использовании в работе только кабельных полевых модулей, система представляет собой традиционную, для последних лет телеметрическую сейсморазведочную систему. Передача информации между телеметрическими модулями в линии и между линиями и ЦРС происходит по кабелю.

При применении лишь автономных модулей, они расставляются по профилю или площади, управляются, тестируются и осуществляют регистрацию данных во встроенную флеш-память в рабочем режиме. При этом оператор может в реальном времени выводить часть зарегистрированных каналов на свой монитор. Зарегистрированные данные со всех автономных модулей считываются в центральную регистрирующую систему либо после завершения работ, либо в процессе во время пауз. Питание модуля осуществляется либо от внутренней батареи, либо от внешнего аккумуляторного блока. Синхронизация начала записи осуществляется по сигналу GPS.

В комбинированном режиме используются и кабельные, и автономные полевые модули. ЦРС способна осуществлять управление и регистрацию данных с модулей различного типа. Автономный полевой модуль может также использоваться в качестве интерфейса для связи с ЦРС, в случае подсоединения к нему проводной теле-

Таблица 1. Основные технические характеристики сейсмического канала

Разрядность АЦП, бит	32
Мгновенный динамический диапазон, дБ	126
Коэффициент усиления предварительного усилителя, дБ	0; 12; 24; 36
Период дискретизации, мс	0,25; 0,5; 1; 2; 4
Максимальный входной сигнал при минимальном усилении, В	±1,25
Уровень шума, приведенный ко входу в полосе 0 – 125 Гц, мкВ	0,1
Коэффициент нелинейных искажений, %	0,0005
Взаимные влияния между каналами, дБ	130
Коэффициент подавления синфазного сигнала, дБ	100

Таблица 2. Характеристики кабельного модуля

Количество каналов в модуле	4
Система питания: аккумуляторная батарея, В	12 ÷ 30
Потребляемая мощность, Вт/канал	0,15
Количество рабочих каналов от одного аккумуляторного блока, не менее	60
Условия эксплуатации, °С	- 40 до +70
Масса, кг	0,5
Габаритные размеры (длина, диаметр), мм	170 x 40

Таблица 3. Характеристики автономного модуля

Количество каналов в модуле	1-4
Объем флеш-памяти, Гб	До 16
Система питания: аккумуляторная батарея, В	12 ÷ 30
Потребляемая мощность, Вт/канал	0,5
Условия эксплуатации, °С	- 40 до +70
Масса, кг	1,1
Габаритные размеры, мм	209x166x90

метрической линии. Таким образом информация со всех кабельных полевых модулей передается в реальном времени в ЦРС по беспроводному каналу связи. При площадных 3D исследованиях, либо при работах по методу широкого профиля использование автономного полевого модуля в каждой телеметрической линии позволяет отказаться от межлинейных кабелей для сбора данных. Кроме этого использование передачи данных в ЦРС без использования кабелей позволяет оператору свободно выбирать свое местоположение в радиусе действия сети WLAN, а также делает возможным его передвижение в этом радиусе во время регистрации.

Применение той или иной конфигурации системы происходит исходя из конкретных условий проведения работ, а также решаемых задач.

Как и все предыдущие системы (ТЕЛСС-2, ЭЛЛИСС-3, ЭЛСИС-1), телеметрическая система ТЕЛСС-3 проходит полный цикл тестирования в температурной камере и на вибростенде, что позволяет с уверенностью заявить о ее надежности, а передовые технические характеристики, в сочетании с уникальной гибкостью, расширяют круг решаемых задач, существенно повышают производительность и качество проводимых сейсморазведочных работ и значительно повышают конкурентоспособность потребителя.

ПОЛЕВЫЕ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫЕ КОМПЛЕКСЫ ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ



Отзыв о виброисточниках ЗАО "ГеоСВИП"

Харин Н.Г., ОАО "Ставропольнефтегеофизика"

ОАО «Ставропольнефтегеофизика» приобрело комплект вибрационных установок СВ – 27/150 К на базе четырехосного автомобиля «Камаз» у ЗАО «ГеоСВИП» в конце февраля 2008 года. В начале марта 2008 года были проведены пуско-наладочные работы и вибрационных комплексов был введен в эксплуатацию.

Комплект виброустановок, оснащенный системой управления «ADVANCE III VibPro» (Pelton Co. Inc. США), выполнял работы с регистрирующими системами I/O – 4 и SN 388 (Sercel).

Данный комплект виброустановок ОАО «Ставропольнефтегеофизика» приобрело для выполнения сейсморазведочных работ МОГТ 2Д и 3Д в южных регионах республик Северного Кавказа и Европейской части РФ.

Из-за небольших объемов сейсморазведочных работ в выше названных районах вибросейсмические комплексы были вынуждены перемещаться на большие расстояния. Транспортная база вибраторов имеет стандартные габаритные размеры, что позволяет им передвигаться по автодорогам общего пользования без специальных разрешений и с достаточно высокой скоростью. Виброисточники на других транспортных базах на большие расстояния необходимо перевозить на трейлерах.

Транспортная база имеет четыре ведущие оси, что позволяет работать в условиях бездорожья без предварительной подготовки профилей.

Виброустановки СВ – 27/150К оборудованы системой предпускового подогрева, предназначенного для подогрева двигателя, масла в поддоне двигателя, рабочей жидкости в гидробаке, топлива в районе забора из топливного бака и аккумуляторного отсека, что позволяет выполнять работы в зимнее время при отрицательных температурах.

При работе с системой управления «ADVANCE III VibPro» виброисточник обеспечивает:

- Загрузку параметров с сейсмостанции по радиоканалу или с компьютера;
- Работу системы фазовой коррекции по ускорению опорной плиты, ускорению реактивной массы или по усилению воздействия на грунт;
- Непрерывный дистанционный контроль качества излучения каждым источником;
- Проведение сверки установок по радиоканалу.

За время эксплуатации комплекса виброустановок

выполнен следующий объем сейсморазведочных работ:

- Сейсморазведочные работы МОГТ 3Д в объеме 105 км² на Кошехабльской площади Республики Адыгея (заказчик ООО «Южгазэнерджи»);
- Сейсморазведочные работы МОГТ 3Д в объеме 102 км² на Георгиевской площади Ставропольского края (заказчик ЗАО «Нефтедобыча С»);
- Сейсморазведочные работы МОГТ 2Д в объеме 60 пог. км. на Тамбовском участке Астраханской области (заказчик ЗАО «Нефтегазовая компания АФБ»);
- Сейсморазведочные работы МОГТ 2Д в объеме 600 пог. км. на лицензионных участках ОАО «Самаранефтегаз»;
- В настоящее время виброкомплекс выполняет сейсморазведочные работы МОГТ 2Д в Р. Ингушетия, в объеме 200 пог. км. по договору с Ингушэнедра в предгорной части Северного Кавказа.

Большая мощность виброустановок позволяет развивать хорошую производительность и получать полевой материал высокого качества.

Следует отметить следующие положительные качества виброисточника СВ – 27/150К:

- Габаритные размеры источника на базе автомобиля «Камаз», обеспечивающие передвижение по автодорогам общего пользования без специальных разрешений;
- Удобные и комфортные условия для работы оператора установки;
- Возможность проводить в реальном времени контроль качества возбуждения на выполнении сейсморазведочных работ;
- Современное сервисное обслуживание и обеспечение необходимыми запасными частями со стороны изготовителя ЗАО «ГеоСВИП»;
- Меньшая стоимость по сравнению с зарубежными аналогами.

В качестве недостатков комплекса следует отметить следующее:

- Нестабильная работа установок на мягком грунте (пахота, подтаивший верхний слой почвы);
- Недостаточная прочность опорной плиты;
- Нагрузка на оси превышает допустимую Правилами дорожного движения (ПДД).

Чеканов К., ОГМ ОАО "Сибнефтегеофизика"

ОАО «Сибнефтегеофизика» развивает и применяет в своей работе методы вибрационной сейсморазведки с момента своего создания в 1971 г. 70-е годы были посвящены, главным образом, исследовательской работе; затем начался этап внедрения виброметода в производство. В настоящее время объемы вибрационных сейсморазведочных работ продолжают неуклонно возрастать.

Знаменательно, что «Сибнефтегеофизика», приняв участие в становлении нашей, советской вибросейсмической, и далее предпочитала работать с отечественными производителями вибраторов. С 1996 г. мы работаем в тесном контакте с ЗАО «ГеоСВИП», приобретая в разное время более 30 вибраторов этой компании – СВ-14/150 на шасси автомобиля УРАЛ-4320, СВ-20/150МТК на шасси КраЗ-6322, гусеничные СВС24/РС27 и 8-колесные багги СВ-27/150БКГ.

И здесь мы не ограничивались простой эксплуатацией. Мы активно участвовали в доводке и запуске в серию «северных» виброисточников на гусеничном ходу, которые уже более 10 лет с успехом эксплуатируются в условиях ЯНАО. Замечательно, что при полной массе источника в 30 тонн и мощности излучения (максимальном толкающем усилии) до 300 кН удельное давление его гусениц на грунт всего 0,24 кг/см², что в сочетании с корпусом-«лодкой» и поднимаемой заподлицо с днищем плитой делает его настоящим «кораблем тундры», который свободно двигается по снежной целине и болотам. Следует отметить также отличную систему жизнеобеспечения для работы при низких температурах – это и автономный подогреватель, и тент, и просторная теплая кабина со спальным местом. В целом, нельзя не отметить, что по надежности в суровых северных условиях эта машина едва

ли уступит лучшим импортным образцам, а по проходимости намного превосходит распространенные за рубежом 4-гусеничные схемы.

В то же время нами накоплен большой положительный опыт применения виброисточников на колесах, в т.ч. стандартных автомобильных шасси, отлично зарекомендовавших себя при работах в Западной и Восточной Сибири, а также Средней Азии. Лучшее себя показала, пожалуй, модель СВ-20/150МТК. При достаточной мощности излучения прочность и хорошая проходимость шасси КраЗ-6322 обеспечивает ей уверенную работу в условиях горно-таежной и заболоченной местности, в песках и на такырах; при массе 22 т установка может проехать по большинству мостов, а основательно «засевшую» машину в состоянии вытащить обычный трактор или другая такая же машина (здесь сказывается еще и высокая прочность рамы) – по всем этим показателям СВ-20/150МТК явно предпочтительней, чем 30-тонные вибраторы на спецшасси. Ремонтопригодность и мобильность автомобильного шасси (особенно для дальних перегонов по дорогам общего пользования) также выше.

Система управления «Виконт Свипмастер» обеспечивает требуемую точность работы источников на различных поверхностях условий, имеет небольшие габариты, надежна и проста в эксплуатации. Программное обеспечение, установленное на отдельном компьютере, поддерживает выбор различных типов свип-сигналов и контроль их отработки источниками в реальном времени. Параметры работы представлены в виде набора графиков, информативных и при этом не перегружающих обслуживающий персонал лишней информацией.

Базовые характеристики сейсмического канала для регистрации слабых сигналов (на примере автономной станции РОСА-А)

Сагайдачная О.М., Сальников А.С., Вершинин А.В., Сагайдачный А.В., Шмыков А.Н., ФГУП СНИИГИМС, г. Новосибирск

Аннотация

Формирование волнового сейсмического поля является сложным процессом, зависящим от ряда физических явлений, из которых важнейшие - отражение, преломление, поглощение, излучение, рассеяние упругих колебаний, а также слабо выраженные нелинейные трансформации сейсмической энергии. Изучение этих явлений, находящихся в сложной взаимозависимости, требует пространственно распределенных многократных систем наблюдения, высокоточного измерительного канала и широкого частотного диапазона (практически от 0 до 1000 Гц и выше) регистрации упругих колебаний.

В настоящее время актуален вопрос о регистрации слабых сигналов точечной группой приёмов в бескабельных системах сбора сейсмических данных.

Приведены данные регистрации слабых сигналов точечной группой геофонов с использованием автономных станций РОСА-А (Россия) при глубинных исследованиях на удаленностях до 300 км и при выполнении инженерно-геологических работ в угольных шахтах.

Введение

Формирование волнового сейсмического поля является сложным процессом, зависящим от ряда физических явлений, важнейшими из которых являются - отражение, преломление, поглощение, излучение, рассеяние упругих колебаний, а также слабо выраженные нелинейные трансформации сейсмической энергии. Изучение этих явлений, находящихся в сложной взаимозависимости, требует пространственно распределенных систем наблюдения, высоко-точного измерительного канала и широкого частотного диапазона регистрации упругих колебаний (практически от 0 до 1000 Гц и возможно выше).

В настоящее время активно развивается полевая технология сейсмических работ с использованием бескабельной системы сбора данных на базе автономных модулей регистрации, в которой последние работают соответственно требованию «установи (поставь) и забудь» [3, 4, 7-12]. Очевидным преимуществом бескабельной системы является отсутствие внешнего кабеля для подачи электропитания и связи с управляющей станцией, а также проводов между блоками регистрации сейсмических данных. Сейсмические линии связи составляют значительную часть от общего веса полевого оборудования, являются одной из главных причин снижения производительности труда, часто повреждаются и требуют достаточно дорогостоящего технического обслуживания.

Однако в сложных сейсмогеологических условиях для проведения геофизических исследований особо значима открытость и масштабируемость в пространстве бескабельной системы сбора и регистрации сейсмических данных на базе автономных модулей записи. Возможность использования практически неограниченного количества автономных модулей регистрации, распределенных с переменной плотностью по площади исследования, обеспечивает проведение сейсмических работ одновременно на нескольких базах наблюдения, в том числе с локальным увеличением плотности пунктов приёма на отдельных, определенных целевой задачей, объектах, например, около сква-

жины.

С этих позиций интересно подробнее проанализировать проблему регистрации слабых сейсмических сигналов автономными станциями, в том числе с использованием точечной группы сейсμοприемников.

Основные характеристики цифрового сейсмического канала регистрации

К основным характеристикам цифрового канала регистрации сейсмических сигналов следует отнести следующие:

- частотный диапазон (Гц) регистрации;
- максимальный по амплитуде входной сигнал (под уровнем максимального входного сигнала считается напряжение (В) ограничения сейсмического канала);
- действующее значение аппаратного шума ($\mu\text{В}$), приведенного ко входу усилителя, которое определяет минимальный уровень регистрации сейсмических сигналов и рассчитывается через значение среднеквадратического отклонения случайного процесса, зарегистрированного каналом, шунтированным на входе эквивалентом датчика, отнесенное к коэффициенту усиления канала;
- мгновенный динамический диапазон (мДД), который определяется как производная через отношение максимального действующего напряжения к собственным шумам;
- коэффициент нелинейных искажений канала регистрации, который вычисляется как отношение энергии суммы кратных первой гармоники к энергии первой гармоники сигнала;
- коэффициент подавления синфазной помехи.

Проблема с нелинейными искажениями сигнала при регистрации сегодня практически снята, поскольку в современных сейсмических станциях уровень нелинейных искажений цифрового канала регистрации на несколько порядков ниже уровня собственных нелинейных искажений канала преобразования геофона. Так, например, лучшие геофоны SS-10PD фирмы «Senshe Tech» имеют коэффициент нелинейных искажений 0,1%, у пьезодатчиков А0514 (ЗАО «Электронные технологии и метрологические системы», г. Зеленоград, Московская обл.) этот параметр соответствует 0,05%, а коэффициент нелинейных искажений сейсмического канала регистрации телеметрических станций не превышает 0,0005%, что в 200 раз меньше.

Синфазная помеха может оказывать значительное влияние на общий уровень шумов канала регистрации, но применяемые в настоящее время усилители по подавлению синфазной помехи являются высококачественными и за счет использования резисторов класса точности 0,1% обеспечивают подавление синфазной помехи на уровне - 110 дБ.

Базовым параметром, ограничивающим минимальный уровень регистрируемых сигналов, является величина мгновенного динамического диапазона (мДД) сейсмического канала. Как правило, регистрация полноформатных данных (мДД превышает 120 дБ) обеспечивает достоверное выделение информативной составляющей в общем потоке информации и, следовательно, возможность исследования энергетически слабо выраженных отдельных элементов сейсмического поля [2].

Для достижения требуемого значения мДД

ПОЛЕВЫЕ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫЕ КОМПЛЕКСЫ ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ

цифрового канала регистрации предпочтительно применять дельта-сигма модулятор высокого порядка. Обеспечение высокого уровня МДД цифрового канала регистрации сейсмических данных предполагает снижение эффекта наложения спектров, обусловленного дискретизацией сигнала. Для подавления помех наложения используется антиалиасинговый фильтр, требование к которому тем ниже, чем выше отношение F_{mod}/F_d , где F_{mod} - частота тактирования дельта-сигма модуляторов; F_d - частота квантования цифрового потока на выходе аналого-цифрового преобразователя (АЦП).

Цифровые фильтры современных микросхем построены, как правило, по принципу каскадной фильтрации с последующим прореживанием данных. Аналоговый антиалиасинговый фильтр должен уменьшить все гармоники выше половины частоты прореживания до уровня менее - 120 дБ, в противном случае произойдет их перенос в полосу пропускания. Реально в качестве антиалиасингового фильтра используется RC фильтр на входе с частотой среза 40 кГц (400 Ом и 10 нФ) и последующий фильтр с частотой среза 27 кГц (600 Ом и 10 нФ) для ADS1282). Ни один из производителей микросхем не приводит амплитудно-частотную характеристику (АЧХ) сквозного канала регистрации в диапазоне от нуля до значения F_{mod} . Параметр АЧХ канала необходимо проверять, чтобы реально исключить влияние эффекта наложения спектров. Отметим, что после процедуры децимации, т. е. фильтрации и прореживания данных, подавить помехи наложения на последующих этапах обработки сейсмических записей невозможно.

Спектральные характеристики шумов канала РОСА-А

Спектральные характеристики сейсмического волнового поля, включающего и микросейсмический шум, служат классическим инструментом анализа и интерпретации сейсмических данных. К числу традиционно используемых спектральных характеристик относятся спектральные плотности мощности и амплитудные спектры сигналов. Достаточно широкое применение получили спектральные параметры сигнала, вычисляемые в некоторой относительной ("октавной") полосе частот в области заданной текущей частоты. В последнее десятилетие успешно развиваются методики пассивной сейсморазведки по изучению

нефтегазовых объектов на основе спектрального анализа эндогенного акустического излучения [1].

Естественно, при выполнении спектрального анализа сейсмических данных и особенно слабых сигналов, важно знать и спектральные оценки аппаратных шумов канала регистрации. Известно, что важным условием для увеличения отношения сигнал/шум посредством частотной фильтрации является соответствие аппаратных помех «белому» шуму низкой интенсивности. Считается, что при малоинтенсивном равномерном аппаратном шуме цифрового канала регистрации увеличение отношения сигнал/шум обеспечивается посредством точечного группирования сейсμοприемников.

Спектры аппаратных шумов цифрового канала сейсмических регистраторов семейства РОСА®, вычисленные на эквиваленте геофона 510 Ом при значении коэффициента усиления равном единице, показаны на рисунке 1 в логарифмической шкале по частотам и уровню сигнала. Как следует из приведенного графика, аппаратный шум является равномерным и мало интенсивным на частотах до 1 кГц.

Исследования собственного шума канала регистрации автономной сейсмостанции РОСА-А в области нулевой частоты были инициативно проведены доктором технических наук Юшиным В.И. (Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН). Методика эксперимента включала анализ непрерывной записи шума длительностью около 8 минут. Полученная информация была обработана посредством рекурсивной низкочастотной фильтрации Баттерворта 2 порядка с частотой среза 0.125 Гц, после чего децимирована в 50 раз, т. е. на частоту дискретизации 2.5 Гц. Вход регистратора нагружался на внешний резистор 300 Ом. Зарегистрированные шумы и дрейфы в области низких частот представлены на рисунке 2. Как видно из этого графика, дрейф в полосе до 0.125 Гц не превышает (плюс/минус) двух квантов.

Оценка уровня шума канала регистрации РОСА-А при точечном группировании

Оценка шума канала регистрации РОСА-А при точечном группировании сейсμοприемников была выполнена по измерениям на эквиваленте одного геофона в 300 Ом и эквиваленте группы из 16 геофонов 4800 Ом. Коэффициент усиления устанавливался равным 1 и 16, период квантования был

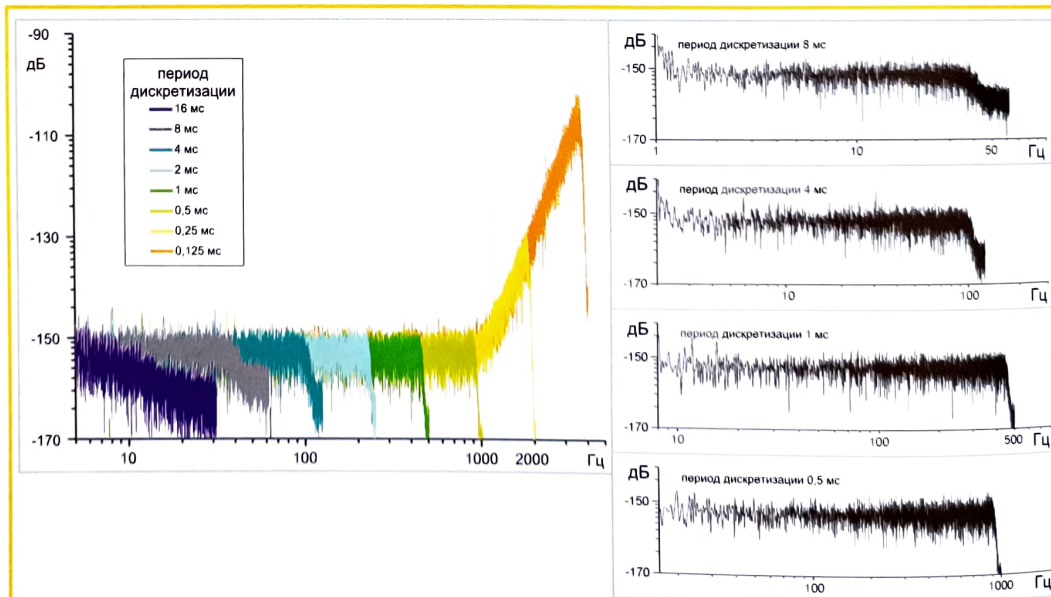


Рис. 1. Амплитудно-частотные характеристики шумов цифрового канала регистрации РОСА-А (на эквиваленте геофона 510 Ом).

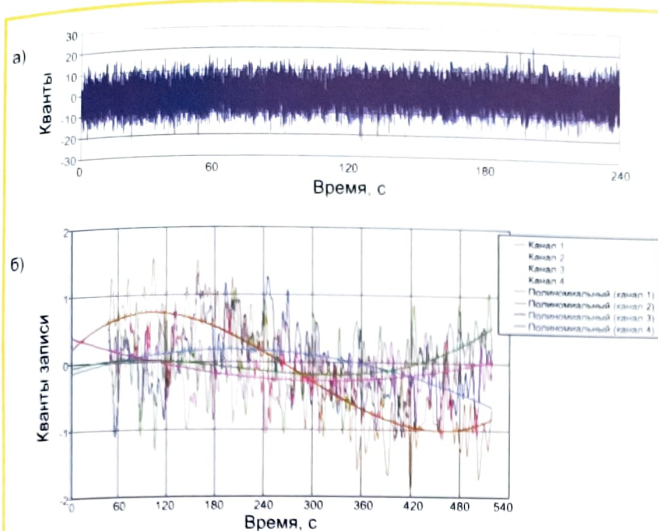


Рис. 2. а) Установившийся шум через 13 минут записи б) Шумы и дрейфы цифрового канала регистрации РОСА-А в области нулевой частоты

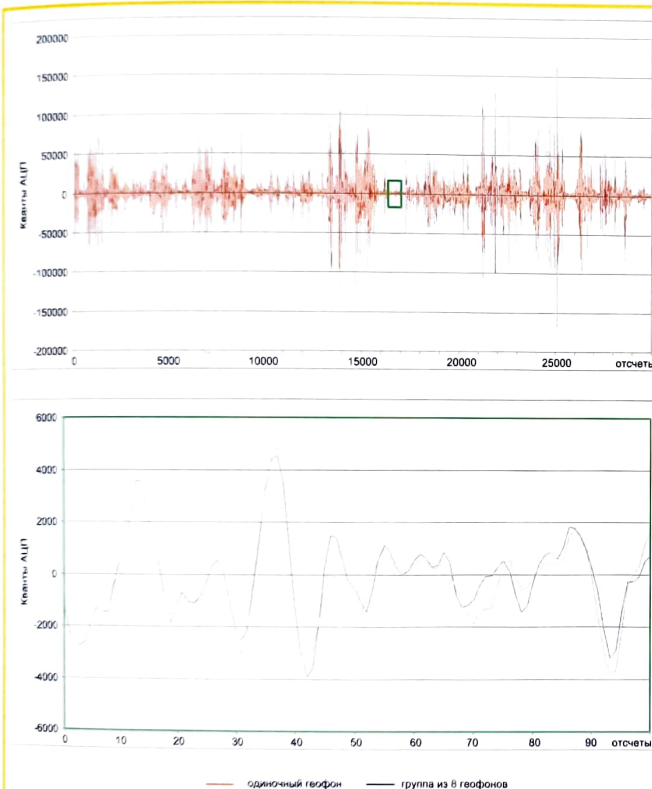


Рис. 3. Нормированные записи микросейсм и фрагмент записи особо малых сигналов в увеличенном масштабе



Рис. 4. Автономный регистратор РОСА-А на опорном профиле 3-ДВ (Южный участок, 2009 г.)

задан равным 1 мс. При более высоком коэффициенте усиления шум увеличивается и составляет 4,8 (в квантах АЦП) при коэффициенте усиления 16 против 1,5 при коэффициенте усиления 1, в результате мДД, соответственно, снижается. При группировании аппаратный шум в пересчете на один датчик уменьшается в 3,2 раза: 0,24 мкВ одиночный (коэффициент усиления 16) и 0,0075 мкВ в группе (коэффициент усиления 1).

В зимних полевых условиях эксперименты по точечному группированию геофонов были проведены на геофизическом полигоне ГС СО РАН (Новосибирская обл., п. Ключи). Микросейсм регистрировались в ночное время с использованием сейсмоприемников СВ-5 как одиночными, так и точечной группой из 8 штук. Нормированные записи микросейсм приведены на рисунке 3, на котором интервал регистрации особо малых сигналов показан в увеличенном масштабе. По приведенным графикам (рис. 3) можно детально проследить весьма близкое совпадение сигналов с небольшими флуктуациями, часть которых допустимо отнести на провода и влияние на них ветра.

В целом, по результатам этих работ можно отметить, что минимальный уровень микросейсм (более 100 квантов АЦП) существенно (более чем в 100 раз) превышает уровень аппаратного шума (0,23 кванта). Поскольку указанные шумы не коррелированы, то аппаратный шум влияния на конечный результат практически не оказывает. Учитывая малый уровень аппаратных шумов, можно рекомендовать использование для регистрации в качестве основного коэффициент усиления 1, что обеспечивает максимальный мДД регистрации без группирования геофонов.

Сейсмические исследования с автономными регистраторами РОСА-А

Автономная сейсмическая станция РОСА-А (рис. 4 новая РОСА-А) предназначена для выполнения высокоточных сейсмических измерений, в том числе длительных (свыше 10 суток), без предварительной временной настройки при любом заданном режиме работы с источниками различного типа возбуждения упругих колебаний (взрывными, импульсными и вибрационными) [4].

Реализованная в регистраторах система синхронизации времени включает: приемник спутниковых сигналов (погрешность менее ± 1 мкс), прецизионный тактовый генератор и программу контроля синхронизации в целом. При отсутствии устойчивого приема спутниковых сигналов термостатированный генератор обеспечивает автономный режим работы при относительной погрешности $\pm 10-8$ (погрешность менее ± 1 мс/сутки).

Временная привязка сейсмических записей осуществляется в момент регистрации данных. Такая организация регистрации и сбора данных

ПОЛЕВЫЕ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫЕ КОМПЛЕКСЫ ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ



Рис. 5. Полевые сейсмограммы ГС3-ОТВ (3-ДВ, Центральный участок, 2010 г.)

позволяет исключить радиоканал для синхронизации, телеметрическую систему управления и передачи цифровой информации значительных объемов.

Комплексную проверку функционального состояния модуля регистрации РОСА-А можно выполнить в любое время с использованием компьютера и подключением через Ethernet порт. В реальном времени на мониторе можно проследить и контролировать сигналы, принятые сейсмодатчиками, оценить состояние системы синхронизации, выполнить мониторинг технических параметров (напряжения питания, ток потребления, температуру). При необходимости, с клавиатуры можно запрограммировать режим работы автономной станции, в том числе считать, записать или изменить программу эксперимента, а также передавать полевые сейсмические данные на компьютер в реальном времени. Все метрологические параметры цифрового канала регистрации можно оперативно получить, используя встроенный тестовый генератор.

Глубинные исследования с автономными станциями РОСА-А были начаты в 2006 г. на опорном геофизическом профиле 2-ДВ в режиме апробации при проведении работ методом сейсмического зондирования (ГСЗ). В настоящее время (2010 г.) на опорном профиле 3-ДВ (Центральный участок) выполняются работы ГСЗ с системой РОСА-А в комплекте из 200 автономных регистраторов на удалении до 300 км с взрывными и вибрационными источниками (центробежные вибраторы ЦВП-40, производство ГС СО РАН, г. Новосибирск).

В статье [6] подробно освещены технология и результаты сейсмических работ периода (2006-2009 гг.) с автономными станциями РОСА-А на геотраверсах, расположенных на востоке России (2-ДВ, 2-ДВ-А, 3-ДВ), а также работы, выполненные методом ГСЗ по системе наблюдений «суша - море», увязывающие морские опорные профили 2-ДВ-М и 5-АР и сухо-путный 2-ДВ (Магаданская обл., Чукотский АО).

Автономные регистраторы были запрограммированы на запись с частотой дискретизации 8 мс. В качестве датчиков использовались сейсмодатчики СВ-5, объединенные в точечную группу из 8 штук. Получены высокого качества полевые материалы (рис. 5).

В целом, данные работы показали, что технология глубинных исследований по системам наблюдения (наземных и «суша-море») с многократными перекрытиями и регистрацией автономными станциями типа РОСА-А является эффективной и экономически выгодной.

Детальные исследования по сейсмическому «просвечиванию» угольных пластов были начаты ОАО НЦ ВостНИИ (г. Кемерово) в 2008 г. [5]. Работы в шахтах Кузбасса были продолжены в период 2009-2010 гг. с целью обнаружения и/или исключения в процессе угледобычи «внезапного» обнаружения зон геологических нарушений в угольных пластах.

Важнейшим условием использования системы сбора и регистрации сейсмических данных с автономными регистраторами РОСА-А в шахтах является обеспечение высокоточной синхронизации времени при отсутствии спутниковых сигналов. Перед началом работы станции РОСА-А на поверхности согласуются по мировому времени через спутниковые сигналы по GPS-приёмникам. Полевая методика работ на проходящих волнах включала систему многократных перекрытий. Возбуждение сейсмических колебаний осуществлялось с использованием импульсного источника (ударного типа). Для регистрации отметки момента выделяется отдельный канал регистратора РОСА-А, на вход которого поступает сигнал с датчика, расположенного в непосредственной близости от источника. Технология сейсмических работ на проходящих волнах с автономными регистраторами обладает важным преимуществом - это отсутствие проводных линий между пунктом возбуждения и пунктом приёма, находящихся в разных (параллельных) штреках.

Динамический диапазон сейсмического канала регистрации и система временной привязки автономной станции позволили получить высокоразрешенный материал на частоте дискретизации 0,5 мс (рис. 6).

Выводы

В результате исследований в области регистрации слабых сейсмических сигналов было показано, что малозумящий высокочувствительный цифровой канал автономной станции РОСА-А позволяет регистрировать сигналы в широком частотном диапазоне: от нуля до 3,2 кГц.

Экспериментально показано, что низкий уровень собственных аппаратных шумов позволяет

отказаться от точечного группирования геофонов. Качественный цифровой канал записи служит определяющей основой для реализации современного класса сейсмической аппаратуры - автономного регистратора, совмещенного с геофоном. При выполнении последнего экранированным устраняется практически полностью синфазная помеха.

Высококачественный цифровой канал в 24 разряда автономных регистраторов РОСА-А имеет динамический диапазон, достаточный для регистрации слабых сейсмических сигналов на уровне низких микросейсм и позволяет провести широкий спектр сейсмических и сейсмологических исследований, включая методики пассивной сейсморазведки и режим наблюдения в реальном времени.

Бескабельная система на базе автономных регистраторов РОСА-А была успешно апробирована в шахтной сейсморазведке при отсутствии спутниковых сигналов системы GPS.

В заключении следует сказать, что техническая составляющая новых технологий сейсмических исследований в области регистрации сейсмических данных, в том числе с возможностью выделения слабо выраженных трансформаций энергии, достаточна совершенна. Важно в дальнейшем, с учетом появления новейшей элементной базы, сосредоточиться на вопросах снижения себестоимости, уменьшения веса и энергопотребления, повышения надежности и качества сервисных функций сейсмических систем регистрации и сбора данных.

Авторы признательны доктору технических наук Юшину Вячеславу Ивановичу за особое внимание к нашим техническим результатам по регистрации сейсмических сигналов и за проведенные исследования с автономной станцией РОСА-А.

Публикации

1. Ведерников Г.В. [2006]. Новые возможности изучения геодинамических шумов от нефтегазовых залежей // Геофизика, №5.
2. Ермаков Б.Д. [1995]. Особенности регистрации слабых сигналов в сейсморазведке // М.: АОЗТ «Геоинформмарк».
3. Рей Клиффорд Х., Фисселер Гленн Д., Хейгуд Хэл Б. [2009]. Способ и установка для наземной регистрации // Патент RU № 2352960 (Фэйрфилд индастриз, инк. (US)). Бюл. №11.
4. Сагайдачная О.М., Сальников А.С., Сагайдачный А.В., Шмыков А.Н. [2008]. Бескабельная система регистрации РОСА-А – техническая основа активного и пассивного сейсмического мониторинга // 5-я международная выставка «НЕДРА-2008», тезисы научно-технической конференции «Технико-технологическое обеспечение геологоразведочных работ. Проблемы и перспективы», 1-4 апреля 2008 г., Москва, Официальный каталог ВВЦ.
5. Сагайдачная О.М., Дунаева К.А., Сальников А.С., Потапов П.В., Гриценко С.А. [2008]. Сейсмические работы по прослеживанию угольных пластов с использованием автономных станций

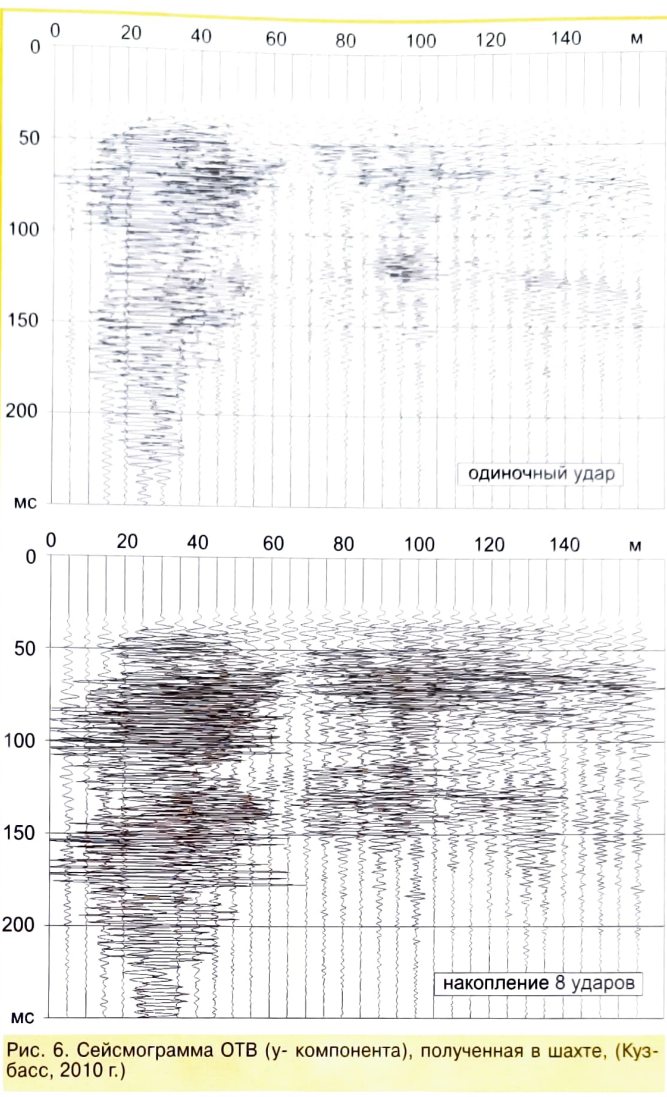


Рис. 6. Сейсмограмма ОТВ (y- компонента), полученная в шахте, (Кузбасс, 2010 г.)

РОСА-А // Приборы и системы разведочной геофизики, №4.

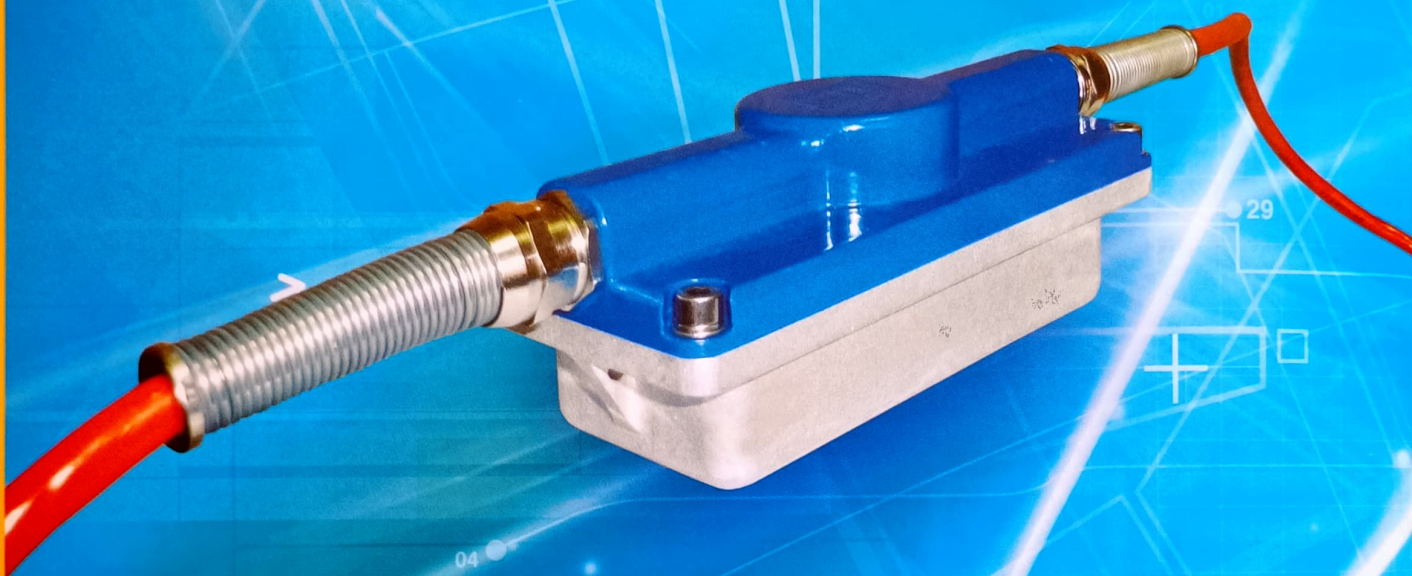
6. Сальников А.С., Сагайдачная О.М., Липилин А.В., Сулейманов А.К., Соловьев В.М., Рослов Ю.В. [2009]. Полевые сейсмические работы на опорных профилях северо-востока России // Приборы и системы разведочной геофизики, №2.
7. Flavell Smith J. [2006]. How a new cable-less land seismic survey acquisition system was born // FIRST BREAK, February 2006, v 24.
8. Heath B. [2008]. Land seismic: the move towards the mega-channel // FIRST BREAK - An EAGE Publication, February 2008, v 26.
9. Heath B. [2010]. Weighing the role of cableless and cable-based systems in the future of land seismic acquisition // FIRST BREAK - An EAGE Publication, June 2010, v 28.
10. Mougnot D. [2010]. Land cableless systems: use and misuse // FIRST BREAK - An EAGE Publication, February 2010, v 28.
11. Sagaidachnaya O.M., Sagaidachny A.V., Salnikov A.S., Shmykov A.N., Shegolkov A.V. [2007]. A Distributed Data Recording System as a Basis for Modern Seismic Research Technologies // 69th EAGE Conference & Exhibition, London, Abstracts P187.
12. Sagaydachnaya O.M., Salnikov A.S., Vershnin A.V., Sagaydachny A.V., Shmykov A.N. [2010]. Seismic Channel Basic Characteristics for Weak Signal Registration by Point Group of Geophones // 72th EAGE Conference & Exhibition, Barcelona, Abstracts P292.

ПОЛЕВЫЕ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫЕ КОМПЛЕКСЫ ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ



Система телеметрическая сейсморегистрирующая

ПРОГРЕСС - TZ



- 10560 каналов в реальном времени с периодом дискретизации 2 мс

- Возможность использования одной системы как на суше, так и в переходных зонах

- Малый вес и энергопотребление полевого оборудования

- Полная совместимость с полевым оборудованием предыдущего поколения

- Простота использования программного обеспечения

- Возможность самостоятельной установки и обновления ПО

- Полный набор тестов для контроля и диагностики блоков полевого оборудования

- Гарантия 6 лет



СПЕЦИАЛЬНОЕ КОНСТРУКТОРСКОЕ БЮРО СЕЙСМИЧЕСКОГО ПРИБОРОСТРОЕНИЯ

Россия, 410019, г.Саратов, ул. Крайняя, 129, тел.: (8452) 64-09-51; 69-25-37, факс: (8452) 27-21-01; 64-14-52
skbsp@skbsp.ru | www.skbsp.ru

СТС «Прогресс-ТЗ» как инструмент наземной сейсморазведки для ускоренного технического переоснащения ОАО «Узбекгеофизика»

Бабаджанов Т.Л., Ким Г.Б., Липидус В.Я., ОАО «Узбекгеофизика», г.Ташкент
Тарасов Н.В. ОАО «СКБ СП», г.Саратов

В настоящее время сейсморазведка 2Д остаётся ведущим поисковым методом при разведке нефтегазовых месторождений в Республике Узбекистан. Ежегодно этим методом выполняется порядка 10 тысяч погонных километров профилей во всех нефтегазоносных регионах Узбекистана.

Однако технических средств, необходимых для выполнения сейсморазведочных работ, у предприятия недостаточно. Парк используемой аппаратуры в значительной степени изношен физически и морально устарел. До сих пор для выполнения работ 2Д используются сейсмостанции ряда «Прогресс» предыдущего поколения. Во многом, столь длительный срок их эксплуатации объясняется высокой эксплуатационной надёжностью данных сейсмостанций, а также высокой квалификацией специалистов группы технической поддержки электронной аппаратуры ОАО «Узбекгеофизика».

С 2003 года начато постепенное внедрение и производство компьютеризированных сейсмостанций с линейным разделением каналов типа «Прогресс-Л». Приобретённый навык работы и обслуживания компьютеризированных сейсмостанций позволил в короткий срок освоить и запустить в производственный режим новую телеметрическую сейсмосистему «Прогресс-Т2» с шестиканальными блоками сбора данных.

В конце прошлого года СКБ СП выпустило в промышленную эксплуатацию новую телеметрическую сейсморегистрирующую систему «ПРОГРЕСС-ТЗ» с трёх канальными наземными блоками сбора данных (рис. 1). Данная сейсмосистема разработана для проведения работ как на суше, так и в переходных зонах. Сейсмосистема «ПРОГРЕСС-ТЗ» предназначена для регистрации в реальном времени геофизической информации более чем с десятью тысячами активными каналами. Создание телеметрической сейсморегистрирующей системы «Прогресс-ТЗ» - это новая ступень в развитии Российского геофизического приборостроения.

Руководством ОАО «Узбекгеофизика» было принято решение о проведении испытаний сейсмосистемы «Прогресс-ТЗ» на сложных площадях Амударьинской впадины. В соответствии с Соглашением, заключённым между ОАО «СКБ СП» и ОАО «Узбекгеофизика», в начале текущего года СКБ СП предоставило необходимый комплект геофизического оборудования, предназначенный для решения задач опытной отработки профилей по методике 2Д.

В процессе опытной отработки профилей применялось продольное профилирование по методике 2Д с реализацией 75-90-кратной системы наблюдения с симметричной расстановкой длиной 4475м с использованием 150-180 активных каналов при шаге ПВ и ПП 25м с группированием 12СП на базе 55м. Для возбуждения колебаний использовалась группа сейсмовибраторов СВ-30/120М на базе 75 м с 6-8 накоплениями и длительностью свип-сигнала 10с, частотой 14-70Гц, при общей длине записи 14с и интервале дискретизации 2мс.

Результаты опробования сейсмосистемы «ПРОГРЕСС-ТЗ» признаны положительными. При этом отмечена дополнительная информативность временных разрезов на участках со сложным строением, которая связана с повышением соотношения сигнал-помеха до 4 раз и увеличением значения коэффициента когерентности сейсмических сигналов примерно в два раза. Это значительно улучшило надёжность корреляции целевых волн со снижением её погрешности с 35мс до 25мс и, соответственно, уменьшило погрешность структурных построений с 45м до 10м.



ПОЛЕВЫЕ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫЕ
КОМПЛЕКСЫ
ОБМЕН ОПЫТОМ



В результате, удаётся с большой достоверностью определять глубину залегания структур и их амплитуду на этапе подготовки к бурению при разведке малоамплитудных и сложнопостроенных объектов в пределах Амударьинской впадины. Построенные при обработке временные разрезы соответствуют самым высоким требованиям по качеству и разрешённости сейсморазведочных данных. Фрагмент временного разреза, полученного по материалам, зарегистрированным сейсмосистемой «ПРОГРЕСС-Т3», приведён на рисунке 2.

Запас прочности, заложенный разработчиками в полевые модули, а также надёжность центрального регистрирующего комплекса сейсмосистемы «Прогресс-Т3» позволили изготовителю на начальном этапе выпуска принять решение о шестилетней гарантии на сейсмосистему.

Успешная эксплуатация сейсморегирующей аппаратуры во многом зависит от оптимального и эффективного функционирования системы сервисного обслуживания предприятия и, соответственно, от оснащённости соответствующих служб геофизического предприятия вспомогательным оборудованием, предназначенным для быстрого восстановления, в случае необходимости, работоспособности аппаратуры.

В СКБ СП разработаны и сертифицированы ряд специальных стендов, а также соответствующее программное обеспечение, которые применяются не только для регулировки и испытаний в процессе выпуска сейсморегирующей аппаратуры, но и поставляются геофизическим предприятиям для проведения операций контроля параметров и обнаружения неисправностей непосредственно в полевых условиях, либо в центрах по обслуживанию сейсморегирующей аппаратуры.

Программное обеспечение работает под управлением операционной системы Windows 2000, XP (лицензионный вариант) и поэтому восстановление программного обеспечения в случае неординарных ситуаций может быть

оперативно выполнено специалистами геофизического предприятия.

Следует отметить тот факт, что программное обеспечение всегда доступно на сайте СКБ и его можно скачать бесплатно.

Очевидно, что для поддержки аппаратуры в исправном состоянии и проведения операций технического контроля перед началом полевых сезонов и в процессе эксплуатации сейсмосистем, требуются знания высокого уровня и, соответственно, должна быть проведена целевая подготовка специалистов.

В ОАО «Узбекгеофизика» создана группа технической поддержки специалисты которой прошли обучение в специализированном учебном центре Саратовского отделения ЕАГО, где получили навыки диагностирования и обслуживания блоков наземного и бортового комплексов аппаратуры современных телеметрических сейсмосистем. Таким образом, в ОАО «Узбекгеофизика» были созданы условия для успешного внедрения в практику выполнения сейсморазведочных работ современных сейсморегирующих комплексов.

Для решения задачи ускоренного технического переоснащения ОАО «Узбекгеофизика» современными системами регистрации геофизической информации и с учётом положительных результатов опробования СТС «Прогресс-Т3», следующим шагом руководства ОАО «Узбекгеофизика» стало принятие решения о приобретении нескольких базовых сейсмосистем «Прогресс-Т3», предназначенных для решения задач сейсморазведки в варианте 2Д. В дальнейшем, для реализации более сложных профильных и площадных систем наблюдения предполагается докомплектовать базовые сейсмосистемы дополнительным оборудованием наземным оборудованием.

На наш взгляд, такой мягкий подход к перевооружению геофизического предприятия современным сейсморегирующим оборудованием, особенно в кризисное время, позволит решить эту задачу экономически наиболее выгодно.

Мы выбираем, нас выбирают

Кармазин Д.В., ОАО «Нижневартовскнефтегеофизика»

Выбор Заказчиком геофизического предприятия для выполнения сейсморазведочных работ во многом определяется наличием и качественным уровнем сейсморегистрирующего оборудования, имеющегося у геофизического предприятия.

Компания ООО «Востокгеофизика» приобрела два телеметрических сейсморегистрирующих комплекса «Прогресс - Т2» в 2008г. Изготовитель сейсморегистрирующего комплекса «Прогресс - Т2» - ОАО «СКБ СП» (г.Саратов). Являясь продуктом российского производства, сейсмостанция полностью адаптирована к суровым условиям резко континентального климата районов, в которых ведется большая часть поисков углеводородов.

На момент покупки сейсморазведочная станция являлась современным, доступным и, главное, качественным продуктом. Технические характеристики «Прогресс - Т2» отвечают всем требованиям заказчика, выставляемым при проведении сейсморазведочных работ 2D.

ОАО «СКБ СП» дает пятилетнюю гарантию на свою продукцию. В случае неполадок в оборудовании (что случается крайне редко), сервисный ремонт производится в кратчайшие сроки, поскольку нет необходимости заказывать запасные части за границей. Так же возможен оперативный выезд специалиста сервисного центра на площадь работ, для наладки станции непосредственно в полевых условиях.

Весь интерфейс программного обеспечения выполнен на русском языке, что значительно упро-

щает настройку и последующую работу на станции. При появлении вопросов к программному обеспечению есть возможность напрямую связаться с разработчиком этого ПО и дистанционно (по средствам интернета) решить возникшую проблему. На сайте компании регулярно обновляется программное обеспечение, которое несложно скачать и установить на сейсмостанцию без применения электронных ключей и лицензий, что очень удобно.

Наша компания проводила работы на нескольких участках, удаленных друг от друга на большое расстояние. Перевозка сейсмостанции производилась по дорогам низкого качества на автомобиле «Урал». Монтаж оборудования сейсмостанции в «кунг» автомобиля «Урал» производился специалистами СКБ СП по спроектированной ими технологии. При переездах оборудование сейсмостанции испытывало длительные вибрационные нагрузки, что никак не повлияло на работу всего электронного оборудования.

При проведении летних работ сейсмостанцию необходимо было установить на гусеничный вездеход. Компактные размеры оборудования станции позволили удобно разместить его в гусеничном вездеходе МТЛБ-У. Станция неприхотлива к перепадам влажности и температур, компьютер станции имеет пылезащищенный корпус.

При отсутствии источника электропитания (220В) или при невозможности использования малогабаритных, переносных электростанций, ввиду излуче-

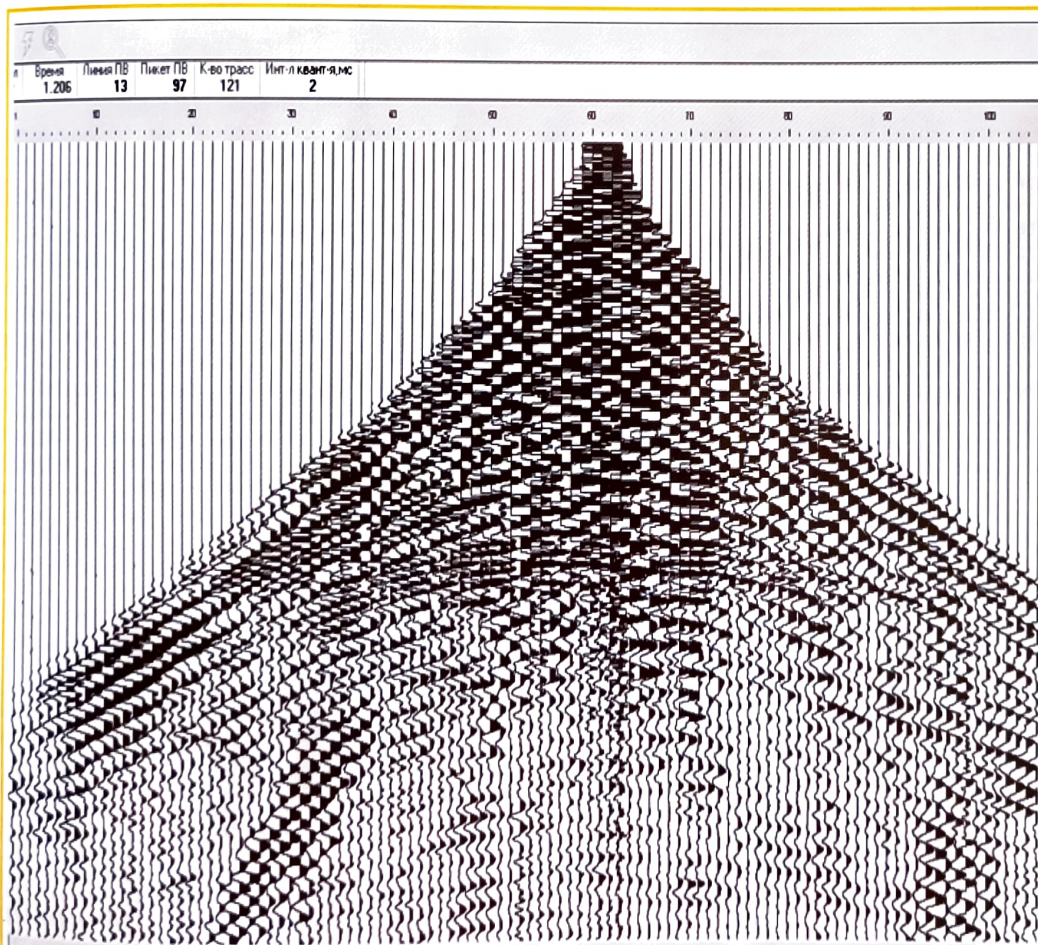


Рис 1. Пример сейсмограммы с оценкой качества 1

ПОЛЕВЫЕ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫЕ
КОМПЛЕКСЫ
ОБМЕН ОПЫТОМ



Характеристики		Прогресс – Т2	SN 408UL
1	2	3	
	Управляющий компьютер		
Формат записи	SEG-D (демультиплексный)	SEG-D (демультиплексный)	
Компьютер	IBM PC совместимый компьютер в пром. исполнении с высокоразрешающими цветными мониторами	Laptop или настольный компьютер с высокоразрешающими цветными мониторами	
Операционная система	Windows – 2000, XP	Unix	
Носители информации	CD-RW, DVD-RW, MOD, Стример, CD3490, CD3590	-CD490E -CD590	
Шаг квантования, ms	0,5; 1; 2; 4.	0,25; 0,5; 1; 2; 4.	
Максимальное число каналов	9600 – 4ms 4800 – 2ms 2400 – 1ms 1200 – 0,5ms	Не ограничено	
Максимальное число линий	256	Не ограничено	
Максимальное число активных каналов в линии	1200 – 4ms 600 – 2ms 300 – 1ms 150 – 0,5ms	2000 – 2ms	
Емкость коммутатора ОГТ	Равна числу каналов	Равна числу каналов	
Максимальное время сбора данных	100 – 4ms 100 – 2ms 100 – 1ms 100 – 0,5ms	128 – 4ms 64 – 2ms 32 – 1ms 16 – 0,5ms 8 – 0,25ms	
Максимальная длина записи	99s – 4ms 99s – 2ms 99s – 1ms 99s – 0,5ms	99s – 4ms 64s – 2ms 32s – 1ms 16s – 0,5ms 8s – 0,25ms	
Интервал между приемными группами	25 – 150м	30 – 110м	
Максимальное расстояние между линиями (без повторений)	330 м	300м (ST кабель)	
Точность старта сбора данных (относительно To)	<20 микросекунд	<20 микросекунд	
Возможности обработки	-Корреляция до и после суммирования -Только суммирование -Взвешанное суммирование -Редактор импульсных помех	-Корреляция до и после суммирования -Только суммирование -Взвешанное суммирование -Редактор импульсных помех -Одновременная работа с двумя источниками Slim свип	
Тестовые возможности:			
-Аппаратурные тесты	-Шум и смещение нуля -Нелинейные искажения -Реакция на импульсное воздействие -Взаимные влияния	-Шум и смещение нуля -Нелинейные искажения -Реакция на импульсное воздействие -Взаимные влияния	
-Полевые тесты	-Напряжение аккумулятора -Микросейсмы -Сопротивление -Наклон -Взаимные влияния -Изоляция	-Напряжение аккумулятора -Микросейсмы -Сопротивление -Наклон -Взаимные влияния -Изоляция	
-Воспроизведение	-Твердая копия на плоттере -Фиксированное усиление, линейное усиление или АРУ -ФВЧ -ФНЧ -Режекторный фильтр	-Твердая копия на плоттере -Фиксированное усиление, линейное усиление или АРУ -ФВЧ -ФНЧ -Режекторный фильтр	



ПОЛЕВЫЕ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫЕ КОМПЛЕКСЫ ОБМЕН ОПЫТОМ

Характеристики блока сбора данных		
АЦП	24 разряда (23+знак)	24 разряда (23+знак)
Число каналов на блок	6	1
Максимальный входной сигнал	2.1 V RMS	1.6 V RMS
Общий динамический диапазон	143dB	140dB
Нелинейные искажения	0.0005%	0.0003%
Эквивалентный выходной шум	<150nV RMS (G=48dB)	<620nV RMS (G=1600dB)
Идентичность каналов	<0,1%	<0,1%
Взаимные влияния	>100dB	>130dB
Подавление синфазных помех	>100dB	>110dB
Фильтры	ФВЧ, ФНЧ, Режекторный фильтр	ФНЧ
Рабочее напряжение питания	От 18 до 70 В пост. тока	От 27 до 50 В пост. тока
Потребляемая мощность	166mV	140mV
Число каналов запитанных от одного блока питания	84 канала	48 каналов
Возможность питания полевых блоков из ЦРК	Есть (до 120 каналов)	Нет
Диапазон рабочих температур	-40 to +70 град.С	-40 to +70 град.С
Влагозащищенность	Влагозащищенный корпус	Влагозащищенный корпус

Характеристики кабелей

Длинный кабель:		
-Диаметр	11мм	6,5мм
-Вес	5кг на 55 м. между выводами датчиков	2,585кг на 55 м. между выводами датчиков
Поперечный кабель:		
-Диаметр	10мм	6,5 мм
-Вес	10,3 кг на 100 м.	4,7 кг на 100м.
-Длина	до 330м.	до 300м.
Кабель расширения:		
-Диаметр	10мм	6,5 мм
-Вес	10,9 кг на 100 м.	4,7 кг на 100м.
-Длина	до 330м.	до 300м.

ния ими вибрационных помех, есть возможность автономной работы сейсмостанции от аккумуляторов. Поскольку электронное оборудование сейсмостанции обладает низким энергопотреблением, время автономной работы от аккумуляторов (СТ-190) составляет 8 – 10 часов.

Подготовка станции к работе занимает считанные минуты и зависит, в основном, от времени загрузки операционной системы компьютера. После загрузки системы и открытия программы регистрации сейсмостанция готова к работе. При проведении работ, на мониторе в реальном времени непрерывно отображаются микросейсмы, благодаря чему есть возможность следить за уровнем шумов каждой группы сейсмоприемников, что очень удобно при работе в промышленных зонах и вблизи автомобильных дорог, в присутствии нерегулярных помех, связанных с движением транспорта и т.п. После регистрации сейсмограммы выводятся на экран монитора и на плоттер, что позволяет оператору сразу оценивать качество материала.

Все наземное оборудование имеет достаточно низкий порог рабочих температур, что благоприятно сказывается на производительности в зимний период. Имея прочный, влагозащищенный корпус, оборудование достаточно неприхотливо в обращении и стабильно работает как зимой, при низких температурах, так и в весенний период, в условиях высокой влажности окружающей среды (полевые блоки, при необходимости, можно погружать в воду). Все соединения и стыки выполнены качественно и протестированы на климатической установке в процессе изготовления системы.

стированы на климатической установке в процессе изготовления системы.

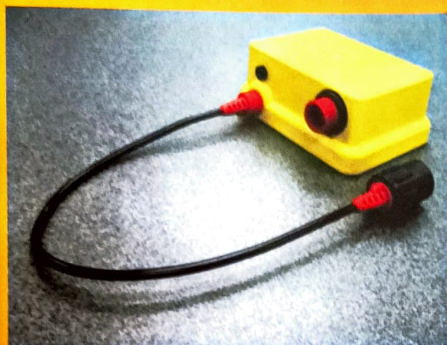
Компания «СКБ СП» не стоит на месте и с каждым годом совершенствует производимую ими аппаратуру и оборудование. Так очередная модернизация станции «Прогресс – Т2» позволила увеличить число активных каналов и обеспечила возможность использовать вместо промышленного компьютера практически любой компьютер или ноутбук, что существенно облегчает ремонт и модернизацию управляющего компьютера.

Мы провели сравнение двух сейсмостанций, отечественного и зарубежного производства – «Прогресс-Т2» и SN 408UL. Результаты сравнения приведены в табл. 1.

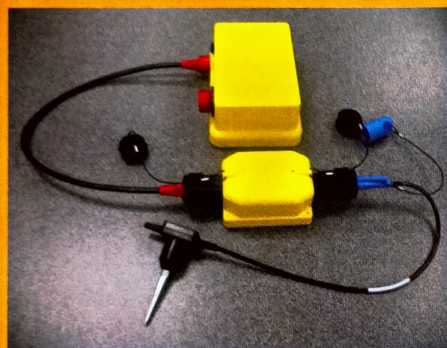
Из данных, приведенных в табл. 1, видно, что отечественная сейсморегирующая система «Прогресс-Т2» по своим параметрам не уступает, а в ряде случаев и превосходит зарубежную систему. Ко всему выше сказанному следует добавить, что материалы, получаемые с помощью системы «Прогресс-Т2», имеют среднюю оценку качества 0,98 (см. рис. 1).

Мы очень довольны, что в свое время сделали правильный выбор в пользу отечественной сейсморегирующей системы, получив в свое распоряжение современное оборудование при существенной экономии денежных средств. Это оборудование позволяет нам удовлетворять все требования Заказчиков работ и обеспечивать их высококачественными результатами сейсмических наблюдений.

ГАЛЕРЕЯ НОВИНОК



Аккумуляторный блок GSR



GSR с присоединенными к нему группой геофонов и аккумуляторным блоком



Регистратор данных GSR

Сейсмический регистратор
GEOSPACE (GSR)

**Бескабельная система сбора
и хранения данных**

ООО "ОЙО-Гео Импульс Интернэшнл"

Сейсмический регистратор GSR предназначен для записи сейсмических данных без использования кабелей. Автономный блок включает в себя от 1 до 4 каналов 24-битовой оцифровки, встроенный высокочувствительный GPS-приемник, встроенный генератор тест-сигнала, до 4 Гбайт энергонезависимой памяти на канал для надежного хранения данных и высокоскоростной порт для передачи данных. Прибор смонтирован в герметичном корпусе, снабженном разъемом для ввода данных/программирования, а также разъемом, через который происходит выведение записанных данных. Этот разъем также служит для присоединения аккумулятора большой емкости.

Отличительные особенности:

- 24-битовый регистратор цифровых данных
- Встроенный GPS-приемник и синхронизируемые часы
- Встроенный генератор тест-сигнала для тестирования геофонов
- Хранение данных на флэш-карте
- Возможность вести непрерывную запись в течение длительного времени, до 30 суток
- Идеально подходит для проектов, связанных с непрерывной записью данных в районах, удаленных от населенных пунктов
- Возможность наращивания системы до более 50 000 каналов

Тесты, проводимые системой GSR

Система GSR может проводить тестирование работоспособности цепи каждого сейсмического канала и датчиков-геофонов. Пользователь на свой выбор задает программу тестирования – частичную или полную. По желанию пользователя, можно вывести либо все результаты тестирования, либо только данные о неполадках. Собираемые и используемые для анализа данные записываются во флэш-память GSR. При проведении нижеперечисленных тестов программа автоматически управляет переключателем вводов каналов и параметрами генератора тест-сигналов. Все тесты проводятся с использованием текущих выставленных значений частоты дискретизации и коэффициента усиления предварительного усилителя.

- Гармонические искажения
- Точность усиления
- Отклик на импульс
- Подавление синфазного сигнала
- Эквивалентный входной шум
- Полное сопротивление и суммарные гармонические искажения геофонов
- Шум приемника
- Омическое сопротивление геофонов
- Мгновенный динамический диапазон системы
- Рассеянный импульс

Система управлениями данными GSR GeoRes-XTC

Система **GeoRes-XTC** включает два программных модуля:

GeoReaper выполняет программирование блоков перед их установкой на местности. Выставляются такие параметры как интервал дискретизации, коэффициент предварительного усиления, режим записи, параметры тестирования и т.д. С помощью Ethernet данные передаются в Модуль переноса данных (DTM) и высокоскоростной ПК.

GeoMerge позволяет системе считывать и импортировать все три главные компоненты SPS (записи R, S и X). Этот программный модуль объединяет все данные, полученные с GSR, в файлы SEG-D или SEG-2 в зависимости от записи X SPS (файл перекрестных ссылок, сортируемый в том же порядке, что и файл источника "S"), и превращает всю информацию о широте и долготе в те же координаты, которые используются в файлах SPS. Эти данные затем переносят в полевую базу данных (память RAID) и/или на твердый носитель (лента, диск и т.д.).

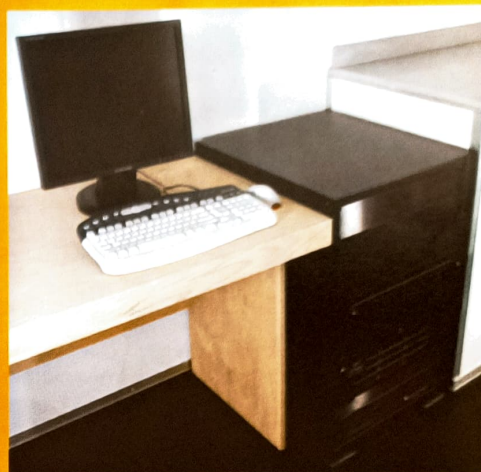
Система GeoRes-XTC совместима с SPS-файлами, полученными третьими сторонами.



ОЙО-ГЕО Импульс Интернэшнл

450001, Р. Башкортостан,
г. Уфа, ул. Кировоградская, 36
Тел.: (347) 223-91-53; 282-39-73
Факс: (347) 223-73-44
E-mail: geoimp@ufanet.ru

ГАЛЕРЕЯ НОВИНОК



Высокоскоростной компьютер GeoRes-XTC



Модуль переноса данных (DTM)

Бескабельная телеметрическая сейсморегистрирующая система

SCOUT



Ethernet



Встроенный Wi-Fi
модуль для беспроводной
передачи данных

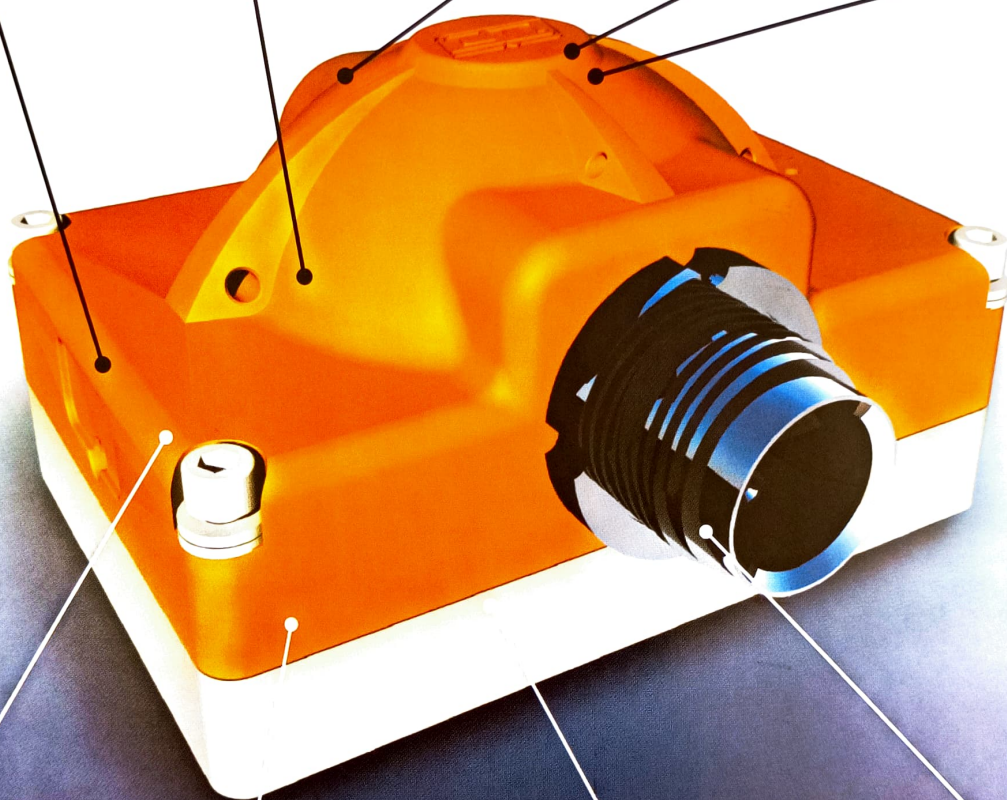
GPS

Система GPS (высоко-
точная синхронизация
по времени и определение
координат)

Встроенный датчик Холла
для управления питанием

Энергонезависимая
Flash память до 32Gb

Высокоскоростной порт
Ethernet



Гибкая система
расписания работ

Прочный герметичный
корпус

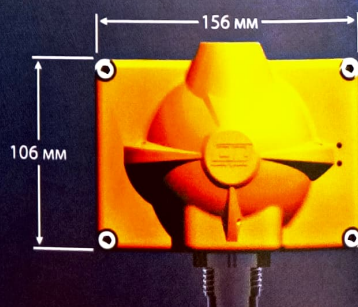
Встроенная аккумулятор-
ная батарея для длительной
автономной работы

Разъем для подключения
геофонов



88 мм

IV квартал 2010



106 мм

156 мм

СПЕЦИАЛЬНОЕ КОНСТРУКТОРСКОЕ БЮРО СЕЙСМИЧЕСКОГО ПРИБОРОСТРОЕНИЯ

Россия, 410019, г.Саратов, ул. Крайняя, 129, тел.: (8452) 64-09-51; 69-25-37, факс: (8452) 27-21-01; 64-14-52
skbsp@skbsp.ru | www.skbsp.ru

Сейсмостанция Прогресс-Т2. Опыт работы в условиях Крайнего Севера и срединной части России

Рошмаков Ю.В., Столбова Т.А., ОАО «Пермнефтегеофизика», г.Пермь

В настоящее время на российском геофизическом рынке сложилась достаточно определенная тенденция, когда заказчики полевых работ ставят сервисным компаниям в качестве непременного условия обязательное использование импортной аппаратуры и оборудования. Ничуть не умаляя достоинства зарубежной техники, хотим, тем не менее, сказать несколько слов в защиту отечественного производителя, рассмотрев в качестве примера работу телеметрического комплекса Прогресс-Т2, производства ОАО «СКБ сейсмического приборостроения» (г. Саратов).

ОАО «Пермнефтегеофизика», отметившее в этом году свое 60-летие, выполняет сейсморазведочные работы в самых различных регионах России: Пермский край, Республика Коми, Удмуртская Республика, Архангельская, Свердловская, Кировская и Самарская области. Располагая самыми современными и наиболее востребованными на сегодняшний день цифровыми регистрирующими системами (428 XL Sercel, 408 UL Sercel, InPut/OutPut), «Пермнефтегеофизика»

имеет в своем арсенале, в том числе, и отечественный телеметрический комплекс Прогресс-Т2 и уже на протяжении 3-х лет успешно его использует.

Так, например, в зимнем полевом сезоне 2009-2010 г.г. были проведены полевые сейсморазведочные работы МОГТ-2Д в Заполярном р-не Ненецкого Автономного округа. Общая протяженность профилей составила 400 погонных километров, 360 из которых отработаны вибраторами и 40 буровзрывным способом. Использование комбинированного источника (взрыв-вибро) было продиктовано особенностями строения верхней части разреза исследуемой площади. Повсеместно, практически сразу от уровня дневной поверхности, присутствовал слой многолетней мерзлоты мощностью от 2 до 6 м. Это обстоятельство создало определенные проблемы с бурением взрывных скважин - быстрый износ бурового инструмента, снижение производительности работ и, как следствие, резкое увеличение затратной части проекта. В результате, по согласованию с Заказчиком, было при-



Рис. 1. Сейсмостанция Прогресс-Т2



Рис. 2. Группа вибраторов CB-20/150 МТК в работе

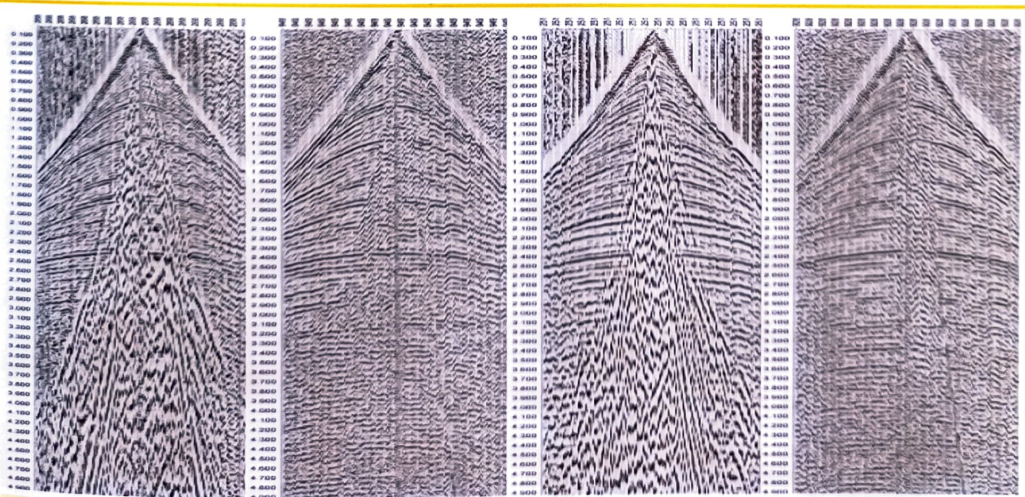


Рис. 3. Сопоставление сейсмограмм, полученных в различных поверхностных условиях разными типами источников
а) взрывной источник (Нскв.=12 м, Qзар. = 3.0 кг) – зона распространения мерзлоты – тундра
б) группа из 4-х вибраторов (ЛЧМ 8-90 Гц, 6 возд.) – зона распространения мерзлоты – тундра
в) взрывной источник (Нскв.=12 м, Qзар. = 1.0 кг) – зона отсутствия мерзлоты – лес
г) группа из 4-х вибраторов (ЛЧМ 8-90 Гц, 6 возд.) – зона отсутствия мерзлоты – лес

ПОЛЕВЫЕ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫЕ КОМПЛЕКСЫ
ОБМЕН ОПЫТОМ

нято решение об отработке основной части площади с помощью вибрационного источника.

При производстве работ была задействована телеметрическая сейсмостанция Прогресс-Т2 (рис. 1) и комплекс из 5 вибраторов СВ-20/150 МТК (рис. 2) производства ЗАО «Геосвип», оборудованных электронной системой управления «SweepMaster».

Несмотря на крайне суровые климатические условия - полярную ночь, частые метели, сильные ветра и морозы до -47°C, станция показала себя с самой лучшей стороны. Если в процессе отработки площади и случались проблемы, то в последнюю очередь они касались аппаратуры и оборудования. На протяжении всего зимнего сезона станция работала без сбоев. Получен материал высокого качества, позволяющий успешно решить поставленную Заказчиком геологическую задачу (рис. 3., рис. 4.).

Как показали проведенные исследования, применение виброисточников в условиях данного разреза вполне оправдано. Материалы, получаемые при отработке вибраторами и буровзрывным способом, полностью идентичны и очень хорошо между собой коррелируются. Определенные опасения вызывал слой многолетней мерзлоты и его возможное влияние на регистрируемую волновую картину. Однако при прохождении участков тундры, где мерзлота повсеместно распространена, качество материала не только не ухудшается, но, даже, в отдельных случаях, превосходит материал, полученный традиционным бурением.

Заметим попутно: использование комбинированного источника для ОАО «Пермнефтегеофизика» - давно сложившаяся практика. На протяжении последних нескольких лет отработан ряд площадей в самых различных по своему географическому положению и геологическому строению районах. И так уж сложилось, что в одном из самых трудоемких, с точки зрения исполнения, проектов, выполненных на территории Пермского края (Кондасская площадь), также участвовала сейсмостанция Прогресс-Т2.

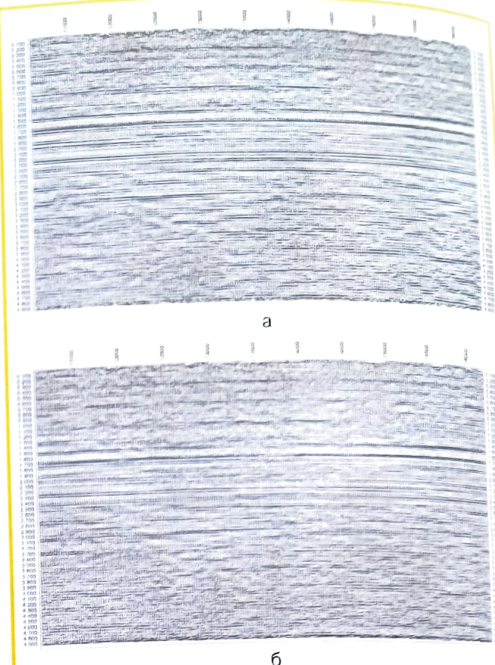


Рис. 4. Отработка одного и того же участка профиля 1210m15 разными типами источников (по результатам экспресс-обработки)
а) взрывной источник (Нскв.=12 м, Qзар. = 3,0 кг)
б) группа из 4-х вибраторов (ЛЧМ 8-90 Гц, 6 возд.)

Согласно геологическому районированию Кондасская площадь отнесена к малоблагоприятной для проведения сейсмических исследований зоне. Кроме того, 40% всей площади работ приходится на акваторию Камского водохранилища, а сухопутная часть площади представляет собой частично заболоченную и залесенную почти на 80%, холмисто-увалистую равнину, расчлененную речными долинами и оврагами. Перечисленные орогидрографические особен-

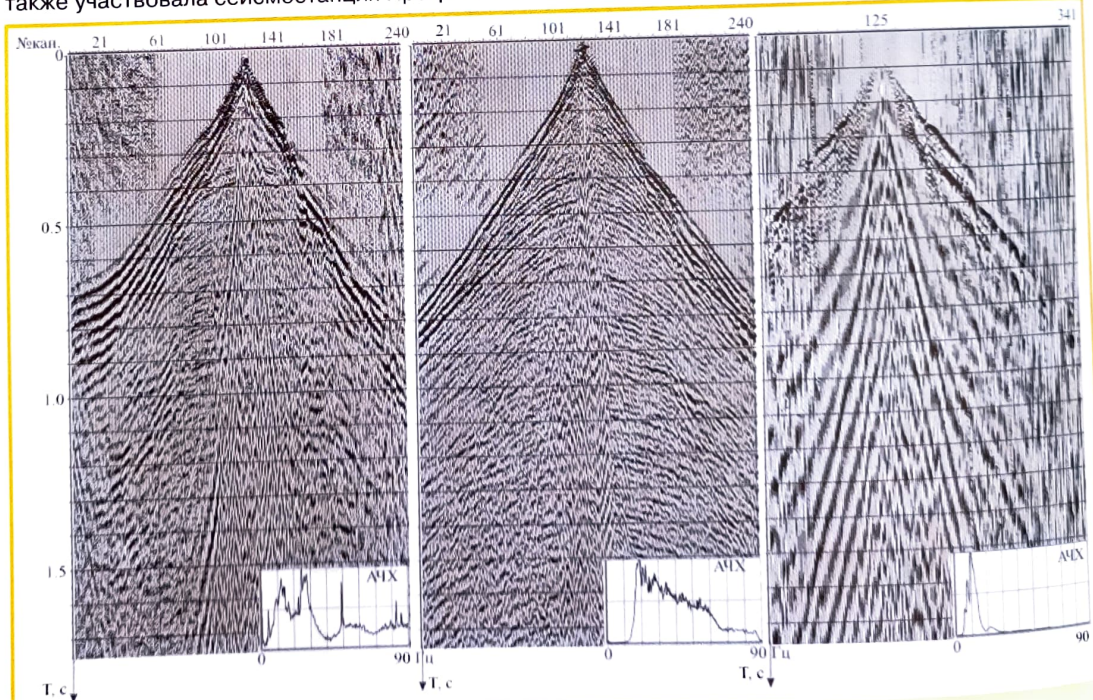


Рис. 5. Сейсмограммы ОПВ, зарегистрированные сейсмостанцией Прогресс Т2 от разных типов источников:
а) взрывной источник в сухопутной зоне - пр. 1208к32, пк 63;
б) группа из 4-х вибраторов - пр. 1208к27, пк 67;
в) взрывной источник по технологии донной сейсморазведки - пр. 1208К34, пк 96

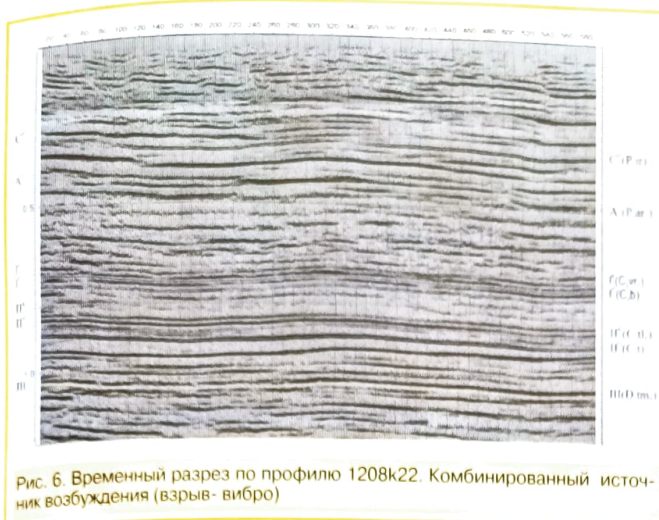


Рис. 6. Временной разрез по профилю 1208k22. Комбинированный источник возбуждения (взрыв-вибро)

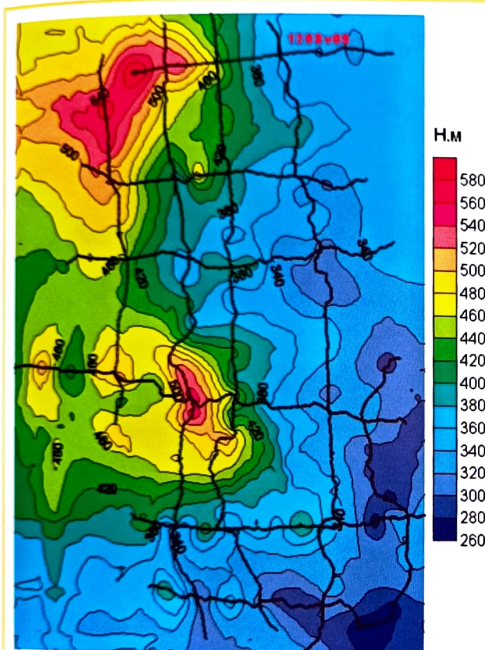


Рис. 7. Схема обработки профилей и рельеф местности Восточный л.у

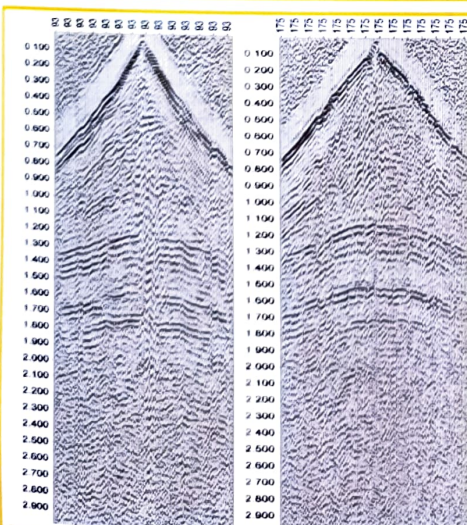


Рис. 8. Полевые сейсмограммы, полученные в различных поверхностных условиях (ПР 1208v09, Восточный л.у.)
а) - ПР 1208v09, ПК 93, Н=344 м;
б) - ПР 1208v09, ПК 175, Н=500 м

ности местности обусловили нетрадиционный подход к методике полевых работ. Впервые в практике проводимых исследований были применены 4 различных вида сейсморазведки:

- классическое профилирование МОГТ-2Д с использованием виброисточников при проведении работ на равнинных участках площади [1];
- взрывы в скважинах по экологосберегающей технологии [2] при прохождении труднодоступных залесенных и заболоченных территорий;
- взрывы зарядов сверхмалого веса, размещаемых в скважинах ниже иловой зоны дна водоема («донная сейсморазведка») при отработке транзитных зон и мелководных участков водохранилища

[3];

- речная сейсморазведка с использованием в качестве источника возбуждения пневмопушек при проведении работ на открытых водных пространствах [4].

Во всех случаях, за исключением работ по методике речной сейсморазведки, в качестве регистрирующей системы была задействована сейсмостанция Прогресс-Т2.

Специфика каждого способа исследований, а также разнообразные условия возбуждения и приема сейсмических колебаний, предопределили сложность увязки и сведения в единый массив получаемого полевого материала, т.к. пришлось иметь дело с различными по природе сигналами (рис. 5.). Тем не менее, в результате обработки были получены информативные, динамически выраженные временные разрезы (рис. 6.).

В результате проведенных сейсморазведочных работ получены данные, позволившие уточнить строение высокоамплитудной Зырянской структуры (амплитуда - 122 м, размеры - 32,5 км²), перспективы которой, по аналогии с расположенными вблизи месторождениями (Шершевское, Архангельское), очень высоки [5]. А тот факт, что в получении исходного полевого материала был задействован комплекс аппаратуры и оборудования отечественного производства, вызывает чувство законной гордости.

Следуя заданной концепции изложения, хотелось бы привести пример обработки еще одной, не менее сложной и экзотичной площади, расположенной в пределах Западно-Уральской складчато-надвиговой зоны (Восточный л.у.). Здесь так же, как и в предыдущих случаях, использовалась сейсмостанция Прогресс-Т2 в комплексе с группой вибраторов СВ-20/150 МТК.

Абсолютные отметки рельефа в контуре отработываемого лицензионного участка колеблются в пределах от плюс 260 м в поймах рек и до плюс 590 м на вершинах холмов (рис. 7.) и это во многом предопределило характер и сложность проводимых работ.

В сейсмогеологическом отношении район крайне неблагоприятен для исследований: складчато-надвиговая тектоника, выход карбонатов на поверхность, низкое соотношение сигнал-шум – все это, в той или иной мере, сказалось на результатах работ. Традиционно считается, что в условиях такого разреза получить разрешенную волновую картину весьма проблематично. Тем

ПОЛЕВЫЕ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫЕ КОМПЛЕКСЫ ОБМЕН ОПЫТОМ

не менее, как показала практика, даже при обработке столь сложных площадей можно регистрировать кондиционный сейсмический материал (рис. 8.).

По результатам проведенных исследований получены высокоинформативные временные разрезы с хорошей прослеживаемостью основных отражающих горизонтов, выделяемых в палеозойской части разреза (рис. 9.). Поставленные геологические задачи успешно решены.

Определенный интерес представляют сравнительные результаты, полученные при обработке одного и того же участка различными типами сейсмостанций, в данном случае 408 UL Sercel и Прогресс-T2 (рис. 10.).

Обрабатываемые пикеты находились достаточно близко друг от друга, источник возбуждения – взрывной, условия приема-возбуждения идентичны. В первом случае (408 UL Sercel) использована технология группирования (5 скв., Нбур.=2,5 м, суммарный вес заряда $Q_{зар.}=1,0$ кг), во втором (Прогресс-T2) – обработка велась из одиночной скважины (Нбур.=7,5м, $Q_{зар.}=0,255$ кг). Как видно из приведенного рисунка, материал достаточно сопоставимый. Если при регистрации сейсмостанцией 408 UL Sercel наблюдается более широкий частотный диапазон записи, то при обработке сейсмостанцией Прогресс – T2 выше разрешенность записи. Понимая известную условность такого сопоставления (все-таки, это не один и тот же пикет возбуждения), следует признать – даже в условиях столь неблагоприятного в сейсмогеологическом отношении разреза, (а Михайловский и Восточный л.у. находятся в пределах одной и той же тектонической зоны) - отечественная станция и здесь показала себя неплохо.

Отдавая должное создателям и разработчикам телеметрической системы Прогресс-T2, хотелось бы, тем не менее, сказать и о недостатках, главным из которых является вес и громоздкость наземного оборудования. По этим параметрам данная модель уступает зарубежным аналогам. Но, жизнь, как известно, на месте не стоит, и, судя по имеющимся публикациям, новые разработки ОАО «СКБ сейсмического приборостроения» (Прогресс-T3 и Прогресс-T3 Portable) вполне сопоставимы с лучшими зарубежными образцами.

ЛИТЕРАТУРА:

1. ОАО «Пермнефтегеофизика», 2008: Проект на производство полевых и камеральных сейсморазведочных работ по технологии 2D на Кондасской площади.
2. Т.А. Столбова, В.Ф. Ланцев, Ю.В. Рошмаков, 2009, Экологосберегающая технология сейсморазведки в труднодоступных районах: Тех-

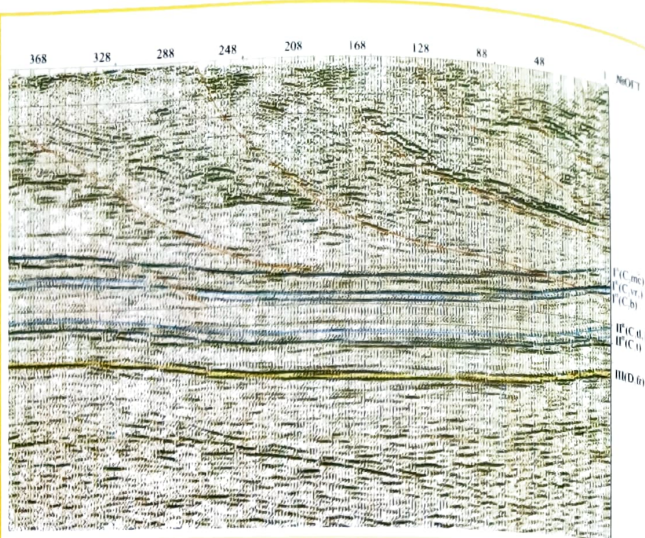


Рис. 9. Временной разрез по ПР 1208v09. Восточный л.у.

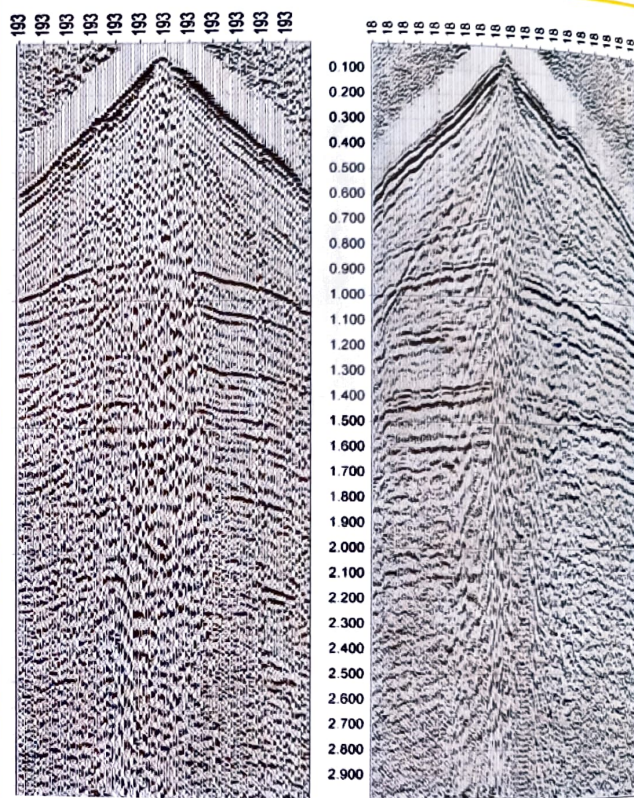


Рис. 10. Михайловская площадь. Сейсмограммы, полученные разными типами сейсмостанций в пределах одного лицензионного участка: а) 408 UL Sercel, б) Прогресс-T2

нологии сейсморазведки, 4.

3. Саловский В.А. и др., 2009, Донная сейсморазведка в Прикамье: Приборы и системы разведочной геофизики, 3.
4. Жгенти С.А. и др., 2009, Комплексная технология сейсморазведки транзитных зон с применением телеметрических систем семейства XZone ®: Приборы и системы разведочной геофизики, 3.
5. ЗАО «КамаОйл», ОАО «Пермнефтегеофизика», 2009, Отчет сейсмической партии 12 ОАО ПНГ: Поиск и подготовка к поисково-разведочному бурению нефтегазоперспективных объектов в палеозойских отложениях на Кондасской площади методом сейсморазведки 2D.

UNITE

Бескабельная сейсмическая регистрация



Система Unite разработана для упрощения полевых работ на сложном рельефе или в сложных поверхностных условиях.

Unite предлагает беспрецедентный уровень гибкости и контроля качества данных как в автономном, так и в инфраструктурном режиме с аналоговыми или цифровыми датчиками.

Выше производительность

- Сбор данных по беспроводному каналу связи не требующему лицензирования

Более четкое отображение среды

- Работа с геофонами и цифровыми датчиками 3-С

Улучшенный контроль качества

- Возможность беспроводного сбора данных контроля качества, и передачи данных в режиме реального времени



Ahead of the CurveSM

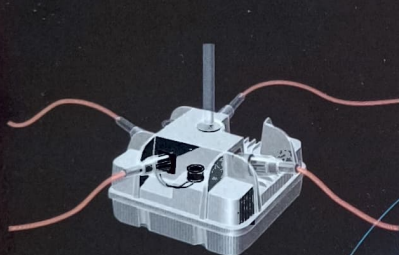
Nantes, France
sales.nantes@sercel.com

Houston, USA
sales.houston@sercel.com
www.sercel.com

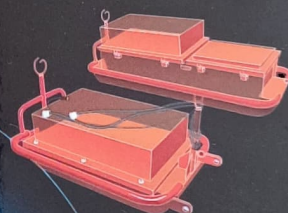
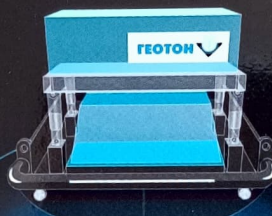
В любом месте. В любое время. Всегда.

ГРУППА КОМПАНИЙ «ГЕОСЕЙС» ПРЕДСТАВЛЯЕТ:

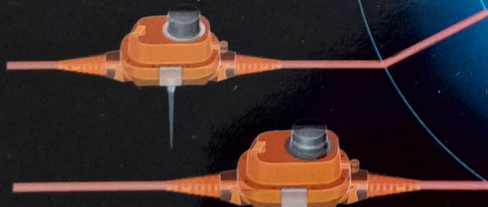
*Настоящий сейсмо-
РАЗВЕДЧИК должен быть
СНАРЯЖЕН И ОСНАЩЕН*



Аренда геофизического оборудования:
импульсные и вибрационные источники сейсмических
сигналов, сейсмостанции с наземной телеметрией,
сейсμοприемники.



Разработка и производство импульсных источников
сейсмических сигналов «Геотон» и «Геотон-6».
Гарантийное и сервисное обслуживание,
поставка запчастей.



Обучение обслуживающего персонала,
содействие по внедрению геофизического оборудования.

**ШТАБ ОПЕРАТИВНОЙ
ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ ПОМОЩИ**

ТЕЛ./ФАКС:
МОСКВА: (495) 694-1907
(495) 694-1997 / (495) 737-9285
ТЮМЕНЬ: (3452) 48-33-72

E-MAIL:
GEOSEIS@COL.RU
GEOTON@GEOTON.RU
GEOSEIS@GEOSEIS.LV

HTTP:
WWW.GEOTON.RU
WWW.GEOSEIS.INFO
WWW.GEOSEIS.LV