

ISSN 2074-8906

ПРИБОРЫ и СИСТЕМЫ РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ

ОБЩЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЕЖЕКВАРТАЛЬНЫЙ ЖУРНАЛ

ЯНВАРЬ-МАРТ

01/2014

Издаётся с 2002 г.

ТЕМА НОМЕРА:

Геофизика ВЧР

ТАКЖЕ В НОМЕРЕ:

- Электротомография в скважинном варианте
- Результаты опытно-методической работы с применением одиночных сейсмоприемников



Объединяя стихии...



XZone

ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИЕ
СИСТЕМЫ



Bottom Fish

ДЛЯ РАБОТ
НА МОРЕ



Marsh Line

ДЛЯ РАБОТ
В ТРАНЗИТНОЙ ЗОНЕ



Fly Lander

ДЛЯ РАБОТ
НА СУШЕ



353477 Россия, Краснодарский край, г.Геленджик, ул.Ручейная,8
т.:(86141)26615, ф.:(86141)26601
office@intromarin.ru, www.intromarin.ru

КОЛОНКА РЕДАКТОРА**Уважаемый читатель**

Главный редактор журнала П.А.Турлов

Наши партнеры

Логотипы организаций, финансово участвующих в издании этого номера журнала

ТЕМА НОМЕРА:**Геофизика ВЧР****МОИ УНИВЕРСИТЕТЫ**

Верхняя часть разреза и её роль при проведении сейсморазведочных работ 6
Крылатков С.М , Крылаткова Н.А., Крылевская А.Н.

ГЕОФИЗИКА ВЧР

Искажающее влияние неоднородностей ВЧР на сейсмическое изображение геологической среды15
Геништа А.Н., Кириллов С.А., Косовцев В.И., Лаврик А.С.

Изучение верхней части разреза с использованием технологий многоволновой сейсморазведки в применении к зонам развития вечной мерзлоты 20
Кузнецов В.М., Жуков А.П., Никонов Е.О., Буров Д.И., Гафаров Т.Н., Кусевич А.В.

Некоторые проблемные вопросы изучения и учета влияния верхней части разреза в сейсморазведке 31
Михеев С.И., Михеев Д.С.

Сравнение источников возбуждения при изучении верхней части разреза методом МПВ 42
Берешполец А.И., Гавшин А.Н., Чомахидзе З.Г.

Выявление тектонической активности соляных куполов на основе изучения свойств зоны малых скоростей 46
Пыхалов В.В.

«Приборы и системы разведочной геофизики»

Общероссийский научно-технический ежеквартальный журнал. Издается с 2002 г.

Учредитель
СРО МОО ЕАГО
Издатель
ООО «ИнформГеофиз-Сервис»
Директор
Турлов П.А.
Адрес издательства
410019, г. Саратов,
ул. Крайняя, д. 129
Тел. (8452) 64-14-32
Главный редактор
Турлов П.А.
paturlov@mail.ru

Выпускающий редактор
Кузнецов И.М.
Координатор проекта
Матвеев С.А.
Верстка
Мокроусов Д.В.
Обложка и оформление
Мокроусов Д.В.
Web сайт
psrgeo.ru
Тираж отпечатан
в типографии
ООО «Формат»
т.: (8452) 39-33-77

Тираж: 300 экз.
Подписано в печать
31.03.2014
Дата выпуска
15.04.2014
Издание зарегистрировано
в Министерстве РФ по делам
печати, телерадиовещания
и средств массовых коммуни-
каций за номером ПИ №77-7906
от 27.04.2001
Турлов П.А., составление, 2014
ООО «ИнформГеофизСервис»,
оформление, 2014

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

На обложке:
полевой модуль ТЕЛСС-403,
разработанный компанией
ООО "ГЕОСИГНАЛ"

ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ

Пневматические сейсмогенераторы серии «Альт»	51
Янченко Н.Л., Болдырева Т.Н.	
Опытное опробование бескабельной сейсморегистрирующей системы «Scout» в инженерной геофизике	55
Ларин С.В., Бондаренко Д.Н., Бучарский Б.В., Горячев В.В.	
Реальные преимущества телеметрических станций для исследования ВЧР	58
Мишин А.В., Семейкин Н.П., Трушков В.Н.	
Телеметрические системы ТЕЛСС-403, ТЕЛСС-ВСП - новые возможности изучения ВЧР	64
Федотов А.С., Федотов С.А.	
Результаты опытно-методической работы с применением одиночных сейсмоприемников ..	73
Абдуллаев В.А., Юсубов Н.П., Тарасов В.Н.	

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

Влияние результатов обработки данных сейсморазведки на качество геологической модели	78
Кириллов С.А., Косовцев В.И., Лаврик А.С., Самойлов А.В.	
Возможности обработки различных типов волн, регистрируемых в инженерной сейсморазведке	86
Белоусов А.В., Сергеев К.С., Сафиуллин Р.И.	
Особенности раскладки приемных систем XZone при проведении «бесшовной» ЗД съемки на шельфе Сахалина	94
Гуров А.Ю., Запорожец Б.В.	
Сейсмофациальный анализ среднедевонских отложений южного склона пугачевского свода	99
Артемов А.Е., Жильцова Е.В.	

ЭЛЕКТРОРАЗВЕДКА

Электротомография в скважинном варианте	111
Бобачев А.А., Стойнова А.М.	

НАШИ ПАРТНЕРЫ



Уважаемые коллеги!

■ Турлов П.А., СРО МОО ЕАГО, г.Саратов

Вы держите в руках первый выпуск нашего с вами журнала за 2014 г., посвященный вопросам, связанным с изучением верхней части разреза (ВЧР) земной коры. И то, что в первом номере журнала поднята именно эта тема, не случайно.

Поскольку данные о ВЧР при разведке глубоких границ обычно не имеют самостоятельной разведочной ценности, изучению поверхностных отложений при проведении сейсморазведочных работ уделяется, как правило, неоправданно мало внимания. Между тем, теоретическими и экспериментальными исследованиями доказано, что качество, надежность и достоверность результирующих временных и глубинных разрезов в значительной степени определяются тем, насколько правильно и обоснованно были рассчитаны введенные в исходные записи временные поправки за верхнюю часть разреза и поверхностный рельеф. И весьма символично то, что тематика первого выпуска журнала за 2014 г. касается того, с чего должны начинаться сейсмические работы – исследованию ВЧР.

Так уж сложилось, что статьи, предложенные авторами к публикации в этом номере, в основном касаются влияния ВЧР на результаты сейсморазведочных работ, методик исследования ВЧР и в меньшей степени аппаратуры, используемой для исследования ВЧР. И мы совершенно сознательно согласились с этим смещением акцента в содержании данного выпуска журнала, понимая всю важность проблем, поднятых авторами в предложенных ими материалах для публикации. Вместе с тем, из материалов

текущего выпуска совершенно очевидно, что ни одно из направлений, связанных с исследованиями ВЧР, не стоит на месте. И это настоящий повод для профессионального общения и уважения к профессии – ГЕОФИЗИК.

Не меньше поводов для уважения, на этот раз к профессии – ПРИБОРОСТРОИТЕЛЬ, дает представленная на страницах журнала реклама последних достижений в области геофизического приборостроения. Пользуясь случаем, выражаю благодарность нашим рекламодателям, чья финансовая поддержка, подобно роднику живительной силы, поддерживает существование журнала.

Обращаю внимание уважаемых читателей, что тема следующего, июньского номера журнала - «Современные бескабельные телеметрические технологии». Чрезвычайно интересная и актуальная тема! Редакция ожидает материалы до 15 мая. Пишите!

С уважением



П.А.Турлов

Главный редактор

Верхняя часть разреза и ее роль при проведении сейсморазведочных работ

■ Крылатков С.М., Крылаткова Н.А., Крылевская А.Н., УГГУ, г. Екатеринбург

Введение

Верхняя часть разреза (ВЧР) представляет собой наиболее сложную для изучения сейсмическим методом область геологической среды. В этой части разреза наблюдаются значительные изменения упругих параметров среды как по вертикали, так и по латерали.

В ВЧР наблюдаются горизонтальные, наклонные и почти вертикальные геологические границы, разделяющие эту область на слои и на блоки. Кроме того, практически повсеместно здесь присутствует так называемая зона малых скоростей (ЗМС). Такое строение верхней части разреза приводит к значительному искажающему влиянию ее на характер сейсмических записей от глубоких горизонтов.

В силу многообразного влияния зоны малых скоростей на регистрируемое волновое поле, при выполнении сейсмических работ проводятся специальные исследования для изучения ее строения. Недоучет влияния верхней части разреза на сейсмические материалы приводит к ошибкам и некачественным результатам. В то же время полноценный и объективный учет влияния ВЧР на регистрируемое волновое поле позволяет существенно повысить итоговое качество результатов сейсмических работ. Пример учета влияния ВЧР при получении временного разреза в МОГТ показан на рис.1.

При выполнении инженерно-сейсмических работ, целью которых является детальное изучение верхней части разреза, сложное строение ВЧР приводит к трудностям в выделении полезных волн и появляются погрешности и неодно-

значности в определении упругих свойств горных пород в этой части геологической среды.

Сейсмогеологическая характеристика ВЧР

Верхней частью сейсмогеологического разреза принято называть толщу песчано-глинистых отложений, возможно с прослоями карбонатных пород, которая залегает между поверхностью земли и первой сильной отражающей или преломляющей границей в коренных породах [2].

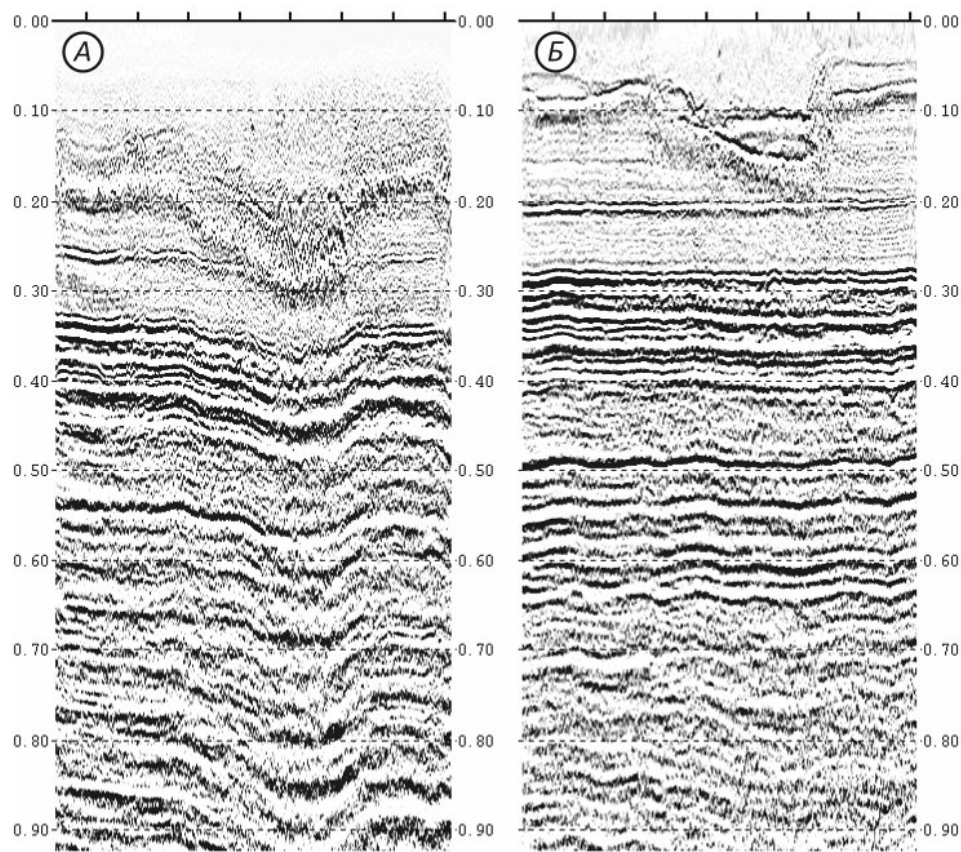
Мощность этой толщи в различных районах изменяется от первых метров до нескольких сотен (600-800) метров. Она характеризуется большой изменчивостью упругих свойств слагающих ее пород как в вертикальном, так и в горизонтальном направлении, а также наличием сильных сейсмических границ. При сейсмических исследованиях влияние этих факторов приводит к значительным искажениям полезной информации. Сейсмические параметры отдельных слоев ВЧР в целом зависят от глубины залегания, литологического состава, пористости, степени водонасыщения и возраста пород.

Верхний слой ВЧР, образованный слабо сцементированными, рыхлыми отложениями, называют зоной малых скоростей (ЗМС). При большой мощности этой зоны в его нижней части принято выделять зону пониженных скоростей (ЗПС).

Именно эти две зоны оказывают наибольшее влияние на характер наблюдаемого сейсмического волнового поля при изучении среды различными методами сейсморазведки.

Рис. 1.
Временной
разрез, в котором
проявляются
искажения,
обусловленные
сложным строением
ВЧР (а).

Временной
разрез по тому же
участку профиля (б),
полученный с учетом
поправок за ВЧР[1]



Зона малых скоростей (ЗМС) (в англоязычной литературе - **Low Velocity Layer - LVL**) находится в области современного геологического выветривания и накопления рыхлых четвертичных отложений и является резко гетерогенной средой. Процессы денудации образуют в ней поры и трещины, заполненные атмосферным воздухом, газами, водяными парами и водой. Эта зона, как правило, имеет мощность от 2 - 5 до 50 - 80 м. Для наиболее часто используемых в сейсморазведке продольных волн значения их скоростей в ЗМС обычно лежат в диапазоне от 0,08-0,1 до 1,5-1,7 км/с. С повышением степени увлажнения горных пород скорости продольных волн в них увеличиваются.

Согласно [2, 3] такие породы в ЗМС, как сухие пески, почва, торф, придонные иловатые отложения рек и озер, которые находятся на небольших глубинах, имеют сверхмалые значения скоростей про-

дольных волн (от 50 до 300 м/с). Ниже лежащие в разрезе увлажненные пески, супеси, суглинки, глины, галечники, илы, сильно выветренные коренные породы обладают малыми значениями скоростей упругих волн (от 300 до 1100 м/с). Влажные пески, песчано-глинистые породы, галечники, илы, выветренные коренные породы имеют пониженные значения скоростей (от 1100 до 1600 м/с). Наконец, пески, глины, галечники, ниже уровня грунтовых вод, коренные терригенные, карбонатные, метаморфические изверженные породы различной степени выветривания имеют большие значения скоростей продольных волн, которые превышают 1600 м/с.

Скорости продольных и поперечных упругих волн могут меняться в разрезе в зоне малых скоростей как плавно, так и скачкообразно. В наиболее рыхлых и сухих песчано-глинистых породах ЗМС скорость распространения продольных

волн (V_p) лежит в интервале 0,2-0,5 км/с, скорость распространения поперечных волн (V_s) - 0,1-0,3 км/с, отношение этих скоростей ($\gamma = V_s / V_p$) составляет 0,4-0,6. При переходе к водонасыщенным породам скорость продольных волн возрастает скачкообразно до 0,7-1,5 км/с, тогда как скорость поперечных волн увеличивается относительно плавно. Поэтому в нижней части ЗМС параметр γ уменьшается до 0,15-0,2. В водонасыщенных породах скорость V_s увеличивается быстрее, чем скорость V_p . Одновременно быстрее, чем при небольшом водонасыщении, увеличивается и отношение γ , достигая значения, приблизительно равного 0,4. В более глубоких частях разреза при скорости продольных волн свыше 2,5 км/с, отношение стабилизируется, достигая примерно 0,5.

Мощность ЗМС во многих случаях определяется положением уровня грунтовых вод, который иногда рассматривается как подошва ЗМС. При глубоком залегании первого водоупорного горизонта или при его отсутствии в зоне малых скоростей обычно существует переходная зона с непрерывным изменением скорости.

В районах, где ЗМС представлена мощной верхней рыхлой толщи (более 30-40 метров), в ней дополнительно выделяется зона пониженных скоростей со значениями V_p в диапазоне от 1,1 до 1,6 км/с. В этих случаях ЗМС рассматривают как двухслойную или трехслойную среду со скачкообразным увеличением скорости на границах внутри нее и это учитывается при интерпретации.

Эффекты, возникающие в ВЧР

Относительно малые значения скоростей упругих волн в ЗМС приводят к значительным запаздываниям времен прихода глубинных волн и, в связи с этим, требуется введение поправок в годогра-

фы этих волн. Неоднородность упругих свойств в вертикальном и горизонтальном направлениях обуславливает необходимость непрерывного изучения распределения скоростей в ЗМС для введения поправок, индивидуальных для каждого приемника и пункта возбуждения

Резкое различие скоростей вблизи подошвы ЗМС вызывает сильное преломление на этой границе, поэтому при переходе волны из области коренных пород в зону малых скоростей лучи объемных волн приобретают почти вертикальное направление, смещение частиц в продольных волнах становится вертикальным, в волнах поперечных - горизонтальным. Интенсивное отражение волн от подошвы ЗМС приводит к возникновению волн-спутников, кратных отражений и обменных волн.

Большие коэффициенты поглощения, наблюдаемые в горных породах, слагающих ЗМС, являются причиной сильного ослабления интенсивности сейсмических волн. По этой причине происходит изменение их спектрального состава за счет более сильного поглощения зоной малых скоростей высокочастотных компонент волнового поля. Это приводит к тому, что возникают неблагоприятные условия для возбуждения и приема сейсмических колебаний. Это проявляется в изменении формы и длительности возбуждаемого источником импульса, а также вызывает низкочастотную фильтрацию при прохождении волнами зоны малых скоростей.

Как правило, при проведении сейсморазведки МОГТ с взрывными источниками взрыв заряда производится вблизи или ниже подошвы ЗМС. При этом происходит нарушение сферической симметрии очага взрыва – из-за неоднородности горных пород вблизи него и наличия

свободной поверхности. В силу этих причин, как отмечается в [4], значительная часть энергии источника в скважине расходуется на образование более или менее интенсивных поперечных, а также поверхностных волн. Еще менее эффективно положение источника на поверхности.

В ВЧР с большим числом разнообразных сейсмических границ образуется множество вторичных волн различных типов. В области последующих вступлений вблизи источника происходит их сложная интерференция. Среди интерференционных волн доминируют поверхностные волны псевдорелеевского типа - это низкоскоростные волны-помехи, характеризующиеся низкими значениями кажущихся скоростей и видимых периодов и обладающие свойствами частотной дисперсии.

В верхней части разреза происходит искажение поляризации колебаний, а также проявляется анизотропия скоростей.

Различия в строении ВЧР на разных территориях приводят к тому, что сейсмические работы на разных площадях проводятся в существенно различных поверхностных сейсмогеологических условиях, оказывающих основное влияние на соотношение интенсивности полезных волн и помех и их частотный состав.

Верхняя часть сейсмического разреза на море отличается от ВЧР на суше тем, что в ней присутствует слой воды, который обеспечивает постоянство условий возбуждения и приема сейсмических колебаний. В тоже время этот водный слой выступает как источник кратных волн. Их интенсивность и кратность зависят от глубины моря и плотности донных отложений. Кратные волны создают серьезные затруднения при

обработке материалов и далеко не всегда могут успешно подавляться.

Наличие мерзлоты в разрезе создает как на суше, так и на море необходимость тщательного учета ее свойств. Особенно это важно в тех районах, где в верхней части разреза наблюдается наличие зон многолетнемерзлых пород, имеющих значительные вариации глубины залегания, простираения и мощности, чередующихся с зонами растепления. Основные трудности учета ВЧР сводятся, по сути, к тому, что многолетнемерзлые породы характеризуются более высокими скоростями распространения продольных волн по сравнению с вмещающими породами. Так значения V_P в песках и глинах, залегающих вблизи поверхности земли, возрастают при промерзании от 1,7 - 2,0 до 3,5 - 4 км/с. Это приводит к резкому преломлению лучей на кровле и подошве мерзлой толщи. Увеличение реального времени пробега луча за счет преломления приводит к образованию в поле времен ложных аномалий, ассоциирующихся с положительными структурами, на которых могут планировать расположение скважин разведочного бурения.

Мощность замерзших пород может достигать нескольких сотен метров. Их наличие и неравномерное распределение по площади исследований усложняет проведение полевых сейсморазведочных работ, ухудшает качество получаемого материала и, что самое главное, существенно осложняет интерпретацию результатов наблюдений.

Учет факторов, возникающих за счет наличия ВЧР

Факторы, влияющие на сейсмические записи за счет наличия ВЧР, разнообразны. Часть из них оказывает искажающее действие на кинематические параметры записи, часть - на динамические. Сегод-

ня основным направлением учета этих факторов является использование кинематических принципов и устранение, главным образом, кинематических факторов.

Общепринятым средством учета влияния ВЧР на сейсмическое волновое поле в методе общей средней точки является определение для точек приема и возбуждения специальных временных поправок — статических поправок, которые частично решают задачу устранения влияния сдвигов в сейсмических трассах, вызванных наличием переменной по сейсмическим свойствам ЗМС, рельефа дневной поверхности, различия в глубинах помещения заряда и т.п. Задача эта решается при наличии целого рода упрощающих предположений.

Поправки представляют собой расчетные времена прохождения сейсмических волн через верхнюю часть разреза от источника или приемника до выбранной условной поверхности или линии приведения. Считается, что среда ниже линии приведения уже не создает таких значительных эффектов, как верхняя часть разреза. Для расчета поправок требуются сведения о геометрических параметрах системы наблюдений и о законе изменения скоростей по глубине от поверхности до линии приведения.

Сведения о строении верхней части среды получают путем ее изучения при проведении сейсмических работ. В настоящее время для изучения строения ЗМС: используют результаты специальных (дополнительных) сейсморазведочных работ, либо материалы основных сейсмических работ.

Первый подход имеет достаточно много преимуществ, среди которых — возможность выбирать и настраивать систему наблюдений для более эффективного изучения строения ВЧР. В то же

время подход ограничен тем, что таким образом возможно получение представления о строении ВЧР лишь по отдельным сейсмозондированиям или на отдельных небольших участках профилей основных сейсмических наблюдений.

Этот подход может быть реализован различными способами. Первый из способов основан на получении данных о скоростном строении разреза по сети неглубоких (30-100 м) скважин на площади работ. Данные о скоростях в каждой скважине получают по технологии микросейсмокаротажа.

Вторым способом является проведение специальных работ методом преломленных волн обычно с малокаанальной аппаратурой и с небольшим шагом между приемниками (5-15 м) для более детального определения сейсмических характеристик неглубоких слоев.

Возможно также изучение ЗМС путем проведения работ МОГТ, получая отражения от мелких горизонтов и составляя временной разрез для небольших времен и глубин. Однако при этом есть проблема определения скоростного закона и ввода статических поправок в получаемые таким образом временные разрезы.

Еще одним способом изучения строения ЗМС является использование информации о дисперсии поверхностных волн для получения скоростных разрезов по продольным и поперечным волнам. Получаемые разрезы не обладают высокой детальностью, что обусловлено значительной длиной волны поверхностных волн.

Второй подход предполагает возможность использования стандартных полевых сейсмограмм МОГТ для выделения первых вступлений прямой и головных волн. Достоинствами этого подхода

являются возможность непрерывного изучения ВЧР по профилю и отсутствие необходимости проведения специальных дополнительных работ. Однако большой шаг между приемниками или группами не обеспечивает выделения прямых волн и точек пересечения осей синфазности различных головных волн, что приводит к потере границ или осреднению параметров многослойных толщ.

Нельзя не отметить еще один способ учета искажающего влияния ВЧР на записи отраженных волн. Это использование в качестве частичной поправки вертикального времени, определяемого в процессе выполнения взрывных работ.

Недостаточно детальные сведения о строении ВЧР, получаемые с помощью всех названных способов, приводят к необходимости введения статических поправок в несколько этапов и применения процедур их автоматической коррекции. Всеобъемлющий обзор по методикам учета ВЧР в сейсморазведке МОГТ приводится в работе[5].

Изучение ВЧР при инженерно-геологических изысканиях

Изучение ВЧР является одной из задач, решаемых при проведении сейсмических работ при инженерно-строительных изысканиях. Однако при этом, в отличие от задачи изучения ВЧР для ввода статических поправок, решаются другие, более сложные геологические задачи. Поэтому имеются отличия в методике исследований, параметрах систем наблюдений, способах обработки и интерпретации результатов.

Высокие требования к детальности исследований в инженерной сейсморазведке диктуют необходимость использовать высокочастотные модификации методов. В то же время значительная степень поглощения в верхней части геологического разреза энергии упругих

волн определяет необходимость использования плотных систем наблюдения и работ, выполняемых на малых базах наблюдения.

При этом главная информация для решения инженерно-геологических задач сейсмическим методом получается путем определения кинематических характеристик - скоростей распространения сейсмических волн. Наряду с этим важную информацию несут динамические характеристики (амплитуды волн, затухание, частота и т.д.). Они более тонко отражают изменение состояния среды, чем кинематические, но обычно не учитываются при обработке, так как требуют более сложных методов обработки.

Сейсмические методы исследования геологического разреза играют существенную роль при выполнении инженерно-геологических изысканий. Они позволяют решать задачи изучения геологического строения верхней части разреза (ВЧР), а также задачи определения физико-механических свойств грунтов и сейсмического микрорайонирования участка работ.

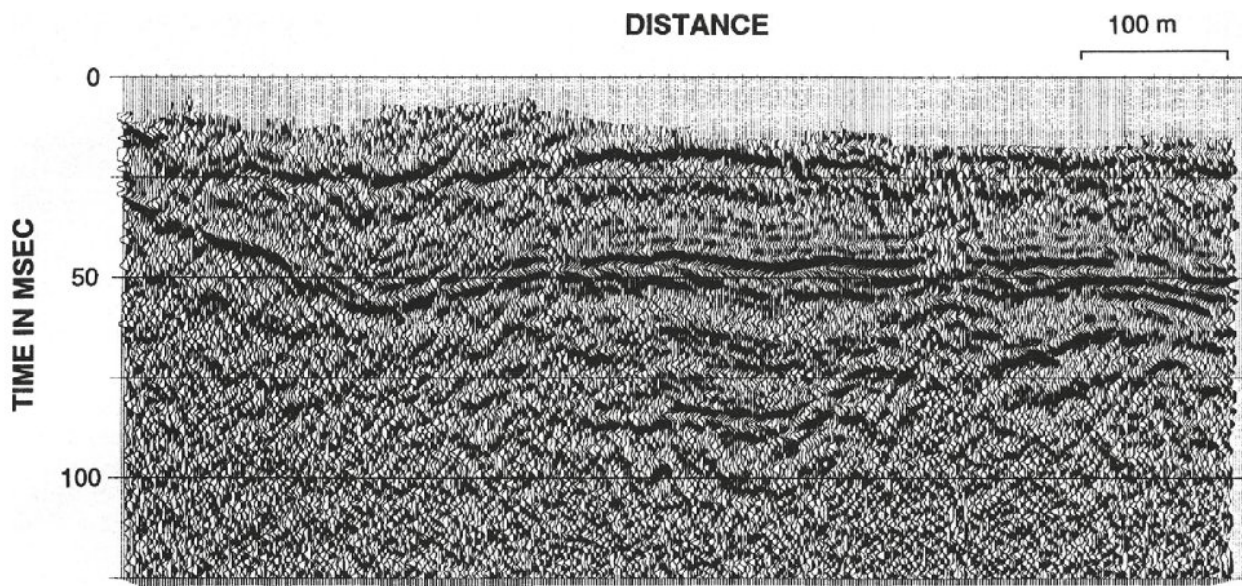
Современный арсенал методов и методик инженерной сейсморазведки, получивших высокую оценку и популярность на производстве, значительно расширился за последние два десятилетия. Но при этом главным методом малоглубинных сейсмических исследований, особенно для изучения обширных территорий и протяженных трасс, остается сейсморазведка методом преломленных волн (МПВ). В этом методе интерпретируются в основном данные, полученные на основе записей продольных (Р) или поперечных (SH) волн. Эти волны имеют свои особенности возбуждения и регистрации. Для Р - волн реализуется система возбуждения-приема zz (в

вертикальной плоскости), а для SH- волн – система yy (в горизонтальной плоскости перпендикулярно базе наблюдений). Однако практика показывает, что вне зависимости от системы регистрации на записях часто присутствуют волны и того, и другого типа. Достаточно часто прослеживаются и волны с другими типами поляризации – обменные, поверхностные.

Достоинством МПВ является возможность определять значения скоростей упругих волн в верхней части разреза. Эти значения используются в дальнейшем для определения физико-механических параметров (ФМС) грунтов и получения информации о структурно-вещественном строении изучаемой среды. Главным недостатком метода является наличие ограниченного класса интерпретационных моделей, представленных моделями с нормальным (неубывающим) характером изменения упругих характеристик с глубиной. Другим недостатком МПВ является необходимость работать с большими базами регистрации. Длина получаемого годографа для

слабо градиентных слоистых сред должна превышать глубину исследований в 5-8 раз в зависимости от конкретных геосейсмических условий, а для сильно градиентных сред – в 2.5 и более раз. Эти обстоятельства затрудняют проведение исследований МПВ на застроенных территориях, где отсутствует пространство, необходимое для размещения сейсмического оборудования. Кроме того, на участках с интенсивными механическими и электрическими помехами возникают сложности, связанные с неудовлетворительным соотношением сигнал/помеха на удаленных от пункта возбуждения каналах.

Вторым методом, весьма быстро завоевывающим признание при инженерно-геологических изысканиях, особенно в сложных условиях, является метод отраженных волн. С одной стороны его развитие и внедрение – это итог научно-технического прогресса в области сейсмической аппаратуры, оборудования и технологий обработки и интерпретации, позволяющих работать в высокочастотном варианте, а с другой – оно



▲ Рис. 2. Пример временного сейсмического разреза, полученного по методу ОГТ на основе применения плотной системы наблюдений и высокочастотного вибрационного источника сейсмических волн [6]

вызвано необходимостью давать геофизические прогнозы в пределах участков малых размеров, когда невозможно выдержать параметры системы наблюдений, применяемые при работах МПВ.

Сегодня с помощью современных средств возбуждения и регистрации высокочастотных волн, удается получать сведения об отражающих границах, залегающих на глубинах, начиная от 5-10 м, при малом шаге между пунктами возбуждения (1 м). Пример временного разреза, полученного с помощью портативного электромагнитного вибратора, приводится на рис.2.

В инженерной сейсморазведке методом МОГТ на первое место ставятся задачи детализации геологического строения и обнаружения неоднородностей. В некоторых условиях, например, когда под четвертичными отложениями залегают осадочные образования характерной чертой которых является слоистость, МОГТ может решать задачи прослеживания отражающих горизонтов, приуроченных к границам напластований, выделять эрозионные срезы и несогласия, определять положение скоростных неоднородностей и тектонических нарушений, секущих отражающие горизонты.

За рубежом в последние годы получили значительное развитие активные и пассивные методы изучения ВЧР на основе получения записей поверхностных волн (волн релеевского типа, реже - волн Лява), позволяющие на основе данных о дисперсии поверхностных волн изучать скорости поперечных волн в разрезе. Значения же скоростей поперечных волн играют большую роль при оценке прочностных показателей грунтовых массивов. Эти методы известны в двух модификациях: многоканальный (MASW) и одноканальный (SASW). Одна-

ко следует помнить, что в 70-80 гг. в Советском Союзе активно разрабатывались и внедрялись методики расчета скоростных разрезов поперечных волн как по фазовым скоростям поверхностных волн, так и дисперсионным кривым [7].

Выводы

ВЧР - сложно построенная часть геологической среды, наличие которой всегда сопровождает проведение сейсморазведочных работ. Закономерности ее строения на одной территории трудно переносимы на другие площади исследований. ВЧР выступает в роли источника значительного количества волн помех, искажает форму создаваемого источником сейсмического импульса. В ней происходит поглощение значительной части сейсмической энергии. Прохождение волн через эту часть разреза обедняет запись высокочастотными составляющими, приводит к понижению разрешающей способности, вносит нерегулярные временные задержки, что создает искажения на записях полезных волн и приводит к ошибкам в результатах сейсморазведки.

Основные средства для устранения возмущающего влияния этой области геологического разреза на сейсмическое волновое поле непрерывно развиваются и опираются на все более глубокое понимание ее строения. Это происходит на основе детального изучения природы и структуры возникающих в ВЧР искажающих факторов. Совершенствуется как сейсморазведочная аппаратура и оборудование, так и методические приемы и способы изучения и учета влияния ВЧР.

Достаточно большой опыт и арсенал средств для изучения ВЧР имеется в инженерной сейсморазведке. Успешно решаются задачи детального изучения геологического строения ВЧР, определе-

ния основных упругих характеристик среды, физико-механических параметров грунтов и горных пород, решаются задачи картирования областей с пониженными прочностными характеристиками.

Совместный анализ методик, приемов и результатов изучения ВЧР в глубинной сейсморазведке и при проведении инженерно-сейсмических работ может дать новые идеи для качественного и оперативного изучения верхней части геологического разреза.

Литература

1. Yilmaz Oz. Seismic Data Analysis. – Tulsa, SEG. 2001. V.1. 1000 p.
2. Сейсморазведка: Справочник геофизика. т.IV. Сейсморазведка.- М.:Недра,1966, 762 с.
3. Сейсморазведка: Справочник геофизика. В двух книгах/Под.ред. В.П. Номоконова. Книга первая. - М.: Недра, 1990. -336 с.
4. Боганик Г.Н., Гурвич И.И. Сейсморазведка. - Тверь: Изд-во АИС, 2006. 744 с.

5. Козырев В.С., Жуков А.П., Коротков И.П., Жуков А.А., Шнеерсон М.Б. Учет неоднородностей верхней части разреза в сейсморазведке. Современные технологии. – М.: ООО “Недра-Бизнесцентр”, 2003. -227 с.

6. Ghose R., Nijhof V., Brouwer J., Matsubara Y., Kaida Y. and Takahashi T. Shallow to very shallow, high-resolution reflection seismic using a portable vibrator system GEOPHYSICS, VOL. 63, NO. 4 (JULY-AUGUST 1998); PP. 1295-1309

7. Бондарев В.И. Сейсмический метод определения физико-механических свойств нескальных грунтов. Екатеринбург: Изд-во УГГГА, 1997.-220с.

Подробнее об авторах



Крылатков
Сергей Михайлович

профессор кафедры
геофизики нефти и газа
Уральского государственного
горного университета,
к.г.-м.н.



Крылаткова
Надежда Анатольевна

доцент кафедры
геофизики нефти и газа
Уральского государственного
горного университета,
к.г.-м.н.



Крылевская
Анна Николаевна

ассистент кафедры
геофизики нефти и газа
Уральского государственного
горного университета,
аспирант

Искажающее влияние неоднородностей ВЧР на сейсмическое изображение геологической среды

■ Геништа А.Н., Кириллов С.А., Косовцев В.И., Лаврик А.С., ОАО «ЦГЭ», г. Москва

Сочетание в приповерхностной части разреза разновозрастных рыхлых и консолидированных отложений переменного состава, имеющих зоны мерзлых пород и зоны растепления, переменную мощность приводят к тому, что эта часть разреза является в большинстве районов проведения сейсморазведочных работ наиболее неоднородная как по вертикали, так и по горизонтали.

Формы влияния верхней части разреза (ВЧР) на регистрируемое сейсмическое поле многообразны – это сложные изменения времени пробега в поверхностных слоях падающей и отраженной волн, поглощение и рассеяние энергии, формирование поверхностных помех и влияние на поле кратных волн.

Сезонные процессы, происходящие в поверхностных отложениях, приводят к изменениям свойств ВЧР во времени, которые отображаются на сейсмических данных, полученных на стыках площадей разновременных работ, повторных съемках, а зачастую и на пересечениях профилей в пределах одной съемки.

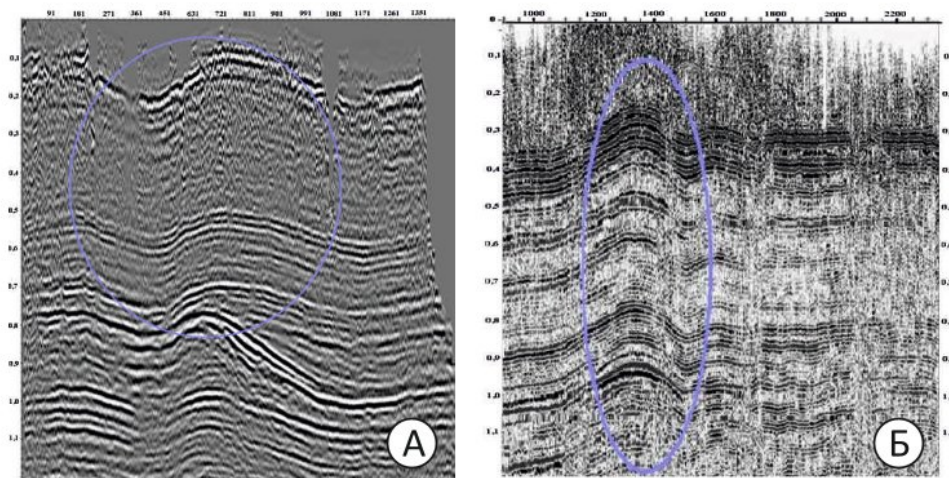
Теоретическими и экспериментальными исследованиями показано [1,2,3], что

качество, надежность и достоверность результирующих временных и глубинных сейсмических изображений в значительной степени определяются тем, насколько правильно и обоснованно были рассчитаны априорные статические поправки за неоднородности верхней части разреза и за поверхностный рельеф наблюдения [1,2,3].

Это относится к районам со сложными приповерхностными условиями, характеризующимися наличием многолетнемерзлых пород, чередующихся с зонами растепления, конусов выноса, сыпучих песков и других неблагоприятных факторов.

Амплитуда аномалии времени, обусловленная скоростными неоднородностями в ВЧР, сравнима с временной амплитудой искомого целевого структурного объекта. И неучитывание влияния неоднородностей ВЧР может привести к построению ложных структурных объектов в целевых интервалах и искажение существующих, что неизбежно влечет за собой ошибки при моделировании залежей углеводородов. На временных разрезах (рис.1) наблюдаются аномалии,

► Рис. 1. Изменение волновой картины влиянием неоднородностей ВЧР
а) – Профиль 020816, Волго-Уральская нефтегазовая провинция,
б) – Профиль 1068880, Восточная Сибирь.



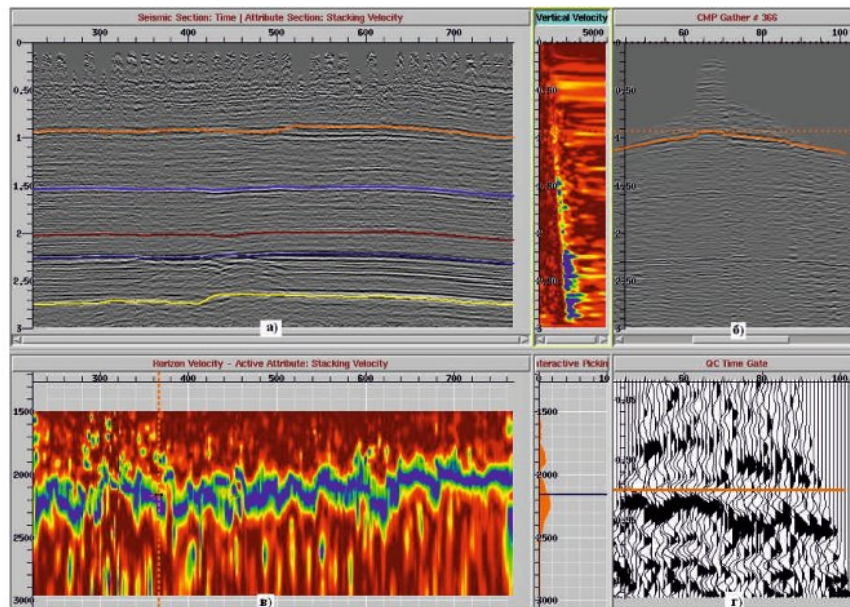


Рис. 2. Пример негиперболичности сейсмограмм до учета аномалий ВЧР а) временной разрез, б), г) сейсмограмма ОГТ, в) горизонтальный спектр $V_{огт}$

не связанные со структурным фактором, а полученные за счет влияния верхней части разреза.

Суммирование сейсмограмм при обработке МОГТ проводится в предположении гиперболичности годографа и плавности изменения скоростного закона [6]. Временные сдвиги, связанные с влиянием скоростных неоднородностей ВЧР, приводят к негиперболичности годографа и ухудшению разрешенности сейсмической записи при суммировании МОГТ и применении многоканальных процедур (рис.2).

Поэтому во многих районах исследований, когда при обработке не определяются и вводятся низкочастотные статические поправки, описывающие поверхностные неоднородности ВЧР, допускаются ошибки в определении глубины отражающих границ, скоростных характеристик слоев, динамических параметров сигнала и становится невозможным выделение отраженных сигналов на волновой картине.

Определение и коррекция статических поправок, в том числе и низкочастотных, были и остаются одними из основных

процедур обработки сейсмических материалов в методе отраженных волн. Многообразие типов строения ВЧР привело к разработке способов и модификаций изучения распределения скоростей в поверхностных отложениях, необходимых для определения статических поправок [2, 3, 4, 5].

Поэтому правильный учет скоростных неоднородностей в верхней части разреза, влияющих на сейсмическое изображение геологической среды, обеспечивается при обработке и является одной из наиболее важных методических задач обработки сейсмических данных по целому ряду регионов.

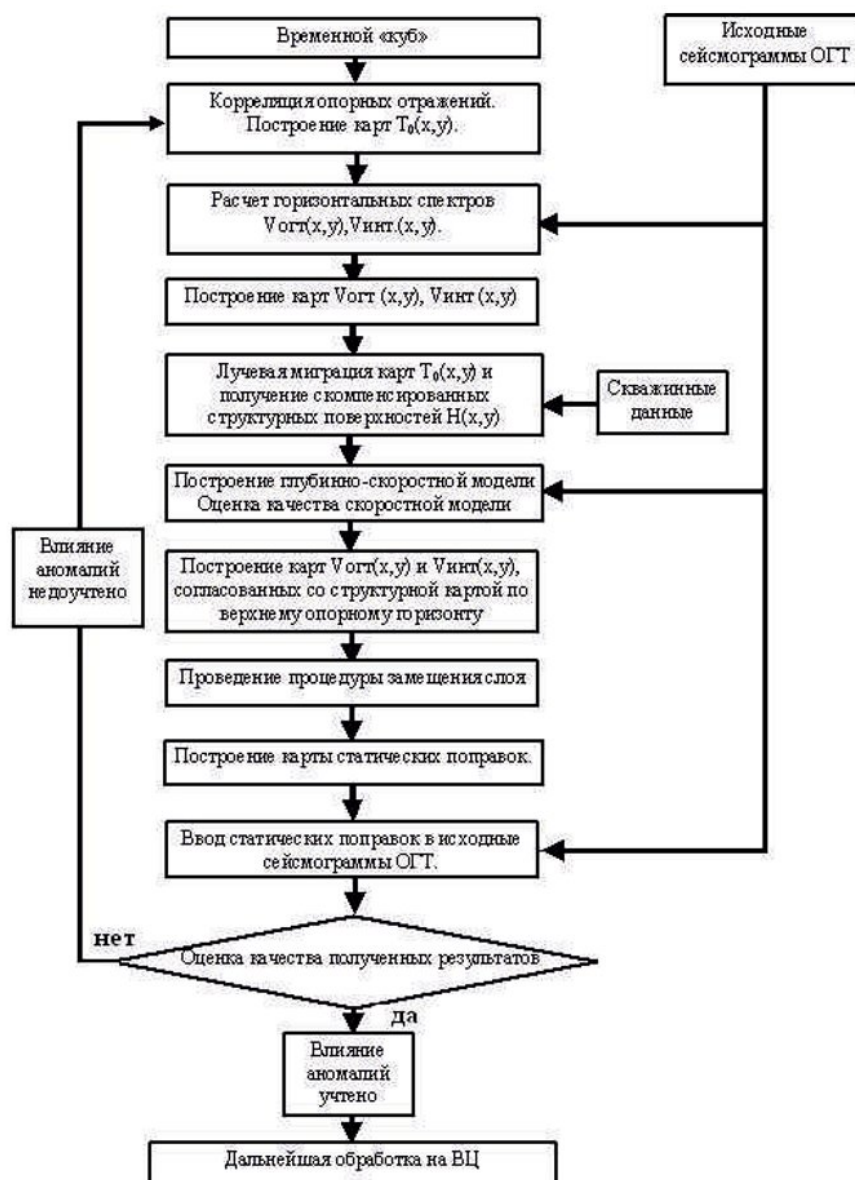
На рис.3 приведена последовательность определения низкочастотных статических поправок, определяющих неоднородности верхней части разреза. Низкочастотные статические поправки рассчитываются на основе сейсмических горизонтов T_0 и горизонтальных спектров скорости $V_{огт}$ по нескольким горизонтам с целью выявления наиболее информативного сейсмического горизонта, использование которого позволит наиболее точно восстановить геометрию отражающих границ.

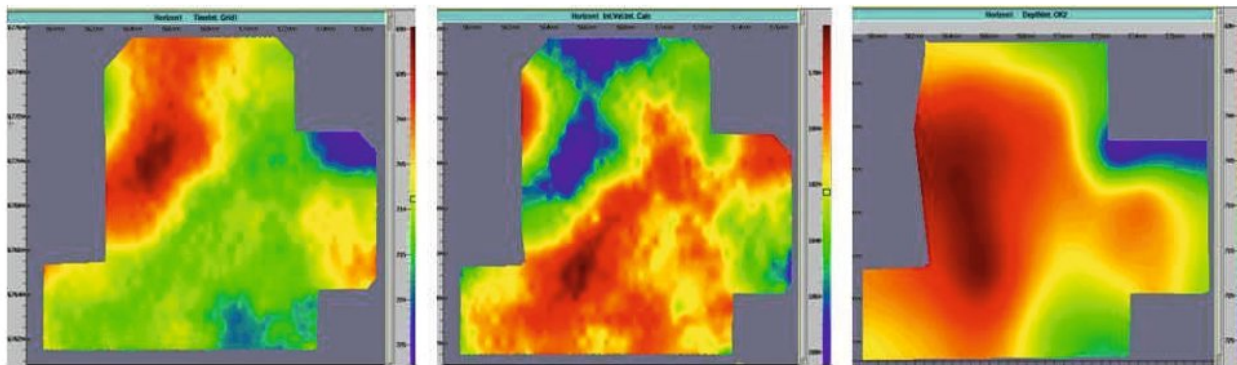
Чем более глубокий горизонт используется для восстановления границ, тем больше погрешность восстановления модели. Для максимально точного учета короткопериодных скоростных аномалий ВЧР необходимо использовать спектры скорости $VOGT$ по самым мелкозалегающим горизонтам, но по причине отсутствия достаточного количества удалений качество этих спектров не предполагает однозначной корреляции, поэтому необходимо использовать дополнительную информацию: данные бурения или априорно известную информацию о поведении отражающих горизонтов.

Для достижения наилучшего результата при расчете горизонтальных спектров и построении модели ВЧР выбираем наиболее мелко залегающий отражающий горизонт, расположенный максимально близко к зоне неоднородностей. В этом случае искажения спектров, рассчитанных по сейсмограммам с введенными поправками за неоднородность ВЧР, имеют минимальные расхождения с исходной геометрией границы, заданной в модели ВЧР по скважинным данным.

На рис.4 показан результат получения скомпенсированной структурной поверхности, лишенной искажающего влияния

► Рис. 3. Блок-схема определения низкочастотных статических поправок





▲ Рис. 4. Лучевая миграция карт изохрон с аномалиями ВЧР

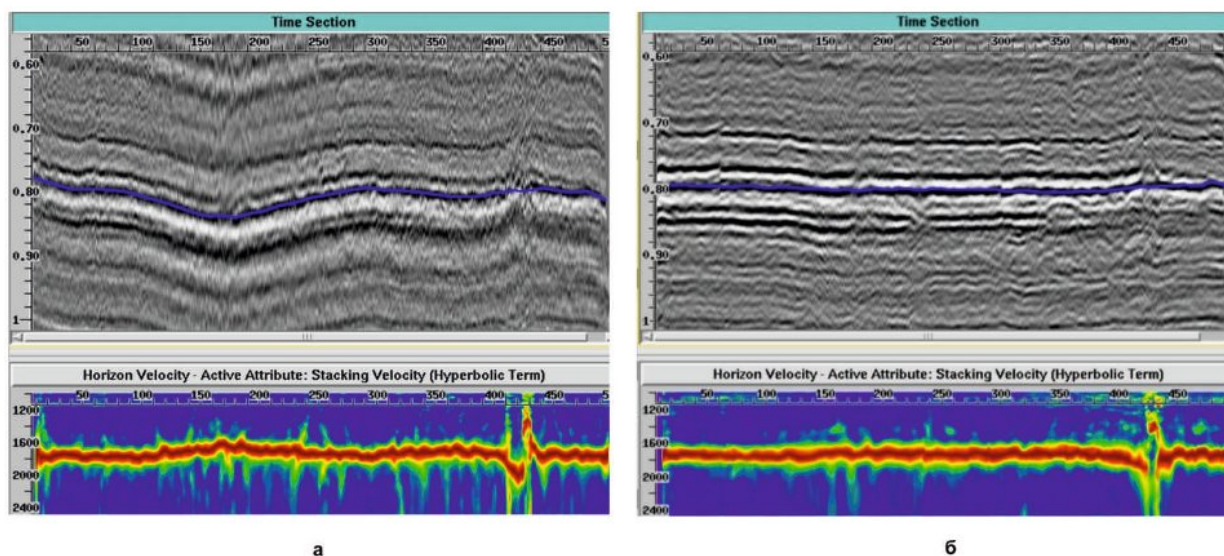
- а) карта T_0 по верхнему горизонту, залегающему максимально близко к ЗМС,
 б) карта интервальной скорости с аномалиями ММП по верхнему горизонту,
 в) скомпенсированная структурная карта по верхнему горизонту

ВЧР (рис.4.в), путем лучевой миграции исходной карты изохрон $T_0(x,y)$ (рис.4.а) с использованием карты скорости ВОГТ (рис.4.б), осложненных аномалиями ВЧР.

Карта скорости замещения, согласованная со структурной поверхностью по верхнему горизонту, построена по линейной зависимости «глубина – скорость до первого отражающего горизонта», полученной путем отбраковки и удаления из исходной скоростной зависимости областей с резким изменением интервальных скоростей и обратной зависимости скорости от глубины, связанных со скоростными аномалиями в ВЧР.

Оценка корректности введения поправок по временным разрезам: наблюдается повышение стабильности формы сигналов отражений, повышение качества суммирования, повышение когерентности и разрешенности записи. Следовательно, ввод поправок минимизировал отклонения наблюдаемого годографа от аппроксимационной гиперболы.

Исходя из вышеуказанных критериев и полученных результатов, можно сделать вывод, что применение данной методики позволяет улучшить прослеживаемость целевых горизонтов, повысить когерентность данных и разрешенность записи за счет устранения негиперболических



▲ Рис. 5. Профиль 820802. Временной разрез и спектр скорости по горизонту Gank.
 а) до учета аномалий ВЧР, б) после учета аномалий ВЧР.

ности годографа и достаточно точно восстановить истинную геометрию отражающих границ

Улучшение качества суммирования отражается и на качестве спектров скоростей. С вводом поправок спектры становятся более динамически выраженными (рис.5б). Поле скоростей суммирования в результате коррекции длиннопериодных составляющих выравнивается и становится более связанным с поведением горизонтов и с возможными латеральными изменениями скорости в отдельных слоях.

Применение методики учета влияния неоднородностей ВЧР позволяет произвести корректный учет аномалий ВЧР, в результате чего повышается информативность результатов детальной обработки и интерпретации данных, восстанавливается истинная геометрия отражающих границ. В результате, минимизируются погрешности результатов структурного картирования и повышается точность построения моделей залежей углеводородов. Методика хорошо зарекомендовала себя при применении в различных геологических условиях.

Литература

1. Жданович В.В., Ознобихин Ю.В., Монастырев Б.В. Изучение и компенсация искажающих свойств верхней части разреза в сейсморазведке. // Геофизика, № 6., 1997., стр. 22-36.
2. Козырев В.С., Королев Е.К. Интерактивная методика коррекции статических поправок для условий сложного строения верхней части разреза. // Геофизика, № 3., 1994., стр. 13-19.
3. Лаврик А.С., Геништа А.Н. Интерпретационный подход к учету неоднородностей ВЧР при обработке 2D- и 3D-сейсморазведки ОГТ на территории Западной Сибири. // Геофизика, № 1., 2001., стр. 61-63.
4. Baixas F., Glogovsky V., Langman S. An interactively constrained approach to long period static corrections. // EAGE 59th Conference and Tech. Exh. The extended abstracts, v.1, p. 008., 1997.
5. Pecholcs P., LaFreniere L., Hubbell S., Kozyrev V., Korotkov I., Zhukov A. Spatially fixed patterns illuminate unresolved static anomalies. // 71-st ann. internat. meeting SEG, Expanded abstracts., p. 1925-1928., 2001.
6. Мешбей В.И. Сейсморазведка методом многократных перекрытий. Недра, 1976.

Подробнее об авторах



Геништа
Алексей Николаевич

начальник отдела
скоростного моделиро-
вания в сейсморазведке
ОАО «ЦГЭ»



Кириллов
Сергей Александрович

заместитель генерального
директора ОАО «ЦГЭ»
по геофизике



Косовцев
Владимир Иванович

начальник отдела
обработки сейсмических
материалов Вычислитель-
ного центра ОАО «ЦГЭ»



Лаврик
Александр Сергеевич

заместитель генерального
директора ОАО «ЦГЭ»
по геологии

Изучение верхней части разреза с использованием технологий многоволновой сейсморазведки в применении к зонам развития вечной мерзлоты

■ Кузнецов В.М., Жуков А.П., ООО «Геофизические Системы Данных», г.Москва
Никонов Е.О., Буров Д.И., Гафаров Т. Н., Кусевич А.В., ООО «Газпром Георесурс»

При освоении месторождений нефти и газа в районах Крайнего Севера всегда остро стояла задача снижения рисков возникновения технологических разрушений при строительстве разного рода инженерных объектов, включая скважины, инженерные сооружения, трубопроводы и другие объекты инфраструктуры месторождений, в условиях образования зон растепления в верхней части разреза многолетнемерзлых пород (ММП). Особенно актуальной эта проблема становится в настоящее время в связи с увеличением объемов и темпов работ в северных регионах страны.

Известно, что технологические разрушения в областях развития ММП чаще всего возникают в зонах резкого изменения физических свойств грунтов вследствие температурных изменений сезонного и техногенного характера. Талики, жильные льды, линзы льда, криопэги и прочие неоднородности в толще ММП представляют серьезную опасность для инженерных сооружений ввиду изменения физических свойств под воздействием техногенных факторов (температура, нагрузка и т.п.).

Геокриологическими исследованиями [1-5] установлен достаточно резкий (скачкообразный) переход мерзлых пород в талые на границе талик — мерзлота. Следует отметить, что граница раздела между мерзлыми и талыми породами, отличаясь известной плавностью, может иметь самые различные углы наклона вплоть до вертикальных по отношению к земной поверхности и часто претерпевает разрывы сплошности. Эти особенности необходимо учиты-

вать при выполнении сейсмических исследований для решения тех или иных задач, особенно геокриологических.

Поведение грунтов при изменении внешних (сезонных, технологических) факторов воздействия невозможно прогнозировать без оценки петрофизических параметров — скоростей продольных и поперечных волн

Многочисленными исследованиями [2,4,5] установлено, что в крупнозернистых породах (песок, песчаник) скорость продольных сейсмических волн при переходе через 00 (от положительной температуры к отрицательной) увеличивается скачком в 2 и более раза, а при наличии тонкодисперсных частиц (глина, глина с песком) увеличение скорости составляет только 20-30 %. Таким образом, при замерзании различных горных пород увеличение скорости распространения волн и изменение скоростной дифференциации зависит от литологического и гранулометрического состава. Для мерзлых пород характерна аномально высокая скорость и аномально высокая внутримерзлотная дифференциация по акустической жесткости.

Если обобщить данные по петрофизической модели криолитозоны, то обобщенные требования к методике для ее изучения можно сформулировать следующим образом:

- возможность локализации объектов малоамплитудных и малоразмерных объектов (20-50 метров) по площади и глубине верхней части разреза (0-50 метров), выделяющихся по своим упругим свойствам;
- возможность прослеживать верхнюю

и нижнюю границу криолитзоны (0-400 метров) и межзонные границы в ней на разных типах волн;

- разделять объекты с различным литологическим составом и консолидацией породного материала.

Кроме инженерно-геофизических задач, малоглубинная МВС может внести достаточно весомый вклад в оценку статических поправок для нефтегазовой поисково-разведочной геофизики. Ведь, фактически, временные разрезы для ВЧР по волнам разных типов напрямую дают соответствующие статические поправки для локальных неоднородностей в зонах развития ВМП. Особенно это становится актуальным в свете тенденции сгущения ПВ/ПП в современных технологиях сейсморазведки. В будущем можно прогнозировать совмещение в пространстве ПП получения информации по ВЧР и глубинным частям разреза (разделены будут только источники).

Выбор методики.

В задачу геофизики входит прогноз и локализация по площади зон, в которых потенциально возможно изменение упругих свойств по сравнению с вмещающими отложениями. Подобного рода информацию при масштабных (по площади) и натурных (естественных, а не лабораторных) наблюдениях можно получить только на основе использования технологий многоволновой сейсморазведки, позволяющих проводить оценку не только структурного плана, но и скоростей продольных и поперечных волн и коэффициента Пуассона.

Ранее при инженерных исследованиях в районах развития ММП в основном использовались преломленные волны с применением схем нагоняющих годографов [1-2]. Преломленные волны позволяют получить более точную (по сравнению

с отраженными) оценку скорости продольных волн в мерзлом слое. Вместе с тем, волны этого класса не всегда хорошо прослеживаются в условиях инверсионной приповерхностной зоны, имеют значительные ограничения при структурных построениях. Следует отметить значительные сложности с прослеживанием преломленных волн для сдвиговых компонент волнового поля.

В настоящее время все большее число сейсмических исследований ММП проводятся на отраженных волнах [4,5]. Для включения в обработку и интерпретацию отраженных волн требуется использовать системы многократных перекрытий и, соответственно, увеличивать канальность регистрирующей аппаратуры. Отраженные волны являются более эффективными для структурных построений в связи с тем, что на границах талых и мерзлых пород модуль коэффициентов отражения продольных волн может варьировать от 0,14 до 0,33, а для поперечных волн еще выше. Опыт инженерных работ на отраженных волнах разного типа имеется для различных сейсмогеологических условий. Многими авторами [3,7] отмечается, что максимум информации получается, как правило, по поперечным волнам, в силу их большего разрешения для верхней части разреза. Следует отметить, что использование S-волн для изучения верхней и нижней границ мерзлоты может существенно дополнить информацию по продольным волнам в силу относительно меньшей длины волн этого типа для верхних частей разреза (большая разрешенность по вертикали). Другими словами, мерзлая толща более контрастно дифференцирована в поле поперечных волн.

На наш взгляд, для удовлетворения требований изучения объектов в пределах толщи ММП следует ориентировать-

ся на следующую методику сбора сейсмической информации:

- сбор данных по системе МОГТ с максимальным выносом ПВ-ПП 150-300 метров;
- регистрация данных на три компоненты (X,Y,Z) с шагом ПП 1-5 метров;
- возбуждение упругих колебаний при вертикальном воздействии (Z) на грунт и направленном горизонтальном ортогонально профилю (Y) воздействию при интервале между пунктами возбуждения 1-5 метров.

Такая методика позволяет регистрировать шесть компонент волнового поля (т.е. использовать отраженные волны PP, SH, обменные PSV). Кроме того, по возможности, можно использовать преломленные волны PPP и волны Рэлея. Регистрация волн разных типов и классов позволяет:

- проводить структурные построения по тем типам волн, которые наиболее хорошо коррелируются и динамически выражены для данного типа разреза;
- прогнозировать изменение упругих свойств грунтов и их литологического состава при условии качественного отождествления волн разных типов одним и тем же отражениям;
- снизить риск отсутствия информации по целевой зоне на одном из типов волн из-за сейсмогеологических условий на основе получения этой информации по другим типам волн.

При этом малый шаг (максимум 5 м) обеспечивает достаточную детальность для обнаружения локальных аномальных по своим акустическим свойствам объектов.

Полевые наблюдения и анализ зарегистрированных волновых полей

Реализовать совокупность обозначенных выше требований возможно при

использовании центральной электроники с минимальным количеством каналов (порядка 200), трехкомпонентных сейсмоприемников и источника упругих колебаний, позволяющего производить направленное воздействие на грунт с возможно более высокочастотным спектром излучаемого сигнала.

Опытное опробование методики изучения ММП на основе комплексирования волн разных типов и классов было осуществлено нами на одном из газовых месторождений, принадлежащих ОАО Газпром. Работы проводились по следующей методике:

- возбуждение упругих колебаний ударным способом (кувалда) при вертикальном воздействии (Z) на грунт и направленном (с помощью боронь-подставки) горизонтальном ортогонально профилю (Y) воздействию. Интервал между пунктами возбуждения составлял 5 метров. Количество накоплений для каждого вида воздействий - 4;
- приём упругих колебаний осуществлялся трёхкомпонентными датчиками в едином корпусе GS-3C. Интервал между точками приема 5 метров. Минимальное удаление ПВ-ПП – 0 метров, максимальное удаление в начале и конце профилей – 350 м, на основной части профилей – 175 м (рис. 1). Количество активных каналов - 213 (71 трёхкомпонентная установка);

В качестве регистрирующей аппаратуры использовалась телеметрическая станция «Прогресс-Т2». Длина записи 1 сек., шаг дискретизации 1 мс.



▲ Рис. 1. Схема обработки профилей МВС-ВЧР.

Объем работ составил два профиля длиной по 2500 метров с пересечением в центре. Пикетаж через 5 метров (рис. 2). Количество ф.н. – 2000 ф.н. (на каждом профиле по 1000 ф.н., из них Z возбуждение 500 ф.н. и Y возбуждение 500 ф.н.). Работы были выполнены за 12 дней.

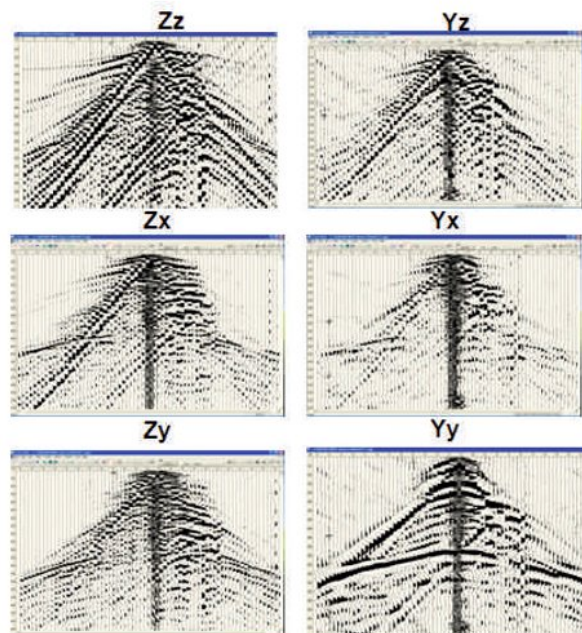


▲ Рис. 2. Взаимное расположение профилей МВС-ВЧР.

Ориентация компонент записи в компоненты волнового поля осуществлялась по заданным координатам для точек возбуждения и регистрации. При двух направлениях возбуждения (Z и Y) и трех компонентах регистрации (x, y, z) было получено шесть компонент волнового поля (Zx, Zy, Zz, Yx, Yy и Yz). с учетом отрицательных выносов для смены знака отраженных обменных волн.

Для корректной оценки состава волнового поля и локальных неоднородностей, построения графа дальнейшей обработки потребовался детальный анализ волнового поля на всех его компонентах. Пример первичных сейсмограмм ОТВ приведен на рис. 3.

Сразу следует отметить энергетически выраженные, хорошо коррелируемые отражения волн SH (компонента Yy). Аналогии этих отражений на PP волнах (компонента Zz) имеют гораздо меньшую выразительность и в основной своей части интерферируют с короткопериодными модами волны Рэлея. Интересно,



▲ Рис. 2. Первичная запись шестикомпонентного волнового поля. Прописными символами обозначен тип возбуждения, строчными – компонента приема.

что частотный состав PP волн незначительно отличается от SH волн. Это и объясняет гораздо большую разрешенность по вертикали для волн SH, поскольку при значительно меньших скоростях длина волны для них заметно меньше. На компонентах Zz и Yy выделяются также дифрагирующие объекты одноименной геологической природы.

На компонентах Zx и Zy можно отметить высокочастотный аналог отражения SH, который скорее всего связан с волной PSS (обменная в промежуточном верхнем инверсионном по скорости слое) и основную часть пути проходит как моно-типная сдвиговая волна. К сожалению, в дальнейшем по волнам этого типа не удалось получить внятные разрезы. Это связано, по-видимому, с латеральной неоднородностью слоя сезонного промерзания, характеризующегося повышенной скоростью.

Компонента записи Zz в условиях спокойного залегания пород позволяет

увидеть волновую картину, симметричную относительно пункта возбуждения (ПВ). На малых временах регистрации в первых вступлениях прослеживается волна с кажущейся скоростью ($V_{\text{каж}}$), равной 1400-1600 м/с, за которой на больших временах следует волна с $V_{\text{каж}}$, равной 950-1150 м/с. Эти волны могут быть отражениями от первых резких границ, расположенных под дневной поверхностью. На больших временах устойчиво прослеживаются низкоскоростные волны кажущиеся скорости которых расположены в диапазоне 200-355 м/с. Среди этих волн преобладающими по интенсивности являются: прямая волна, поверхностная волна и звуковая волна. На сейсмограммах Zz также часто отмечается скачкообразное уменьшение интенсивности волн PP по латерали. Резкое изменение интенсивности записей в пределах одной и той же расстановки сопровождается иногда изменением частотного состава записей, что может быть связано с низкочастотными резонансными колебаниями.

Компонента записи (Z_x), полученная при вертикальном (Z) воздействии и приеме радиальной (x) компонентой, характеризуется присутствием объемных (продольных и обменных) и поверхностных рэлеевских волн. При этом существенной особенностью данной компоненты является противоположная полярность волн по разные стороны от ПВ. На аномальных объектах, в качестве которых могут выступать контакты различающихся по физическим свойствам пород, а также короткие контрастные интервалы профиля, ведущие себя как волноводы, возникают дифрагированные волны, так же уверенно наблюдаемые на записях данной компоненты.

Компонента записи Z_y , полученная при вертикальном (Z) воздействии и

регистрации трансверсальной (y) компонентой, отличается большей простотой по сравнению с описанными выше. В условиях горизонтально-слоистых анизотропно изотропных сред на этой компоненте вообще не должно быть регулярных волн. Однако в описываемых результатах это оказалось не так. Одна из причин – это негоризонтальность границ, о которой свидетельствует асимметрия годографов отраженных волн. Поэтому на данной компоненте, нередко называемой «побочной компонентой», можно отчетливо проследить регулярные волны различного типа (главным образом, обменные), а также дифрагированные волны, сформированные на вертикальных контактах пород с различными свойствами.

Компонента записи (Y_y) при горизонтальном воздействии в направлении, ортогональном направлению профиля, и регистрации трансверсальной (y) компонентой, в условиях горизонтально-слоистой среды позволяет регистрировать SH-волны, обладающие рядом известных преимуществ по сравнению с объемными волнами другого типа. Анализ этой компоненты показал, что волны на ней достаточно хорошо разрешены. Можно видеть, что поперечная отраженная волна уверенно прослеживается вдоль всей расстановки, даже в пределах блоков шириной порядка 20-30 м, являющихся аномальными объектами. На ряде сейсмограмм можно выделить поперечную отраженную волну от вертикальных контактов на границах аномальных блоков с окружающими породами (пример на рис. 4). На обведенном эллипсом участке также видно, как импульс отраженной волны расщепляется на два импульса после выхода из зоны интерференции, образованной отражениями от кровли и подошвы слоя, мощность

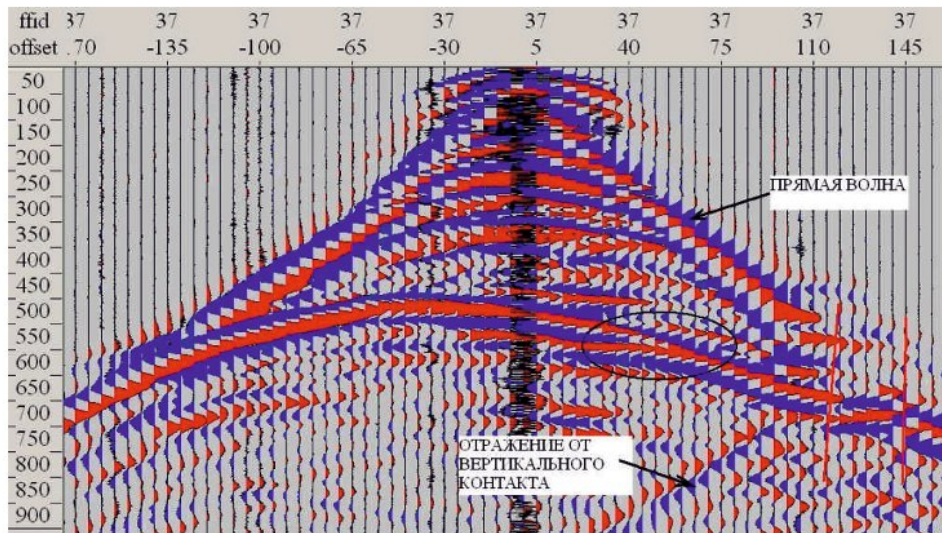


Рис. 4. Сейсмограмма Yy . Эллипсом показан участок поперечной отраженной волны с расщеплением импульса, вызванным увеличением мощности слоя. Справа показан вертикальный слой и отражение от одной из его границ.

которого возрастает справа налево. Обращает на себя внимание сдвиг минимума годографа отраженной волны влево, свидетельствующий о воздымании отражающей границы в этом направлении.

Высокая разрешенность и устойчивая корреляция волн SH , вкпе с отсутствием волн $Лява$, позволяет уверенно выделять практически все контакты, разделяющие между собой участки однородности в пределах расстановки сейсмоприемников. На границах однородных участков, имеющих характер субвертикальных контактов, распространяющихся вглубь среды, формируются поперечные дифрагированные волны, отчетливо наблюдаемые на сейсмограммах на протяжении всего профиля. Иногда участки неоднородности имеют прихотливую форму, причем перекрыты они могут быть неглубоко залегающей устойчивой границей, под которой наблюдается резкое нарушение прослеживаемости волн. Волноводы, о которых речь шла выше, на поперечных волнах также выделяются аномальным поведением волнового поля: возрастанием его интенсивности и резонансным характером плохо разрешенных низкочастотных колебаний.

Компонента записи Yz при горизонтальном воздействии в направлении Y характеризуется довольно низким уровнем регулярных волн. Появляются эти волны, которых в горизонтально-слоистой среде не должно быть, из-за неидеальной направленности источника, негоризонтального залегания сейсмических границ и анизотропии среды в окрестности источника.

Компонента записи Yx при горизонтальном воздействии в направлении Y отличается гораздо большей информативностью, чем описанные выше записи z -компоненты при воздействии Y (Yz), где достаточно высок фон волн Рэлея.

Анализ представленных данных показывает, что для мерзлых и талых водонасыщенных пород имеется широкая область перекрытия значения скорости для продольных волн. К поперечным волнам это относится в меньшей степени. Это накладывает определенные ограничения на использование значения скорости продольных волн для идентификации в разрезе геокриологических границ. Особенно затруднительным становится использование скорости продольных волн в случае присутствия в разрезе песчано-глинистых водонасыщенных толщ.

Результат обработки и интерпретации во временной и глубинной областях

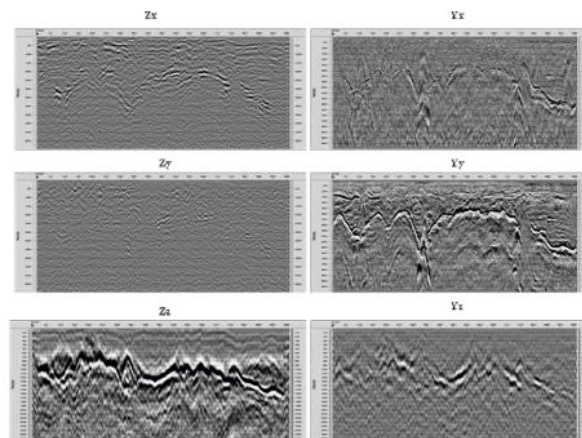
При обработке полученных данных уровень приведения выбирался, с одной стороны, достаточно высоким для корректного изображения неглубоких приповерхностных геологических объектов, с другой стороны, его значение ограничивалось для избежания больших величин временных сдвигов, негативно влияющих на определение скоростей суммирования. Скорость замещения выбиралась для оптимального учета влияния рельефа на геометрию структур. Уровень приведения и скорости замещения выбирались после тестирования. Единый уровень приведения для волн всех типов - 40 м. Скорости замещения для продольных волн - 1700 м/с., для поперечных волн - 600 м/с.

Скоростная модель уточнялась по горизонтальным спектрам скоростей. Дополнительно скорости продольных волн оценивались по преломленным волнам (по поперечным волнам это сделать трудно в силу размытости первых вступлений волн SH).

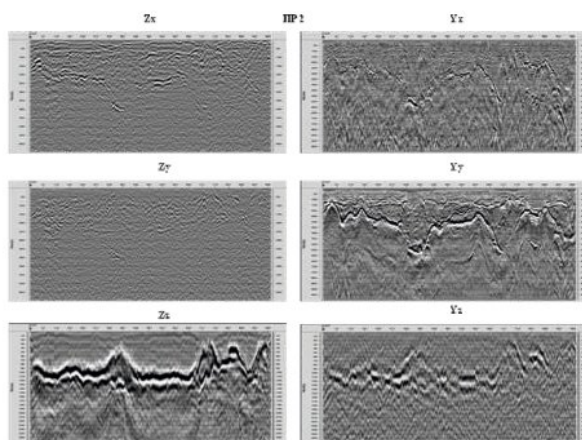
Подбор для асимптотического бинирования при анализе скоростей обменных волн в значительной мере отличается от стандартного подхода. Обычно при асимптотическом бинировании для работ МВС используется отношение $V_p/V_s=2$, в случае малоуглубинной МВС это отношение для верхней части разреза может варьировать от 3 до 8.

На рис. 5-6 приведены временные разрезы шести компонент волнового поля. Разрезы Zz и Yz получены со скоростями PP волн, разрезы Yy , Yx – со скоростями SS волн, разрезы Zx и Zy – по методике обработки PS волн.

Сопоставление данных, полученных



▲ Рис. 5. Временные разрезы PP, PS и SS волн по профилю 1



▲ Рис. 6. Временные разрезы PP, PS и SS волн по профилю 2.

во временной области для отраженных продольных PP (компонента Zz) и поперечных SH (компонента Yy) -волн, показывает, что в данных конкретных условиях (наличие высокоскоростного мало-мощного слоя сезонного промерзания) использование SH-волн является предпочтительным. На данных SH волн отмечается более четкая прослеживаемость границ, выделяется большее количество границ и т.д. Наименее выразительная картина получена для обменных волн PS (компоненты Zx и Zy), что объясняется худшей динамикой, разрешением и коррелируемостью продольных волн, которые служат источником обмена для PS волн. Наличие слабых, спорадически

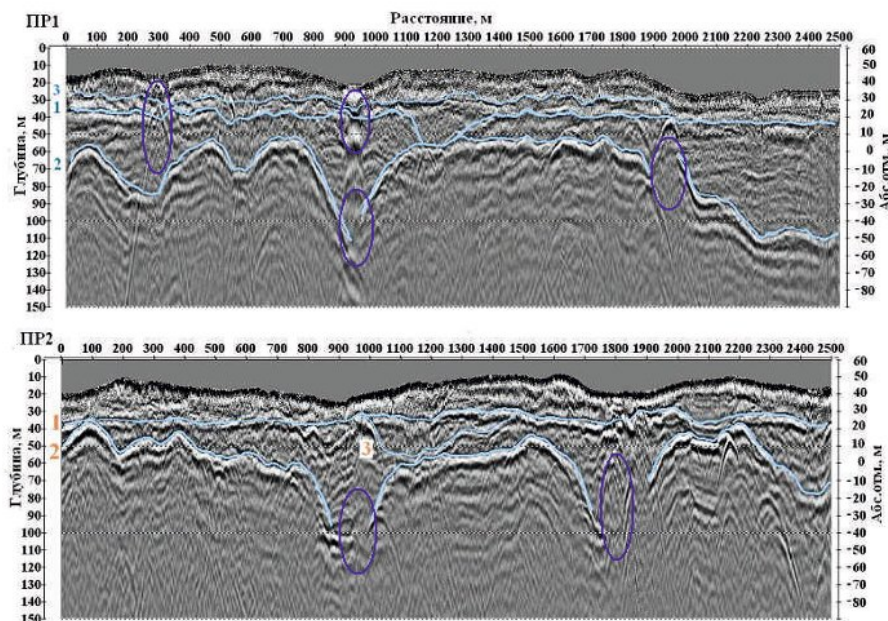


Рис. 7. Глубинные разрезы по профилям 1 и 2 (поперечные SH-волны). С выделение основных сейсмических границ. 1 – литологическая граница, 2 – кровля ММП, 3 – подошва погребенной долины.

прослеживаемых отражений на побочных горизонтальных компонентах соответствующего типа (Y_x и Z_y) можно было бы расценивать, как присутствие азимутальной анизотропии. Но синфазность соответствующих отражений с отражениями на основных компонентах (Z_x и Y_y) говорит скорее о наклоне отражающих границ и несовпадении азимута профиля с азимутом наклона.

Отсутствие скважинной привязки волновых полей вызвало необходимость отождествления и интерпретации выделенных интервалов временных разрезов по полученным скоростным характеристикам (скорости преломленных волн и скорости суммирования) и скважинным данным по литологии разреза по геокриологическому стационару ВСЕГИНГЕО, расположенному в 15-20 км от места работ.

Была принята следующая модель разреза. Верхняя его часть, средняя мощность которой составляет 8 метров, сложена неводонасыщенными песчано-глинистыми породами. Второй слой сложен талыми влажными породами,

которые, однако, не находятся в состоянии полного водонасыщения. Нижней границей талых пород является кровля многолетнемерзлых пород.

Глубинные разрезы по волнам SH с учетом рельефа местности и с выделением отражающих границ приведены на рис. 7. Они имеют достаточно сложную структуру. Граница 1 в целом имеет горизонтальное залегание. Нередко ее выделение затруднено присутствием на глубинном разрезе других границ (выклинивания, врезы и т.п.). Кровля ММП (граница 2) прослеживается на глубинных разрезах наиболее четко. Глубина ее изменяется от 20 до 100 м. Опускание кровли мерзлоты отмечается на участках с пониженными формами рельефа дневной поверхности.

Структура глубинного разреза осложнена присутствием большого количества дифрагирующих объектов, расположенных как вблизи дневной поверхности, так и на глубине. Имеется ряд контрастных дифракционных объектов, связанных с кровлей ММП. Они, как правило, наблюдаются на участках, где кровля ММП

понижена. Их хорошо видно, например, на профиле 1 вблизи пикетов 920, 1900, а на профиле 2 в районе пикетов 1000 и 1800. Характерно то, что именно в этих точках граница 2 перестает прослеживаться. Это дает основание сделать достаточно обоснованное предположение о наличии в исследуемом геокриологическом разрезе сквозных таликов. На профиле 1 они могут располагаться в интервалах ПК900-ПК1000 и ПК1880-ПК1980, а на профиле 2 в интервалах ПК900-ПК1000 и ПК1760-ПК1900. Обоснованность этого предположения подтверждается и данными работы [2]. В ней приводится информация о наличии большого количества глубоких и сквозных таликов на территории Пур-Надымского междуречья. Кроме того, подошва мерзлых пород, установленная по данным бурения вблизи района работ, располагается на глубине 120м, что сопоставимо с глубиной расположения дифракционных объектов на глубинных разрезах. В этом случае дифракционным объектом может являться вертикальный

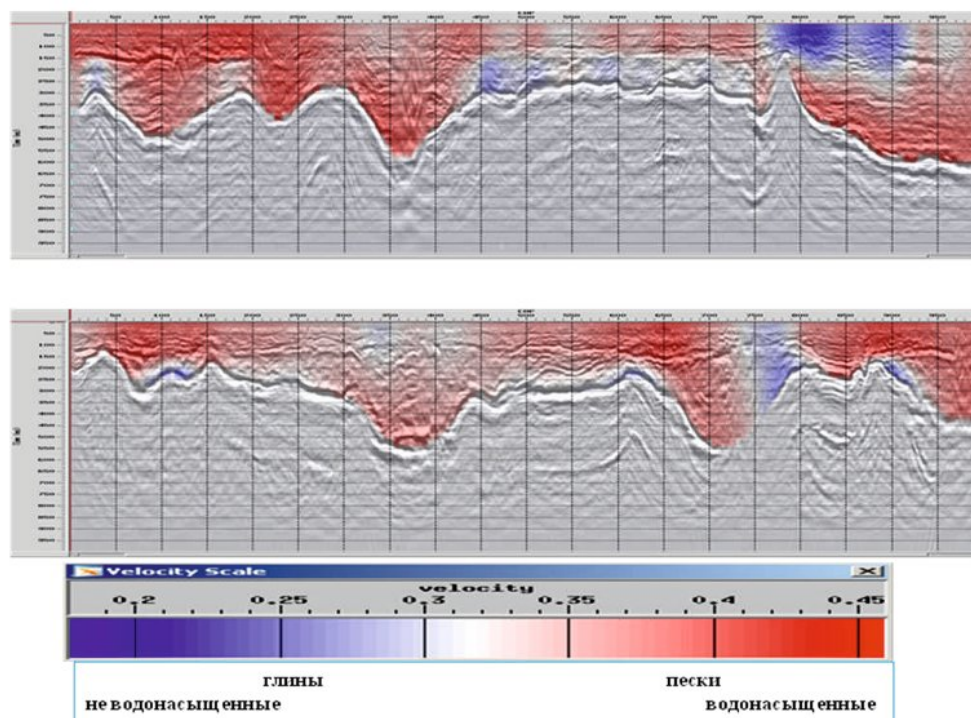
контакт в месте прерывания мерзлых пород.

Дифракционные объекты присутствуют и в пределах талой толщи пород. Так на профиле 1 вблизи ПК1160 и ПК1220 дифракционными объектами являются места выклинивания на кровле ММП промежуточной литологической границы, являющейся подошвой погребенной долины. На этом же профиле в районе ПК 1950 наблюдается интенсивная дифракционная волна, приуроченная к месту резкого изменения глубины границы 1.

Кроме основных границ 1 и 2 на глубинных разрезах выделена еще одна литологическая граница 3 (на ПР 1 в интервале ПК1100 - ПК1400), которая достаточно хорошо прослеживается. Возможно, что она является подошвой погребенной долины. Границы 2 и 3 вблизи ПК1950 выделены с учетом их положения в разрезе и наличия здесь интенсивной дифракционной волны.

Поскольку для продольных и поперечных волн была идентифицирована кровля ВМП, появляется возможность

► Рис. 8. Оценка коэффициента Пуассона для ВЧР по ПР1 и 2.



оценки коэффициента Пуассона для интервала талика (рис. 8). Давать достоверную интерпретацию литологического состава и флюидонасыщения без соответствующих скважинных и петрофизических исследований в данном районе не совсем корректно. Поэтому можно предположить, что пониженные коэффициенты Пуассона приурочены к менее водонасыщенным и более уплотненным грунтам (глины).

Выводы и перспективы развития.

1. Наиболее надежные результаты получены для отраженных SH-волн. Близость частотного состава SH-волн к частотному составу PP-волн при существенно более низких значениях скоростей (в 4-5 раз) объясняет реально наблюдаемую высокую разрешенность волновых полей на поперечных монотипных волнах при изучении ВЧР. Район работ не является в этом смысле исключением. Аналогичные результаты в условиях инверсного скоростного разреза, который формируется в зимний период за счет присутствия слоя сезонного промерзания, неоднократно получались в других районах РФ и за рубежом в различных сейсмогеологических условиях. Тем не менее, в других приповерхностных сейсмогеологических условиях более информативными могут оказаться другие компоненты волнового поля. Это является основанием для утверждения, что при проведении такого рода работ необходимо использовать комплексирование волн разных типов и классов. В частности, в данных работах, не смотря на то, что возможности отраженных продольных волн для изучения строения разреза в этих условиях оказались существенно ограниченными, использование

преломленных продольных волн дало возможность детально изучить строение и состояние пород в водонасыщенной и мерзлой частях разреза.

2. Использование стандартного сейсмического оборудования (за исключением источника упругих колебаний), применяемого при полномасштабных разведочных съемках, вполне оправдало себя. Более того, тенденция увеличения плотности наблюдений (уже известны примеры съемок с шагом ПП и ПВ 5-10 м) позволяет в будущем надеяться на получение комплексных данных по детальному изучению ВЧР и глубинной сейсморазведке. В этом случае, помимо инженерных задач, данные по малоглубинной сейсмике позволят прецизионно решать проблемы статических поправок по волнам разных типов.

3. Важным является также попытка использования стандартных пакетов обработки и интерпретации сейсмических данных для малоглубинной сейсмике. Мощный арсенал программных средств, разработанных для поисков и разведки энергетических ресурсов, поможет в значительной степени расширить круг задач, решаемых малоглубинной сейсмикой (включая обратные динамические задачи).

Технологию изучения криолитозон с использованием МВС для целей снижения геологических рисков, связанных с разрушением объектов от воздействия геокриологических условий при выборе площадок строительства различных объектов, обеспечивающих разведку, добычу и транспортировку углеводородного сырья, планируется развивать и совершенствовать в следующих направлениях:

- повышение пространственного

охвата систем сбора данных (опробование элементов 3D, сгущение сетки профилей и т.п.);

- повышение производительности и детальности работ (увеличение количества линий приема и канальности приемной расстановки, опробование других технологических решений для реализации двухкомпонентного возбуждения упругих колебаний с расширением частотного состава излучаемых колебаний в сторону высоких частот);

- комплексирование сейсмических работ с бурением и микро - ВСП в мелких скважинах в точках критических изменений сейсмических разрезов.

Несомненно, использование сухопутных кос - стримеров с трехкомпонентными приемниками [7] в значительной степени повышает производительность инженерных работ. Но, с другой стороны, в этом случае теряется хороший контакт сеймоприемник-почва, что в особенности важно для сдвиговых колебаний. Особенно это касается условий работ с устойчивым снежным покровом. Во всяком случае, этот вопрос представляет исследовательский интерес.

Благодарности

Авторы выражают глубокую признательность руководству ООО «Газпром Георесурс» за возможность публикации данных, полученных по заказу компании. Особую благодарность авторы выражают Скворцову А.Г. (Институт криосферы Земли СО РАН) за помощь и консультации при обработке и интерпретации полученных данных.

Литература

1. Методические рекомендации по применению сейсмоакустических методов при изучении инженерно-геологических условий на БАМе. Всесоюзный Научно-Исследовательский Институт Транспортного Строительства, МОСКВА 1977
2. М.Б. Седов, Сейсмические исследования в районах многолетней мерзлоты. Наука 1988, 184 с.
3. Скворцов А.Г, Высокоразрешающая сейсморазведка на поперечных волнах при изучении верхней части геологической среды // Инженерная геофизика Сб материалов междунар конф М Изд-во Моск ун-та, 2005, с 16-18
4. Мельников В.П., Скворцов А.Г., Малкова Г.В. и др. Результаты изучения геокриологических условий арктических территорий с помощью геофизических методов // Геология и геофизика, 2010, т 51, №1 с 169-177
5. А.Г. Скворцов, А.М. Царев, М.Р. Садуртдинов, Методические особенности изучения сейсмогеокриологического разреза., Криосфера Земли, 2011, т. XV, J* 4, с. 110-113
6. Применение сейсмоакустических методов в гидрогеологии и инженерной геологии. Под ред. Н.Н. Горяинова. М.: Недра, 1992. 264с.
7. Andre J, M. Pugin, Kevin Brewer, Timothy Cartwright, Susan E. Pullan, Perret Didier, Heather Crow, and James A. Hunter1, Near surface S-wave seismic reflection profiling - new approaches and insights. first break volume 31, February 2013

Некоторые проблемные вопросы изучения и учета влияния верхней части разреза в сейсморазведке

■ Михеев С.И., Михеев Д.С., НВНИИГГ, г.Саратов

Аннотация. В статье обсуждаются проблемы, возникающие в сейсморазведке при изучении и учете искажающего влияния верхней части разреза (ВЧР). Делается вывод о необходимости выявления и учета в практике малоизученных факторов, препятствующих получению точных сведений о строении и свойствах ВЧР.

Проблема повышения эффективности способов исключения искажений характеристик отраженных волн, связанных с верхней частью разреза, относится к наиболее актуальным. Решение данной проблемы требует углубления и систематизации данных об искажающей роли различных факторов, снижающих точность определяемых характеристик ВЧР. По нашему мнению, некоторые из связанных с данной проблемой вопросов не нашли адекватного своей роли освещения в опубликованной литературе [6, 11, 17, 18 и др.]. Это и послужило побудительной причиной для написания данной статьи.

При проведении сейсморазведочных работ ВЧР обычно изучается микросейсмокаротажом (МСК) или методом преломленных волн (МПВ).

Оба этих метода характеризуются ошибками, часть из которых являются общими, часть специфическими для конкретного метода. Основные погрешности определения и задания статических поправок как в МСК, так и в МПВ определяются:

- ошибками интерполяции и экстраполяции поправок между пикетами, где они определялись на основе применения специальных систем наблюдения;
- зависимостью физических свойств верхней части разреза от времени изучения;
- ограничением глубины изучения ВЧР, приводящим к недоучету неоднородностей, залегающих ниже кровли коренных пород;

- анизотропными свойствами ВЧР.

Рассмотрим вышеприведенные причины возникновения ошибок при определении статических поправок в порядке их перечисления.

Ошибки задания статических поправок, связанные с интерполяцией и экстраполяцией их значений, возникают вследствие относительно больших расстояний между скважинами МСК или пикетами зондирования МПВ. Очевидный путь преодоления указанной проблемы, основанный на сгущении точек наблюдения до 500м/км и менее, на практике реализуется редко по экономическим причинам. Широкое внедрение в практику сейсморазведочных работ технологии МОГТ 3D внесло дополнительные сложности в решение проблемы учета ВЧР, обусловленные разреженностью сети специальных наблюдений по ее изучению. В МОГТ 3D необходимо знать строение и свойства ВЧР на всей площади съемки, которая может быть довольно значительной. В результате еще более острым, по сравнению с профильной сейсморазведкой, становится вопрос о достаточной плотности наблюдений. Последняя должна быть оптимальной, то есть должна обеспечивать надежное решение поставленных геологических задач при приемлемых затратах. Как справедливо отмечено в работе [3], некоторые геофизические компании, убедившись в недостаточной эффективности применения приемлемой с позиций затрат сети 4 x 4 км и даже 2 x 2 км, предлагают обрабатывать МСК или

малоглубинные зондирования МПВ по сети 1 x 1 км, 500 x 500 м и менее. Тем самым ситуация с решением проблемы учёта поверхностных неоднородностей загоняется в тупик. Действительно, расходы на изучение ВЧР в таком случае становятся очень велики и превышают 15 - 20% стоимости полевых сейсмических исследований. В итоге они могут оказаться в разы большими, чем расходы на обработку и интерпретацию материалов МОГТ.

Зависимость физических свойств верхней части разреза от времени изучения определяется непостоянством физических свойств слагающих ее пород, что, в первую очередь, объясняется изменением их влажности. Действительно, с одной стороны акустические свойства пород очень сильно зависят от их водонасыщенности, с другой – уровень грунтовых вод (УГВ), который обычно определяет положение кровли коренных пород, с точки зрения сейсморазведчика, чувствителен к изменениям, происходящим в атмосфере, лунно-солнечным приливам и др. По многочисленным опубликованным данным, УГВ существенно меняется даже в пределах суток [5]. В частности, к его изменению, а также непостоянству водонасыщенности пород ВЧР в целом приводит просачивание талых и дождевых вод. После выпадения дождя объемная влажность почвы резко увеличивается. Причем коэффициент инфильтрации (доля влаги осадков, перешедшая в грунтовые воды) для большинства водосборов основных рек России превышает 0.6. В сухое время года верхний водоносный горизонт отдает речной сети часть воды, что приводит к снижению УГВ.

При проведении сейсморазведочных работ в переходных зонах возникает специфическая проблема учета приливно-отливных явлений. Оно приводит к

изменению толщины водного слоя, которое в ряде районов превышает 3м. Это, в свою очередь, вызывает временные сдвиги порядка 4 мс. Изменения толщины водного слоя могут определяться также перемещениями береговой линии под воздействием ветра.

Другим фактором, также определяющим временную изменчивость физических свойств пород ВЧР, является непостоянство температуры приповерхностного слоя. Согласно [19] годовые колебания температуры наблюдаются до глубин 5 - 30 м. Причем на глубинах 1.5 - 2.0 м в течение года температура изменяется на 5 - 10 С. Особенно сильные изменения скоростей пород ВЧР наблюдаются в результате их промерзания. Например, водонасыщенные песчано-глинистые породы характеризуются скоростями 1500 – 2400 м/с в талом состоянии и 2600 – 3500 м/с в мерзлом. При промерзании грубодисперсных пород значения скоростей продольных волн V_p резко возрастают в 3 - 5 раз и более, при промерзании тонкодисперсных - в 1.5 - 3 раза. Кратковременное промерзание почвы связано с ночными заморозками, сезонное вызывается наличием среднесуточных отрицательных температур зимой. Сезонномерзлые толщи обычно представляют собой непрерывные по вертикали слои. Верхняя их граница совпадает с дневной поверхностью, а нижняя граница находится на относительно небольшой (от сантиметров до единиц метров) глубине.

Для некоторых регионов значительной проблемой является учет в данных сейсморазведки многолетнемерзлых пород (ММП). Их кровля залегает на различных глубинах ниже дневной поверхности вследствие неравномерного сезонного или многолетнего протаивания. Наблюдаются случаи залегания двух и более слоев многолетнемерзлых пород

друг над другом, разделенных талыми прослоями. Кровля ММП является акустически жесткой границей, на которой формируются интенсивные отраженные и преломленные волны. Также усложняющими изучение и учет ВЧР факторами при наличии сезонномерзлых толщ и ММП являются значительные по величине и протяженности аномалии градиента скорости в зонах оттаивания мерзлого грунта.

Другая причина, сказывающаяся в результатах разновременного определения характеристик ВЧР, связана с формированием снежного покрова в зимнее время. Причем дополнительное влияние на свойства такого покрова оказывает процесс его уплотнения.

Кроме того, временную изменчивость скоростных характеристик ВЧР вызывают вариации в ней давления. Такие вариации происходят по целому ряду причин, каждая из которых имеет свою периодичность. Поэтому итоговое давление, влияющее на скорость распространения сейсмических волн, представляет собой сложную функцию времени, содержащую множество компонент. Как отмечено в работе [4], особенно большие вариации скорости продольных волн отмечаются при малых значениях давления в характерных для ВЧР терригенных слабоуплотненных породах. Изменения здесь давления всего лишь на 10 МПа могут приводить к вариациям скорости до 10%, а, следовательно, и к вариациям значений времен пробега сейсмических волн через этот интервал разреза так же до 10%.

Обсуждаемая изменчивость давления преимущественно связывается с действием лунно-солнечных приливных сил. Установлено, что амплитуда колебаний лунно-солнечных приливных сил изменяется во времени с периодами: 18,61 г., 8,85 г., 6,0 г., 1 г., 0,5 г., месячным, полуме-

сячным, недельным, суточным, полусуточным и другими менее значимыми периодами [16].

Для количественной оценки временной изменчивости свойств ВЧР автором совместно со Старовойтовым В.С. были проанализированы данные МСК в пределах Северо-Гвардейского и Слепцовского участков [10]. Данные участки расположены в Саратовском Правобережье и отличаются весьма сложными поверхностными сейсмогеологическими условиями. Общее количество проанализированных зондирований МСК составило 218. С целью расширения возможностей анализа экспериментальных данных и повышения надежности результатов вычислялись и изучались вертикальные времена T_v для глубин $H = 30$ м, 60 м и 80 м. Всего было сформировано по 9 выборок T_v , отвечающих различным глубинам и временам отработки МСК. В одну группу сведены результаты, полученные летом, в другую - зимой, в третью - весной и осенью. Объединение наблюдаемых данных весеннего и осеннего периодов было выполнено исходя из близости для них результатов определений T_v , а также с целью обеспечения приблизительно одинаковой представительности всех сформированных выборок для разных временных интервалов.

Анализ собранных данных выявил тенденцию уменьшения значений T_v в зимний и весенне-осенний периоды по сравнению с летним. Для зимнего периода уменьшение в среднем составило 4.5 мс, для весенне-осеннего – 3.0 мс. При использовании наиболее распространенных сейчас поверхностных источников сейсмических колебаний, отмеченные аномалии T_v могут привести к искажениям вертикальных времен на разрезах ОГТ порядка 6-9 мс, существенным с точки зрения современной практики нефтегазопромысловых работ.

Переходя к обсуждению последствий недоучета неоднородностей, залегающих ниже кровли коренных пород, отметим, что важность данной проблемы, в свете анализа эффективности исключения искажающего влияния ВЧР, подчеркивалась еще в работах Н.Н. Пузырева [15]. Наличие обсуждаемых неоднородностей приводит к значительным искажениям характеристик регистрируемых полей отраженных волн. Действительно, ниже выбираемых из общепринятых в сейсморазведке соотношений линий приведения (ЛП) в большинстве случаев наблюдаются криволинейность границ раздела, зоны литологического замещения пород, дизъюнктивные нарушения, линзы водоносных пород и пр. Вышеперечисленные и другие неоднородности, расположенные ниже ЛП, приводят к значительному искажению регистрируемой на поверхности волновой картины. Для того чтобы убедиться в справедливости утверждения о сложном строении разреза ниже обычно выбираемых ЛП достаточно ознакомиться с имеющимися геологическими и особенно гидрогеологическими разрезами большинства территорий, где проводятся сейсмические исследования. Найти их для разных территорий России можно, например, в справочнике [2].

Судя по опубликованной литературе, влияние на регистрируемое волновое поле глубокозалегающих локальных неоднородностей ВЧР изучено недостаточно. Общепринятым является предположение, что в этой части разреза значительных изменений строения и упругих свойств пород не наблюдается. Повсеместное распространение указанного допущения отчасти является вынужденным, так как методические и экономические трудности учета искажающего влияния неоднородностей, расположен-

ных ниже кровли коренных пород, очевидны. Действительно, углубление скважин МСК влечет значительное удорожание комплекса сейсморазведочных работ, малоглубинные же модификации отраженных и преломленных волн встречают значительные трудности методического характера при изучении глубин от нескольких десятков до нескольких сотен метров. Таким образом, для малоглубинной модификации МОГТ возникает трудноразрешимая проблема кардинального повышения разрешающей способности метода. Помимо того, стоимость малоглубинного МОГТ оказывается сопоставимой со стоимостью основного вида глубинных исследований. Реализация же специальных работ МПВ по изучению ВЧР повышенной глубинности, помимо экономических причин, осложняется частым проявлением эффекта выпадения слоев. Подробное обсуждение данного эффекта будет приведено ниже.

Влияние анизотропных свойств ВЧР на данные сейсморазведки при проведении геологоразведочных работ на нефть и газ практически не исследовалось. При изучении свойств ВЧР помимо эффектов, обусловленных упорядоченностью внутренней структуры вещества, т. е. проявления собственно анизотропии, необходимо учитывать и влияние литологической неоднородности разреза (квазианизотропию). Исходя из общетеоретических соображений, эффекты анизотропии и квазианизотропии могут определять расхождения данных различных методов изучения ВЧР, так как влияние этих эффектов зависит от используемых физических полей, характеристик систем наблюдения, спектра используемых колебаний и др. Кроме того, очевидной является возможность искажения используемых данных о характеристиках приповерхностных отложений за счет

различной ориентации вспомогательной и основной систем наблюдений. Влияние обсуждаемого фактора исследовалось с участием авторов на месторождении Тенгиз, где в рамках опытно-методических работ были выполнены наблюдения в трех скважинах глубиной 50 м. В качестве источника колебаний использовался взрыв одиночного детонатора с шагом по стволу скважин 2.5 м. Наблюдения осуществлялись многократно в течение 24-х часов через каждый час (т.е. 24 раза на каждой скважине) по системе обращенного трехкомпонентного микросейсмокаротажа. Прием колебаний проводился на трех пересекающихся расстановках, которым соответствовало шесть лучей наблюдений. Сейсмоприемники располагались на удалениях 5, 10, 15, 20 и 25 м от устья скважин. По данным МСК вычислялись скорости в зоне малых скоростей (V1) и скорости в коренных породах (V2). Проведенные эксперименты показали, что в условиях территории исследований максимальные различия значений скоростей в ЗМС и коренных породах ВЧР, обусловленные различной ориентацией систем наблюдений, достигают 5%, что значимо для практики нефтегазопромысловых работ.

Указанные изменения не могут быть объяснены проявлением случайных погрешностей измерений, так как последние были проведены 24 раза и полученные результаты характеризовались небольшими (до 1-2%) знакопеременными расхождениями. Причем средние значения расхождений были близки к нулю.

Вышеперечисленные факторы приводят к ошибкам определения характеристик ВЧР и статических поправок как для МСК, так и для МПВ. Следует отметить и специфические для каждого метода искажающие факторы.

Так на данные наиболее точного, по общепринятому мнению, метода МСК может сказаться влияние на физические свойства пород промысловой жидкости, используемой при бурении скважин. В МПВ, как уже отмечалось выше, проблемой является снижение точности данных, связанное с проявлением эффекта выпадения слоев. Обычно, описываемые в литературе случаи «выпадения слоя», связаны с наличием в разрезе пластов с пониженными относительно вышележащих скоростями. Однако в практических ситуациях часто встречается и другой реже обсуждаемый случай, когда скорости в слоях с глубиной возрастают, но вследствие складывающегося соотношения толщин пластов и скоростей в них из годографов первых вступлений выпадает некоторое число ветвей. Для трехслойного разреза с плоскопараллельными границами раздела условие пропуска промежуточного пласта может быть записано следующим образом:

$$X_{12} > X_{13}, X_{23} < X_{13}. \quad (1)$$

Здесь X_{12} , X_{13} – абсциссы точек пересечения годографов преломленных и прямой волн, X_{23} – абсцисса точки пересечения годографов преломленных волн. При выполнении условия (1) годограф первых вступлений не содержит ветви, связанной с кровлей второго слоя. В результате, при интерпретации первых вступлений возникают ошибки в определении глубины кровли третьего слоя, а также ошибки вычисления статических поправок. Погрешности будут максимальными, если пропускаемый слой обладает наибольшей возможной мощностью. При этом выполняется очевидное равенство

$$X_{12} = X_{23} = X_{13}. \quad (2)$$

Для случая совпадения линии приведения с кровлей третьего слоя нами получена следующая формула для вычис-

ления относительной погрешности определения статической поправки [9]:

$$\Delta = 1 - \left[\frac{\frac{1}{V_1} - \frac{1}{V_2}}{\frac{1}{V_1} - \frac{1}{V_3}} \cdot \frac{\cos i_{13}}{\cos i_{12}} \cdot \left(1 - \frac{\cos i_{13}}{\cos i_{23}} \right) + \frac{\cos i_{13}}{\cos i_{23}} \right]^{-1} \quad (3)$$

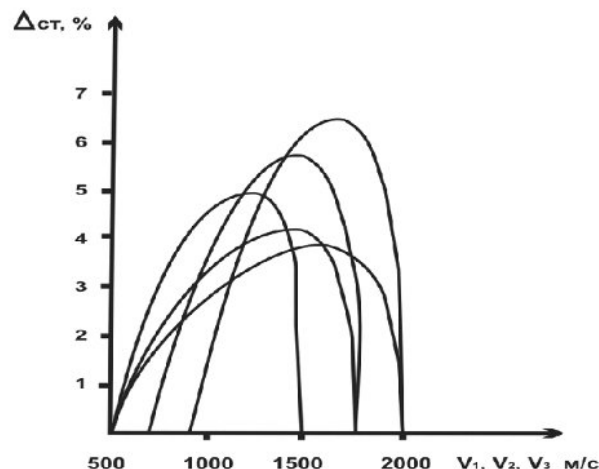
где V_1, V_2, V_3 - значения скоростей в первом, втором и третьем слоях;

i_{12}, i_{13}, i_{23} - критические углы, вычисляемые по скоростям в первом-втором, первом-третьем и втором-третьем слоях.

Согласно формуле (3) погрешность равна нулю при условии $V_2=V_1$ или $V_2=V_3$. Такой результат очевиден, так как в данных случаях трехслойный разрез вырождается двухслойный.

Рассмотрим результаты расчетов по формуле (3) на примере значений скоростей, характерных для весьма сложных поверхностных сейсмогеологических условий Саратовского Правобережья. Согласно выполненному нами анализу данных, имеющих на данной территории зондирований МСК, здесь для трехслойных разрезов скорости в первом, втором и третьем слоях варьируют в пределах 520 - 900 м/с, 670 - 1540 м/с и 1450 - 2100 м/с, соответственно. Примеры полученных для указанных скоростей результатов теоретических расчетов представлены в графическом виде на рис. 1.

Из представленных на нем графиков следует, что погрешности определения статических поправок максимальны при $V_2 \approx 0,85V_3$. С ростом V_1 растут и величины ошибок. Как видно на рис. 1, погрешность вычисления статических поправок для трехслойной ВЧР Саратовского Правобережья может достичь 6% и более (в абсолютных единицах 5-6 мс). Такие погрешности, учитывая небольшую амплитудную выраженность ловушек в пределах указанной территории, могут существенно сказаться на эффективности

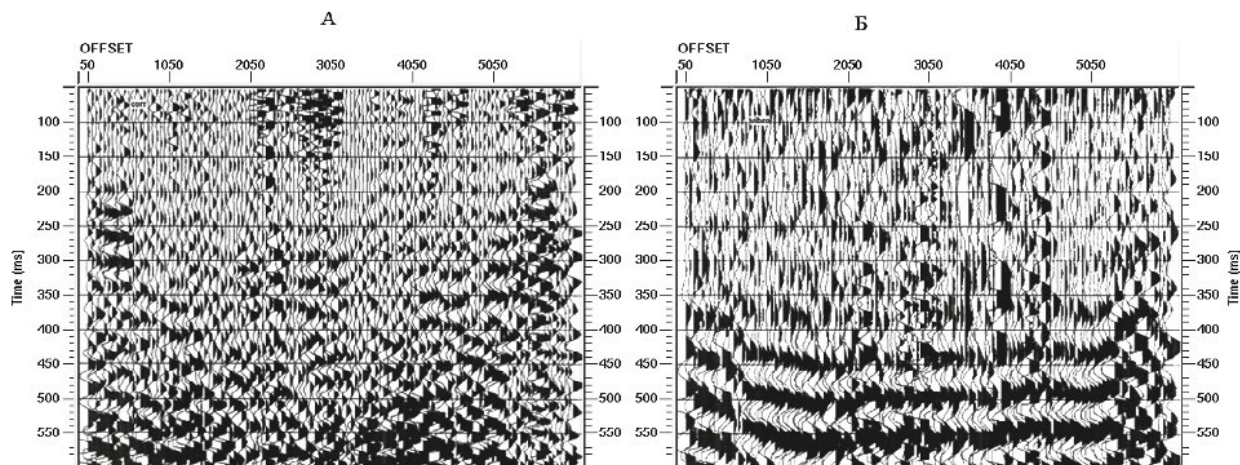


▲ Рис. 1. Графики относительной погрешности определения статических поправок вследствие «выпадения слоя»

сейсморазведки.

По данным выполненного нами сейсмогеологического моделирования ВЧР Саратовского Правобережья, основанного на обобщении имеющихся на эту территорию данных МСК, эффект выпадения слоя наблюдается здесь более чем в 50% случаев [8]. В приведенной суммарной оценке учтены случаи, связанные с наличием в разрезе пластов с пониженными относительно вышележащих скоростями, а также с отсутствием в области первых вступлений ветвей годографа волны, преломленной на кровле одного из слоев ВЧР.

Эффективность МПВ при изучении ВЧР снижается также по причине отличия по частотному диапазону колебаний, регистрируемых в МОГТ и МПВ, приводящего к трудностям увязки их данных. Указанная проблема устраняется в случае применения способов интерпретации преломленных волн, попутно регистрируемых в области первых вступлений на сейсмограммах МОГТ [1, 6, 7, 17 и др.]. Такие способы, не требующие проведения специальных полевых работ для изучения строения ВЧР, получили широкое распространение в практике ГРП. Точность получаемых с их помощью результатов, в основном, зависит от надежности



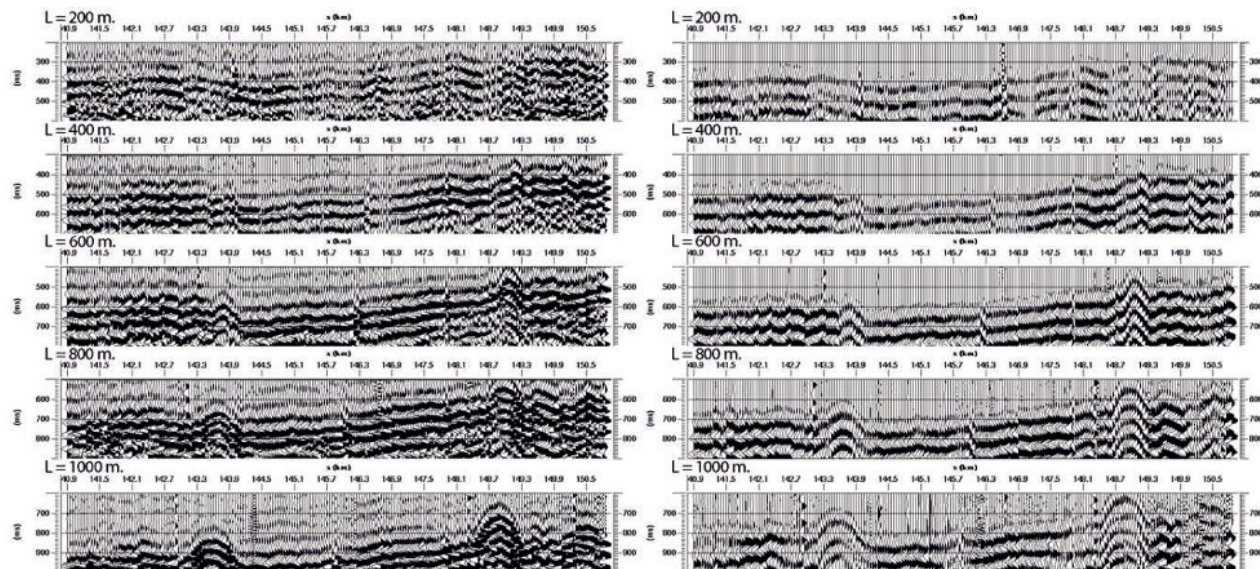
▲ Рис. 2. Монтаж временных разрезов $L = \text{const}$. Случай низкого качества сейсмического материала в области первых вступлений. А, Б – разрез полученный стандартным способом и с применением ТМС соответственно.

ти корреляции первых вступлений. Обеспечить выполнение данного условия зачастую оказывается затруднительно, особенно для вибрационных источников. Это связано с тем, что при применении вибраторов, после процедуры корреляционного преобразования виброграмм на записи фиксируются интенсивные побочные максимумы корреляционной функции, маскирующие моменты вступлений первых волн. Возникающие трудности в значительной мере можно устранить с помощью разработанной нами технологии многоуровневой сейсморазведки (ТМС). Основная идея ТМС заключается в уменьшении баз группирования элементов полевой интерференционной системы, коррекции частотного спектра свип-сигнала перед процедурой корреляции в соответствии с частотной характеристикой среды, а также в оптимизации полевой системы наблюдений на лабораторном этапе для всех целевых глубинных интервалов разреза [12].

В качестве примера улучшения за счет применения ТМС надежности выделения и прослеживаемости первых вступлений приведем монтаж временных разрезов равных удалений $L = \text{const}$ для сейсмического профиля МОГТ, обрабо-

танного в условиях бортовой зоны Прикаспийской впадины с вибрационным источником (рис. 2). Сколь-либо надежно прокоррелировать на временном разрезе равных удалений первые вступления не удастся (см. рис. 2А). Использование же технологии ТМС позволило довольно уверенно проследить вступления первых волн (рис. 2Б). Применение обсуждаемой технологии в качестве действенного средства повышения надежности корреляции первых вступлений целесообразно даже в относительно простых случаях. Это хорошо видно на монтаже разрезов $L = \text{const}$ для фрагмента профиля Ха, отработанного в пределах Ставропольского свода (см. рис. 3). Судя по данному рисунку, первые вступления на разрезах $L = \text{const}$, полученных стандартным способом (рис. 3 А), уверенно прослеживаются на всех удалениях. Но определить время вступлений первых волн из-за наблюдающейся многофазности записи крайне сложно. Применение ТМС практически полностью устранило влияние указанного фактора (см. рис. 3 Б).

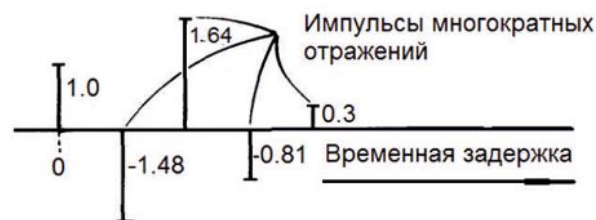
Завершая обсуждение способов изучения и учета ВЧР, отметим, что даже в гипотетическом случае, когда вводимые в сейсмические записи статические поправки определены с абсолютной



▲ Рис. 3. Монтаж временных разрезов $L = \text{const}$. Случай высокого качества сейсмического материала в области первых вступлений. А, Б – разрез полученный стандартным способом и с применением ТМС соответственно

точностью, некоторые из проблем учета влияния ВЧР все равно остаются. На данное обстоятельство, в частности, обращалось внимание в монографии К. Уотерса [18]. Из-за тонкой слоистости ВЧР в ней возникают интерференционные явления, определяющие ее фильтрующие свойства. К.Уотерс предложил аппроксимировать эти свойства обобщенным фильтром. Он показал, что максимальный всплеск его импульсной характеристики не соответствует результатам прямого определения времени распространения волны в ЗМС. В качестве примера в [18] им приведена импульсная характеристика ВЧР с учетом источника и приемника (рис. 4). Она соответствует случаю задания плотности пород ЗМС равной 1.5 г/см^3 и скорости распространения в ней упругих волн - 600 м/с . Плотность коренных пород бралась равной 2.5 г/см^3 , скорость в них - 2440 м/с . Демонстрируемое на рис. 4 смещение максимума импульсной характеристики ЗМС относительно времени задержки в ней проходящей сейсмической волны определяет возможность изменения начального соотношения амплитуд

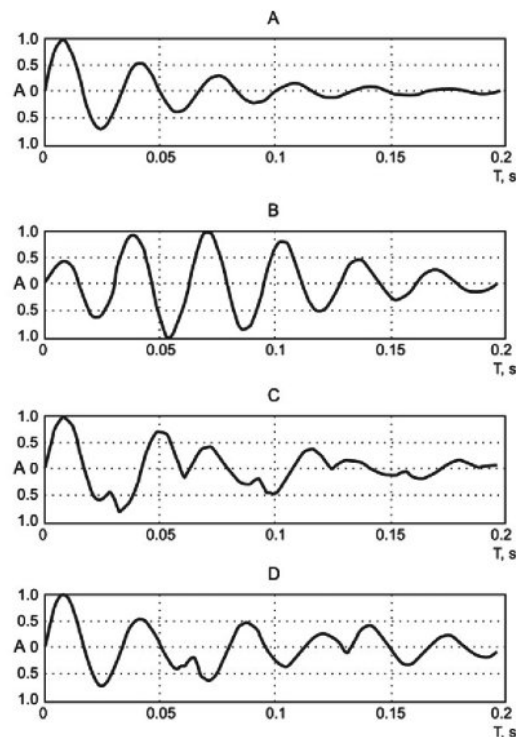
экстремумов сейсмических импульсов. Тем самым создаются условия для ошибочной корреляции отражений, снижения эффективности автоматической коррекции статических поправок. По мнению К.Уотерса, по этой причине даже высокоточные измерения времени пробега волн, например с помощью МСК, зачастую не обеспечивают эффективного исключения искажающего влияния верхней части разреза. С этим можно согласиться, так как в МОГТ корреляция отражений практически осуществляется по экстремумам сейсмических импульсов, а не по временам их



▲ Рис. 4. Пример импульсной характеристики ВЧР с учетом источника и приемника (К.Уотерс, 1981). Породы ЗМС характеризуются плотностью 1.5 г/см^3 и скоростью 600 м/с . Плотность коренных пород 2.5 г/см^3 , скорость в них 2440 м/с

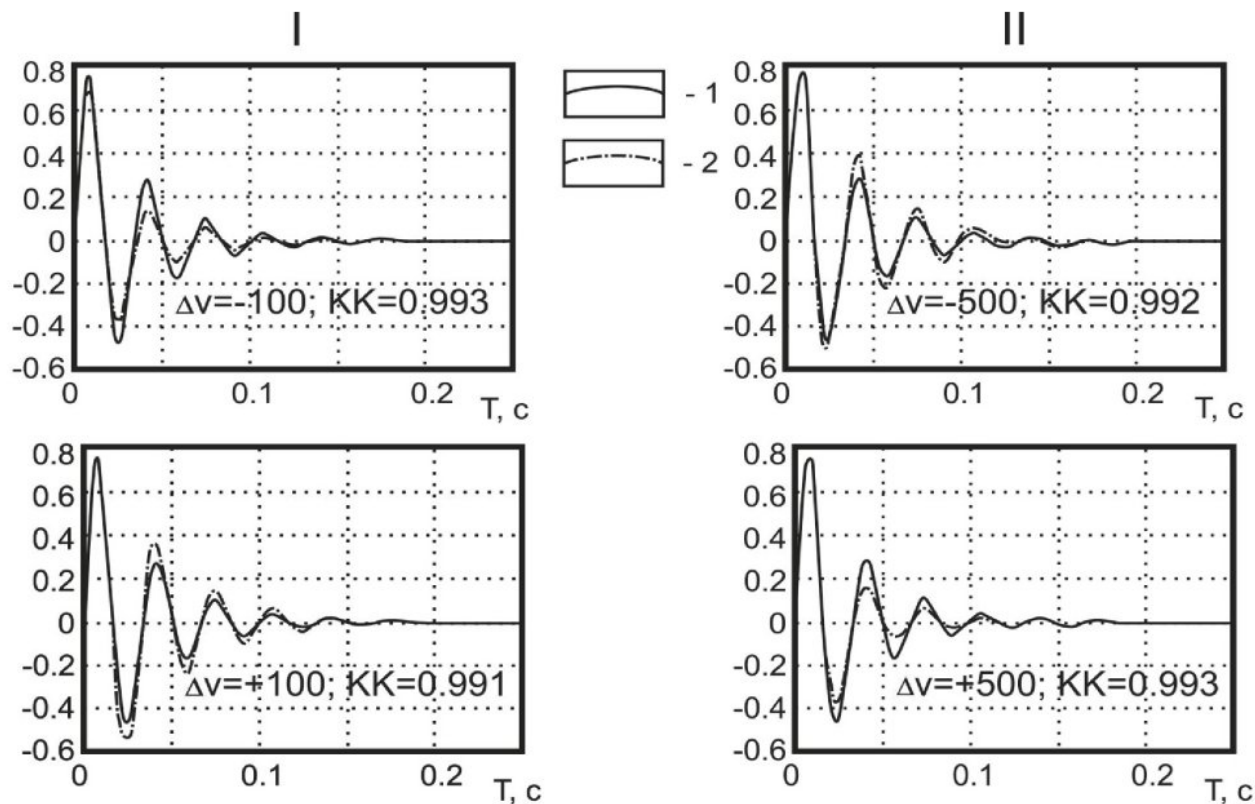
вступлений. Основная опасность заключается в появлении локальных искажений динамики отражений, связанных с изменчивостью по площади строения ВЧР. В результате такой изменчивости меняется и импульсная характеристика фильтра, что приводит к изменяющимся по латерали сдвигам по времени экстремумов сейсмических импульсов. На рис. 5 приведен пример связанных с тонкой слоистостью разреза ВЧР искажений формы сейсмического импульса, полученный путем математического моделирования. Здесь показано изменение формы импульсного сигнала при двукратном (вверх и вниз) прохождении через двухслойную ВЧР. При расчетах значение скорости в ЗМС (V_1) принято равным 600 м/с, величина скорости в коренных породах (V_2) – 1800 м/с. Соответствующие значения плотностей составляли 1.65 г/см³ и 2.14 г/см³. Как следует из рис. 5, даже для рассмотренной простой модели ВЧР искажения сигнала весьма значительны. Особенно примечательно изменение амплитуд экстремумов импульса вплоть до инверсии их знаков.

Исключить обсуждаемые искажения можно, применяя разработанный нами способ устранения искажающего влияния ВЧР, основанный на вычислении и учете ее частотной характеристики, расчете и применении обратного фильтра [14]. Отметим, что помимо тонкой слоистости разреза в способе также учитывается поглощение сейсмической энергии в ВЧР. Из-за зависимости поглощения от частоты ВЧР действует как фильтр низких частот, внося дополнительные, причем изменяющиеся по профилю (площади), искажения в форму сейсмического сигнала. С практической точки зрения важно подчеркнуть, что обсуждаемый способ устранения искажающего влияния ВЧР эффективен даже в случае значительных погрешностей в



▲ Рис. 5. Изменение формы импульсного сигнала при двукратном прохождении через двухслойную ВЧР. При расчетах значение скорости в ЗМС (V_1) принято равным = 600 м/с, величина скорости в коренных породах (V_2) – 1800 м/с. Соответствующие значения плотностей составляли 1.65 г/см³ и 2.14 г/см³. А – форма исходного импульса; В, С – форма импульса после прохождения ЗМС толщиной 5 и 10 м соответственно.

данных, использованных при вычислении обратного фильтра. Это утверждение иллюстрируется рис. 6, на котором демонстрируются результаты восстановления формы сейсмического импульса при неточном задании скоростей в ЗМС и коренных породах. Заданные в проведенном вычислительном эксперименте ошибки скорости в ЗМС составляли +100 м/с, -100 м/с, в коренных породах +500 м/с, -500 м/с. Несмотря на столь значительные ошибки в задании скоростей, исходный сигнал восстанавливался с высокой точностью (см. рис. 6), коэффициенты парной корреляции между ним и восстановленным импульсом во всех рассмотренных случаях превышали 0.9.



▲ Рис. 6. Примеры восстановления формы сейсмического сигнала после прохождения ВЧР при наличии ошибок в данных для расчета обратного фильтра.
1 – форма исходного сигнала;
2 – форма восстановленного сигнала;
I, II – варианты ошибочного задания скорости в ЗМС и коренных породах соответственно;
 ΔV – абсолютная погрешность задания скорости; KK – коэффициент корреляции исходного и восстановленного сигнала.

Завершая статью, отметим, что авторы в полной мере отдают себе отчет в том, что помимо рассмотренных в ней проблем существует большое число и других технико-методических, а также теоретических аспектов повышения эффективности учета ВЧР. Кроме того, ограниченный объем статьи не позволил детально остановиться на раскрытии затронутых вопросов. Приведенные в ней материалы, по нашему мнению, свидетельствуют о наличии множества малоизученных факторов, затрудняющих учет искажающего влияния ВЧР на регистрируемое поле целевых волн. Очевидно, что в полной мере устранить их искажающее влияние невозможно. Все используемые на настоящий момент в сейморазведке способы изучения ВЧР имеют те или иные ограничения и не обеспечива-

ют безошибочных решений. Поэтому сформулировать исчерпывающие выводы по повышению эффективности этих способов до приемлемых для современной практики геологоразведочных работ показателей практически невозможно. Однозначно можно сделать заключение лишь о том, что в решении проблемы повышения эффективности сейморазведочных работ на нефть и газ развитию методик изучения и учета ВЧР принадлежит одна из важнейших ролей. Причем в районах, где общепринятые способы не дают удовлетворяющих практику результатов, существенное повышение качества сейсмического материала следует связывать с выявлением и учетом вышеописанных и других малоисследованных факторов, влияющих на данные методов изучения ВЧР.

Литература

1. А. С. 1536248 СССР. Способ определения статических поправок / С. И. Михеев, В. С. Старовойтов (СССР).—№ 431766731-25; Заяв. 16.10.87; Бюл. № 2,1990.
2. Гидрогеология СССР. М., Недра, 1972.
3. Завьялов В. А. Методические и технологические подходы к изучению по-верхностных неоднородностей с использованием систем МОВ ОГТ в среднем Приобье // Технологии сейсморазведки. — 2009.- № 1.
4. Кузнецов В. И., Вялова Е.К. Влияние календарного времени проведения сейсмических работ на точность структурных построений // Геофизический вестник. — 2000. - №5.
5. Спасский Б.А. Учет верхней части разреза в сейсморазведке.- Иркутск: Изд-во Иркут. ун-та, 1990.
6. Ковалевский В.С. Условия формирования и прогнозы естественного режима подземных вод. — М.: Недра,1973.
7. Козырев В.С., Жуков А.П., Коротков И.П., Жуков А.А., Шнеерсон М.Б. Учет неоднородностей верхней части разреза в сейсморазведке. — М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003.
8. Кузнецов В. И., Воронцов И. В. Применение различных технологий учета влияния многолетнемерзлых пород на результаты нефтегазовой сейсморазведки // Технологии сейсморазведки. — 2007.-№1.
9. Михеев С.И., Бирдус С.А. Учет верхней части разреза в двухмерной и трехмерной сейсморазведке // Деп. от 31.12.97 г., N3830- В97. - 140 с.
10. Михеев С.И., Старовойтов В.С. Некоторые пути повышения точности определения статических поправок // Недра Поволжья и Прикаспия. - Саратов: Изд-во ФГУП НВНИИГГ. - 1994.- Вып.7.
11. Михеев С.И., Старовойтов В.С. Результаты исследования искажающего влияния некоторых факторов на точность определения статических поправок // Недра Поволжья и Прикаспия. - Саратов: Изд-во ФГУП НВНИИГГ. - 1997.- Вып.14.
12. Михеев С. И., Старовойтов А. В., Старовойтов В. С. Экспериментальное изучение сезонных изменений статических поправок на территории Саратовского Правобережья //Тезисы докладов конференции «Комплекс геофизических методов исследований в сложных геологических условиях» — Пермь, 1989
13. Морозов В. Ю., Михеев С. И. Основные направления изобретательской деятельности в области сейсмических методов изучения верхней части разреза // Разведка охрана недр.— 1991.— № 2.—С. 51-52.
14. Пат. 2169382 Российская Федерация , МПК G01V 01/26. Способ многоуровневой вибросейсморазведки / Михеев С.И., Михайлов В.А., Живодров В.А., Резепова О.П., Бутенко Г.А. // Заявка № 1907111785/28; заявл. 02.03.2000; опубл. 07.01.2001, Бюл. № 17. — 3с.
15. Пат. 2375725 Российская Федерация, МПК G01V1/00, G01V1/36. Способ сейсморазведки / Михеев А. С., Михеев С. И. // Заявка № 2008125315/28 ; заявл. 25.06.08; опубл. 10.12.09. Бюл. № 34.
16. Пат. 2381529 Российская Федерация, МПК G01V1/36, G01V1/28. Способ устранения искажающего влияния верхней части разреза в сейсморазведке / Михеев А. С. // заявитель и патентообладатель ГОУ "Саратовский государственный университет им. Н.Г. Чернышевского". — № 2008135495/28; заявл. 01.09.2008; опубл. 10.02.10. Бюл. № 4.
17. Пузырев Н.Н. О некоторых вопросах методики сейсморазведки методом отраженных волн //Геология и геофизика. — 1988. - N 11.
18. Сидоренков Н.С. Атмосферные процессы и вращение Земли. С. Петербург. Гидрометеиздат. 2002. 366 с.
19. Уотерс К. Отражательная сейсмология. - М.: Изд-во Мир, 1981.
20. Timur A. Temperature dependence of compressional and shear wave velocities in rocks // Geophysics. — 1977. - V. 42.

Подробнее об авторах

Михеев
Сергей Иванович

заместитель генерального
директора ФГУП НВНИИГГ,
профессор кафедры
геофизики СГУ,
д.г.-м.н.



Михеев
Денис Сергеевич

заместитель директора
по геофизике Филиала
“СГЭ” ФГУП “НВНИИГГ”,
к.г.-м.н.

Сравнение источников возбуждения при изучении верхней части разреза методом МПВ

■ Берешполец А.И., Гавшин А.Н., Чомахидзе З.Г.,
ОАО «Краснодарнефтегеофизика», г.Краснодар

Сравнение источников возбуждения при изучении верхней части разреза методом МПВ производилось с использованием в качестве источников колебаний «Геотон-6» и «Падающий груз».

1. Источники колебаний:

- «Падающий груз» (масса 350 кг, высота поднятия 2 м);

- импульсный электромагнитный источник типа «Геотон-6» (емкость накопительного конденсатора 1000 мкФ, напряжение 800 В.

Механический источник сейсмических волн (падающий груз), включающий устройство для возбуждения волн в виде жесткого блока (плиты) заданной массы, соединенного с подъемно-сбрасывающим механизмом с заданной высотой подъема, нашел широкое применение в сейсморазведке благодаря конструктивной простоте и большой мощности (Рис.1).

Одним из главных недостатков известного источника является низкочастотный состав возбуждаемых колебаний, что снижает разрешающую способность сейсморазведки. Низкочастотный состав

сейсмических колебаний обусловлен соотношением между массой устройства для возбуждения волн, скоростью его движения в момент соприкосновения с поверхностью возбуждаемой среды и силой сопротивления среды, что следует из известного второго закона механики, отображающего равенство между количеством движения и импульсом силы:

$$mV = F \Delta t \quad (1)$$

В левой части формулы (1) количество движения, в правой - импульс силы.

Известно, что частотный состав сейсмических колебаний зависит от длительности действия силы, приложенной к поверхности возбуждаемой среды: чем меньше длительность, тем больше высокочастотных колебаний содержится в возбужденном импульсе.

При постоянном количестве движения ($mV = const$) для сокращения длительности импульса (Δt) необходимо увеличить силу (F), которая прямо пропорциональна площади соприкосновения устройства для возбуждения волн с возбуждаемой средой.

В известном источнике сейсмических волн количество движения определяется массой жесткого блока (m) и высотой его падения, т. к. скорость (V) равна:

$$V = \sqrt{2Hg}, \quad (2)$$

где H - высота падения, g - ускорение силы тяжести.

Таким образом, для обогащения спектра сейсмических колебаний высокочастотными компонентами при постоянной массе жесткого блока и постоянной высоте его падения необходимо увеличить площадь его контакта с возбуждаемой средой.



▲ Рис. 1. Источник «Падающий груз» на базе автомобиля ГАЗ-66

Увеличение площади контакта реализуется путем плотной установки листа железа на грунт. При этом значительная доля энергии, выделяемой падающим грузом, расходуется на возбуждение сейсмических волн, а не на деформацию (выравнивание) неровностей грунта, вследствие чего длительность импульса будет уменьшаться, а амплитуда увеличиваться, что приведет к увеличению общей энергии волн и особенно энергии высокочастотных компонент.

Механический источник сейсмических волн «Падающий груз», изготовленный в мастерских ОАО «Краснодарнефтегеофизика», имеет конструктивные особенности, которые позволяют избежать повторных ударов при падении груза. Нами был применен метод космического молотка, в котором молоток изготавливается полым, а полость заполняется металлическими шариками. В этом случае при одинаковом количестве накоплений Геотон уступает источнику «Падающий груз» по энергии (при 7 накоплениях примерно в 2 раза).

2. Параметры регистрации: приемная линия – коса МПВ (длина 300 м, 48 каналов, точечное группирование СП, число СП в группе – 3). Конструкция косы представлена на Рис. 11.

3. Регистрация сейсмических сигналов выполнялась сейсморазведочной станцией Прогресс-Л, зав. № 8.

4. Параметры регистрации:

- коэффициент усиления – 60 дБ;
- время дискретизации – 1 мс;
- длительность записи – 2,0 с.

5. Результаты физических наблюдений представлены на рисунках:

- рис. 2 – запись с источником типа «Падающий груз», 7 накоплений;
- рис. 3 – запись с источником «Геотон-6», 7 накоплений;
- рис. 4 – запись с источником «Геотон-6», 10 накоплений.

Выполненная количественная оценка энергетической и частотной составляющих полученных результатов эксперимента показала, что оба источника («Геотон-6» и источник «Падающий груз») близки по своим частотно-энергетическим параметрам (см. таблицу 1).

№№ пп	Источник	S/N	Фпр, Гц	Примечания
1	Падающий груз, 7 накопл.	0,595	31,7	Рис. 2, 5
2	Геотон - 6, 7 накоплений	0,222	38,1	Рис. 3, 6
3	Геотон - 6, 10 накоплений	0,482	36,6	Рис. 4, 7

▲ Табл. 1.

Вывод.

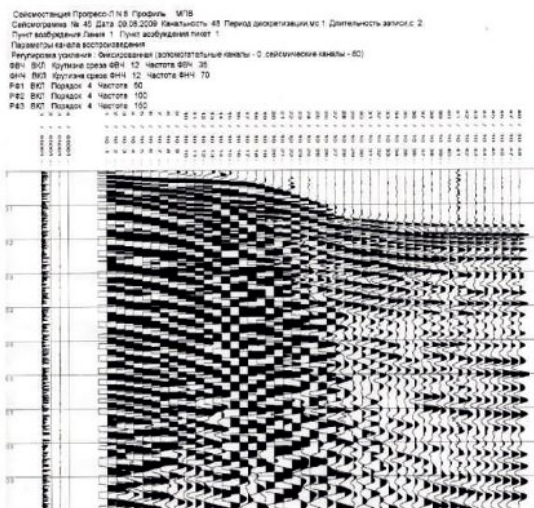
Источники «Падающий груз» и «Геотон-6» взаимозаменяемы при проведении полевых работ методом МПВ.

Обогащение спектра сейсмических колебаний высокочастотными компонентами, при применении источника «Падающий груз» можно осуществить путем плотной установки листа железа на грунт или использования падающего груза в виде сферы, что устраняет зависимость площади соприкосновения от угла наклона груза.

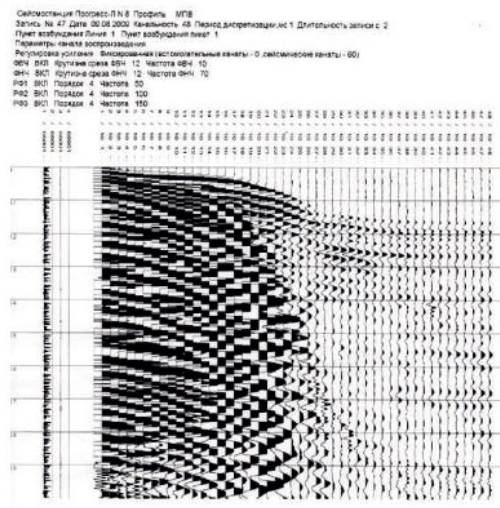
Заполнение полости падающего груза металлическими шариками позволяет избежать повторных ударов и повысить энергии волн.

Немаловажным фактором является небольшая стоимость изготовления механического источника возбуждения сейсмических волн «Падающий груз».

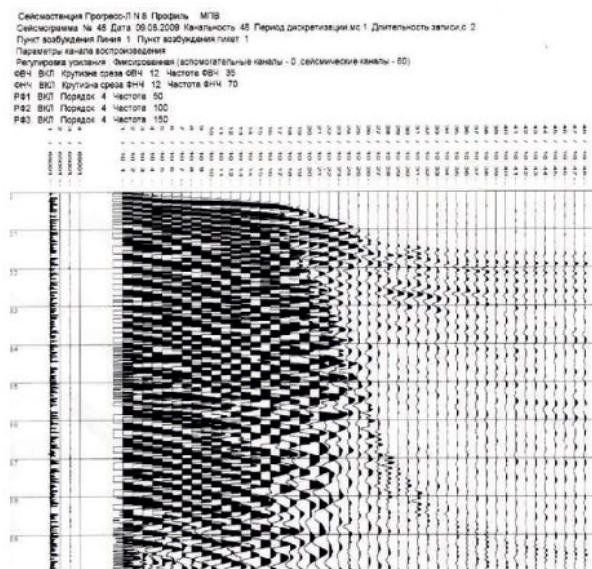
Проведенные сравнительные испытания выше указанных источников показали возможность использования при изучении верхней части разреза методом МПВ как источника «Падающий груз», так и «Геотона-6».



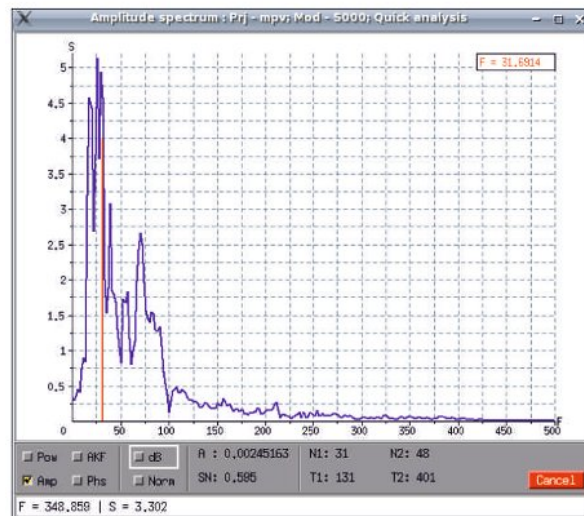
▲ Рис. 2. «Падающий груз», 7 накоплений



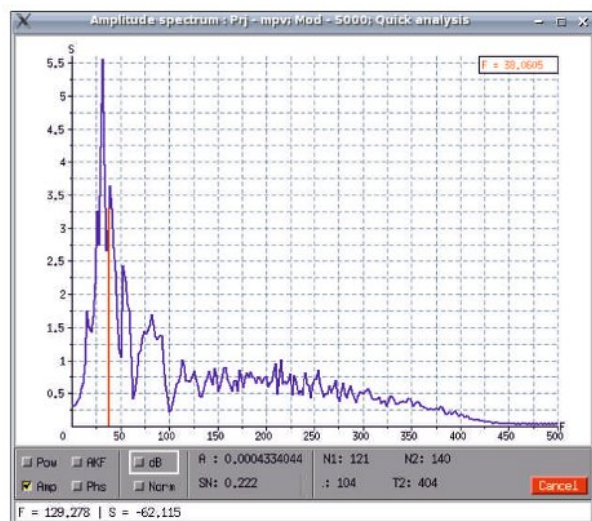
▲ Рис. 3. «Геотон-6», 7 накоплений



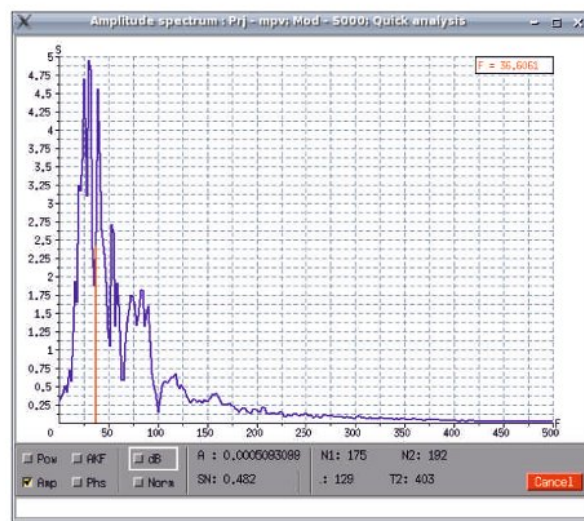
▲ Рис. 4. «Геотон-6», 10 накоплений



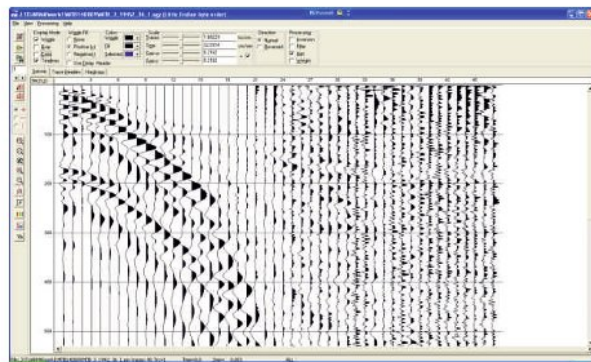
▲ Рис. 5. Частотно энергетический спектр, падающий груз, 7 накоплений



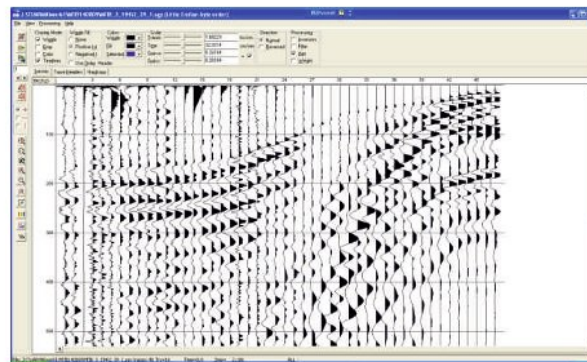
▲ Рис. 6. Частотно энергетический спектр, «Геотон-6», 7 накоплений



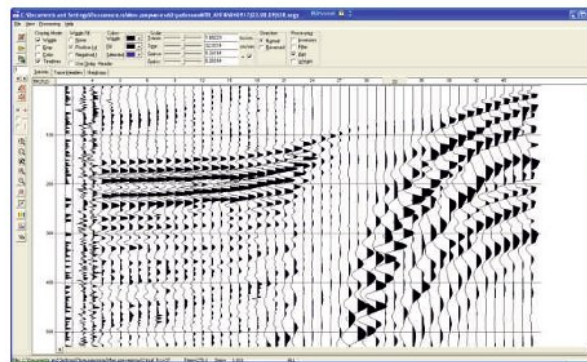
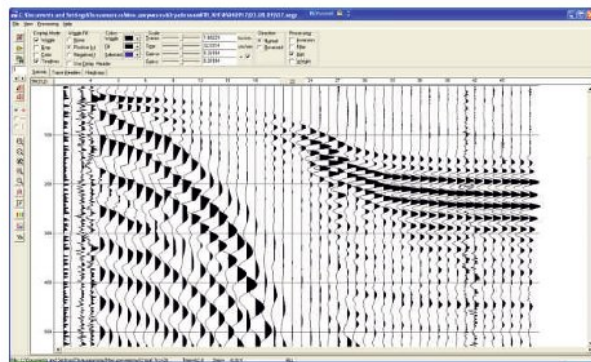
▲ Рис. 7. Частотно энергетический спектр, «Геотон-6», 10 накоплений



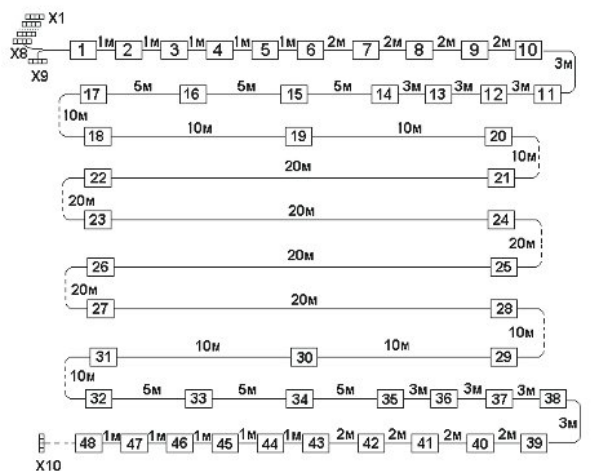
▲ Рис. 8. МПВ, источник – «Геотон-6», 10 накоплений, регистратор – с/с «ЭЛЛИСС»



▲ Рис. 9. МПВ, источник – «Падающий груз», 8 накоплений, регистрация – с/с «Прогресс».



▲ Рис. 10. МПВ, источник - «Падающий груз», 8 накоплений, регистрация – с/с «ЭЛЛИСС»



Условные обозначения:
 1 - - - 48 Сейсмические каналы
 X1 - - - X10 Разъемы

▲ Рис. 11. Коса МПВ 300 м, 48 каналов.

Выявление тектонической активности соляных куполов на основе изучения свойств зоны малых скоростей

■ Пыхалов В.В., ОАО «АГЭ», г. Астрахань

При выполнении сейсмических работ с использованием поверхностных источников возбуждения, важным является изучение зоны малых скоростей и верхней части разреза. Помимо решения традиционных задач, связанных с вычислением статических поправок, необходимых для обработки сейсмических материалов, в ряде случаев изучение зоны малых скоростей может быть полезно для определения напряжённого состояния подстилающих горных пород.

Напряжённое состояние горных пород определяется совокупным действием ротационных (ответственных за формирование планетарной сети трещиноватости) тектонических сил, а также обуславливается неоднородным строением земной коры.

В различной степени эти напряжения могут находить своё отражение, как в морфологии рельефа местности, так и в физических свойствах пород, слагающих верхнюю часть разреза.

В условиях Астраханского Прикаспия одной из причин внутриплитных напряжений может являться галокинез соляных куполов, не исчерпавших свой кинетических потенциал. Наглядным примером современной активности соляных тел может являться Богдинский купол, морфологически выраженный на дневной поверхности горой Богдо - рост которой зафиксирован многолетними наблюдениями с использованием GPS. Согласно этим данным высота горы Богдо ежегодно увеличивается на 2 миллиметра [1]. Учитывая процессы эрозии рельефа, реальная скорость роста купола должна быть ещё больше.

С целью выявления напряжённого

состояния горных пород над сводами соляных тел были выполнен анализ результатов работ по изучению зоны малых скоростей и ВЧР, полученных в ходе проведения производственных работ МОГТ.

Полевые работы выполнялись по методике микросейсмокаротажа со следующими параметрами:

- глубина каротируемых скважин от 30 до 50 м;
- шаг пунктов взрыва по стволу скважины 2 м;
- возбуждение колебаний осуществлялось с использованием ЭДС (1 шт. на 1 наблюдение);
- регистрация сейсмических волн производилась одиночными сейсмоприёмниками GS-30DX, расположенными по прямой на удалениях -2м, +2м и +5м от устья каротируемой скважины;
- шаг дискретизации составлял 0.5 мс.

Регистрация осуществлялась на открытом канале станцией сейсмостанций «Прогресс-Л».

При выполнении сейсмических работ с использованием источников, погруженных ниже ЗМС, сведения о величинах статических поправок получают на основе расчёта их по величине вертикального времени. Использование современных телеметрических станций (при работах были использованы ТСС прогресс Т2 и Т3) позволяет получать достоверные и надёжные оценки о величинах статических поправок.

Важной составляющей является повышение точности определения координат и высот точек наблюдения, что стало возможным (в производственных условиях) благодаря использованию

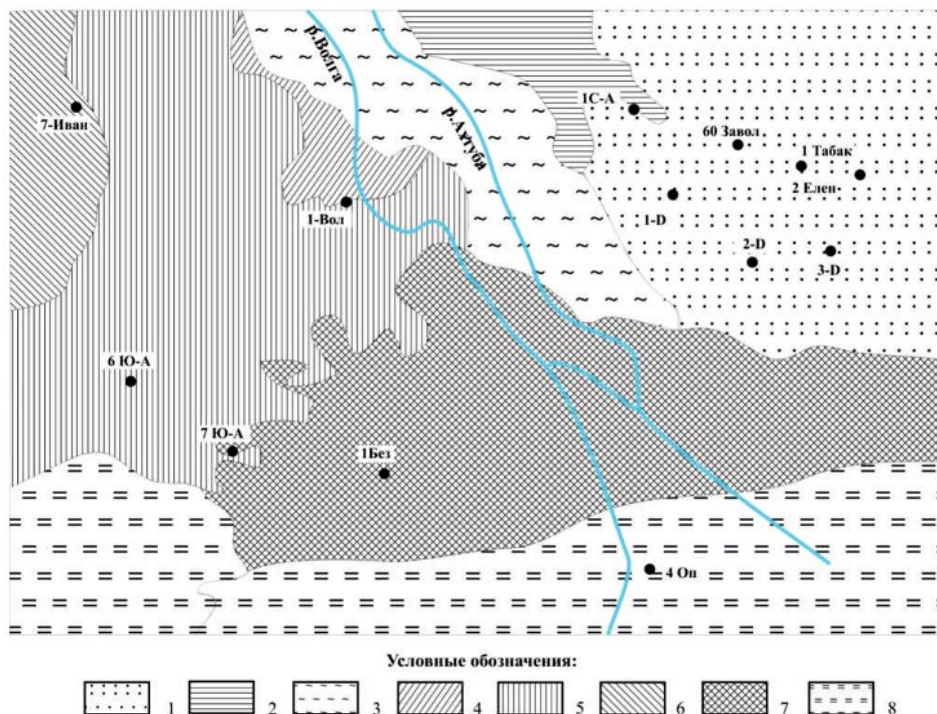


Рис. 1. Результаты геоморфологической съёмки территории Астраханского свода (Щучкина, И.В. Быстрова, В.Н. Пекин, 1979 г, в кн.[3]: 1-8 геоморфологические зоны

современных топогеодезических средств (GPS).

По результатам геоморфологической съёмки в пределах территории Астраханского Прикаспия выделяются восемь зон (рис.1). Сопоставление геоморфологической зональности с литологией слагающих ЗМС и ВЧР пород показали, что если к ВЧР можно отнести мощный пласт синих глин, который встречается в пределах северных, центральных и южных площадей Астраханского Прикаспия, то строение ЗМС в каждой из зон существенно различно.

Например, в зоне 1 ЗМС в верхней части представлена песками, вниз по разрезу сменяющимися суглинками, пластами песчаника иногда глинами. В зоне 2 – в верхней части разреза преобладают красные глины, в зоне 8 – верхняя часть ЗМС представлена суглинками, сменяющимися вниз по разрезу пропластками песчаника и глин. Для этой зоны характерно резкое изменение литологии пород слагающих ЗМС.

Выполненные в рамках настоящих работ исследования были сосредото-

ны на изучении ЗМС в пределах геоморфологических зон 1 и 2.

В целом в пределах рассматриваемых зон строение ЗМС и ВЧР однородное. В геоморфологической зоне 2, как уже отмечалось выше, ЗМС представлена красными глинами с мелкими прослоями песчаника. ВЧР охарактеризована плотными глинами синего цвета.

В этой зоне отмечают локальные участки, где в разрезе ЗМС отмечены пески как кварцевые, так и глинистые различной окраски с обилием ракушника. Как правило, в этих местах породы, слагающие ВЧР, залегают глубоко (более 40 м). Предположительно, такие участки могут быть связаны с древними руслами рек и озёрами.

В геоморфологической зоне 1 верхняя часть ЗМС, как правило, представлена песчаниками, сменяющимися на глины различной окраски (от серых до красных). Здесь также отмечены локальные участки, где ВЧР располагается на значительной глубине.

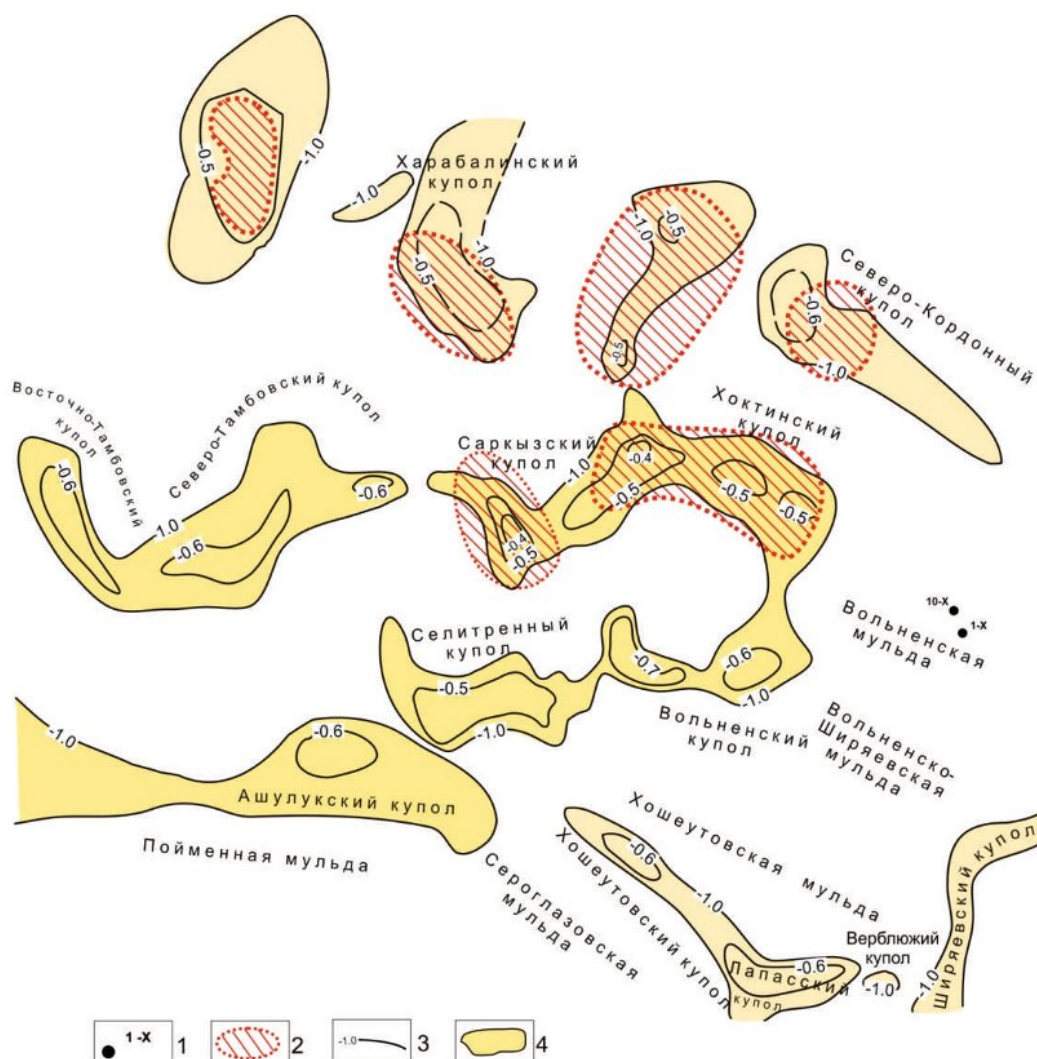
В целом для рассматриваемых зон, за исключением вышеописанных аномаль-

ных участков, отмечается коррелируемость морфологии рельефа с толщиной ЗМС. Отсутствие преломляющих границ, двухслойное строение разреза до линии приведения позволяют находить устойчивые регрессионные зависимости между величинами статических поправок (рассчитанных по данным МСК и вертикальному времени) и высотой рельефа. Как правило, коэффициенты корреляции для них превышают 0.7.

Изучение зависимости статической поправки от высоты рельефа показало, что при выдержанности литологии пород, слагающих ЗМС и ВЧР, в отдель-

ных случаях общая закономерность нарушается. Для отдельных зон в пределах исследуемых сейсморазведкой площадей при расчётах статических поправок возникает необходимость построения индивидуальных уравнений регрессии, коэффициенты в которой значительно отличаются от общих. При этом коэффициенты корреляции между статической поправкой и высотой рельефа снижаются до уровня 0.5.

На рис.2 показаны результаты районирования линий регрессии на ряде площадей территории Астраханского свода в пределах геоморфологической зоны 2.



▲ Рис.2. Схема районирования линий регрессии:

1-Скважины глубокого бурения; 2- зоны аномальных коэффициентов уравнений регрессии; 3- изолинии по кровле кунгурских отложений; 4 - контуры соляных массивов.

Статистическая обработка данных показала, что такие зоны приурочиваются к участкам, расположенным над некоторыми сводами соляных куполов, относящихся, как правило, к прорванному или скрыто прорванным (по классификации Аккулова [2]).

Выявленная закономерность позволяет предположить о существовании связи между галоценовой активностью соляных куполов и скоростью распространения упругих колебаний в зоне малых скоростей. Возможно, что эта связь обуславливается активизацией галотектогенеза и ростом отдельных вершин соляных тел. Такая активность приводит к изменению плотностных характеристик горных пород, перекрывающих свод соляного купола, и, как следствие, изменению скорости прохождения упругих колебаний в породах слагающих как верхнюю часть разреза, так зону малых скоростей.

Вышеописанные результаты стали возможны благодаря использованию современных технических средств полевых наблюдений – высокоточной геодезической аппаратуры (GPS), современных систем регистрации сейсмических колебаний.

В результате выполненного исследования можно предположить, что процесс галотектогенеза в пределах Астраханского Прикаспия либо активно продолжается в настоящее время, либо завершился в сравнительно недалёком геологическом прошлом.

Следствием такой активности могут являться с одной стороны активное заполнение потенциальных ловушек УВ в результате латеральной и вертикальной миграции флюидов, с другой – разрушение целостности покрышек для ранее сформированных залежей. Дальнейшее изучение особенностей физических

свойств горных пород, слагающих зону малых скоростей и верхнюю часть разреза, может быть полезной для ранжирования по нефтегазоперспективности ловушек, связанных с соляными телами.

Литература

1. Астраханская энциклопедия том 1. г. Астрахань, 2007 г с 34-35.
2. А.А.Аккулов, О.С.Турков, В.В.Семенович. Типы ловушек надсолевого комплекса Прикаспийской впадины и их нефтегазоносность// Геология нефти и газа №9, 1994г. С.7-12.
3. Пыхалов В.В. Геодинамическая модель формирования земной коры и осадочного чехла Астраханского свода и ее значение для оценки фильтрационно-емкостных свойств карбонатных отложений по данным геофизических методов: моногр. / В.В. Пыхалов; Астрахан. гос. техн. ун-т. – Астрахань: Изд-во АГТУ, 2008. – 152 с.

Подробнее об авторе



Пыхалов
Виктор Владимирович

Главный геофизик
ОАО АГЭ,
доцент, к. т. н.

Станция сейсмическая SGD-SLM «GNOME»

для проведения инженерно-геологических исследований в разведочных и эксплуатационных скважинах глубиной до 100 и более

Наименование характеристики	Значение
Управляющий микрокомпьютер (микропроцессор)	Colibri T20
Операционная система	LINUX
Емкость ЗУ типа NAND Flash для данных, МБайт	4048
Разрешение цветного графического дисплея, точек	800•600
Интерфейс USB 2.0	1
Интерфейс ETHERNET 10/100 Мбит/с	1
Система синхронизации взрывных и импульсных источников	SGD-S и SGD-SP
Система синхронизации источников «падающий груз», «кувалда»	SGD-SHC/R
Продолжительность работы от аккумуляторной батареи, ч	8
Напряжение питания в режиме заряда от сети переменного тока, В	90...264
Напряжение питания от внешнего источника постоянного тока, В	11 ... 15
Диапазон рабочих температур окружающей среды, °С	минус 30...+70
Габаритные размеры, мм	270•246•124
Масса, кг	7



Наименование характеристики	Значение
Количество каналов регистрации сейсмического сигнала	3
Три встроенных геофона для регистрации сейсмического поля	GS-20DX, GS-20DX-2B
Уровень собственных шумов регистрирующего канала, мкВ	< 0,08
Коэффициент предварительного усиления регистрирующего канала	1, 2, 4, 8, 16, 32 и 64
Мгновенный динамический диапазон регистрации сигнала, дБ	> 130
Частотный диапазон регистрируемого сигнала, Гц	0...206 (413, 826, 1652)
Период квантования регистрируемого сигнала, мс	2, 1, 0.5 и 0.25
Коэффициент нелинейных искажений регистрирующего канала, %	< 0,0005
Количество разрядов АЦП (ADS1282 Texas Instruments)	32
Напряжение питания, В	24 ... 48
Максимальная потребляемая мощность, Вт	16
Диаметр скважины, мм	< 150
Время прижима зонда, с	< 15
Усилие прижима, кг	> 80
Степень защиты по ГОСТ 14254-96 (МЭК 529-89 CEI 70-1 EN 60529)	IP68
Диапазон рабочих температур, °С	минус 40 ... +85
Габаритные размеры, мм	Ø57•630
Масса, кг	5,5

Научно-производственная компания

Сиб Теофиз Прибор

630058, г. Новосибирск, ул. Сиреневая, 29/1, тел.: +7 383 306 30 70, sgd@sibgeodevice.ru, www.sibgeodevice.ru

Пневматические сейсмогенераторы серии «Альт»

■ Янченко Н.Л., Болдырева Т.Н., ЗАО "ГК ДЕЛЬТА-ЛОТ" г. Саратов

Опыт применения пневматических сейсмогенераторов серии «Альт» при проведении работ методом обращенного МСК описан в статье [1].

Сейсмогенераторы серии «Альт» по сравнению с другими устройствами аналогичного назначения имеют два наиболее значимых отличия.

Первое – при работе с сейсморегистрирующей аппаратурой «ведущим» является сейсмогенератор, обеспечивая точную синхронизацию моментов возбуждения упругих колебаний и начала записи регистрируемого сигнала. И второе – управление сейсмогенератором (его инициация) осуществляется путем увеличения или уменьшения давления сжатого воздуха в рабочей и/или управляющей камерах сейсмогенератора [2].

Такой подход позволил свести погрешность синхронизации к не имеющей практического значения величине ($\pm 0,1$ мсек), значительно упростить конструкцию сейсмогенераторов, повысить их надежность, уменьшить габариты и вес, а в плане качества сейсмического материала – получить фактически уникальные характеристики.

Принцип работы пневматических сейсмогенераторов серии «Альт» рассмотрим на примере конструкции «Альт»-08/1СК (2008 – год разработки; 1 – вариант исполнения или типоразмер; СК – скважинный). Это устройство работает на «сбросе», т.е. его инициация производится за счет уменьшения давления в управляющей камере (см. рис.1).

В корпусе 1 находится подвижный шток 2, на котором размещены поршни 3, 4 и 5, имеющие площади поперечного сечения, соответственно, S_1 , S_2 и S_3 .

Корпус, шток и поршни образуют три камеры: рабочую 6, демпферную 7 и управляющую 8.

Между поршнями 4 и 5 находится перегородка, связанная с корпусом и представляющая собой магнитную систему на базе радиально намагниченного кольцевого магнита 9. Магнитная система 9 находится с поршнем 5 в непосредственном контакте, удерживая его с усилием равным F_m .

Управляющая камера 8 через пневмомагистраль 10, а так же вентили 11 и 12 сообщается с атмосферой и баллоном со сжатым воздухом.

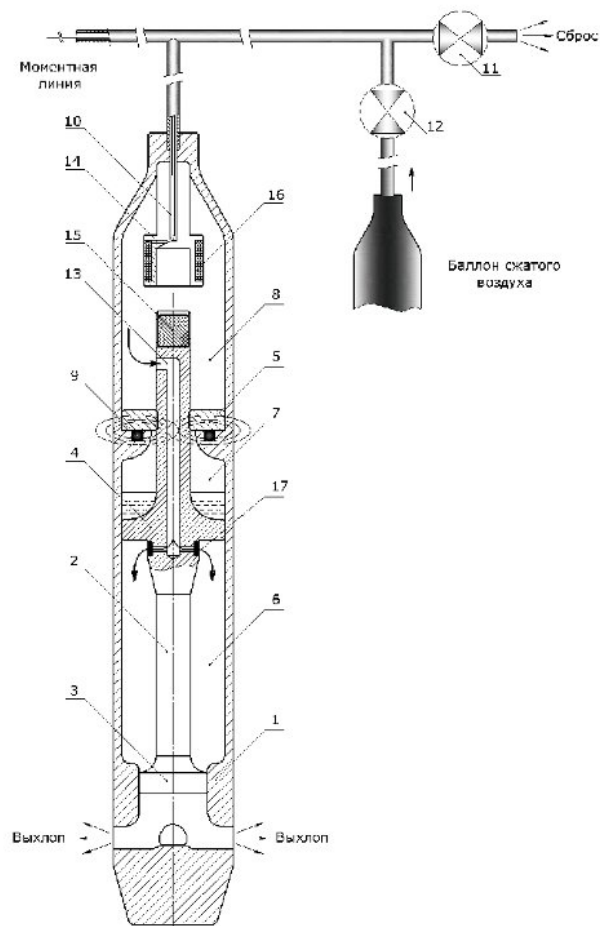
Через канал для подачи сжатого газа 13 в штоке 2 и обратный клапан 17 сжатый воздух из управляющей камеры 8 подается в рабочую камеру высокого давления 6.

Внутри пневмомагистрали протянут малогабаритный грузонесущий кабель 14, электрически связанный с катушкой индуктивности 16, которая во время инициации сейсмогенератора взаимодействует с магнитом 15, формируя синхроимпульс.

Для возбуждения сейсмоимпульса сейсмогенератор, погруженный в скважину, через нормально закрытый вентиль 12 и пневмомагистраль 10 загружается сжатым воздухом под давлением Р.

Для сейсмогенераторов, работающих на «сбросе», соотношения площадей поперечного сечения поршней S_1 , S_2 и S_3 выбраны таким образом, что при равенстве давлений в рабочей и управляющей камерах обеспечивается $F_1 > F_2$.

Под действием магнитных сил притяжения, действующих между неподвижным кольцевым магнитом 9 и поршнем из магнитного материала 5, подвижный шток 2 находится в положении, при котором поршень 3 запорного клапана рабочей камеры высокого давления 6 перекрывает выхлопное отверстие сейсмогенератора. Это состояние сей-



▲ Рис. 1. Сейсмогенератор серии «Альт»-СК
смогенератора соответствует режиму ожидания.

При сбросе давления в управляющей камере на некоторую величину ΔP через нормально закрытый вентиль 11 происходит выхлоп сжатого воздуха в окружающую среду. В момент выхлопа при перемещении штока 2 и магнита 15 относительно неподвижной индукционной катушки 16 в ней индуцируется ЭДС, которая по электрической линии связи 14 передается на регистрирующий прибор.

Этот момент фиксируется как начало процесса возбуждения упругого импульсного сейсмического сигнала в окружающей среде.

Путем несложного анализа можно вывести соотношение определяющее ΔP :

$$\Delta P > \frac{F_m + P \times (S_3 - \Delta S)}{S_3} \quad (1)$$

При равенстве S_3 и ΔS формула (1) упрощается, принимая следующий вид:

$$\Delta P > \frac{F_m}{S_3} \quad (2)$$

Реальное значение ΔP для «Альт»-08/1СК, взятого нами в качестве примера, составляет 1 МПа. При наличии гидростатического давления ΔP уменьшается. На глубине, например, 100 метров в водной среде величина ΔP для сейсмогенератора «Альт»-08/1СК становится равной 0,2 МПа.

При сбросе давления в управляющей камере на величину ΔP шток с размещенными на нем поршнями начинает перемещаться вверх под действием силы, равной F_m , значение которой не зависит от рабочего давления P и от гидростатического давления. Благодаря этому точность синхронизации остается неизменной в широком диапазоне изменения этих параметров.

С началом «вскрытия» рабочей камеры к силе F_m , действующей на шток с «навесными» элементами, добавляется еще и сила, равная $P \times S_2$, составляющая для изделия «Альт»-08/1СК при рабочем давлении 10 МПа – 30 кН.

Длительность фронта импульса давления, возбуждаемого сейсмогенератором, не превышает долей миллисекунды, чем обеспечивается широкий спектр сейсмических колебаний.

Выхлоп сжатого воздуха во внешнюю среду приводит к резкому падению давления в рабочей камере. При снижении этого давления до некоторой величины $P_{ост}$ под действием силы давления $(P - \Delta P) \times S_3$ на поршень 5 сейсмогенератор возвращается в исходное состояние (в режим ожидания).

Рост определяется по формуле:

$$P_{ост} < \frac{(P - \Delta P) \times S_3}{S_2} \quad (3)$$

Реальная величина $P_{ост}$ для сейсмогенераторов серии «Альт» находится в районе $0,5P$. Положительным итогом этого обстоятельства является экономия сжатого воздуха и дополнительное улучшение качества сейсмического материала.

Параметры сигналов, формируемых сейсмогенераторами серии «Альт», достигаются за счет высоких скоростей перемещения штока во время их инициации. Для некоторых изделий этого типа максимальная скорость перемещения штока достигает 50 м/сек. Торможение в такой ситуации приводит к возникновению чрезвычайно больших нагрузок.

На начальном этапе разработки, при использовании известных способов торможения, механическое разрушение штоков, изготовленных даже из «экзотических» титановых сплавов, наступало уже после первой инициации, несмотря на относительно низкие рабочие давления (5-6 МПа). Проблема торможения штока была решена за счет введения в конструкцию сейсмогенераторов демпферной камеры 7. Конструкция и принцип ее работы достаточно просты и не требует дополнительных пояснений.

Важно, что с помощью демпферной камеры удалось обеспечить "мягкое" торможение штока как при открытии рабочей камеры, так и при ее закрытии, а при выборе материала штока стало возможным обойтись без "экзотики".

Для сейсмогенераторов серии «Альт» характерно так же то, что с увеличением мощности и, соответственно, габаритов их возможности существенно расширяются.

Это подтверждается результатами опытных работ методом ВСП при использовании изделий «Альт»-10/1СК и «Альт»-10/2СК, имеющих объемы рабочих камер 1,0 и 2,5 дм³.

Остановимся подробнее на приповерхностном (ПР) сейсмогенераторе сред-

ней мощности «Альт»-08/2ПР, имеющем объем рабочей камеры 1,0 дм³ и наружный диаметр 112,0 мм.

Это устройство предназначено для возбуждения сейсмических импульсов в мелких скважинах (шпурах) глубиной от 0,5 до 1,5 метра.

Назначение элементов схемы, приведенной на рис.2, вполне понятны, тем не менее отметим следующее. При поджатии сейсмогенератора к основанию шпура возникает своего рода эффект «подводной лодки», вследствие которого устройство силой давления сжатого воздуха (во время инициации) прижимается к основанию шпура еще сильнее и «отдача» устройства становится минимальной. Звуковая волна практически отсутствует, благодаря пневмогасителям из резиноподобного материала и защитной крышке.

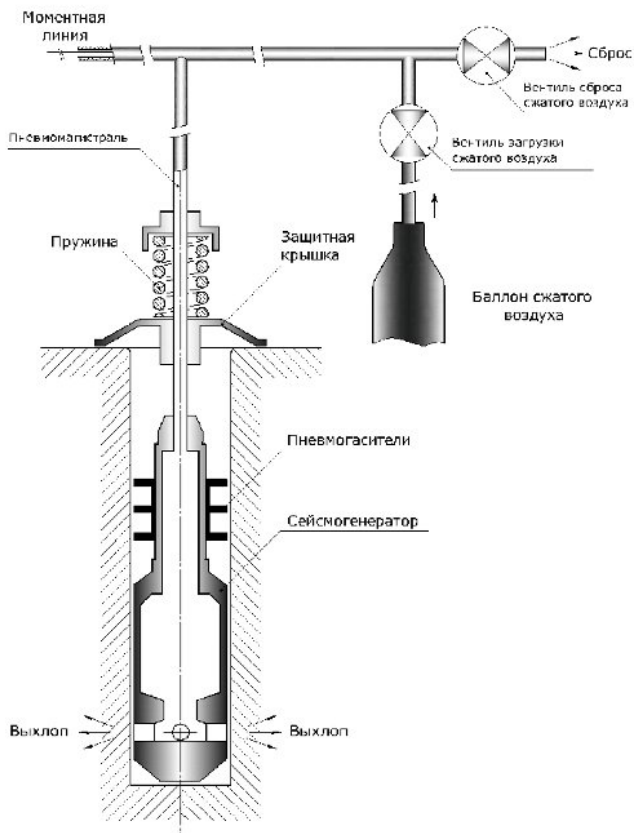
Интенсивность сейсмического поля, возбуждаемого приповерхностным сейсмогенератором, при рабочем давлении 15 МПа сопоставима с таковой для известного изделия ГСК-6.

С увеличением рабочего давления интенсивность волновой картины нарастает с зависимостью близкой к линейной, имея при этом лучшую разрешенность, что отчетливо проявляется уже на полевых записях.

В производственном режиме эксплуатации, только в Саратовской геофизической экспедиции с использованием устройства «Альт»-08/2ПР отработано около 600 км профилей (МПВ). Значительный объем таких работ выполнен в ЗАО «НП «Запприкаспийгеофизика» (г. Волгоград), где изделия серии «Альт» эксплуатируются более 8 лет [1].

Большие перспективы, на наш взгляд, связаны с применением маломощных приповерхностных сейсмогенераторов в инженерной сейсморазведке.

При весе таких устройств, сопоставимом с весом общеизвестной кувалды, по



▲ Рис. 2. Сейсмогенератор серии «Альт»-ПР

сейсмической эффективности они превышают последнюю более чем на порядок.

Возможных заказчиков может заинтересовать такая информация – один «дайверский» баллон сжатого воздуха объемом 20 дм³ для сейсмогенераторов малой мощности с объемом рабочей камеры ≤ 0,4 дм³ позволяет обеспечить не менее 500 воздействий.

Что касается подготовки шпуров небольшой глубины (0,5 м), то эта задача, при современном состоянии соответствующих технических средств, представляется достаточно тривиальной.

В заключение отметим, что авторы намеренно избегали термина «тротило-вый эквивалент». Этот критерий для сравнения сейсмогенераторов, особенно использующих разные принципы работы, является не только несовершенным, а часто вредным, имеющим больше рекламный характер.

В настоящее время главным, если не единственным объективным критерием оценки сейсмогенераторов разной конструкции могут быть их сравнительные испытания или полигон.

Принято считать, что ВВ в качестве инструмента для возбуждения сейсмических полей является эталоном или идеалом, к которому другие способы и устройства аналогичного назначения могут лишь в той или иной степени приближаться (как в теории относительности к скорости света).

Материалы, полученные с помощью сейсмогенераторов серии «Альт», с такой точкой зрения не согласуются.

Литература:

1. Сидоренко П.Ф., Глазков А.М., Глазков М.А., Болдырева Т.Н. Опыт применения пневмоисточников сейсмических колебаний серии "Альт" для изучения строения ВЧР; "Приборы и системы разведочной геофизики", №3/2008
2. Патент -2400776 РФ, МПК G01V 1/133. Пневматический источник сейсмических сигналов/ Янченко Н.Л. (RU), Болдырева Т.Н. (RU) - 200912862703; заявл. 27.07.2009 Оpubл. 27.09.2010, Бюл. №27.

Подробнее об авторах



Янченко
Николай Леонович

генеральный конструктор
ЗАО "Геофизическая
компания "Дельта-Лот"



Болдырева
Татьяна Николаевна

инженер-физик ЗАО
"Геофизическая компания
"Дельта-Лот"

Опытное опробование бескабельной сейсморегистрирующей системы «SCOUT» в инженерной геофизике

■ Ларин С.В., Бондаренко Д.Н., Бучарский Б.В., Горячев В.В., ООО «Ингеоком», г.Саратов
Крылатков С.М., Крылаткова Н.А., Крылевская А.Н.,
Уральский государственный горный университет, г. Екатеринбург

Резюме: Опробована бескабельная телеметрическая сейсморегистрирующая система БТСС «SCOUT» в комплексе геофизических исследований при выполнении инженерных изысканий. Показана высокая геологическая и технологическая эффективность применения системы при изучении скоростных характеристик верхней части разреза в районе выполнения геофизических изысканий для целей сейсмического микрорайонирования.

Введение

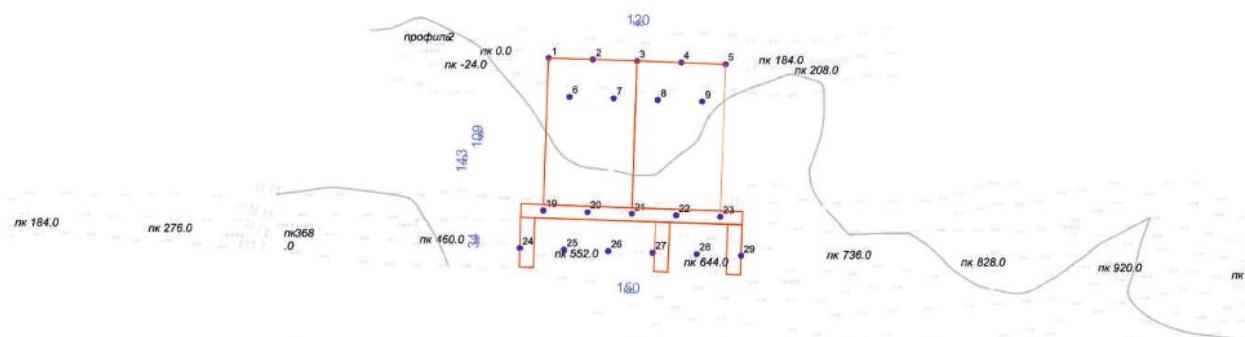
В сейсмических и электромагнитных методах, традиционно применяемых в инженерной геофизике, для выполнения изыскательских работ, как правило, используются регистрирующие системы с кабельным каналом передачи данных от датчиков к регистраторам. К существенным недостаткам таких систем можно отнести высокую интенсивность ручного труда при размещении кабелей в сложных условиях района выполнения работ, а также значительные временные затраты на подготовку и обслуживание кабельных систем. В качестве альтернативы кабельным системам в ООО «Ингеоком» при выполнении производственных инженерных изысканий в различных по сложности геологического строения ВЧР районах была опробована бескабельная телеметрическая сейсмореги-

стрирующая система «SCOUT» (БТСС «SCOUT»), выпускаемая ОАО «СКБ СП» (г. Саратов). В частности, одним из таких районов стала площадка проектируемого строительства здания аэровокзала аэропорта «Центральный» (г.Саратов).

Задачи

В задачи геофизических изысканий, выполненных на площадке проектируемого строительства здания аэровокзала аэропорта «Центральный», входило изучение скоростных характеристик грунтов верхней части геологического разреза, определение в разрезе и плане пространственного распределения скоростных параметров грунтов с глубиной исследований разреза ~20 м. Сейсморазведочные работы выполнены по намеченной сети 2 профилей (Рис.1).

Методика исследований



▲ Рис. 1. Схема геофизических профилей на площадке проектируемого строительства здания аэровокзала аэропорта «Центральный»

Для изучения упругих свойств грунтов верхней части геологического разреза был использован метод преломленных волн (МПВ). Возбуждение упругих волн выполнялось кувалдой массой 6 кг. Наблюдения выполнялись по схеме ZZ (вертикально направленные удары и прием на вертикальные сейсмоприемники), а также схемам +YY и -YY (горизонтально направленные удары). Регистрация сейсмических колебаний осуществлялась с помощью полевых двухканальных блоков сбора данных БТСС «SCOUT». Активная расстановка включала 24 пункта приема. Интервал между пунктами приема колебаний (ПП) - 4 м. Число пунктов возбуждения (ПВ) на каждой расстановке - 5 ПВ в пределах расстановки с шагом 24 м и по 1 выносному ПВ в каждую сторону на расстоянии 24 м (Рис. 2).

лов полевых наблюдений выполнялась томографическая инверсия годографов первых вступлений продольных волн по каждому профилю.

Обработка полевых записей сейсмограмм МПВ была выполнена в Уральском государственном горном университете с использованием программ фирм Geogiga, GoldenSoftware, программы SeisView (ОАО «Дальморнефтегеофизика») и математического пакета Matlab. По результатам обработки полевых записей были получены исходные данные, необходимые для выполнения сейсмического микрорайонирования территории строительства аэропортовых сооружений методом сейсмических жесткостей. Установленное распределение в изученной верхней части разреза скоростных параметров и коэффициента Пуассона по



▲ Рис. 2. Схема расположения ПВ и ПП для расстановки МПВ

В сейсморазведке МПВ в качестве оценки соотношения глубины исследования и максимального удаления сейсмоприемника от пункта возбуждения (ПВ) принимается величина $h/l = 1/4$. Поэтому принятая система наблюдений с длиной расстановки в 92 метра позволила обеспечить максимальную глубину исследования 20-25 метров.

Результаты

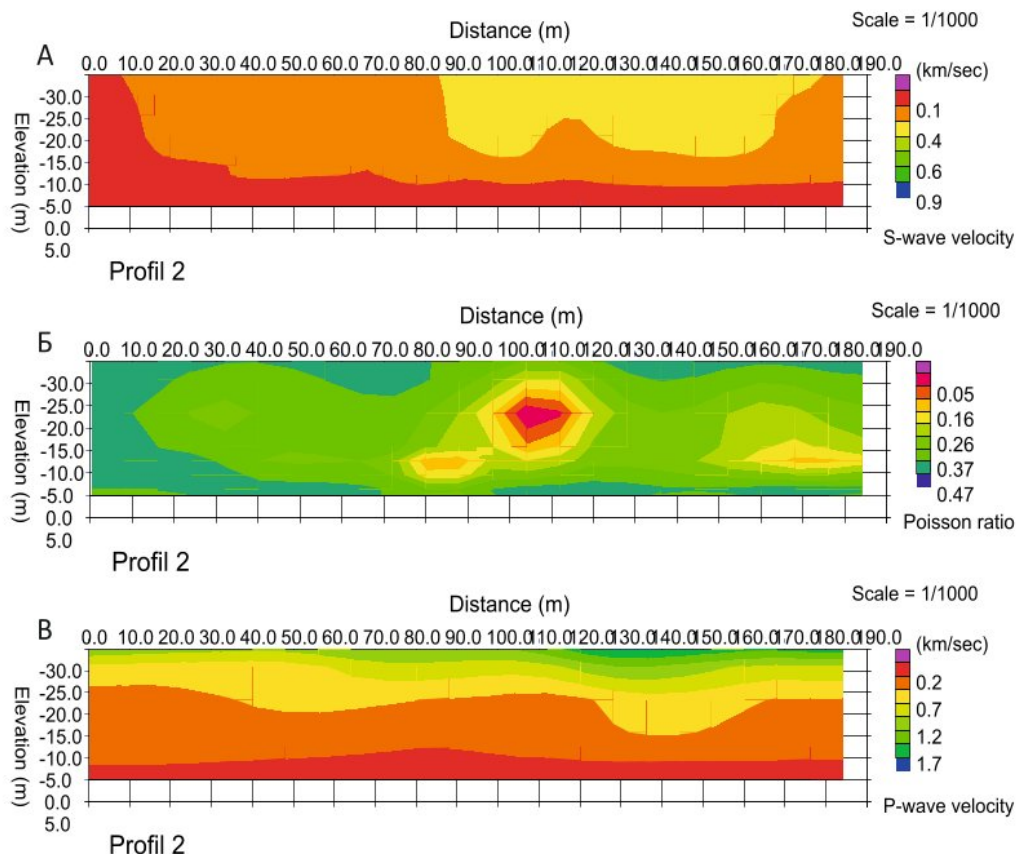
С целью определения пространственного распределения скоростных параметров грунтов для обработки материа-

профилю 2 показано на Рис.3. По определенным скоростным параметрам прогнозируются физико-механические характеристики грунтов [1].

Выводы

Результаты, полученные в ходе выполнения изыскательских работ с использованием бескабельной телеметрической сейсморегистрирующей системы «SCOUT», убедительно свидетельствуют о том, что по сравнению с сейсморегистрирующими системами кабельного типа бескабельные системы при регистрации

► Рис. 3.
Вертикальные
карты скорости
продольных
волн (А),
поперечных
волн (Б)
и коэффициен-
та Пуассона (В)
по данным
сейсморазведки
МПВ на площад-
ке проектируе-
мого строи-
тельства
здания аэро-
вокзала
аэропорта
(профиль 2)



упругих волн в сейсморазведке МПВ для решения задач инженерной геофизики обеспечивают ряд существенных преимуществ. К таким преимуществам относятся:

- высокая производительность полевых работ на этапе геофизических изысканий;
- возможность уменьшения численности персонала геофизического отряда за счет сокращения объема размоточно-моточных операций при подготовке многоканальных измерительных систем;
- возможность размещения многоканальных измерительных систем в сложных условиях местности при минимальном воздействии на ландшафт;
- возможность реализации переменного (логарифмического) шага наблюдений без создания кос с логарифмическим шагом ПП (методический прием необходим при решении тонких задач инженерной сейсмологии [2]);

- организация режима непрерывной регистрации геофизических сигналов при мониторинге.

Все это позволяет с достаточной уверенностью говорить о том, что широкое внедрение в практику производства инженерно-геофизических изысканий современных бескабельных телеметрических сейсморегистрирующих систем позволит существенно сократить сроки выполнения геофизических изысканий, расширить возможность реализации профильных сейсморазведочных исследований в сложных условиях местности и при плотной техногенной загруженности обследуемых территорий.

Литература

1. В.И. Бондарев Сейсмический метод определения физико-механических свойств нескальных грунтов. Научное издание. Екатеринбург: Изд-во УГГГА, 1997.-220 с
2. В.Н. Никитин Основы инженерной сейсмологии. М. Изд-во МГУ, 1981.-176 с.

Реальные преимущества телеметрических станций для исследования ВЧР

■ Мишин А.В., Семейкин Н.П., Трушков В.Н., ООО «Логис», г. Москва

Утверждение, что телеметрическая инженерная сейсмостанция по качеству полученного материала имеет преимущество перед линейной станцией, весьма спорно. Качество полученного материала, в первую очередь, зависит от используемой элементной базы и варианта построения системы на выбранной элементной базе.

В статье "Основные преимущества сейсмической телеметрической системы "ТЕЛСС-3" при малоглубинных исследованиях" [1] утверждается, что телеметрические станции с небольшим числом каналов в одном модуле имеют меньшее взаимное влияние каналов за счет уменьшения емкостных связей при уменьшении длины проводов в сейсмокосе, неизбежно очень длинных в сейсмокосах линейных станций. Но так как сейсмические станции должны записывать низкочастотные сигналы, отфильтровывая высокочастотные, то наводки на витые пары, соединяющие входные дифференциальные каскады сейсмостанции и геофоны имеют магнитный характер [2]. Хорошо сбалансированная витая пара имеет минимальное магнитное излучение. При наличии минимального излучения, связанного с недостаточным балансом витой пары, наводка на витую пару, соединяющую другой входной каскад сейсмостанции с геофоном, имеет синфазный характер. Для подавления синфазных сигналов в качестве входного каскада применяется инструментальный дифференциальный усилитель. Таким образом, можно сказать, что основным показателем подавления наводок в сейсмокосе является подавление синфазного сигнала входным каска-

дом сейсмостанции. В основном, взаимное влияние между каналами может происходить после прохождения сигнала через дифференциальный каскад. Решение этой проблемы зависит от разработчика аппаратуры, осуществляющего выбор конструктивных решений при построении самой сейсмостанции.

В той же статье утверждается, что сигнал геофона имеет большое затухание в длинных линиях (200-500 метров). Как известно, сопротивление линии вычисляется по формуле:

$$R_n = \rho * L / S = 47,8 \text{ Ом},$$

где ρ – удельное сопротивление меди $= 1,724 * 10^{-8} \text{ Ом} * \text{м}$;

L – длина проводника 500 метров;

S – площадь поперечного сечения $0,18 * 10^{-6} \text{ м}^2$.

Т.е., при входном сопротивлении сейсмостанции 47 КОм сопротивление линии практически не вносит затухания в сигнал.

Исходя из вышеприведенных соображений, можно сделать вывод, что построение сейсмостанций на базе малоканальных блоков регистрации не приводит к существенному увеличению соотношения сигнал/шум за счет сокращения длины проводов, соединяющих блок регистрации и геофон.

Если предположить, что линейная и телеметрическая станции построены на одной и той же элементной базе, обеспечивающей достаточное подавление синфазной составляющей входного сигнала и соответствующий динамический диапазон, то в чем, собственно, преимущество?

Параметры	Лакколит-МЗ	ТЕЛСС-3
Динамический диапазон при $F_d = 500$ Гц, Коэффициент усиления (КУ)=1	120 дБ	127 дБ
Динамический диапазон при $F_d = 500$ Гц, КУ=100 (Лакколит), КУ=64 (ТЕЛСС)	110 дБ	111 дБ
Динамический диапазон при $F_d = 4000$ Гц, КУ=1	111 дБ	118 дБ
Динамический диапазон при $F_d = 4000$ Гц, КУ=100 (Лакколит), КУ=64 (ТЕЛСС)	102 дБ	103 дБ
Подавление синфазной составляющей при КУ=1	100 дБ	110 дБ
Уровень шума	13 нВ/ $\sqrt{\text{Гц}}$	5 нВ/ $\sqrt{\text{Гц}}$
Максимальный уровень сигнала	$\pm 3.5\text{В}$	$\pm 2.5\text{В}$

▲ Табл. 1.

При этом можно отметить, что результаты работ, полученные на современных сейсмостанциях, построенных на разной элементной базе, на самом деле не сильно отличаются друг от друга.

Для подтверждения этого высказывания рассмотрим характеристики серийных сейсмостанций "Лакколит-МЗ" и "ТЕЛСС-3".

Хотя сейсмостанция "Лакколит-МЗ" является телеметрической, состоящей из блоков регистрации по 24 канала, ее можно рассматривать в качестве 24-канальной линейной сейсмостанции.

Сейсмостанция "ТЕЛСС-3" построена на базе АЦП производства "Texas Instruments" [3] (динамический диапазон 130 дБ при полосе 103 Гц). В таблице 1 приводятся лучшие значения параметров от производителя микросхем, а не реальные технические характеристики блока регистрации "ТЕЛСС-3". Вряд ли разработчики "ТЕЛСС-3" смогли улучшить эти значения.

Рассмотрим характеристики, которые обеспечиваются обоими приборами.

Если учесть, что максимальный уровень сигнала, который может пропустить входной каскад сейсмостанции "Лакколит-МЗ", на 3 дБ выше и динамический диапазон меньше на 7 дБ, то уровень шумов при единичном усилении сей-

смостанции "Лакколит-МЗ" выше на 10 дБ и подавление синфазной составляющей на 10 дБ меньше, следовательно, уровень наводок может быть выше. В связи с этим, при низком уровне сигнала при единичном усилении станция "ТЕЛСС-3" выполнит запись более качественно. Но при работе с любой сейсмостанцией усиление должно устанавливаться максимальным, с тем учетом, что при используемом усилении не будет возникать ограничение входного сигнала. Это связано с необходимостью уменьшения влияния шумов входного каскада сейсмостанции на принимаемый сигнал (чем больше усиление, тем меньше уровень аппаратных шумов). В таблице 1 приведен уровень шума входных каскадов при максимальном усилении.

При увеличении усиления входного каскада также увеличивается подавление синфазного сигнала. При максимальном усилении входного каскада "Лакколит-МЗ" обеспечивает подавление синфазного сигнала на 123 дБ.

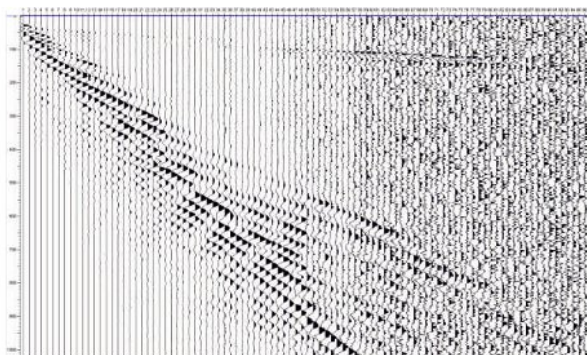
Если использовать сейсмостанции правильно (с точки зрения минимизации аппаратных шумов), то разница в записях, полученных на сейсмостанциях "Лакколит-МЗ" и "ТЕЛСС-3", практически исчезает. При этом следует учесть, что сейсмостанция "ТЕЛСС-3" более чем в



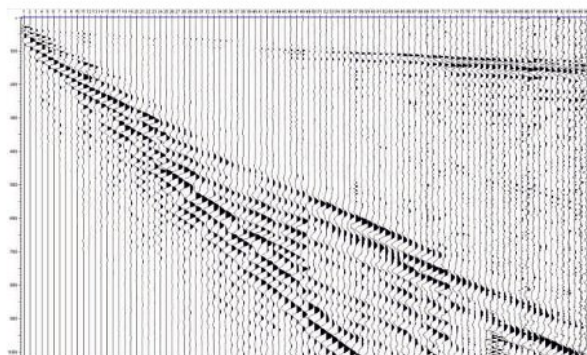
▲ Рис. 1. Блок синхронизации и блок регистрации телеметрической сейсмостанции "Лакколит-МТ" (слева), сейсмостанция "Лакколит-24-М3" (справа).

два раза дороже сейсмостанции "Лакколит-М3".

Изложенная выше теория подтверждается экспериментом, проведенным с использованием сейсмостанций "Лакколит-М3" и новой сейсмостанции "Лакколит-МТ" (рис.1).



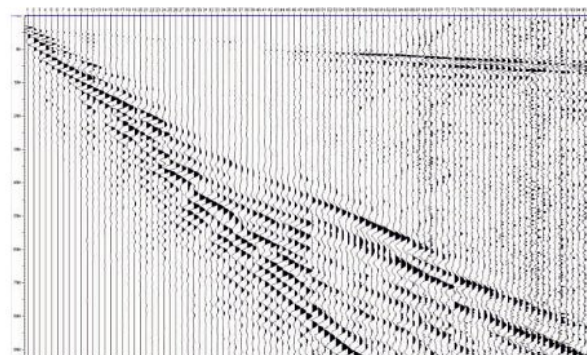
▲ Рис. 2а. "Лакколит-24-М3", КУ=1



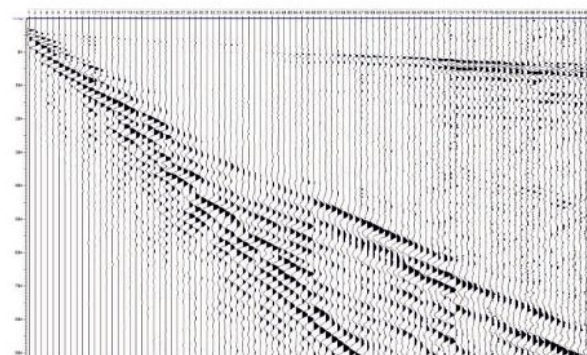
▲ Рис. 3а. "Лакколит-24-М3", КУ=100

Сейсмостанция "Лакколит-МТ" – телеметрическая многоканальная сейсмостанция, построенная на базе тех же АЦП, что и сейсмостанция "ТЕЛСС-3". При разработке сейсмостанции "Лакколит-МТ" удалось достичь показателей, задаваемых производителем АЦП. В связи с этим, можно сделать вывод, что технические характеристики сейсмостанции "Лакколит-МТ" не хуже технических характеристик сейсмостанции "ТЕЛСС-3". Сейсмостанция "Лакколит-МТ" состоит из набора шестиканальных блоков регистрации (в зависимости от требуемого числа каналов) и блока синхронизации. Количество каналов блока регистрации выбрано с точки зрения возможности подключения двух трехкомпонентных геофонов.

На рис. 2 представлены записи 24-х канальных сейсмостанций "Лакколит-М3" и "Лакколит-МТ", выполненные с выносом на 0, 48, 96 и 144 метра (96 трасс) при единичном коэффициенте



▲ Рис. 2б. "Лакколит-МТ", КУ=1



▲ Рис. 3б. "Лакколит-МТ", КУ=64

усиления и частоте дискретизации 1000 Гц без накопления.

На рис. 3 представлены записи, выполненные при тех же условиях, но при максимальном усилении.

Анализ записей, представленных на рис. 2 и рис. 3, подтверждает, что для уменьшения влияния аппаратных шумов при использовании любой сейсмостанции необходимо правильно применять усиление входных каскадов.

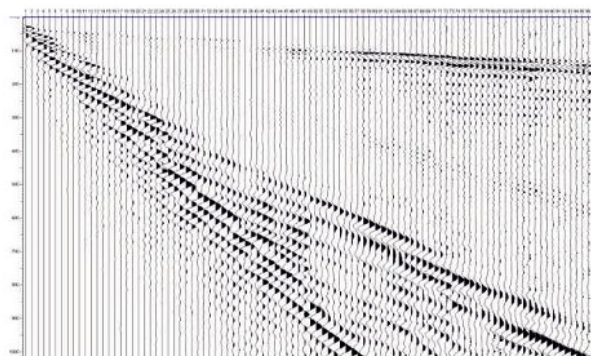
Еще большее улучшение соотношения сигнал/шум дает накопление сигнала. На рис. 4 представлены записи, выполненные при тех же условиях, при максимальном усилении и при накоплении (N) 10.

Если разница полученных материалов при правильном использовании сейсмостанций "Лакколит-М3" и "Лакколит-МТ" столь незначительна, то для чего создавалась сейсмостанция "Лакколит-МТ"?

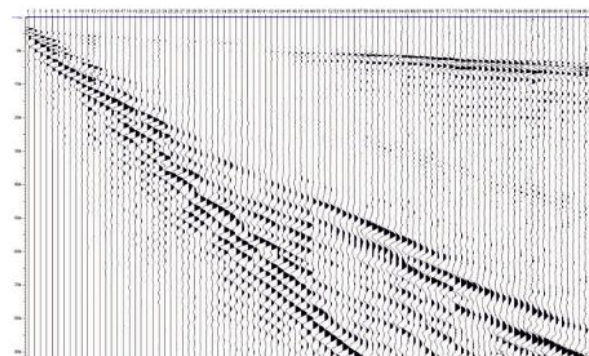
Для организации многоканальной сейсмостанции на базе блоков регистрации "Лакколит-М3" необходимо применение дополнительного оборудования связи. Тип применяемого оборудования, а также сложность его настройки и установки на профиле зависят от количества каналов в станции и длины сейсмокос, с которыми работают блоки регистрации. Также, в связи с ограниченной стабильностью опорных генераторов, установленных в блоках регистрации многока-

нальной сейсмостанции "Лакколит-М3", и отсутствием единой синхронизирующей частоты между блоками, сейсмостанция не может выполнять длительные записи. Это связано с тем, что если в начале записи блоки регистрации синхронизируются и нестабильность опорных генераторов не оказывает влияния на получение отсчетов, то со временем синхронность получения отсчетов разными блоками может быть нарушена. Таким образом, максимальная длительность записи ограничивается во избежание влияния нестабильности опорных генераторов разных блоков на получение отсчетов в конце записи.

В отличие от "Лакколит-М3" блоки регистрации "Лакколит-МТ" содержат элементы интеграции в единую телеметрическую систему, обеспечивающие передачу данных на скорости 100 Мбит/сек. Таким образом, для создания многоканальной сейсмостанции достаточно объединить блоки регистрации с помощью недлинных и легких звеньев сейсмокосы, что существенно облегчает монтаж, демонтаж и подготовку к работе сейсмостанции. При этом, темп выполнения записей на "Лакколит-МТ" относительно "Лакколит-М3" не снижается. "Лакколит-МТ", также как и "Лакколит-М3", в процессе выполнения записи может передавать в реальном времени полученные и обработанные данные в



▲ Рис. 4а. "Лакколит-М3", КУ=100, N=10



▲ Рис. 4б. "Лакколит-МТ", КУ=64, N=10

управляющий компьютер, снижая накладные расходы на передачу данных до минимума.

Также следует отметить, что блоки регистрации сейсмостанции "Лакколит-МТ" синхронизируются единой частотой, вырабатываемой высокостабильным кварцевым генератором, установленном в блоке синхронизации, что позволяет выполнять длительную запись с высокой корреляцией между каналами разных блоков.

Таким образом, в сейсмостанции "Лакколит-МТ" решены проблемы низкой скорости работы и влияния нестабильности разных опорных генераторов при выполнении длительных записей, возникающие при построении многоканальных телеметрических станций.

К сожалению, увеличение динамического диапазона и уменьшение уровня шума достигается за счет уменьшения рабочей полосы частот. "Лакколит-МТ" как и "ТЕЛСС-З" имеет максимальную рабочую полосу частот 1,65 КГц. И это при том, что "Лакколит-МЗ" имеет максимальную рабочую полосу частот 4 КГц, которая может быть расширена до 8 КГц. Т.е., "Лакколит-МЗ", в отличие от "Лакколит-МТ" и "ТЕЛСС-З", может быть использован для более широкого круга задач.

Почему для построения "Лакколит-МТ" было принято решение использовать другую элементную базу, отличную от элементной базы сейсмостанции "Лакколит-МЗ"?

Прежде всего, потому, что применяемые АЦП производства "Texas Instruments" – это элементы очень высокого качества и высокой степени интеграции, содержащие в себе малошумящий инструментальный усилитель, аналого-цифровой преобразователь высокого разрешения и цифровой фильтр в одном корпусе. Применение данных микросхем позволяет существенно уменьшить габаритные размеры, вес и потребление электроэнергии аналоговым трактом.

Так в чем же преимущество телеметрических станций?

В первую очередь, преимущество телеметрических станций заключается в возможности создания очень большого числа каналов. Это связано с тем, что в линейных станциях, в отличие от телеметрических, при увеличении числа каналов соответственно увеличивается количество проводов в сейсмокосе, вследствие чего значительно увеличивается вес. Например, общая масса исключительно линейной 24-х канальной сейсмостанции SGD-SEL составляет 33 кг, а общая масса 96-и канальной сейсмостанции

▼ Табл. 2.

Тип сейсмостанции		Количество каналов				
		24	48	96	192	384
Лакколит-МТ	Общая масса, кг ⁽¹⁾	19.2	33	61	118	230
Лакколит-МЗ	Общая масса, кг	19.5	38	75.5	150	300

⁽¹⁾ Общая масса приведена с учетом массы сейсмокосы с шагом 2 метра, а также массы геофонов, аккумуляторной батареи, выбранной с учетом непрерывной работы станции в течение 10 часов, и блока управления.

станции SGD-SEL уже составляет 257 кг. Увеличение количества каналов до 384 увеличивает общую массу станции до 3,5 тонн! [4] Возможность создания линейных сейсмических станций с большим числом каналов (1000 и более) вызывает очень большие сомнения. Общая масса телеметрических станций существенно ниже (Таблица 2).

Второе преимущество состоит в том, что длинная и тяжелая сейсмокоса разделяется на короткие и легкие звенья, что существенно упрощает работу при ее монтаже или демонтаже.

Третье преимущество заключается в модульности конструкции. Если по каким либо причинам блок регистрации выходит из строя, нет необходимости отправлять многоканальный блок регистрации на ремонт. Возьмем в качестве примера "Лакколит-МЗ" и "Лакколит-МТ". В случае выхода из строя одного канала "Лакколит-МЗ" приходится отправлять на ремонт 24-канальный блок. В случае выхода из строя одного канала "Лакколит-МТ" приходится отправлять на ремонт один 6-канальный блок из четырех (при том же количестве каналов в сеймостанции). Кстати, выход из строя блоков чаще всего связан с нарушением правил эксплуатации оборудования (работа в грозу или (из нашей практики) если блок регистрации запитан от источника питания с недопустимым напряжением).

При всех преимуществах телеметрических станций, построенных на базе малоканальных блоков регистрации, есть их недостаток – это более высокая стоимость по сравнению со станциями, построенными на базе многоканальных регистраторов. Это связано с тем, что к малоканальным блокам регистрации предъявляются повышенные требования к условиям эксплуатации, так как блоки

регистрации становятся частью сейсмокосы и должны работать даже при неглубоком погружении в воду, что приводит к применению дорогостоящих технологических решений и элементной базы. Но этот недостаток вполне окупается простотой в эксплуатации и повышением производительности выполняемых работ (при условии сохранения скорости передачи данных и улучшении качества получаемого материала).

Литература

[1] Федотов С.А., Федотов А.С., Основные преимущества сейсмической телеметрической системы «ТЕЛСС-3» при малоглубинных исследованиях. "Приборы и системы разведочной геофизики", № 2/2012, с. 30.

[2] Г.Отт "Методы подавления шумов и помех в электронных системах", перевод с английского Б.Н. Бронина, под редакцией к.т.н. М.В. Гальперина, Издательство "Мир", Москва, 1979 г.

[3] Федотов А.С., Харламов А.В., Телеметрическая система ТЕЛСС-3: новые возможности. "Приборы и системы разведочной геофизики", № 4/2010, с. 21.

[4] Золотарев В.Н., Ревунов А.Б., Сыроватин Д.В., Черепанов В.П., Телеметрическая сейморазведочная станция SGD-SET для инженерных геофизических исследований. "Приборы и системы разведочной геофизики", № 3/2008, с. 21.

Телеметрические системы ТЕЛСС-403, ТЕЛСС-ВСП – новые возможности изучения ВЧР

■ Федотов А. С., Федотов С. А., ООО «ГЕОСИГНАЛ», г. Москва

Конечные результаты малоглубинных сейсмических исследований в значительной степени зависят от параметров регистрирующих систем, их помехоустойчивости, возможности обеспечить высокую производительность работ. Соответственно, происходит постоянное развитие информационно-измерительных сейсмических комплексов.

Более 15 лет назад сотрудники ООО «ГЕОСИГНАЛ» разработали и начали изготовление линейных сейсморазведочных систем Эхо-3. Затем были запущены в серийное производство сейсмостанции Эхо-4, ЭЛЛИСС, ЭЛЛИСС-2. Все эти системы обладали, для своего периода времени, высокими техническими характеристиками (шум меньше 0.15 мкВ, нелинейные искажения меньше 0.001 %, динамический диапазон 116 дБ), широко внедрялись в отечественные производственные организации, несколько сейсмостанций было поставлены за рубеж. Несмотря на обеспечение приемлемого качества регистрации данных и удобство в эксплуатации, линейные сейсмостанции имеют ряд ограничений:

- большой вес систем с числом каналов более 48-ми;
- низкая помехозащищенность при работе в условиях электромагнитных и техногенных помех;
- трудоемкость раскладки и транспортировки на профиле сейсмических кос с шагом 5 и более метров.

Безусловно, при работе в «чистом поле», при отсутствии техногенных и электромагнитных помех, для решения достаточно тривиальных геологических задач использование линейных сейсмостанций вполне целесообразно. Однако,

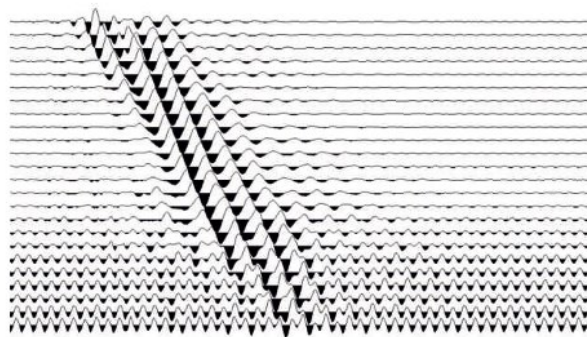
при проведении полевых работ в сложных условиях, сопряженных с высоким уровнем помех, а также при решении задач, требующих высокого разрешения, возникает необходимость в применении аппаратуры, соответствующей решаемым задачам, а именно, обеспечивающей многоканальный (не менее 96) прием данных, с высоким качеством регистрации данных.

Учитывая вышеизложенное, в 2005 году, была осуществлена разработка и освоено производство телеметрической системы ТЕЛСС-1. Первый комплект аппаратуры на 48 каналов с шагом косы 10 м был поставлен в ОАО «Краснодар-нефтегеофизика». Оборудование сразу же было отправлено Магаданскую область, где надежно обеспечила проведение полевых работ в жестких климатических условиях. Рабочий персонал и операторы мгновенно оценили надежность, мобильность и легкость телеметрической системы и, как следствие, была обеспечена высокая производительность работ. В последующем заказчиком были приобретены телеметрические модули и сейсмокосы, обеспечивающие построение 100-канальной регистрирующей системы.

В дальнейшем первое поколение телеметрической аппаратуры ТЕЛСС было поставлено в ряд производственных компаний. В следующей версии сейсмостанции были улучшены характеристики аналогового канала и уменьшены габариты и масса корпуса. В выпускаемой в настоящее время телеметрической системе ТЕЛСС-3[1], ООО «ГЕОСИГНАЛ» первым из отечественных компаний, производителей сейсморазведочного оборудования, применило 32-х разряд-

ное АЦП с интегрированным усилителем и входными ключами для построения аналогового канала. Благодаря этому удалось достичь высокого уровня технических характеристик, существенно снизить габаритные размеры и массу полевого модуля. Также в ТЕЛСС-3 был реализован сбор данных по беспроводному интерфейсу Wi-Fi.

Находясь в постоянном контакте с пользователями сейсмостанций, а также проводя собственные сейсмические работы, сотрудники ООО «ГЕОСИГНАЛ» чувствовали необходимость совершенствования производимой аппаратуры в плане повышения качества регистрации данных, производительности и удобства эксплуатации.



▲ Рис. 1. Сейсмограмма с сильным уровнем электромагнитных помех.

В 2013 г. был проведен эксперимент на одном из профилей с использованием линейной (ЭЛИСС-3) и телеметрической (ТЕЛСС-3) станций в условиях сильных электромагнитных помех. Исследование позволило сделать вывод, что

Параметр	ЭЛИСС-3	ТЕЛСС-3	ТЕЛСС-403
Количество каналов	24-96	24-960	24-1200
Разрядность АЦП	24	32	32
Мгновенный динамический диапазон, дБ	120	130	130
Период дискретизации, мс	0,0125; 0,05; 0,125; 0,25; 0,5; 1; 2; 4	0,25; 0,5; 1; 2; 4	0,25; 0,5; 1; 2; 4
Уровень шума в полосе 0-125 Гц мкВ	0,1	0,08	0,08
Коэффициент нелинейных искажений, %	0,001	0,0005	0,0005
Взаимное влияние между каналами, дБ	110	130	130
Потребляемая мощность на один канал, мВт	0,12	0,15	0,15
Кол-во каналов в измерительном модуле	24-96	4	3
Кол-во сейсмоприемников в полевом модуле	нет	нет	3
Полное тестирование системы регистрации и сейсмоприемников			

▲ Табл. 1.

несмотря на обеспечение высокого подавления синфазной составляющей (до 120 дБ) в аналоговом канале телеметрической системы ТЕЛСС-3, при выполнении работ в условиях сильных электромагнитных помех, на сейсмических каналах, располагающихся наиболее близко к источнику помех, прослеживается регистрация повышенного уровня шума (рис. 1). Стоит заметить, что значение уровня наводок на линейную сейсмостанцию было в 2-3 раза выше, чем на телеметрическую. Влияние помех может быть скомпенсировано путем накопления сигнала, причем, если для получения качественных зарегистрированных данных телеметрической станции требуется порядка 6 накоплений, то линейной станции требуется порядка 10 накоплений.

С целью минимизации влияния электромагнитных наводок, повышения помехозащищенности регистрирующей системы и производительности работ в конце 2013

года ООО «ГЕОСИГНАЛ» разработало новую телеметрическую систему трехкомпонентной регистрации данных ТЕЛСС-403.

В целом, для обеспечения малоглубинных сейсмических работ ООО «ГЕОСИГНАЛ» выпускает комплекс регистрирующей наземной и скважинной аппаратуры. Основные технические характеристики наземных регистрирующих систем приведены в таблице 1.

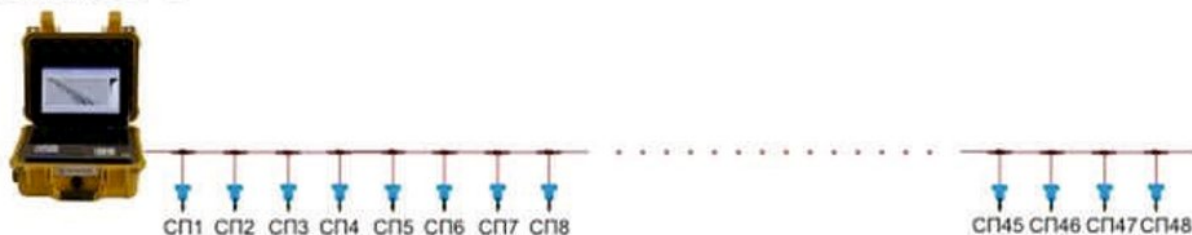
Как видно из таблицы наиболее высоким параметрам соответствуют телеметрические системы ТЕЛСС-3 и ТЕЛСС-403.

Отметим место и роль линейных и телеметрических станций в процессе эволюции систем регистрации.

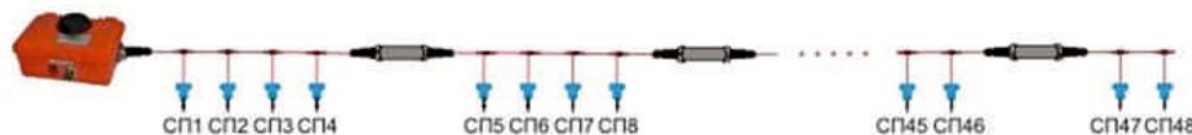
На рис. 2 приведена структура построения сейсморазведочных систем.

Сейсморазведочная система ЭЛИСС-3 представляет собой регистратор с подключаемыми сейсмическими косами на 24÷48 каналов. Наиболее типовое

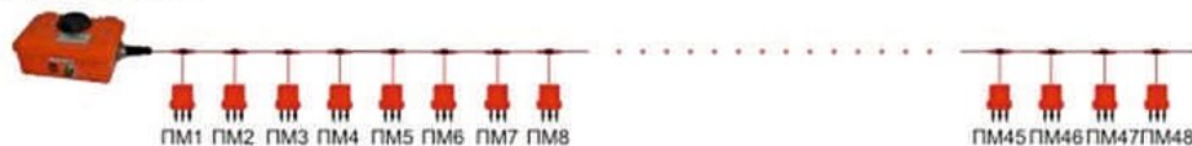
ЭЛИСС-3



ТЕЛСС-3



ТЕЛСС-403



▲ Рис. 2. Структура построения линейной и телеметрических систем.

использование линейной станции с числом каналов $24 \div 48$, причем увеличение канальности сопряжено со значительным увеличением веса сейсмических кос.

Телеметрическая система ТЕЛСС-3 наиболее востребована потребителями, благодаря своим высоким технологическим, эргономическим показателям. Она также существенно меньше по весу и позволяет организовать различные методы наблюдений: 2D, 3D, технологии «широкий профиль» и др.

Минимальный уровень шумов (0,08 мкВ), широкий динамический диапазон (130 дБ), минимальные нелинейные искажения (0,0005 %) обеспечивают регистрацию сейсмической информации с высокой точностью, а конструкция корпуса позволяет эксплуатировать систему в условиях мелководья и заболоченной местности. Наиболее востребованные системы с числом каналов $48 \div 96$, причем покупатель имеет возможность наращивать систему вплоть до 200 каналов, приобретая только дополнительные модули и соединительные кабели с сейсмоприемниками. Интерфейс системы сбора данных предусматривает использование как проводной системы USB 2.0, так и беспроводной по сети WI-FI. Отметим, что в телеметрической системе ТЕЛСС-3 при расстановке сейсмоприемников через 2 метра расстояние витой пары проводов от полевого модуля до сейсмоприемников составляет, соответственно, 0,9 и 2,9 м. В целом, использование станции ТЕЛСС-3 существенно повышает качество сейсмических данных относительно линейных станций.

Сейсмическая система ТЕЛСС-403 максимально оптимизирована к проведению малоглубинных сейсмических исследований и для этого существенно изменена структура построения регистрирующей системы.



▲ Рис. 3. Полевой модуль ТЕЛСС-403.

Полевой модуль ТЕЛСС-403 (рис. 3) адаптирован для регистрации 1-3 компонент сейсмического поля, причем геофоны GS-20DX и блоки телеметрической системы регистрации и передачи данных находятся в корпусе полевого модуля, который через короткий (1-2 м) 6-ти жильный кабель с концевым разъемом соединяется с линией связи. Линия связи представлена 6-ти жильным кабелем в полиуретановой оболочке с разъемами для подключения полевых модулей. Такое построение системы обеспечивает ее максимальную помехозащищенность, существенно меньший вес, а также максимальную производительность проведения малоглубинных исследований.

При разработке ТЕЛСС-403, в тесном сотрудничестве с ЗАО «Соединитель» были найдены сразу несколько технических решений для подключения полевого модуля к косе, разработаны и изготовлены ряд разъемов, обеспечивающих работоспособность системы в условиях мелководья и заболоченной местности. Качество и надежность ТЕЛСС-403, как и других производимых систем, обеспечивается полным циклом тестирования в климатической камере в температурном диапазоне - 40 - + 85 °С, что в совокупности с защитой печатных узлов путем

лакировки гарантирует безотказную работу оборудования.

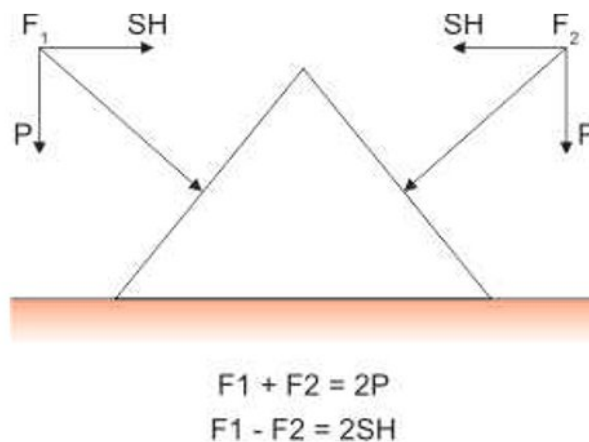
Проведение полевых сейсмических работ с помощью технологии общей глубинной точки (ОГТ) требует расстановки сейсмической косы с сейсмоприемниками продольных Р-волн и, соответственно, формирования пунктов возбуждения (ПВ) и пунктов приема (ПП) сигналов. После замены сейсмоприемников для регистрации поперечных SH-волн ПВ отрабатываются дважды (при возбуждениях «+Y» и «-Y», то есть с двух противоположных сторон от источника возбуждения (рис. 4)). Следует отметить, что расстояние между пунктами возбуждения при проведении работ по технологии ОГТ выбирается исходя из задаваемого разрешения. Так, при расстановке сейсмоприемников через 1-2 м, ПВ формируются через 2-4 м, при этом разрешение на исследуемых глубинах (15-20 м) составляет около 3-6 м и зависит от геологического разреза.

Для почти двукратного повышения производительности сейсмических исследований была разработана следующая технология:

- одновременное формирование Р- и SH-волн с использованием специализированного источника сейсмических колебаний (рис. 4);

- обеспечение одновременной регистрации Р- и SH-волн путем расстановки в каждой точке наблюдений сейсмоприемников продольных и поперечных волн, расстояние между которыми определяется исходя из задаваемой разрешающей способности геологических исследований.

При суммировании основных компонент помехи вычитаются, что позволяет увеличить амплитуду полезного сигнала в 1,5-2 раза и, соответственно, существенно снизить уровень помех. При

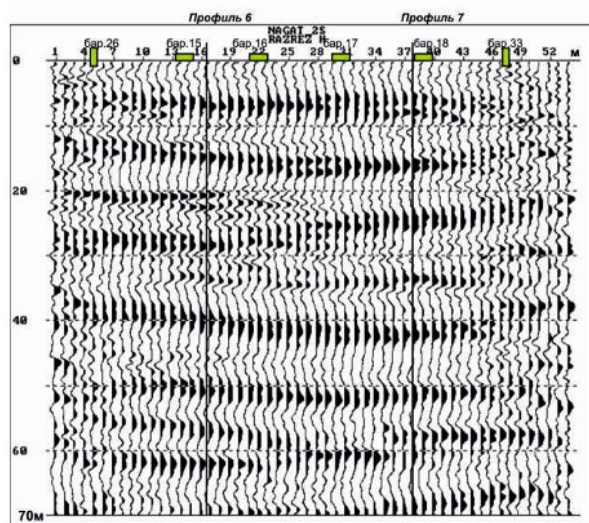


▲ Рис. 4. Схема возбуждения сейсмических продольных и поперечных волн.

использовании 96-ти канальной телеметрической системы производительность достигает 300÷350 м в смену при шаге расстановки сейсмоприемников 1 м, а пунктов возбуждения - 4 м. [2]

Для реализации указанной технологии, при использовании станции ТЕЛСС-3, необходимо установка в каждой точке измерений двух сейсмоприемников: вертикального GS-20DX и горизонтально-го GS-20DX-2B.

Применение телеметрической системы ТЕЛСС-403 с полевыми модулями, которые включают в себя вертикальный и горизонтальный геофоны, более предпочтительно, поскольку система компак-



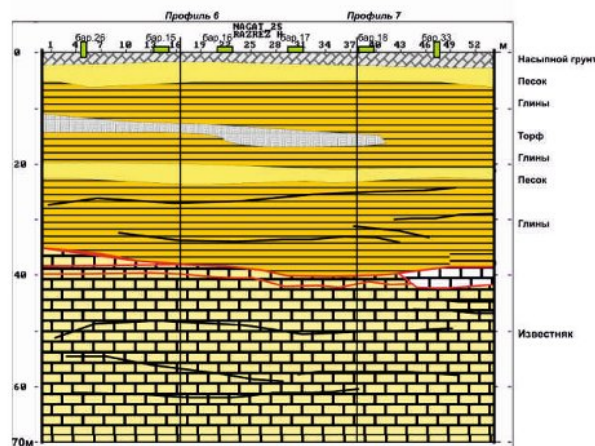
▲ Рис. 5. Глубинный сейсмический разрез.

тнее относительно ТЕЛСС-3. Но наиболее оптимальным для двухкомпонентных наблюдений будет использование телеметрической системы ТЕЛСС-402, включающей в себя один вертикальный и один горизонтальный сейсμοприемник, измерительный модуль на 2 канала.

На рис. 5 приведен глубинный сейсмический разрез на поперечных волнах, полученный на одном из строительных объектов с использованием телеметрической станции ТЕЛСС-3 при расстановке сейсμοприемников через 1 м, пунктами возбуждения через 4 м.

Как видно на глубинном сейсмическом разрезе хорошо отбиваются сейсмические границы в результате перебора скоростей при обработке данных. Однако, даже при наличии скважинной информации возникают неоднозначности глубинной привязки сейсмических границ.

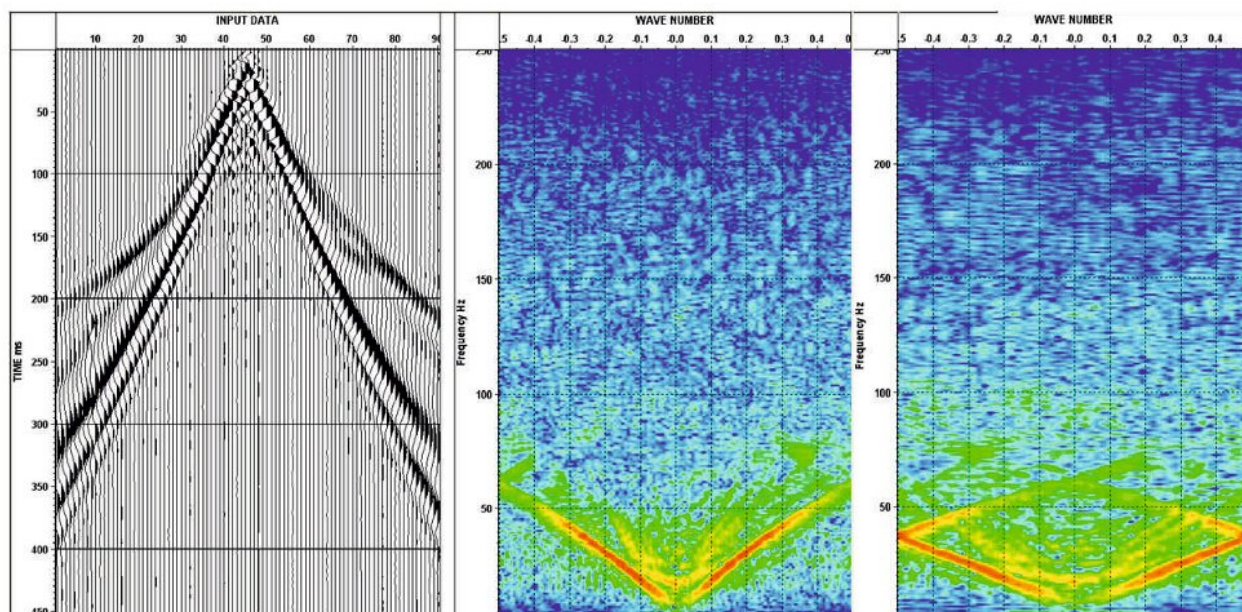
На рис. 6 представлена геологическая интерпретация с использованием имеющейся скважины для привязки сейсмических границ по глубине. Хорошее разрешение по глубине получено за счет



▲ Рис. 6. Геологическая интерпретация.

высокоплотной расстановки сейсμοприемников через 1 метр и использования F-K фильтров в процессе обработки данных. На рис. 7 приведены примеры двумерного F-K спектров для расстановки сейсμοприемников через 1 метр и через 2 метра. Из рисунков следует, что уже на частотах 25-33 Гц видны волновые помехи, которые устраняются при расстановке сейсμοприемников через 1 м [3].

В 2012 году был разработан и внедрен в производство компактный телеметрический скважинный комплекс ТЕЛСС-ВСП, обеспечивающий комплексирова-



▲ Рис. 7. Использование F-K фильтров при шаге расстановки 1 и 2 метра.

► Табл. 2.
Основные параметры
комплекса ТЕЛСС-ВСП.

Вес скважинного зонда, кг	9
Диаметр скважинного зонда, мм	60
Усилие прижима	80
Минимальный диаметр исследуемой скважины, мм	80
Максимальный диаметр исследуемой скважины, мм	140

ние скважинных и наземных сейсмических исследований. Основные параметры комплекса приведены в таблице 2.

Технологически, для передачи данных скважинный прибор соединен с блоком регистрации 6-ти жильным телеметрическим кабелем, по которому передается информация из блока электроники скважинного прибора в цифровом виде от трех ортогонально расположенных сейсмоприемников.

Перемещение в скважине при опущенном прижиге производится с помощью троса диаметром 4-5 мм. В целом, вес прибора с кабелем 100 м и системой регистрации составляет не более 20 кг.

На одном из исследуемых объектов были проведены исследования (рис. 8) с помощью скважинного комплекса ТЕЛСС-ВСП.

На рис. 9 представлены скоростные зависимости V_p и V_s в функции глубины, а на рис. 10 - скоростная модель исследуемого объекта.

Приведенные примеры показывают эффективное использование скважинной системы ТЕЛСС-ВСП как в комплексе с поверхностными сейсмическими исследованиями, так и для изучения кинематических и динамических характеристик сейсмического поля при скважинных исследованиях.

Выводы

1. В настоящее время для проведения малоглубинных инженерно-геофизических исследований разработаны

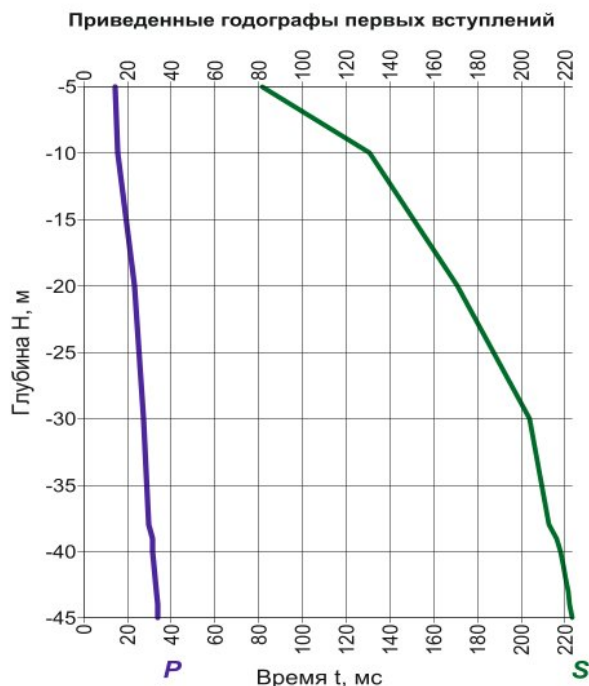
и широко внедрены в производство линейные и телеметрические системы, причем в последние несколько лет наибольшим спросом у потребителей пользуются именно телеметрические системы. Так к настоящему времени поставлены около 30 сейсмостанций ТЕЛСС-3 с общим числом каналов более 2000.

2. Разработана и поставлена потребителю первая система ТЕЛСС-403 обладающая наибольшей помехоустойчивостью и обеспечивающая одновременную трехкомпонентную регистрацию сейсмического поля с общим числом каналов 288 (96 полевых модуля).

3. Разработанный скважинный комплекс ТЕЛСС-ВСП позволяет комплекси-



▲ Рис. 8. Проведение работ на объекте.



▲ Рис. 9. Скоростные зависимости V_p , V_s .

ровать скважинные и поверхностные сейсмические исследования, а также проводить ВСП различных модификаций (непродольное ВСП, обменное ВСП и др.).

4. Использование сейсмической станции ТЕЛСС-403 и скважинного комплекса ТЕЛСС-ВСП позволяет реализовать новые возможности повышения качества регистрируемых сейсмических данных, увеличить производительность сейсмических работ и обеспечить высокую достоверность результатов интерпретации.

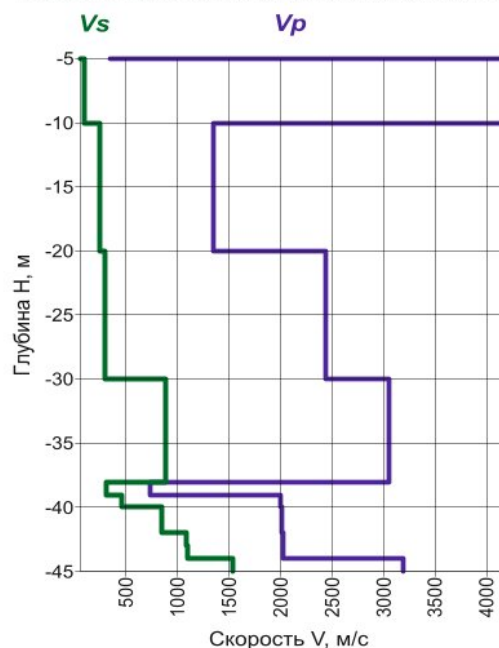
Подробнее об авторах



Федотов
Александр Сергеевич

генеральный директор
ООО "Геосигнал"

Графики скоростей распространения сейсмических волн



▲ Рис. 10. Скоростная модель исследуемого объекта.

Литература

1. Федотов А. С., Федотов С. А. «ТЕЛСС-3: Два года в производстве и эксплуатации у потребителей». «Приборы и системы разведочной геофизики», №3/2012, стр. 6-9.
2. Федотов С.А., Федотов А.С., Федорова М.П. «Повышение помехоустойчивости, разрешающей способности и производительности многоволновой сейсморазведки при инженерно-геофизических исследованиях», «Инженерные изыскания», 2011, №11, стр. 60-65.
3. Рагозин Н.А., Федотов А.С. «Возможности обработки многоканальных сейсморазведочных данных», «Инженерные изыскания», 2012, №11, стр. 29-34.



Федотов
Сергей Александрович

заместитель генерального
директора ООО "Геосигнал"

SCOUT

Бескабельная сейсмосистема



32 Bit АЦП
T 0,25-4 мс



Энергонезависимая
Flash память до 32 Gb



Ethernet
Высокоскоростной порт
Ethernet



Wi-Fi
Встроенный Wi-Fi
модуль



GPS
Встроенный GPS
модуль



Встроенный датчик Холла
для управления питанием

2D/3D/4D

Любые проекты

Повышенная производительность.
Низкие затраты на логистику и обслуживание.
Улучшенное качество полевого материала.
Работа в недоступных для кабельных систем местах.



Сопровождение проектов
Сервис 24/7



ОАО "СПЕЦИАЛЬНОЕ КОНСТРУКТОРСКОЕ БЮРО СЕЙСМИЧЕСКОГО ПРИБОРОСТРОЕНИЯ"

Россия, 410019, г.Саратов, ул. Крайняя, 129, тел.: (8452) 53-45-06; 570-500, факс: (8452) 27-21-01

sales@skbsp.ru | www.skbsp.ru

Результаты опытно-методической работы с применением одиночных сейсмоприемников

■ Абдуллаев В.А., Юсубов Н.П., SOCAR, Управления геофизики и геологии г. Баку
Тарасов Н.В. ОАО "СКБ СП" г. Саратов

Во многих нефтегазоносных районах мира, в том числе и в Азербайджане, традиционная технология поисков, разведки и разработки месторождений углеводородов, ориентированная на изучение крупных и средних по размерам структурных и неструктурных типов ловушек, по мере освоения фонда этих объектов себя исчерпала. Однако имеющиеся многочисленные факты свидетельствуют о том, что объем запасов углеводородного сырья, содержащегося в малоразмерных ловушках структурного и неструктурного типа, не уступает величине запасов в крупных ловушках, находящихся в сухопутных нефтегазоносных районах Азербайджана. Об этом свидетельствует множество фактов. Так в НГР Междуречья Кура и Габырры наблюдаются многочисленные выходы нефти и газа, приуроченные к сарматским отложениям. В Гобустанском НГР в ходе проведения сейсморазведочных работ МОГТ при бурении скважины с целью заложения в нее взрывчатых веществ из глубины 40 метров получен приток нефти в объеме ~2.0 тон/с. В этой области имеются многочисленные объекты, где нефть выходит на поверхность самотеком. Здесь же, на структуре, подготовленной сейсморазведкой МОГТ, при глубоком бурении получены мощные фонтаны природного газа, приуроченного к многопластовому интервалу разреза, расположенного на глубинах от 0.550 км до 1.0 км.. В Прикаспийско-Кубинском НГР имеются нефтегазоносные пласты, находящиеся на глубинах до 3-х км. Следует отметить, что такие объекты, как правило, занимают пространственное

положение в среде, характеризующейся сложным тектоническим строением. Многолетний опыт работы показывает, что параметры традиционных систем сейсмических наблюдений и применяемых источников возбуждения упругих волн не позволяют изучать глубинное строение с достаточной детальностью в пределах вышеуказанных интервалов геологического разреза. Здесь мы не перечисляем пределы значений этих параметров, поскольку они определяются в зависимости от геологической задачи и геолого-геофизической характеристики района исследований. Условия их подбора достаточно подробно изложены в литературе (Dale G. Stone., 1994, Шерифф Р., Гелдарт Л., 1987, Палагин В.В., А.Я.Попов, П.И.Дик., 1989 и др.). Иными словами, сейсморазведочные исследования, направленные на исследования больших глубин, не позволяют одновременно изучать объекты, представляющие интерес для нефтяной промышленности, расположенные на малых (менее 2-х км) глубинах геологического разреза.

Учитывая вышеизложенное, для выполнения сейсморазведочных работ по методике 2D и 3D Управление Геофизики и Геологии при нефтяной компании Азербайджанской Республики SOCAR приобрело у ОАО "СКБ СП" (г.Саратов) телеметрическую сейсморегистрирующую систему "Прогресс-ТЗ" с наземным комплексом, обеспечивающим регистрацию сейсмоданных со сгущённой сеткой приёма с использованием одиночных сейсмоприёмников типа GS20DX.

Полевые испытания комплекса "Прогресс-ТЗ" и специальной методики регис-

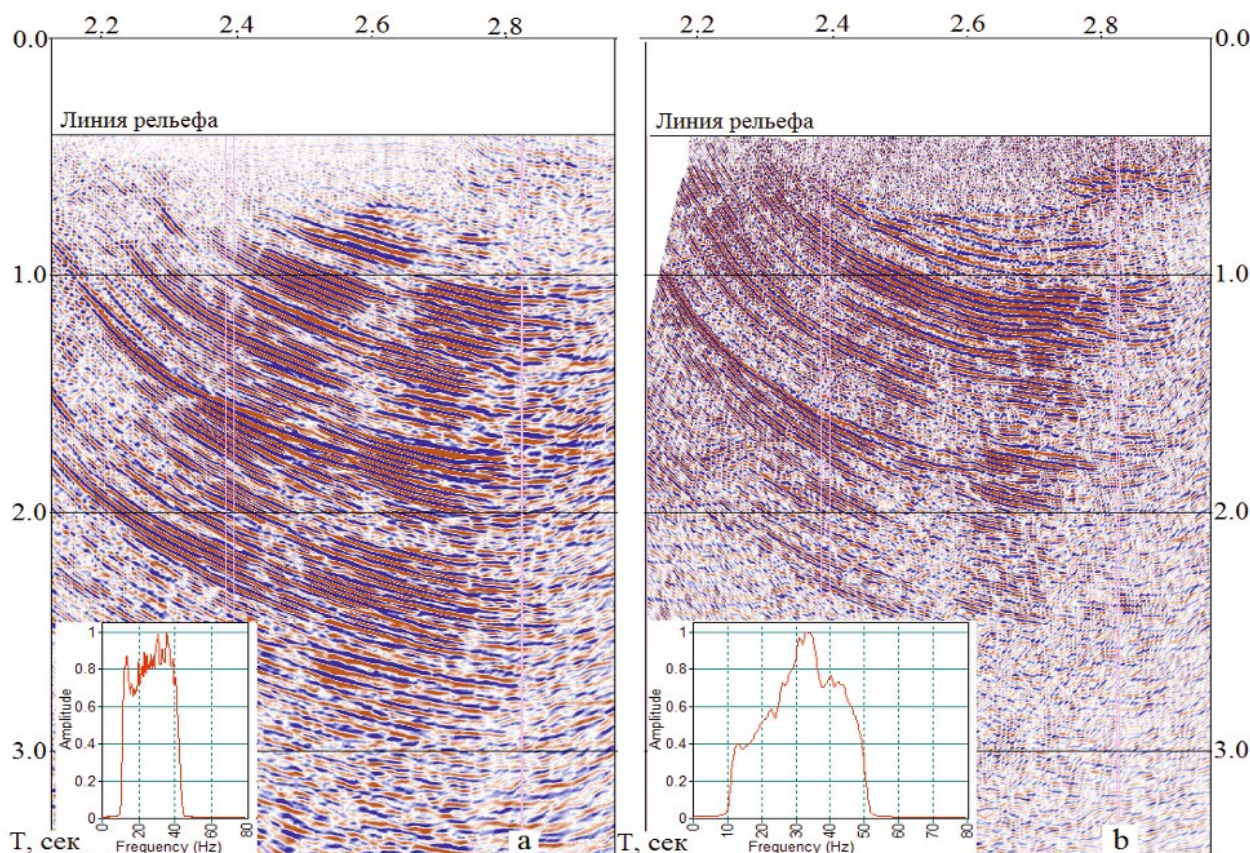
Наименование оборудования/параметра	Ед. изм.	«Прогресс-ТЗ»	«Scorpion»
Источник вибратор: AHV-IV-362	шт.	1	4
Сейсмоприемник - GS20DX	шт.	1 (один)	-
Сейсмоприемник SM 4 10	шт.	-	12 (группа)
Расстояние между пунктами приема	м	10	40
Расстояние между пунктами взрыва	м	20	40
Длина записи	сек	5	7
Шаг дискретизации	сек	0.001	0.001
К-во активных каналов	шт.	240	340
Кратность прослеживания	п	30	170
Длина свип сигнала	Т	12	16
Количество накоплений	п	4	4
Частотный диапазон свипа	Гц	10-100	10-100
Частотный диапазон приема	-	открытый канал	открытый канал

▲ Табл. 1. Параметры 2D системы наблюдения и источника.

трации были проведены на одной из площадей Междуречья Кура и Габырры. Работа была продублирована с применением сейсмосистемы "Scorpion", изготовленной компанией ION. Общий объем сейсмических наблюдений по МОГТ - 2D составил около 150 пог.км. В процессе работы проводился непрерывный контроль качества полученных сейсмограмм и условий регистрации.

Материалы, полученные с помощью обеих сейсморегирующих систем, были обработаны в среде комплекса программ ProMAX с использованием идентичной последовательности процедур преобразования сейсмических записей. На рис. 1 приведено сопоставление полученных временных разрезов и соответствующие частотные спектры волнового поля. Отчетливо видно, что разрешающая способность временного разреза, приведенного на рис. 1б и полученного с применением телеметрической системы «Прогресс-ТЗ» с одиночными сейсмоприемниками, намного выше в сравнении временным разрезом, представленным на рис.1а. Интервал до 1 сек. временного разреза, приведенного на рис. 1а, хотя и носит определенную геологическую нагрузку, но недостаточ-

но разрешенную по вертикали. В то же время на временном разрезе на рис. 1б отражения прослеживаются до поверхности наблюдения, что позволяет с высокой точностью определить геометрические параметры пластов по вертикали и горизонтали, в том числе зону эрозийного среза, продолжающуюся и в настоящее время на поверхности наблюдения. Интервал между 1 и 2 сек. временного разреза, приведенного на рис. 1а, дифференцирован намного хуже по сравнению с волновым полем, наблюдаемым в соответствующем временном интервале на рис. 1б. и которое лучше соответствует данным геофизических исследований (ГИС) скважин. На энергетических спектрах, приведенных в левых нижних углах рис. 1а и 1б, также отмечается преимущество системы наблюдений с применением одиночных сейсмоприемников. В целом, сопоставление динамических и кинематических характеристик волновых полей, зарегистрированных с использованием одиночных сейсмоприемников и групп сейсмоприемников, показало, что при изучении геологического разреза глубиной до 2-х км. система наблюдений с одиночными сейсмоприемниками обеспечивает лучшие результаты.



▲ Рис.1. Временные разрезы и амплитудно-частотные характеристики волнового поля, полученные с применением телеметрических систем: а - "Scorpion" (группа из 12 (SM-4-10) сейсмоприемников на канал); б – «Прогресс -Т3» (один сейсмоприемник (GS20DX) на канал)

На рис. 2 показано вертикальное сечение временного куба, полученного с применением телеметрической системы «Прогресс -Т3», к каналам которой были подключены одиночные сейсмоприемники. При выполнении этой работы для возбуждения сейсмического сигнала использовано взрывчатое вещество весом 0.5 кг, размешенное в скважинах глубиной 6 м.

Параметры 3D системы наблюдения и источника приведены в таблице 2.

Обработка сейсмического материала была выполнена в среде комплекса программ ProMAX. В нижнем правом углу рис. 2 показана амплитудно-частотная характеристика временного куба. По динамической выразительности временного поля по одному из сечений и амплитудно-частотной характеристике

куба можно прийти к выводу о высоком качестве полученных результатов.

На рис. 3 представлен фрагмент временного разреза по профилю, отрабатанному на периферии площади 3D работ, результаты которых приведены на рис.2. При этом была использована телеметрическая система «Scorpion» к каналам которой были подключены группы сейсмоприемников

При сравнении временных разрезов, приведенных на рис.2 и 3, отчетливо видно, что при изучении объектов, расположенных на глубинах менее двух километров, система наблюдений с одиночными сейсмоприемниками обеспечивает лучшие результаты по сравнению с традиционной системой наблюдений.

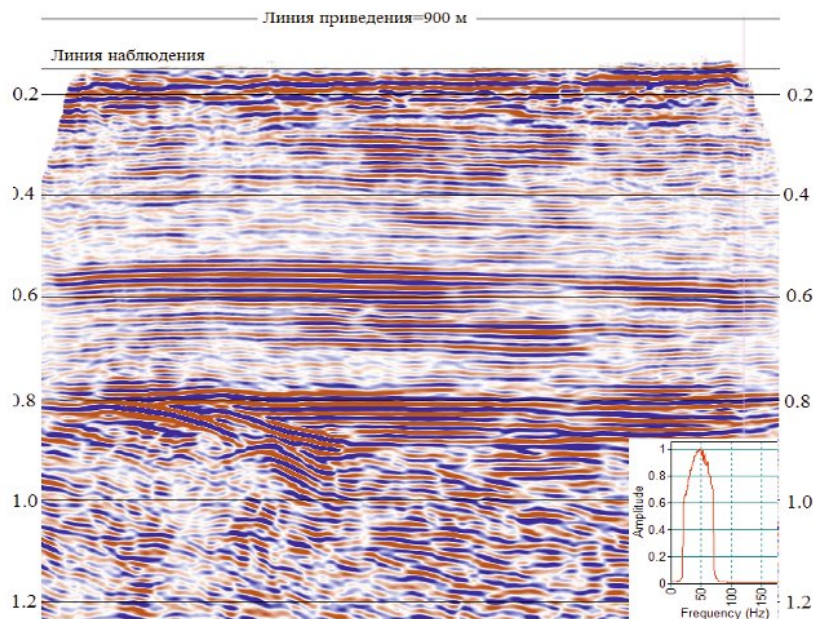


Рис.2. Сечение временного куба и амплитудно-частотная характеристика временного поля, зарегистрированного с применением систем наблюдения с одиночными сейсмоприемниками.

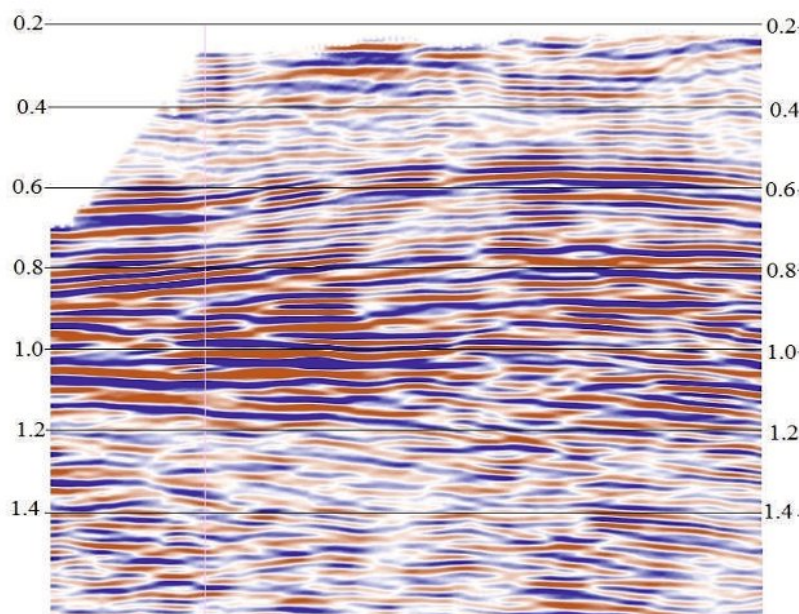


Рис.3. Фрагмент временного разреза по профилю, отрабатанному на периферии площади 3D работ, результаты которых приведены на рис.2.

Табл. 2

Наименование параметра	Ед.измерения	Объем, количество
Расстояние между точками приема	м	10
Расстояние между точками возбуждения	м	20
Расстояние между линиями приема	м	100
Расстояние между линиями возбуждения	м	200
Глубина размещения заряда	м	6
Вес заряда	кг	0.5
Кратность прослеживания	n	24
Размер бина	м	5x10
Общее количество каналов на одну точку взрыва	n	384
Количество приемных линий	n	4
Общее количество точек возбуждения	n	6120

Таким образом, результаты, полученные в ходе проведения полевого эксперимента по выполнению работ по методам 2D и 3D с использованием телеметрических систем с наземными расстановками с одиночными сейсмоприемниками и группами сейсмоприемников, показали, что при одновременном изучении объектов, расположенных на малых (менее 2-х км) глубинах геологи-

ческого разреза, система наблюдений с одиночными сейсмоприемниками обеспечивает лучшие результаты по сравнению с традиционной системой наблюдений. При этом определяющим моментом является расстояние между точками возбуждения и точками приёма, а также величина заряда либо мощность излучения вибратора.

Подробнее об авторах



Абдуллаев
Вагиф Адил оглы

Начальник Управления
Геофизики и Геологии
Государственной нефтяной
компании, УГГ



Юсубов
Намаз Пути оглы

Начальник Управления
Разведочной Геофизики.
Д. г.-м. н.



Тарасов
Николай Васильевич

Исполнительный
директор
ОАО "СКБ СП", к.т.н

Влияние результатов обработки данных сейсморазведки на качество геологической модели залежи углеводородов

■ Кириллов С.А., Косовцев В.И., Лаврик А.С., Самойлов А.В., ОАО «ЦГЭ», г. Москва

Аннотация. Качество геолого-технологической модели залежи углеводородов зависит от результата структурной и прогнозной сейсмической модели. На результат и качество сейсмогеологической модели влияет оптимальный граф обработки, позволяющий выделить полезный сигнал на фоне волн-помех в широком частотном диапазоне и определить пространственное положение отражающих границ. Определяющим моментом повышения качества результата обработки является наличие опытных специалистов по обработке и интерпретации сейсморазведочных данных, определяющих уникальный граф обработки и постоянный контроль за промежуточным результатом на всех этапах обработки.

Обеспечение энергоресурсами требует существенной корректировки механизмов принятия управляющих и инженерных решений. В нефтегазовой отрасли высокими темпами сокращаются легко доступные ресурсы сырья, усложняются горно-геологические условия залегания залежей углеводородов и, как следствие, увеличиваются затраты и риски реализации соответствующих производственных геологоразведочных программ.

Единственным инструментом выявления и освоения месторождений углеводородов остается бурение поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин. Определенный парадокс состоит в том, что уровень развития буровой техники и технологий, в принципе, соответствует сложности задач, подлежащих решению в процессе поисков залежей или их разработки. В то же время, ошибки при постановке задачи, например, «экономия» на изысканиях, проектировании, а также научно-техническом сопровождении работ, приводят к тому, что этот уникальный (и очень дорогой) инструмент зачастую работает неэффективно.

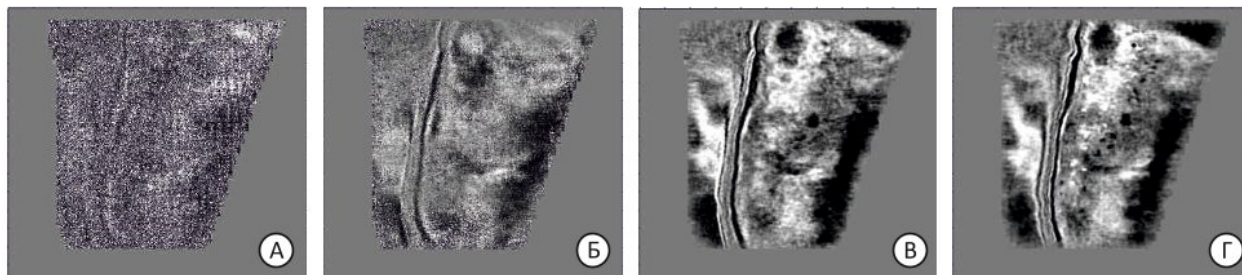
В качестве одного из возможных путей решения этой непростой проблемы является развитие принципов и методи-

ческих приемов моделирования залежей углеводородов. Принципиально, методические положения построения и использования для мониторинга цифровых моделей залежей развиваются в направлениях совершенствования вычислительных технологий анализа сейсморазведочной и скважинной информации.

Общая информационная структура формирования геологической модели остается неизменной и определяется по скважинам. Нехватка достоверных данных для полного описания нефтегазового объекта компенсируется аппроксимативными (прогнозными) конструкциями, которые по величине совпадают в точках скважин, а по содержанию строятся методом аналогий, с использованием определенных региональных закономерностей или субъективных геологических суждений.

Безальтернативным аппаратом пространственной корреляции параметров пород, вскрытых скважинами, является пространственная сейсморазведка.

Сильное влияние на качество сейсмической модели, которая является составляющей геолого-технологической модели залежи углеводородов, оказывает технология обработки исходных сейсмических данных совместно с данными ГИС.



▲ Рис. 1. Этапы обработки: а) - предварительное суммирование, б) - после подавления случайных помех, поверхностно-согласованной коррекции амплитуд, деконволюции и коррекции остаточных статических поправок, в) – окончательный суммарный куб, г) – окончательный куб после миграции.

Основной целью обработки сейсморазведочных данных является усиление амплитуды полезного сигнала относительно уровня помех и определение пространственного положения отражающих границ.

При формировании графа обработки уделяется большое внимание вопросам усиления амплитуды полезного сигнала относительно уровня помех, повышению разрешающей способности сейсмического метода по вертикали и по латерали и определению пространственного положения отражающих границ.

В технологию обработки включают обработку формы сейсмического сигнала, трехмерную коррекцию статических и кинематических поправок, трехмерную миграцию до суммирования в глубинной или во временной области.

Для прогноза свойств нефтегазопромыслового объекта совместно со скважинными данными используют результаты динамического анализа, сейсмической инверсии и сейсмостратиграфический, седиментационный и палеотектонический анализ.

Схем обработки существует большое количество. Каждая геофизическая компания, как правило, формирует свой уникальный граф обработки сейсморазведочных данных, опираясь на используемое математическое обеспечение и собственный опыт исследовательской

работой по анализу сейсмического материала по различным геологическим регионам.

Качество обработки сейсмических данных определяется рядом факторов, среди важнейших – наличие опытных, высококвалифицированных специалистов и гибкого матобеспечения, установленного на современном техническом оборудовании.

Начиная с 1967 года, специалисты ЦГЭ проводят обработку сейсмических материалов из различных регионов, полученных при сложных поверхностных условиях и различном геологическом строении объектов в программном пакете компании Western Geophysical, а с 1995 года в пакете Omega (Western Geco Schlumberger).

Не ограничиваясь применением программного комплекса «Омега», коллектив обработчиков ЦГЭ имеет опыт работы с такими программными пакетами как COMMAND, СЦС-3, СЦС-6 (ЦГЭ), GeoSYS (PRAKLA), GECOSseis (GECO), GEOVECTOR (CGG), что позволяет оценить производственные и результирующие возможности отдельных алгоритмов, и выбрать оптимальные для конкретных условий.

За это время накоплен огромный опыт в использовании математики в различных геолого-геофизических и поверхностных условиях.

Для поддержания высокого качества в ходе обработки выполняется множество процедур оценки качества материала, которые имеют вид качественных и количественных оценок. Основные этапы обработки сопровождаются расчетом характеристик для всей площади или сетки профилей. Использование таких характеристик позволяет поддерживать высокое качество от этапа к этапу обработки и получить качественный результат.

На рис. 2 показан результат обработки одного полевого материала, но обработанного различными специалистами из разных компаний. Тщательный выбор оптимального графа обработки опытными специалистами для указанного геологического региона, последовательный количественный и качественный анализ промежуточного результата, тестирование и оценка параметров алгоритмов позволяет получить качественный сейсмический результат, составляющий основу геолого-технологической модели (рис.6).

В процессе комплексной обработки в ВЦ ЦГЭ осуществляется постоянная связь между геофизиками-обработчиками,

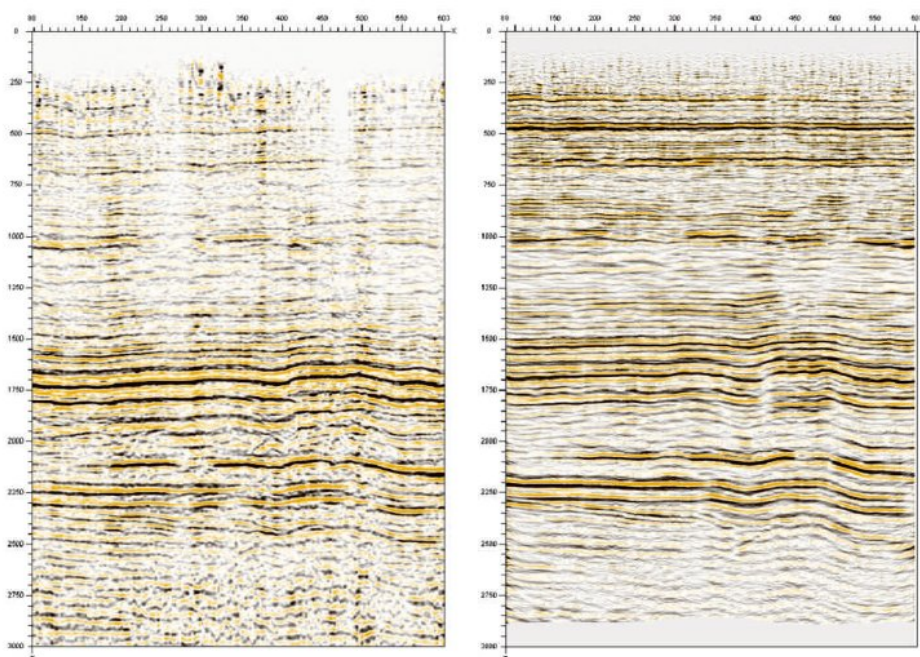
выполняющими исследования по данному объекту и геофизиками-интерпретаторами. Это позволяет выполнять обработку на более высоком профессиональном и технологическом уровне и не допускать неправильных решений.

Контроль качества данных, поступивших на обработку.

Сейсмические материалы 3D/2D, попадающие на обработку в ЦГЭ, проходят этап контроля качества полевых наблюдений. В ходе контроля получают оценки параметров сейсмической записи - уровень сигнала, уровень помех (микросейсм или когерентных помех), частотные характеристики сигнала и помех. Таким образом, еще до получения первого суммарного куба (для материалов 3D) или разреза (2D) делаются выводы о характере качества исходных полевых данных и выдается прогноз о качестве результатов основных этапов обработки.

Полученные оценки, представляемые в виде карт, позволяют более целенаправленно выбирать граф обработки, выбирать зоны для тестирования параметров и др. Кроме этого, результаты

► Рис. 2. Разрезы по сечению CrossLine 300.
а) результат прошлой обработки;
б) результат обработки ЦГЭ



анализа используются для окончательного заключения о качестве материалов и приемки полевых работ.

Коррекция статических поправок и учет низкочастотной статики.

Коррекция статических поправок – один из самых важных этапов обработки. В обрабатываемом пакете Omega имеется комплекс программ MISER, позволяющий эффективно решать задачу коррекции статики. Программа предназначена для работы в самых разных условиях – от спокойной геологии и гладкого рельефа поверхности до работы с разрезами (кубами), полученными в условиях горной местности. Определенный эффект получен и при работе с донными косами, и даже с плавающими косами. В основу программы положен алгоритм решения многопараметрической системы уравнений по принципу Гаусса – Зейделя.

Серьезной проблемой на многих территориях исследований (Волго-Уральская, Тимано-Печорская провинции, Западная Сибирь) является определение низкочастотной составляющей статических поправок.

Неучет низкочастотной составляющей статических поправок зачастую приводит

к искажению структурных построений и принятию неверных решений о местоположении скважин. В ЦГЭ уже более 10 лет активно используют технологию определения и учета влияния низкочастотной составляющей статических поправок [1]. Она позволила на многих объектах повысить надежность выдаваемых геологических прогнозов (рис.3).

Миграции до суммирования.

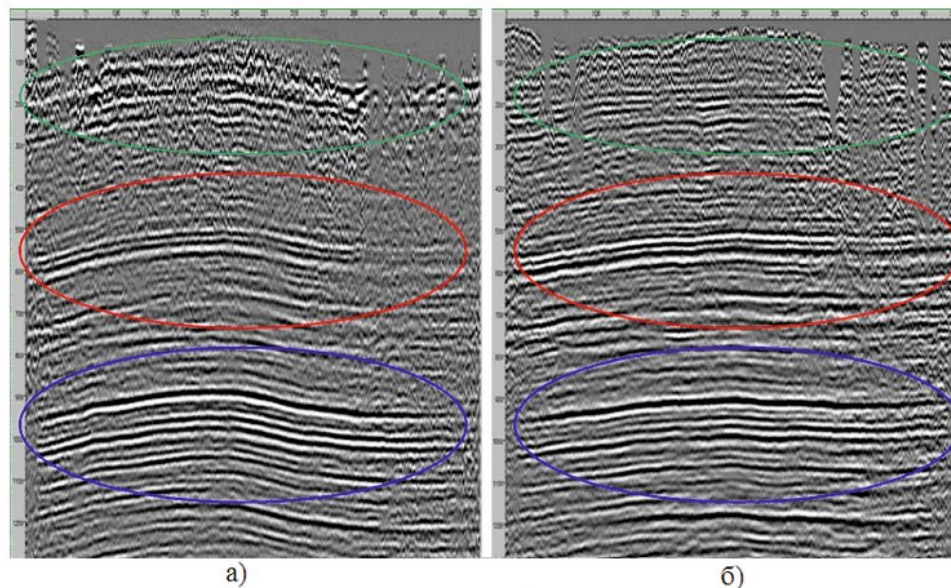
Томография.

За последние несколько лет в технологическую схему обработки эффективно включены процедуры, выполняющие такие тяжелые задачи, как миграция до суммирования (сначала временная, а затем и глубинная миграция).

Важным моментом глубинной миграции по сейсмограммам является способ построения глубинно-скоростной модели и ее коррекция. Для уточнения модели используется технологическая цепочка, включающая в себя высокотехнологическую процедуру томографического уточнения параметров модели.

Выполнение обработки с сохранением амплитудных соотношений.

Для выполнения динамической интерпретации необходимо сохранение в процессе обработки амплитудных соот-



◀ **Рис.3. Учет аномалий ВЧР**
а) временной разрез до учета аномального влияния ВЧР;
б) временной разрез после учета аномального влияния ВЧР

ношений сейсмической записи. Основной процедурой является коррекция амплитуд с учетом поверхностных условий. В ходе коррекции потрассные оценки амплитуд обобщаются по нескольким факторам - ПВ, ПП, удаления и др. и затем к данным применяются корректирующие амплитудные поправки. Таким образом, амплитудные корректирующие поправки привязываются не к отдельным трассам, а связываются с факторами, вызывающими вариации амплитуд - это поверхность наблюдения, где вариации амплитуд связаны, в основном, с зонами ухудшения условий взрыва и приема.

Результат геологической интерпретации амплитудных соотношений сейсмической записи позволяет детально, с

высокой степенью достоверности подтвердить геологическое строение иско-
мых объектов (рис.4., рис.5).

Объединение и совместная обработка данных различных лет съемки

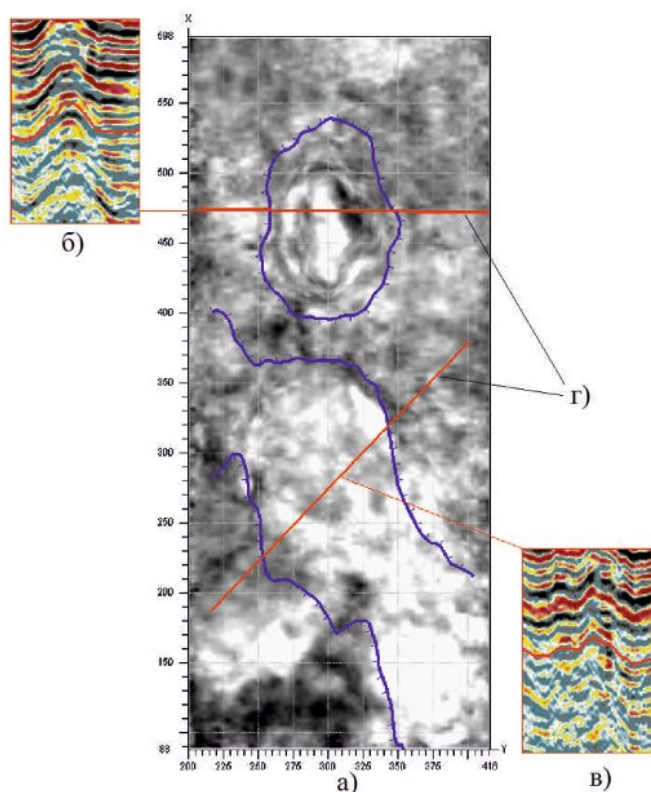
У специалистов ЦГЭ имеется опыт обработки объектов, которые из-за своих размеров или по другим причинам были получены в течение нескольких полевых сезонов (Приобская, Пырейная, Федюш-кинская площади и др.).

Работы продолжаются, как правило, несколько лет (2-3 года и более). Имеется опыт обработки объекта, полученного в течение 8-ми полевых сезонов. Как правило, при таком характере съемок производится наращивание площади объекта (рис.5). Съемка зачастую проводится разными сейсмическими партиями с меняющейся схемой наблюдения, различной регистрирующей аппаратурой, шагом дискретизации, уровнем усиления и др.

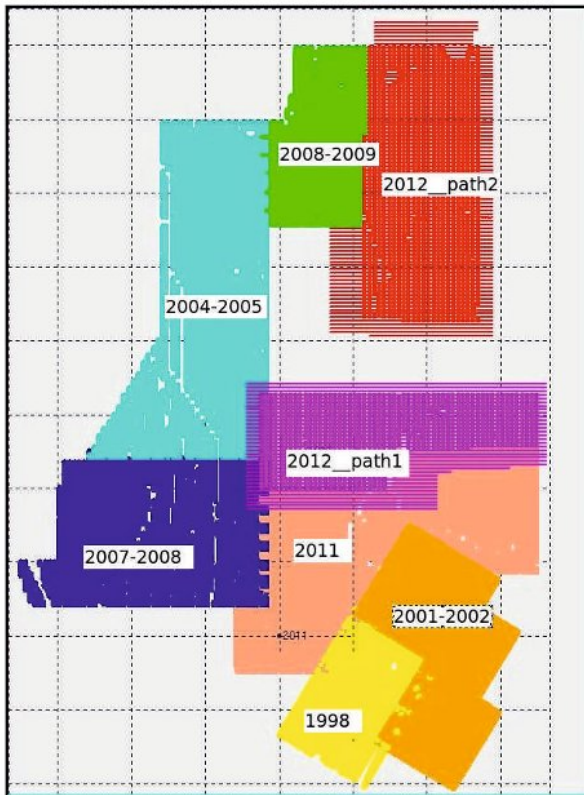
Имеется опыт обработки материалов, когда уровень записи на различных участках объекта отличается в миллион раз, а одна съемка по азимуту повернута по отношению к другой.

Для обеспечения плавности перехода съемки перекрывают друг друга. Объем перекрытия иногда довольно значительный и достигает 10-20% от размеров площади. Если не говорить о полноценном 4D, когда на одном объекте выполняются повторные сейсмические наблюдения с сохранением параметров системы наблюдения, то при объединении съемок разных лет можно говорить о 3.5D материалах, когда наряду с наращиванием площади объекта происходит и перекрытие площадей старых и новых съемок.

Обработка ЦГЭ гарантирует получение объединенных кубов при практически



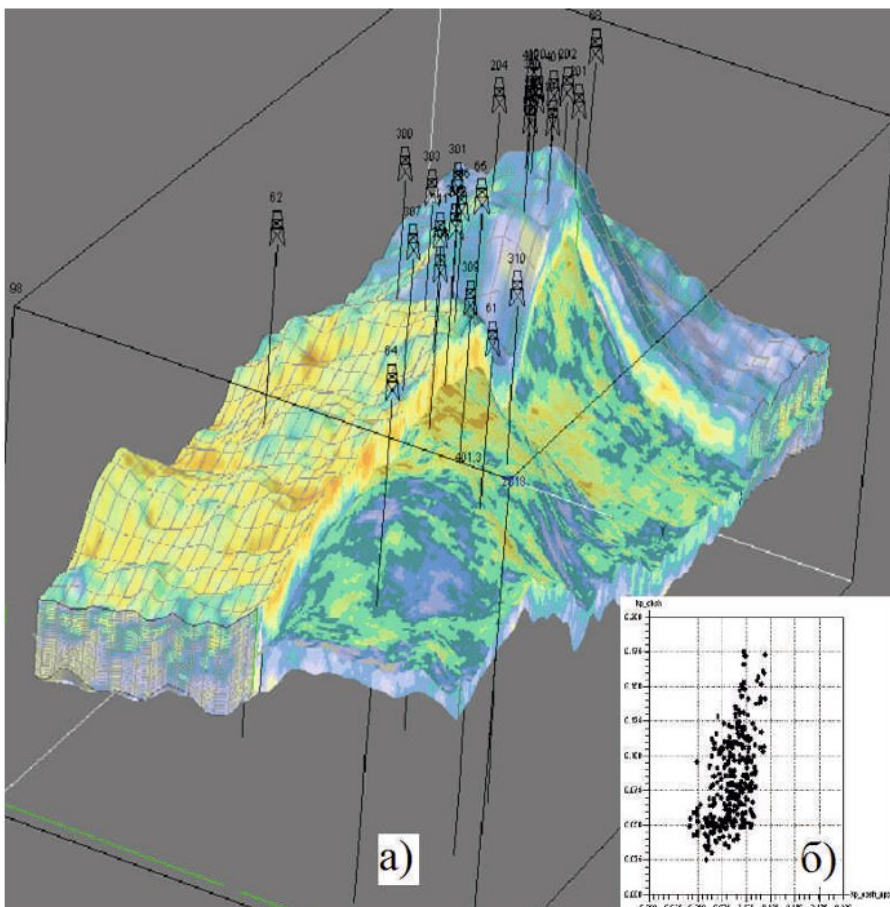
▲ Рис. 4. Проявление рифовых фаций в интервале фаменских отложений на палеоседиментационном сечении амплитудного куба (амплитудные соотношения сейсмической записи) а) карта распределения сейсмических амплитуд, б), в) сейсмические сечения по выбранному направлению г) (красный цвет на карте амплитуд)



▲ Рис. 5. Схема сейсмических наблюдений, проведенных в разные годы.

полном отсутствии швов в местах сочленения.

Благодаря использованию технологии площадной сейсморазведки, увеличился процент успешного бурения, существенно возросла извлекаемость углеводородного сырья. В результате, все это кардинально скорректировало экономические показатели добычных проектов, сделало их более привлекательными для недропользователей. Кроме того, площадная сейсморазведка впервые предоставила геологам и промысловикам возможность получать информацию о строении геологической среды в межскважинном пространстве (рис.6), формируемую по результатам динамического анализа сейсмического волнового поля с учетом точной скважинной геофизической информации.



◀ Рис. 6. Объемный прогноз порово-кавернозной пористости в глубинном пространстве по сейсмическим атрибутам и данным ГИС
а) прогнозный куб порово-кавернозной пористости для пласта СЗ,
б) кроссплот соответствия истинных и прогнозных значений K_p по верхнекаменноугольному интервалу разреза.
 $K_{кор} = 0.69$

Подробнее об авторах



Кириллов
Сергей Александрович

заместитель генерального
директора ОАО «ЦГЭ»
по геофизике



Косовцев
Владимир Иванович

начальник отдела
обработки сейсмических
материалов Вычислитель-
ного центра ОАО «ЦГЭ»



Лаврик
Александр Сергеевич

заместитель генерального
директора ОАО «ЦГЭ»
по геологии



Самойлов
Алексей Владимирович

главный геофизик отдела
обработки сейсмических
материалов Вычислитель-
ного центра ОАО «ЦГЭ»

Информационное сообщение

В журнале «Приборы и системы разведочной геофизики» 02/2013 была опубликована статья «Зачем геофизика нефтяникам». Сообщаем, что в редакцию журнала поступило обращение ОАО «Дальморнефтегеофизика» с указанием на недостоверность сведений, касающихся ОАО «Дальморнефтегеофизика», приведенных автором в вышеуказанной статье. Ниже редакция приводит текст обращения ОАО «Дальморнефтегеофизика» с опровержением сведений, опубликованных в статье «Зачем геофизика нефтяникам» в журнале «Приборы и системы разведочной геофизики» 02/2013

ОАО «Дальморнефтегеофизика» считает сведения, опубликованные в журнале «Приборы и системы разведочной геофизики» 02/2013 в статье «Зачем геофизика нефтяникам», касающиеся ОАО «Дальморнефтегеофизика», не соответствующими действительности. ОАО «Дальморнефтегеофизика» сообщает, что материалы, о которых идет речь в статье, полностью принадлежат ОАО «Дальморнефтегеофизика», переданы в государственные фонды РФ в соответствии с законодательством. Данные доступны нефтяной индустрии России и именно на их основе проведено лицензирование арктических морей РФ.

БЕСШОВНАЯ СЕЙСМИЧЕСКАЯ СЪЕМКА СУША-МОРЕ.



В любых условиях на суше, в переходных зонах, а также в море на глубине до 700 метров наши истинно бескабельные модули работают как единая система, обеспечивая быстрое, безопасное и эффективное получение высококачественных данных.

Модули ZLand и ZMarine, произведенные нашей компанией, обеспечивают бесперебойную работу даже в самых сложных условиях: в плавучих льдах, в холодных арктических районах, скалистой местности и т.д.

Оптимизируйте свои последующие сейсморазведочные работы и получайте надежные сейсмические данные.

Для получения подробной информации посетите наш стенд 24 во время EAGE в Санкт Петербурге



fairfieldnodal.com

СИСТЕМЫ СЕЙСМОРАЗВЕДКА ЛИЦЕНЗИРОВАНИЕ ОБРАБОТКА ВИЗУАЛИЗАЦИЯ

Возможности обработки различных типов волн, регистрируемых в инженерной сейсморазведке

- Белоусов А.В., ЗАО НПЦ «ГеоСейсКонтроль», РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, г.Москва
Сергеев К.С., Сафиуллин Р.И., РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, г.Москва

В статье проводится анализ исходного волнового поля, полученного с применением ударного источника колебаний (кувалда весом 5 кг) в условиях присутствия интенсивного фона промышленных помех, выделяются основные классы полезных волн и волн-помех, рассматриваются результаты обработки и интерпретации каждого типа волн.

Методика работ

Исследования проводились в городских условиях вдоль линии железной дороги, использовалась активная расстановка из 96 вертикальных сейсмоприёмников с шагом 1м. Для регистрации применялась телеметрическая сейсморазведочная станция ТЕЛСС-3, что гарантировало минимизацию аппаратного шума и электрических наводок при передаче данных по косе (Федотов, 2011). Возбуждение колебаний проводилось с шагом 2 метра, всего на фиксированную расстановку отработано 48 пунктов возбуждения (длина профиля 96 м). Время записи составляло 1000 мс, шаг дискретизации 1 мс. Как показывает практика (Рагозин, 2012), при выбранном способе возбуждения колебаний данный шаг вполне достаточен (и даже несколько избыточен), т.к. даже при наилучших условиях возбуждения доминантная частота редко превышает 70 – 100 Гц. Число накоплений – 10.

Как будет показано далее, примененная система наблюдений позволяет извлекать информацию из всех типов регистрируемых волн и реализует следующие виды полевых расстановок:

- для КМПВ - избыточная система встречных и нагоняющих годографов;
- для МОГТ - система с максимальной кратностью 24 в центре расстановки, шаг точек ОГТ 0.5 м;
- для MASW - система, обеспечива-

ющая регистрацию поверхностных волн без пространственного алейсинга.

Анализ волновой картины

Основной проблемой, связанной с исследованиями в районах с высоким уровнем промышленных помех является получение интерпретируемой волновой картины в условиях слабого сигнала и интенсивного фона когерентных и некогерентных помех.

Рассмотрим ряд волновых картин, полученных в начальной, средней и конечной частях профиля (рис.1).

Волновая картина во всех случаях существенно интерференционная. На отчетливо прослеживающиеся на большей части каналов первые вступления преломленных волн накладывается фон помех в виде когерентной (боковые поперечные волны от работающей техники и стен зданий, приповерхностные псевдорэлеевские волны, моды обменных волн от близкорасположенных границ) и некогерентной (ветровые и дождевые помехи) составляющих.

Из анализа спектра (рис.2) следует, что частотный диапазон записи достаточно широкий – 10 - 130 Гц. Сигнал преобладает в диапазоне 30 - 75 Гц. Все низкочастотные когерентные составляющие волнового поля, такие как поверхностные волны, лежат в диапазоне частот 8 - 30 Гц. Преломленные волны имеют слабую амплитуду на больших удалениях (на

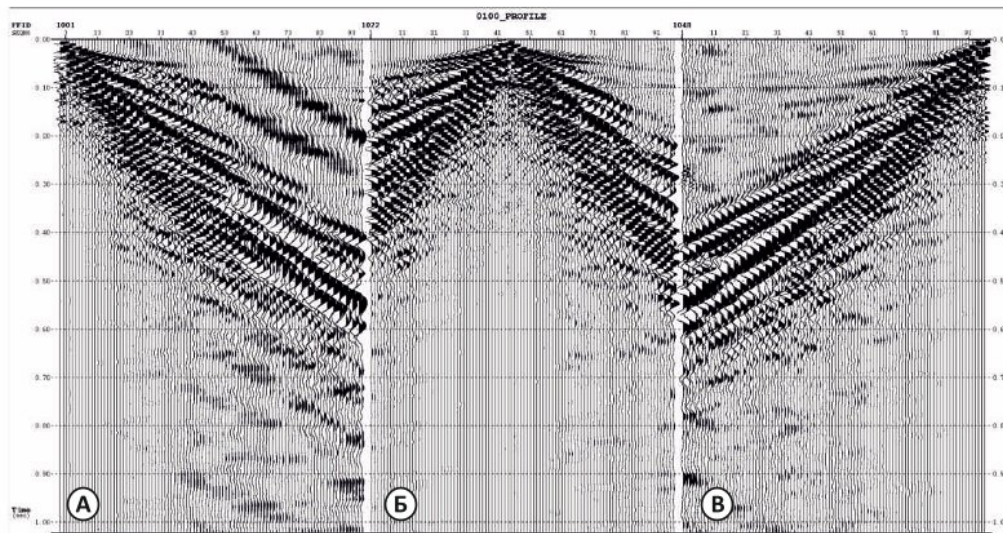


Рис. 1. Изображения исходных сейсмограмм: источник слева (а), в центре (б), справа (в) от активной расстановки. Для визуализации использовано АРУ в коротком окне

сейсмограммах фланговой расстановки).

На временах 50 – 300 мс в районе первых каналов фрагментарно прослеживаются гиперболические оси синфазности со скоростями 100 – 300 м/с (обменные (?) отражённые волны). На временах свыше 500 мс гиперболические оси не наблюдаются, уровень записи соответствует уровню микросейсмического шума.

Преломленные волны наблюдаются в первых вступлениях на временах от 0 мс до примерно 100 мс на удалении 100 м. При этом корреляция становится неуверенной на удалениях от 60 – 70 м от источника. Качественное прослеживание первых вступлений возможно до удаления 90 м, т.е. на большей части профиля.

Волны-помехи представлены прямой волной, цугами последующих вступлений преломлённых волн, а также боковыми волнами от движущегося транспорта (линейные низкочастотные и низкоскоростные оси синфазности: скорость 100-150 м/с, доминирующая частота 20 Гц). Помимо когерентного шума на отдельных сейсмограммах отмечается довольно существенный уровень микросейсмического шума. Боковые волны от внешних источников попадают в область пространственного алейсинга (рис.2(б), участки спектра отмечены чёрными линиями).

Вид волновой картины в целом позволяет считать полезными волнами в первом приближении волны преломлен-

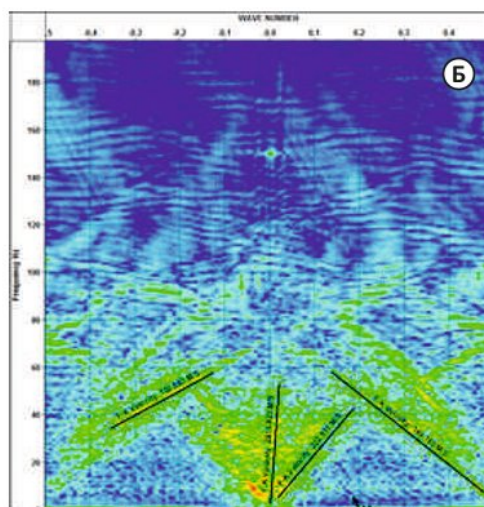
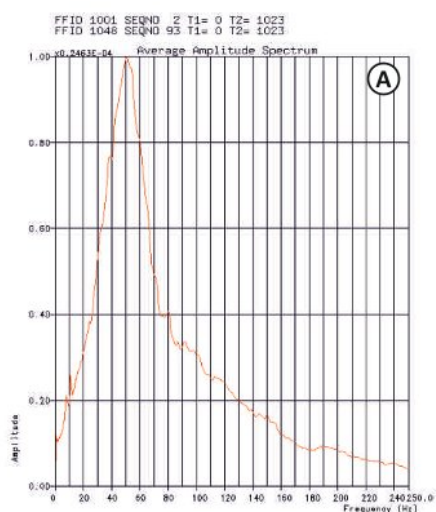


Рис. 2. Спектральный состав исходных сейсмограмм: частотный спектр (а) и FK-спектр (б)

ные. Оценка типа и свойств наблюдаемых гиперболических годографов отражённых волн требует выполнения предварительной достаточно прецизионной сигнальной обработки данных в условиях преобладания уровня шума над сигналом. Наличие интенсивных рэлеевских волн также позволяет провести многоканальный анализ поверхностных волн (MASW).

Преломлённые волны

Обработка поля преломлённых волн полученных сейсмограмм проводилась с помощью комплекса Rayfract, позволяющего получить градиентную скоростную модель среды на основе инверсии времен пробега волн, наблюдаемых в первых вступлениях.

Входными данными для обработки являются сейсмограммы общего пункта возбуждения, содержащие в заголовках информацию о координатах, альтитудах и удалениях.

Последовательность обработки можно разделить на несколько этапов:

1.Предобработка, выполняемая с целью усиления волновой картины первых вступлений (как правило, автома-

тическая регулировка усиления в окне 40-100 мс; частотная фильтрация для устранения интерферирующих помех).

2. Фазовая корреляция первых вступлений для определения времен пробега целевых волн (модель рефракции).

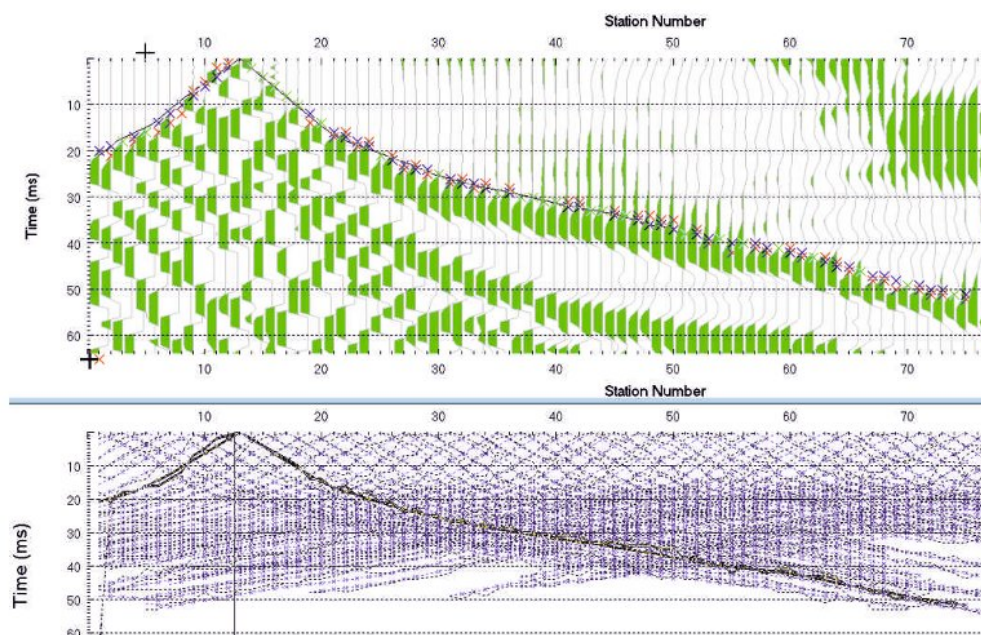
3. Построение начальной одномерной градиентной скоростной модели.

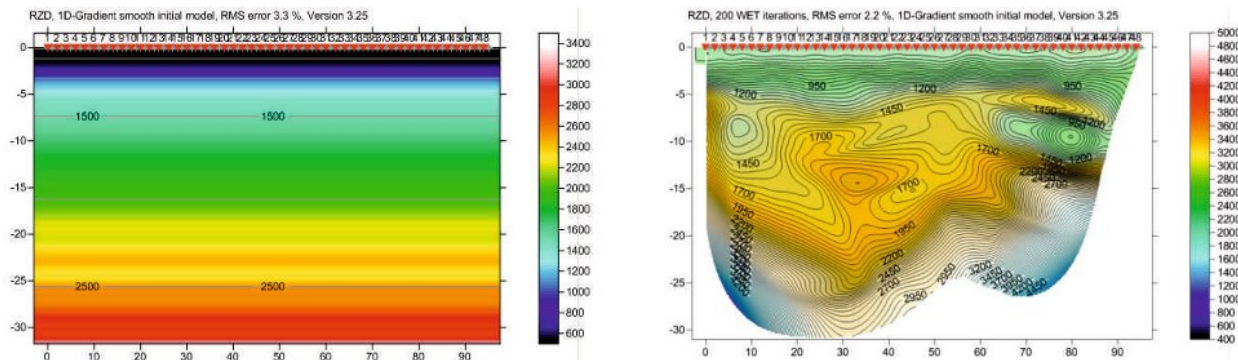
4. Инверсия времен пробега для определения скоростной модели среды (wave path eikonal tomography (WET)).

Отметим особенности отдельных этапов.

При фазовой корреляции возможно комплексирование автоматических и полуавтоматических методов определения первых вступлений. В автоматическом режиме на основе анализа амплитуд и огибающих колебаний на участках сейсмозаписей, попадающих в допустимые по скоростям пределы, определяется первый отрицательный срыв амплитуд (рис.3) – в соответствии со стандартом SEG о полярности и сложившимися принципами работы аппаратуры (Sheriff, 2002). Проблемы данного режима связаны с возможностью ложного срабатывания и необходимостью коррекции стабилизирующего фактора, определяющего

► Рис.3. Обработка данных МПВ. Сверху – сейсмограмма с нанесенными отметками первых вступлений. Снизу – система нагоняющих и встречных годографов по профилю





▲ Рис. 4. Градиентная модель среды: (а) исходная; (б) финальная.

погрешность пикирования первых вступлений по профилю в зависимости от меняющихся условий возбуждения и приёма колебаний. При значимом числе ложных срабатываний целесообразно ввести интерактивный компонент корреляции, вручную задавая линейный тренд вступлений на фоне помех – автоматический поиск локализуется в пределах заданной длины импульса вокруг линии тренда. Наконец, ручной режим может быть использован на сейсмограммах плохого качества, с большим количеством шумов, а также для корректировки времен после обработки в автоматическом и полуавтоматическом режимах. Погрешности определения времен во всех методах, как правило, не превышают нескольких шагов дискретизации записи.

В анализируемом примере преимущественно использовался полуавтоматический режим.

Основными факторами пропусков в корреляции были: перегрузка первых сейсмоприемников; значительное удаление (на удалении более 75 м первые вступления интерферируют с помехами и невозможно однозначно определить их начало); высокий уровень помех на некоторых каналах.

По окончании корреляции проводится коррекция отмеченных времен по подборкам равных удалений и общей средней точки. Далее в автоматическом

режиме строится начальная 1-D градиентная модель среды (рис.4, а)

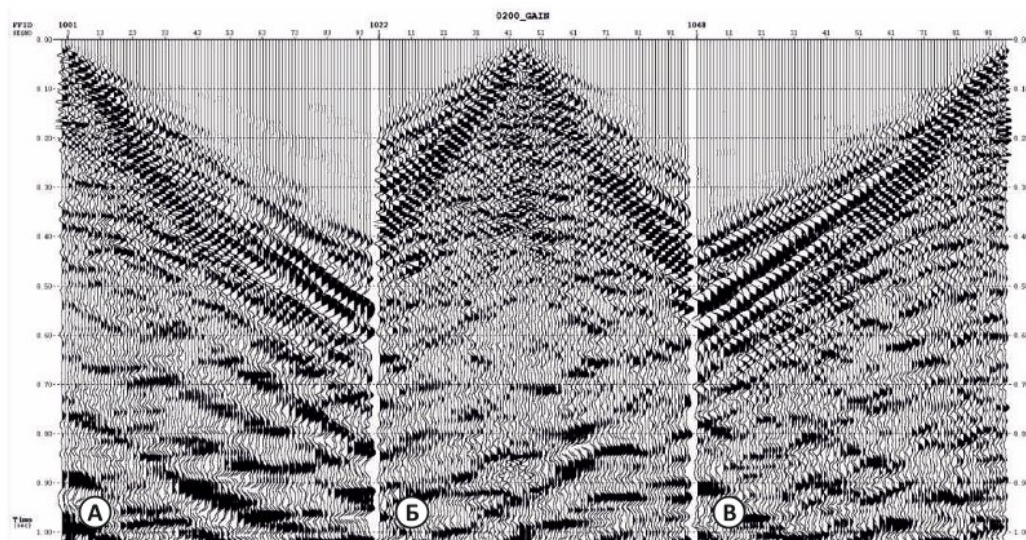
Комплекс Rayfract поддерживает несколько типов инверсии, отличающихся исходными предположениями о модели и распределении физических свойств пород по разрезу: SmoothInvert, DeltaV, WET. Для выполнения данной задачи использовался алгоритм WET, в котором производится коррекция базовой модели итерационным способом на основе минимизации среднеквадратической (RMS) ошибки определения времен пробега первых вступлений. Ошибка RMS вычисляется на каждой итерации относительно синтетического годографа.

Результат инверсии представляется в виде латерально- и вертикально изменчивой глубинно-скоростной модели (рис.4, б) и считается удовлетворительным, если финальная RMS-ошибка не превышает 3%, а максимальное расхождение модельного и реального годографов соответствует нескольким шагам дискретизации записи.

Отражённые волны

Как отмечалось в начале, на полевых сейсмограммах (рис.1) визуально определяются гиперболические оси синфазности, что позволяет предположить наличие отражающих границ и провести обработку материалов по методике ОГТ.

► Рис. 5. Изображения сейсмограмм после восстановления амплитуд: источник слева (а), в центре (б), справа (в) от активной расстановки.



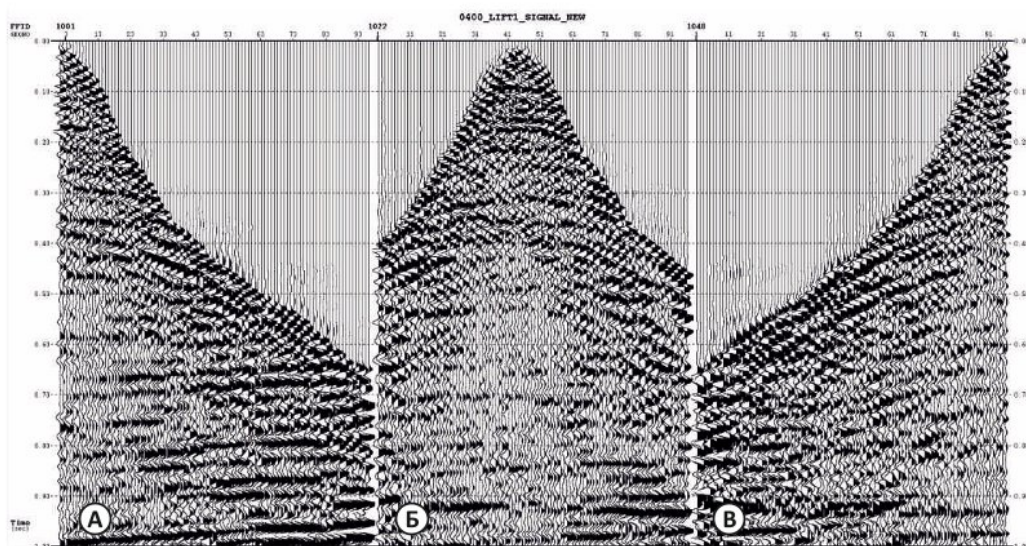
Вид сейсмограмм после проведения коррекции за сферическое расхождение волнового фронта приведен на рис.5. На данных сейсмограммах отчетливо видны отраженные волны в диапазоне времен 50 - 400 мс. Отражения не имеют четкой коррелируемости от трассы к трассе, что может говорить о достаточно сложном строении верхней части разреза (ВЧР). Так как на коротких профилях перепад высот, как правило, несущественен и априорные статические поправки не рассчитываются, верхним уровнем разрезов считается дневная поверхность. Отметим, что для улучшения прослеживаемости отражённых волн и исключения случайных статических

сдвигов возможно проведение коррекции высокочастотных статических поправок.

Для выравнивания соотношения амплитуд от трассы к трассе необходимо провести поверхностно-согласованную балансировку амплитуд. Это позволит проследить отражения на больших удалениях и несколько снизить влияние высокоамплитудных зон, связанных с источником. Для удаления преломленных и поверхностных волн целесообразно применить внешний мьютинг.

Удаление помех и выделение сигнальной составляющей было проведено каскадом фильтров в различных спектральных диапазонах. Основной задачей

► Рис. 6. Изображения сейсмограмм после помехоподавления: источник слева (а), в центре (б), справа (в) от активной расстановки.



процедуры являлось подавление низкочастотных шумов, некогерентных помех, удаление остатков поверхностных волн. Материал был разделен на три полосы частот, внутри которых применялись регулировки амплитуд. Затем различные полосы частот были адаптивно объединены. Сейсмограммы ОПВ после процедур помехоподавления представлены на рис.6.

По результатам скоростного анализа определены значения скоростей суммирования для гиперболических осей синфазности в диапазоне 50 – 300 м/с. Диапазон изменения скоростей находится в пределах 100 – 500 м/с, что в связи с малой глубиной залегания изучаемых границ позволяет предположить присутствие на сейсмограммах, главным образом, обменных (P-SV) волн.

Результирующий временной сейсмический разрез приведен на рис. 7.

В целом, волновое поле инженерных данных довольно сложное. Отличительными особенностями его являются:

- наличие большого количества некогерентных помех (техногенного характера);
- ярко выраженные поверхностные и преломленные волны;
- слабые отраженные волны;

- не всегда ясная этиология отраженных волн;
- несбалансированность сейсмограмм от трассы к трассе и от ПВ к ПВ;
- довольно ограниченный спектральный состав.

Интерпретация данных исключительно отраженных волн затруднительна.

Вместе с тем комплексирование результатов обработки отраженных и преломленных волн с возможным привлечением информации о поверхностных волнах позволяет полнее охарактеризовать картину и выявить структурообразующие элементы в разрезе, проявляющиеся на всех типах волн.

Сказанное подтверждается совместным изображением разрезов преломленных и отраженных волн (последний пересчитан в глубинный масштаб по средним скоростям) – рис. 8(а), а также совместным изображением разрезов преломленных волн и электротомографии – рис. 8(б). Отметим, что формально наибольшую глубинность исследований дают отраженные волны, однако вопрос о наличии и выраженности глубоких (более 15-20 м) границ является спорным, что связано со слабой интенсивностью отражений и возможным наличием кратных волн.

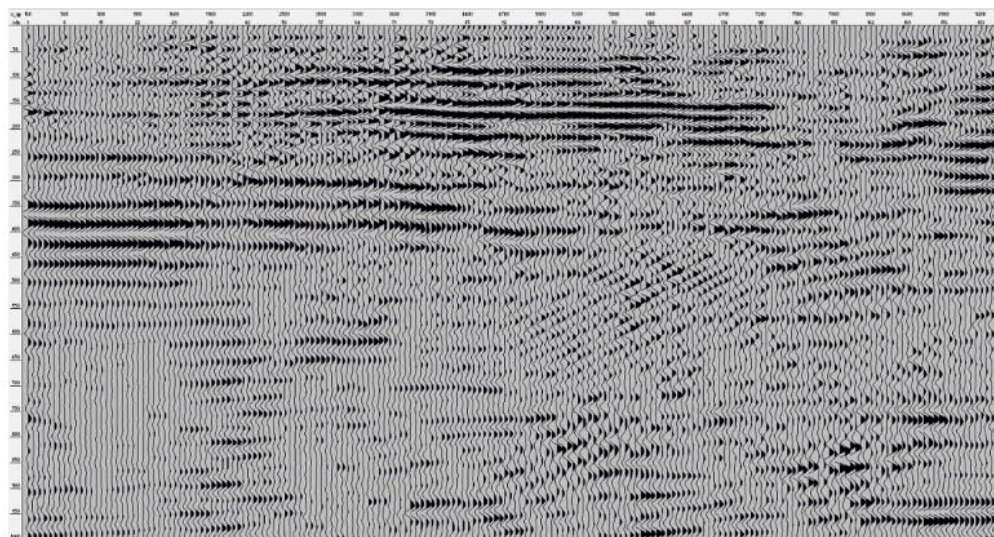
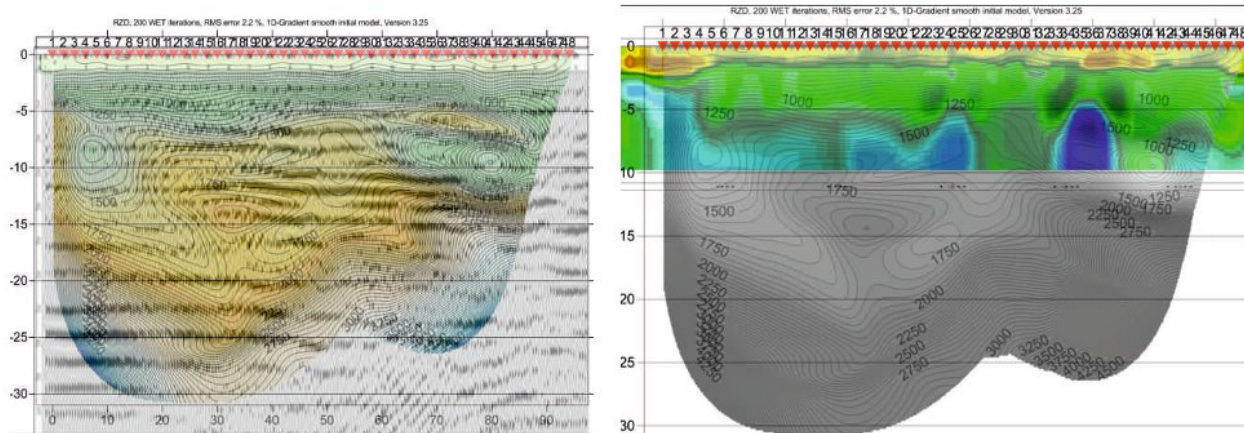


Рис. 7.
Временной
сейсмический
разрез.



▲ Рис.8. Совместная визуализация данных различных методов:
(а) разрез отраженных (P-SV?) волн в глубинном масштабе (черно-белый) и скоростная модель по преломленным (P) волнам (цвет).
(б) скоростная модель по преломленным (P) волнам (черно-белая) и фрагмент разреза электротомографии (цвет).

Томография по преломленным волнам дала в данных сейсмогеологических условиях устойчивый результат до глубины 15 м. При этом осложнения в скоростной модели соответствуют аномалиям поля электротомографии.

Поверхностные волны

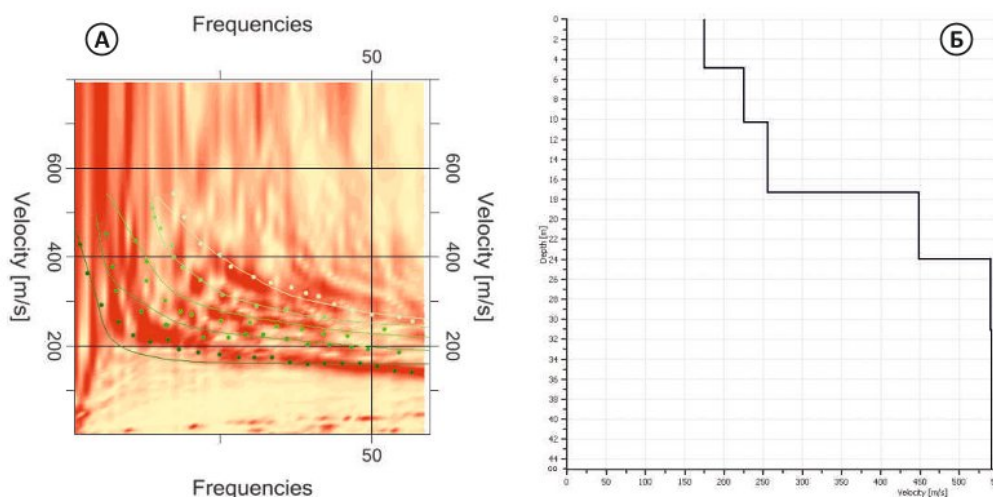
Анализ дисперсионных (фазовых) кривых волн Рэля проведён по фланговым сейсмограммам (первый и последний пикеты возбуждения) с осреднением результатов. Выбрана одномерная модель интерпретации с отнесением значений к середине профиля.

Вид фазовых кривых показан на рис. 9(а), результирующий скоростной закон поперечных волн – на рис. 9(б).

Согласно данным рэлеевских волн, почва относится к типу С (классификация USCS) - отложения среднеплотных грубозернистых почв или среднеплотных мелкозернистых почв мощностью выше 30 м, характеризующиеся постепенным улучшением механических свойств с глубиной и значениями скорости поперечных волн от 180 до 360 м/с.

Расчётные геомеханические свойства разреза сведены в таблицу 1. Отметим, что скорости поперечных волн, расчи-

► Рис. 9. Анализ данных поверхностных волн:
(а) дисперсионные кривые;
(б) скоростной закон поперечных волн.



п.	Глубина [м]	Мощность [м]	Vs [м/с]	Vp [м/с]	модуль сдвига [МПа]	Модуль Юнга [МПа]
1	4.93	4.93	174.42	284.82	54.76	131.42
2	10.33	5.40	225.33	367.97	91.39	219.35
3	17.33	7.00	255.54	417.29	117.54	282.10
4	23.99	6.66	448.38	732.21	361.89	868.53
5	31.09	7.10	540.20	882.14	525.27	1260.64
6	∞	∞	540.69	882.95	526.23	1262.95

▲ Табл. 1. Рассчитанные геомеханические свойства разреза

танные по рэлеевским волнам, в целом, согласуются с данными отражённых волн, а скорости продольных волн в сопоставлении с данными метода преломлённых волн существенно меньше.

Литература

1. Рагозин Н.А., Федотов А.С. Возможности обработки многоканальных сейсморазведочных данных // Инженерные изыскания. 2012. № 11. С. 29-34.

2. Федотов С.А., Федотов А.С., Федорова М.П. Повышение помехоустойчивости, разрешающей способности и производительности многоволновой сейсморазведки при инженерно-геофизических изысканиях // Инженерные изыскания. 2011. № 11. С. 60-65.

3. Sheriff R.E. Encyclopedic Dictionary of Applied Geophysics (4-th ed.) / Geophysical References No. 13. SEG. 2002.

Подробнее об авторах



Белоусов
Александр Валерьевич

ведущий геофизик ЗАО
НПЦ «ГеоСейсКонтроль»,
доцент кафедры разведочной
геофизики РГУ нефти
и газа имени И.М. Губкина



Сергеев
Константин Сергеевич

ведущий инженер
лаборатории инженерной
геофизики РГУ нефти и газа
имени И.М. Губкина



Сафиуллин
Руслан Ильдусович

лаборант кафедры
разведочной геофизики
РГУ нефти и газа имени
И.М. Губкина, студент
3 курса

Особенности раскладки приемных систем XZone при проведении «бесшовной» 3Д съемки на шельфе Сахалина

■ Гуров А.Ю., Запорожец Б.В., ООО «Донгеофизика», г.Геленджик

Начиная с 2012 года в Сахалинском заливе Охотского моря проводились сейсморазведочные работы по детальному изучению геологического строения южной части структуры «Астрахановская-море» с использованием донного кабеля с двойным сенсором XZone Marsh Line и телеметрической системы XZone Fly Lander. В 2012 году было выполнено 2Д профилирование, а в 2013 - 3Д съемка. С целью увязки морских и сухопутных данных, полученных на этой структуре в прежние годы, выполнялась так называемая «бесшовная» 3Д сейсморазведка — морские и сухопутные линии приема (ЛП) раскладывались и отстреливались одновременно. Приблизительное описание методики можно найти в [1].

Сложные погодные и гидрологические условия этого района острова Сахалин, в особенности сильные вдольбереговые течения и прибойные явления, накладывали высокие требования к методике проведения работ, правильному выбору аппаратуры и ее параметров.

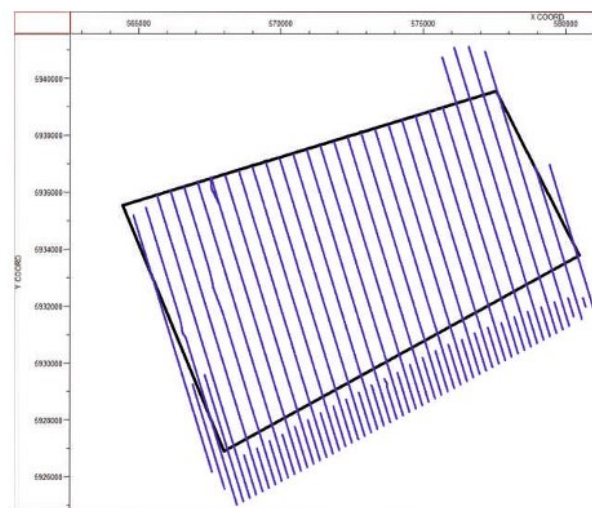
Опытно-методические работы позволили выбрать пороговый уровень усиления для гидрофонов и геофонов, глубины погружения излучателей, технологические приемы проведения производственных работ, определить точность позиционирования источников и приемников.

Впервые в транзитных условиях акватории российского шельфа была отработана съемка 3Д по неортогональной системе наблюдений. Линии ПВ располагались относительно линий ПП не по системе «крест», а под углом, что обеспечило лучшее распределение удалений на площади исследований. Для ускорения

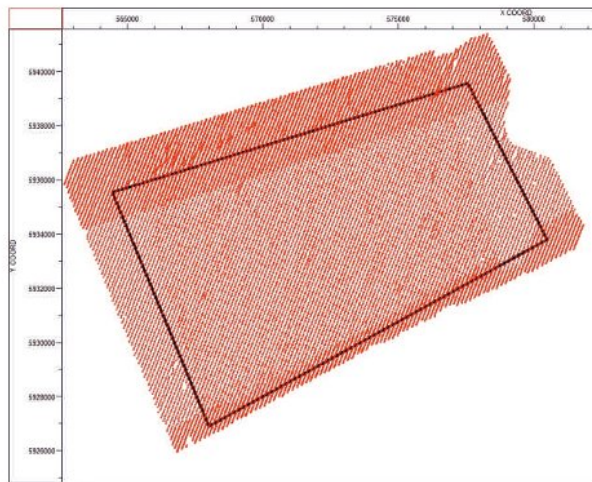
производственного процесса в условиях короткого полевого сезона была оптимизирована технология наблюдения, для чего была внедрена конвейерная методика раскладки донного кабеля. Для сохранения кратности по краям участка и в зоне сочленения акватории и суши были сделаны сгущения ПВ вдоль береговой линии, а также в полосе 3 км вдоль северной границы зоны возбуждения. Кроме того, чтобы добиться максимально равномерной кратности, добавлялись дополнительные линии (пункты ПП) в углах участка.

Для обеспечения основных технологических операций в процессе работ использовались 4 типа судов:

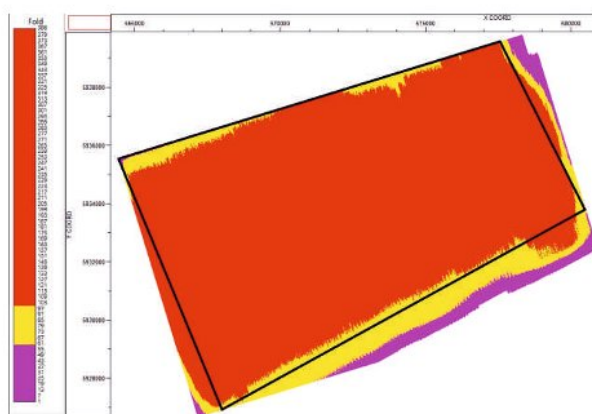
- раскладчики кос с инструментальной станцией регистрации и спуско-подъемным устройством для сейсмического кабеля;
- универсальное судно раскладчик/источник «Мурена» специализированное для работы на мелководье, с пневматической системой и комплектом пушек объемом 620 куб. дюймов;



▲ Рис. 1. Расположение линий ПП на площади работ



▲ Рис. 2. Расположение линий ПВ на площади работ



▲ Рис. 3. Кратность наблюдений

- судно-источник (НИС «Искатель-4») с основной группой пневмопушек 1350 куб. дюймов для работы на глубинах от 5 метров;

- морской катер «Пегас» для определения положения донного кабеля системы Marsh Line.

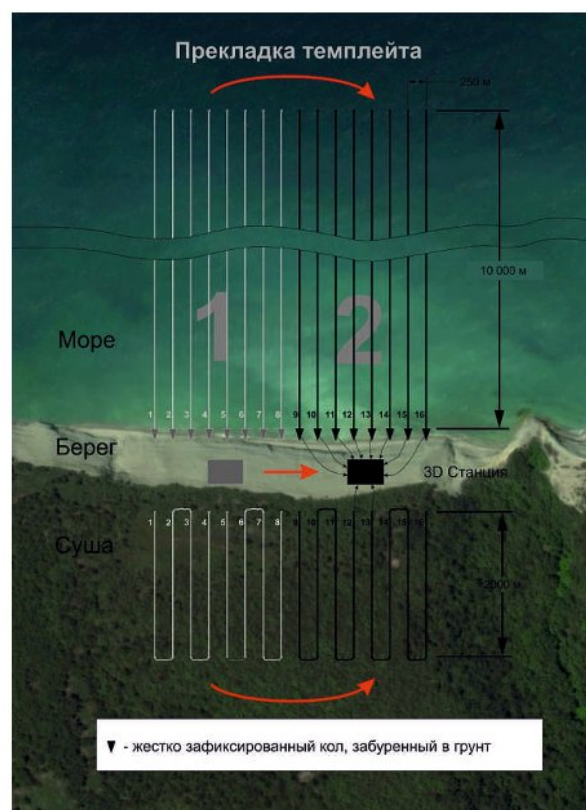
Раскладка донного кабеля XZone Marsh Line всегда велась от начального пикета (репера), отмеченного стальной вехой Т-образной формы, забуренной в грунт на проектной точке.

Конец донного кабеля с бум переправлялся через прибойную зону на берег либо с помощью транспортного средства, либо вручную и фиксировался за веху.

После этого судно-раскладчик раскладывало донный кабель по линии приема. Для обеспечения профиля нужной длины в море производилась стыковка со второй частью кабеля, находящейся на другом судне-раскладчике. Максимальная длина линий приема от опорной точки на берегу в сторону моря составляла 10 км.

Таким образом раскладывались все донные приемные линии (за исключением дополнительных, более коротких линий, призванных обеспечить требуемую кратность в прибрежной зоне). При этом раскладка велась всей длиной косы от берега до северной границы ЛУ, находящейся в акватории.

К береговому модулю каждой линии подключался конец удлинительной секции, связывающей линии с ЦСР на берегу, располагавшейся вблизи центра темплейта (template).



▲ Рис. 4. Схема расположения линий приема относительно моря и суши, движение расстановки.



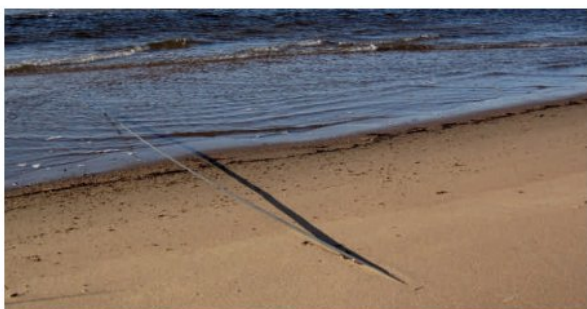
▲ Рис. 5. Приемная линия донного кабеля, модуль привязан к вехе и подключен к ЦСР



▲ Рис. 6. Вытягивание донного кабеля от раскладчика на берег с помощью СВП.



▲ Рис. 7. Подтягивание кабеля от раскладчика к вехе на пикете гусеничной техникой.



▲ Рис. 8. Приемная линия донного кабеля после шторма.

Разбивка сухопутных профилей была выполнена заранее, до раскладки. Каждый пикет пункта приема был обозначен номерной вешкой. При подготовке очередного темплейта раскладка сухопутной косы XZone Fly Lander занимала 1,5 – 3 суток (в зависимости от погоды и величины расстановки, которая варьировалась от темплейта к темплейту). Коса подключалась прямо к сейсмостанции двумя удлинительными секциями.

Порядок отработки темплейтов учитывал погодные условия на участке и оптимальную производительность работ при раскладке и регистрации.

В процессе регистрации активной расстановки подготавливалась следующая расстановка, где производились морские операции, связанные с раскладкой по проектным линиям донного кабеля. По окончании регистрации (отработки) текущей расстановки требовался один, максимум два дня на то, чтобы разложить оставшиеся линии, перевезти ЦСР на новое место, сделать все подключения, разложить сухопутные выносы и наладить проект в центральной станции для регистрации.

По окончанию раскладки донного кабеля производился контроль его местоположения с использованием гидрографического катера «Пегас» и системы акустического позиционирования BPS. Статистика показала, что точность позиционирования с использованием штатной системы [2] при правильной постобработке сырых навигационных данных полностью соответствовала ТЗ, а акустическая система успешно применялась для дополнительного контроля расстановки, в частности, для проверки положения косы после сильных штормов (не было зафиксировано ни одного смещения косы под действием

морского волнения или течений). Единственный случай смещения был связан с зацепом косы рыболовным судном, вставшим на якорь ночью прямо на расстановке в процессе ее наладки и утром при выборке якоря сместившим косу.

В процессе регистрации расстановки, как правило, отстрел начинался с отработки мелководной части малым источником, чтобы в процессе регистрации получить данные прибрежной батиметрии для безопасного судовождения судна «Искатель-4» (особенно это касалось обеспечения пространства для циркуляции вблизи берега). Правило для малого источника устанавливалось следующее: двигаясь от берега, мелкосидящее судно «Мурена» отрабатывало пункты ПВ до достижения глубины 5 метров, а затем еще 400 метров по про-

филю. В этом случае судно «Искатель» с большим источником завершал профиль в точке стыковки с ПВ «Мурены» и имел пространство для разворота (хотя во многих местах при циркуляции приходилось группой пневматических источников проходить по изобатам менее 3,5 метров, практически задевая ими дно).

Литература.

1. Запорожец Б.В., Мамаев Д.А., Крутов А.Л., Оптимизация 3Д съемки в прибрежной зоне акваторий, Приборы и системы разведочной геофизики, 2011, №3
2. Гуров А.Ю., Шульга А.С., Система позиционирования модулей донного кабеля Marsh Line. Оптический датчик схода модулей., Приборы и системы разведочной геофизики, 2012, №3

Подробнее об авторах



Гуров
Андрей Юрьевич

заместитель директора
по техническим проектам
ООО «Донгеофизика»



Запорожец
Борис Владимирович

директор
ООО «Донгеофизика»

НОВИНКА

Nomad 65 *Neo*

К ШИРОКОЙ ПОЛОСЕ ЧАСТОТ!



Sercel представляет сеймовибратор нового поколения - **Nomad 65 Neo**. Новая конструкция виброисточника, созданная на основе новейших инновационных технологий, позволяет достичь превосходных показателей и снизить операционные расходы. В дополнение, благодаря новой разработке - Системе Управления Питанием IPM, появилась возможность снизить расход топлива на 15%.

Сделай шаг в будущее к широкой полосе частот!

// УЛУЧШЕНО ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ РЕЗЕРВУАРА

Улучшены показатели на низких частотах : полная мощность от 5,4 Гц

// МЕНЬШЕ УЩЕРБ ДЛЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Расход топлива снижен на 15%

// УЛУЧШЕНЫ ЭРГОНОМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Ниже уровень шума

Максимальное удобство для пользователя



Nantes, France
sales.nantes@sercel.com

www.sercel.com

Houston, USA
sales.houston@sercel.com

ANYWHERE. ANYTIME. EVERYTIME.



Ahead of the CurveSM

Сейсмофациальный анализ среднедевонских отложений южного склона Пугачевского свода

■ Артемьев А.Е, Жильцова Е.В, ОАО «Саратовнефтегеофизика», г. Саратов

Введение

Одно из основных направлений поисков нефти и газа в Саратовском Заволжье связано с выявлением тектонически-экранированных структур в отложениях терригенного девона. Но, как показала практика геологоразведочных работ, объективную оценку перспектив нефтегазоносности выявленных объектов невозможно осуществить, опираясь только на сведения об их структурных формах. Во многих случаях параметры, закладываемые при подсчете ресурсов (пористость, эффективные толщины), оказываются далекими от фактических. Одним из возможных путей решения этой проблемы могут послужить результаты сейсмофациального анализа, способствующие более обоснованному прогнозированию фациально-литологического состава вмещающих пород.

В настоящей статье кратко рассмотрена методика сейсмофациального анализа и описаны результаты, полученные на одном из месторождений, расположенном в пределах южного склона Марьевско-Ершовского выступа Пугачёвского свода Волго-Уральской антеклизы.

Сейсмофациальный анализ – метод геологической интерпретации сейсмической волновой картины путем воссоздания по ее структурно-динамическим особенностям тектонической истории и условий образования осадочных отложений с целью прогнозирования их фациально-литологического состава и поисковых перспектив. В основу анализа положены представления о том, что латеральные и вертикальные изменения литологических и петрофизических свойств

осадочной толщи приводят к изменениям физических параметров сейсмического сигнала, что, в свою очередь, оказывает влияние на характер прослеживаемости горизонтов и форму сейсмического импульса. Например, некоторый геологический разрез отображается на временном сейсмическом разрезе некоторой типовой картиной и в случае ее неизменности на некотором протяжении вдоль латерали мы можем считать неизменным и геологическое строение разреза. Смена волновой картины подразумевает и смену строения геологического разреза [4].

Прямой корреляции между определенным типом рисунка волновой картины и литологическим составом пород не существует. Так, например, низкоамплитудные отражения могут соответствовать как пачкам с тонким переслаиванием, так и зонам развития пород одного литологического типа. Однако, анализ изменяющихся характеристик отражений в комплексе со всеми имеющимися данными, в первую очередь данными ГИС, керна, позволяют сделать предположения об условиях осадконакопления и получить приемлемые оценки литологии.

Методика сейсмофациального анализа

Подробное описание методики сейсмофациального анализа, используемой в ОАО «Саратовнефтегеофизика» на протяжении последних девяти лет, приведено авторами в работе [1], поэтому постараемся привести по возможности краткий обзор. Сейсмофациальный анализ осуществлен в системе Stratimagic компании Paradigm Geophysical. Основ-

ным материалом для интерпретации послужил амплитудный куб, полученный в результате временной миграции до суммирования.

Первый этап работы включал в себя определение сейсмических комплексов, которые объединяют относительно согласно залегающие и генетически связанные отложения. По скважинным данным были выделены и прокоррелированы отражения от кровли или подошвы исследуемых пластов и выбран постоянный временной интервал для исследования.

Второй шаг представляет собой детальный анализ внутри выбранного интервала.

На данном этапе работ трассы группировались в сеймофации. Процесс разделения на сеймофации основан на определении изменения формы сейсмической трассы, ее особенностей и отнесения этого изменения к тому или иному классу.

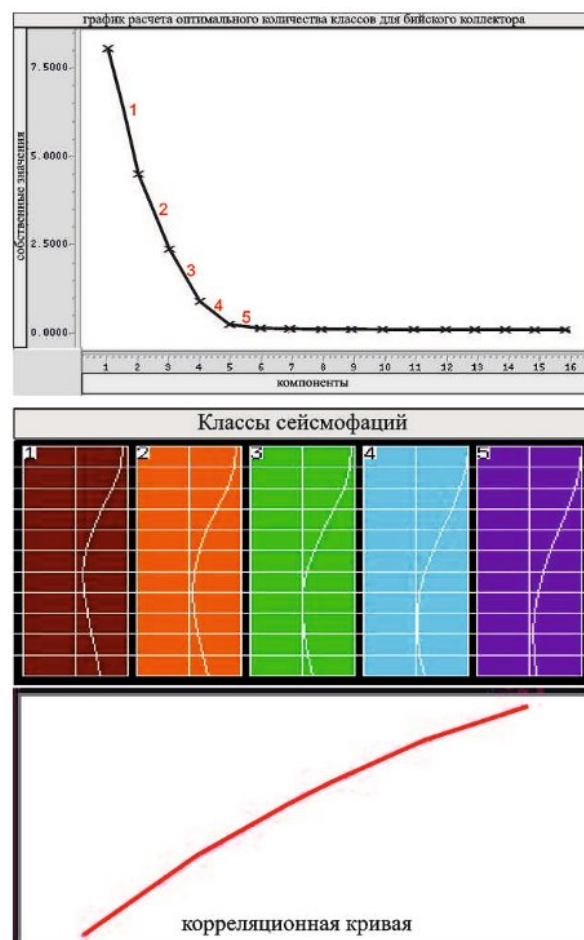
Сейсмическая фациальная единица (сеймофация) объединяет группу отражений, характеризующихся схожим набором параметров, таких, как конфигурация, непрерывность, амплитуда, частота и т.д. Каждый параметр несет определенную информацию о геологическом строении изучаемого интервала. Конфигурация отражений тесно связана с основными характеристиками напластования, непрерывность отражений - с непрерывностью пластов, амплитуда показывает соотношение плотности и скорости, частота зависит от мощности пластов [2].

Таким образом, в процессе выделения сеймофаций определяется ряд типовых форм сейсмотрасс (интервалов сейсмотрасс) и каждая реальная трасса в кубе 3D относится к одной из этих форм [3].

Применение технологии автоматической классификации

Сейсмофациальный анализ осуществлялся при помощи модуля Facies Map.

Наиболее эффективна классификация участков трасс по их форме с использованием технологии нейронных сетей (SISMAGE™ Neural Network Technology - NNT). При этом достигается выделение детальных характеристик волновой записи, не достигаемых другими способами. Ожидается, что эти особенности связаны с особенностями строения коллектора. В основе NNT лежит применение самоорганизующейся нейронной сети для распознавания и оценки изменения формы сейсмического сигнала в изучаемом интервале. Форма определяется как функция скорости изменения



▲ Рис. 1. Классы сеймофаций и график расчета оптимального количества классов.

трассы от одного её отсчета к другому. В связи с этим абсолютные значения амплитуды трассы менее значимы, чем её форма. Способность NNT выявлять устойчивые зависимости в условиях встречающихся помех и отражать все тонкости сейсмического волнового поля позволяет повысить точность результата при оценке коллекторов и геометризации их границ [3].

Модельные трассы являются искусственным представлением классов и хранятся в виде последовательных серий. Для удобства все сейсмофации помечены разными цветами (рис. 1).

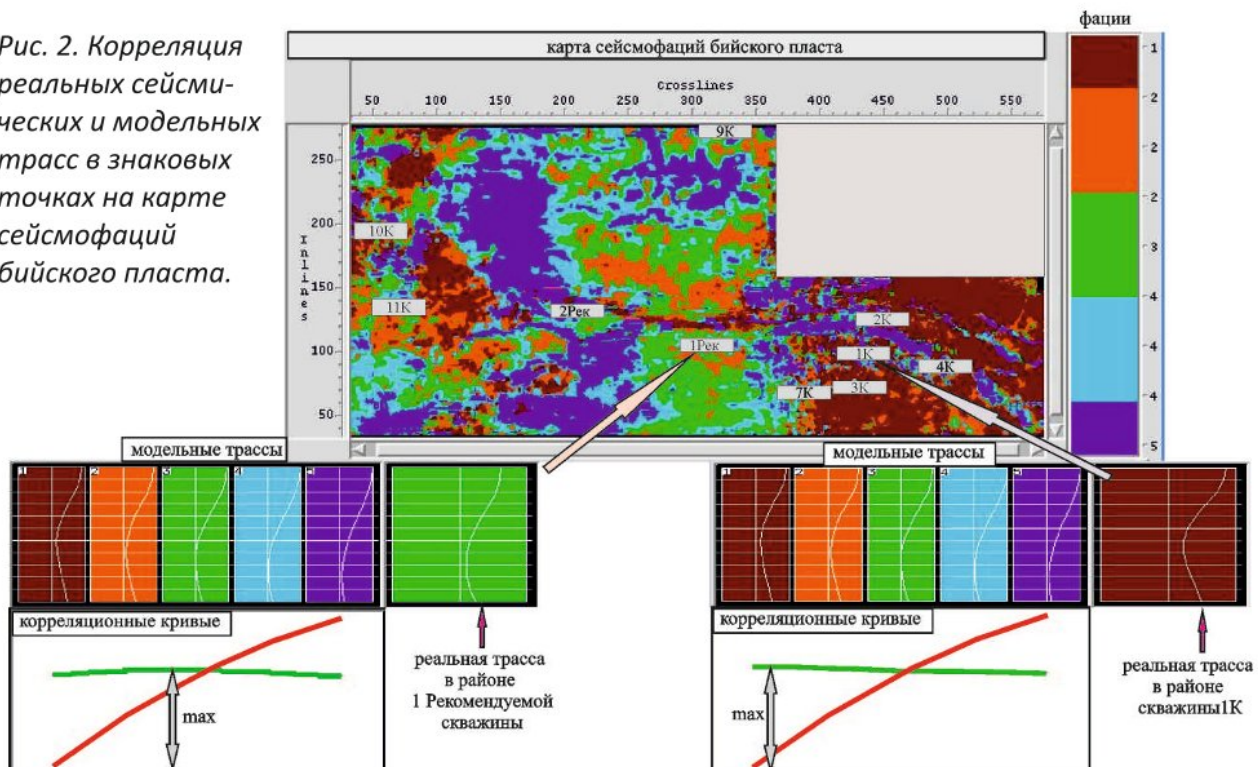
Количество классов зависит, в первую очередь, от мощности изучаемого интервала, от строения территории работ, от необходимой детальности исследований. Дополнительно для каждого пласта были рассчитаны графики собственных значений, на которые ориентировались при выборе количества классов (см. рис. 1). Учитывая небольшую мощность изучаемых интервалов и при этом высо-

кую детальность исследований, количество классов выбрано равным 5. Тестируя влияние количества итераций на полученный результат, оптимальными для данных интервалов выбрали 45 итераций.

Окончательным результатом расчетов являются карты сейсмофаций и наборы модельных трасс, которые совместно описывают разнообразие форм сигналов по всей площади в исследуемом интервале (рис. 2).

Удобным способом контроля за процессом автоматической классификации и своеобразной подсказкой для интерпретации полученных результатов является расчет и анализ ряда специальных карт, графиков и кроссплотов. Примером может служить расчет корреляционной кривой - красная линия в нижней части рисунков 1 и 2, показанная под модельными сейсмотрассами. Чем круче наклон кривой, тем больше отличие одной модельной трассы от другой. Соответственно, чем больше сейсмофаций

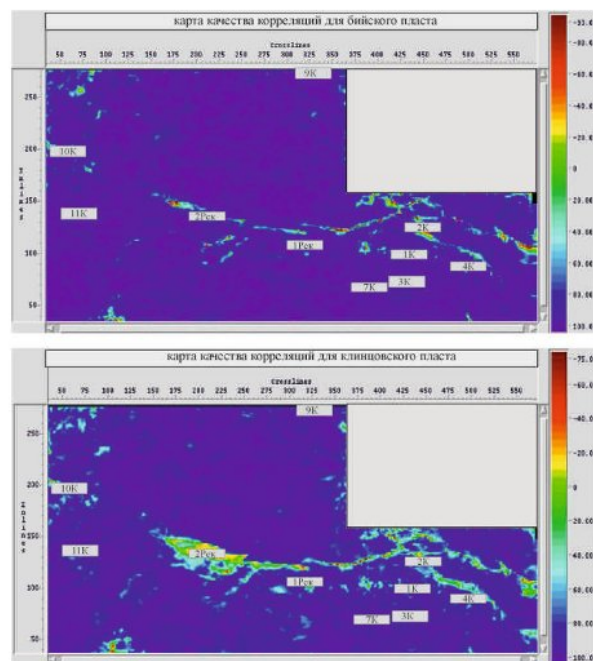
► Рис. 2. Корреляция реальных сейсмических и модельных трасс в знаковых точках на карте сейсмофаций бийского пласта.



выделено на площади, тем положение будет наклон этого графика, тем менее надежно разделяются соседние сейсмофации [4].

Далее для контроля качества результатов классификации, сравниваем реальные трассы, выбранные с полученной карты сейсмофаций в интересующих нас местах с модельными трассами. Зеленая кривая в нижней части рисунка 2 представляет собой корреляцию выбранной сейсмической трассы с модельной трассой. Реальная сейсмическая трасса в районе скважины 1К имеет лучшую корреляцию с синтетической трассой 1 коричневого цвета, что подтверждает зеленая корреляционная кривая на рис. 2., которая имеет максимальное значение напротив той модельной сейсмотрассы, которой она больше всего соответствует, в данном случае - первой. Анализируя реальные сейсмические трассы в районе 1 рекомендуемой скважины, видим на рисунке 2, что зеленая линия более всего тяготеет к третьей (зеленой) модельной сейсмотрассе, но также близка ко второй (красной). Вероятно, вторая и третья модельные трассы соответствуют породам со сходным литологическим составом или свойствами. Возможно также, что скважина находится в месте перехода между этими сейсмофациями, так как сейсмотрассы меняются непрерывно, а количество сейсмофаций дискретно и ограничено.

В процессе классификации каждая сейсмическая трасса сравнивается с модельными трассами и ей присваивается цвет и номер модельной трассы с наилучшей корреляцией. Карта качества корреляций модельных и реальных трасс показывает пространственное распределение качества корреляций (рис. 3). Синим цветом показаны участки с наи-

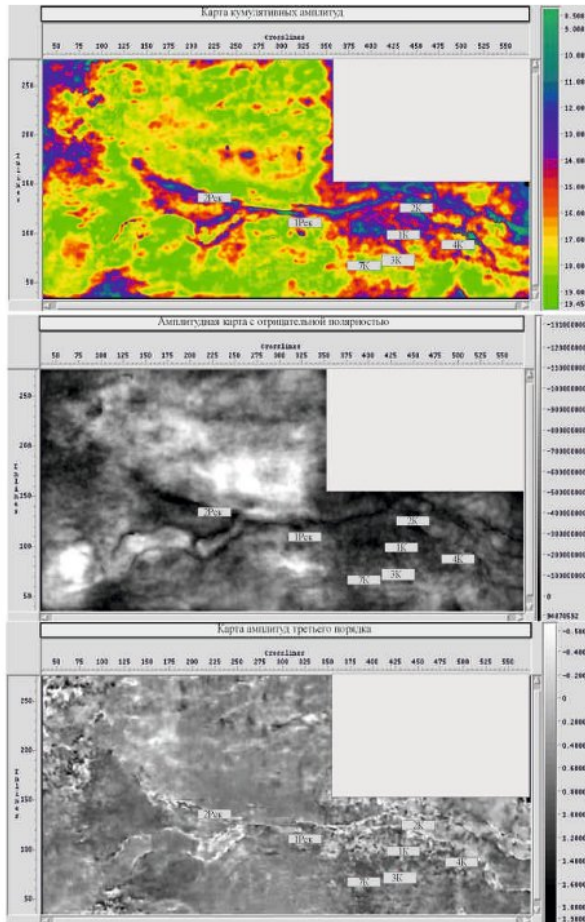


▲ Рис. 3. Карта качества корреляций сейсмических и модельных трасс для бийского и клиновского пластов.

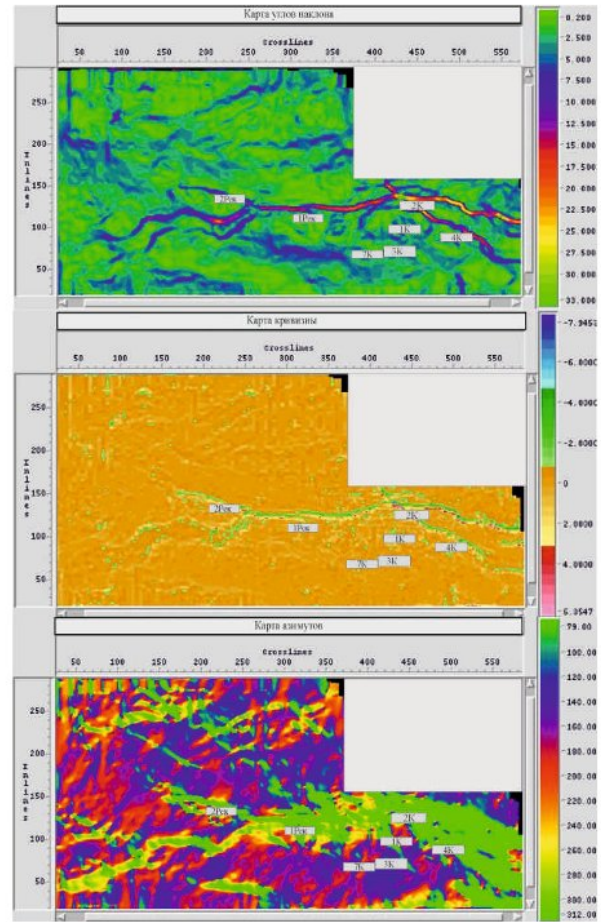
лучшим качеством корреляции модельных и реальных трасс, красным цветом, соответственно, с низким качеством корреляции. Для примера на рисунке 3 приведены карты качества корреляций бийских и клиновских отложений, на которых преобладает синий цвет наилучшего качества корреляции трасс. Участки с низким качеством корреляции совпадают с зонами разломов, поэтому по этим картам удобно наблюдать пространственное расположение разрывных нарушений, которые видны и на карте сейсмофаций (см. рис. 2).

Кроме вышеописанных карт, положение разломов в пространстве хорошо показывают карты атрибутов: карты атрибутов бийского интервала (рис. 4.), карты атрибутов по отражающему горизонту nD2kl (рис. 5).

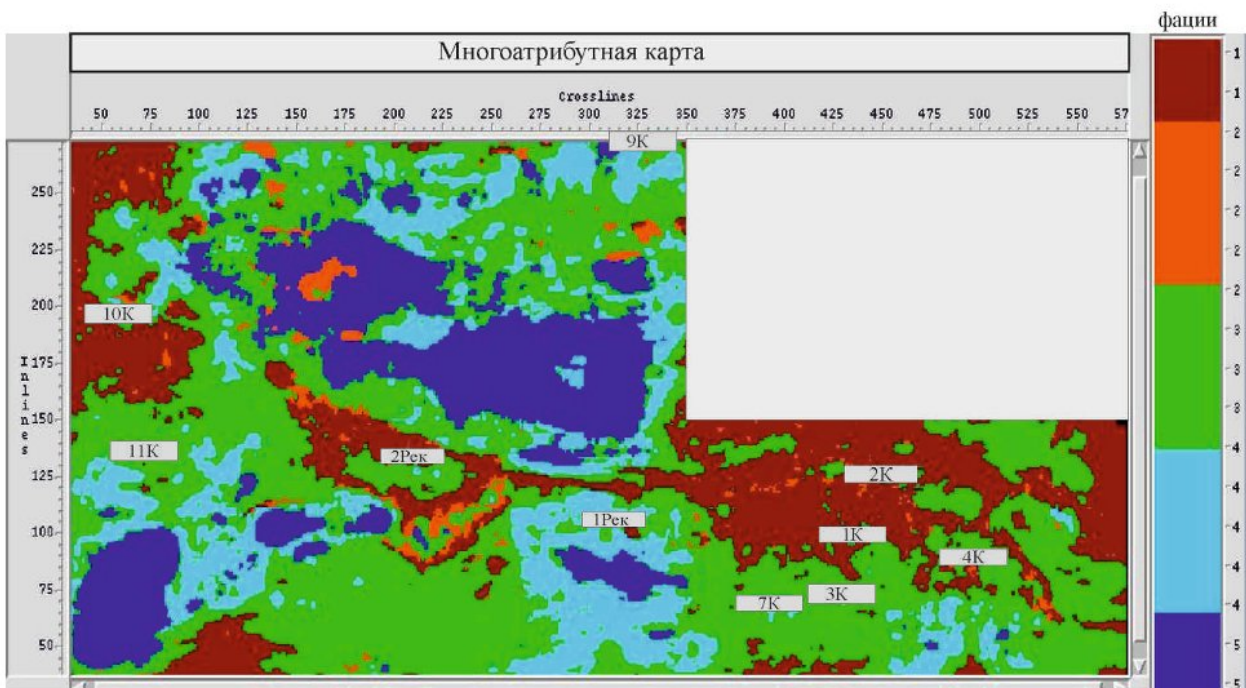
Исследуя изменчивость волнового поля в бийском интервале, по полученным картам атрибутов построена многоатрибутная карта сейсмофаций с приме-



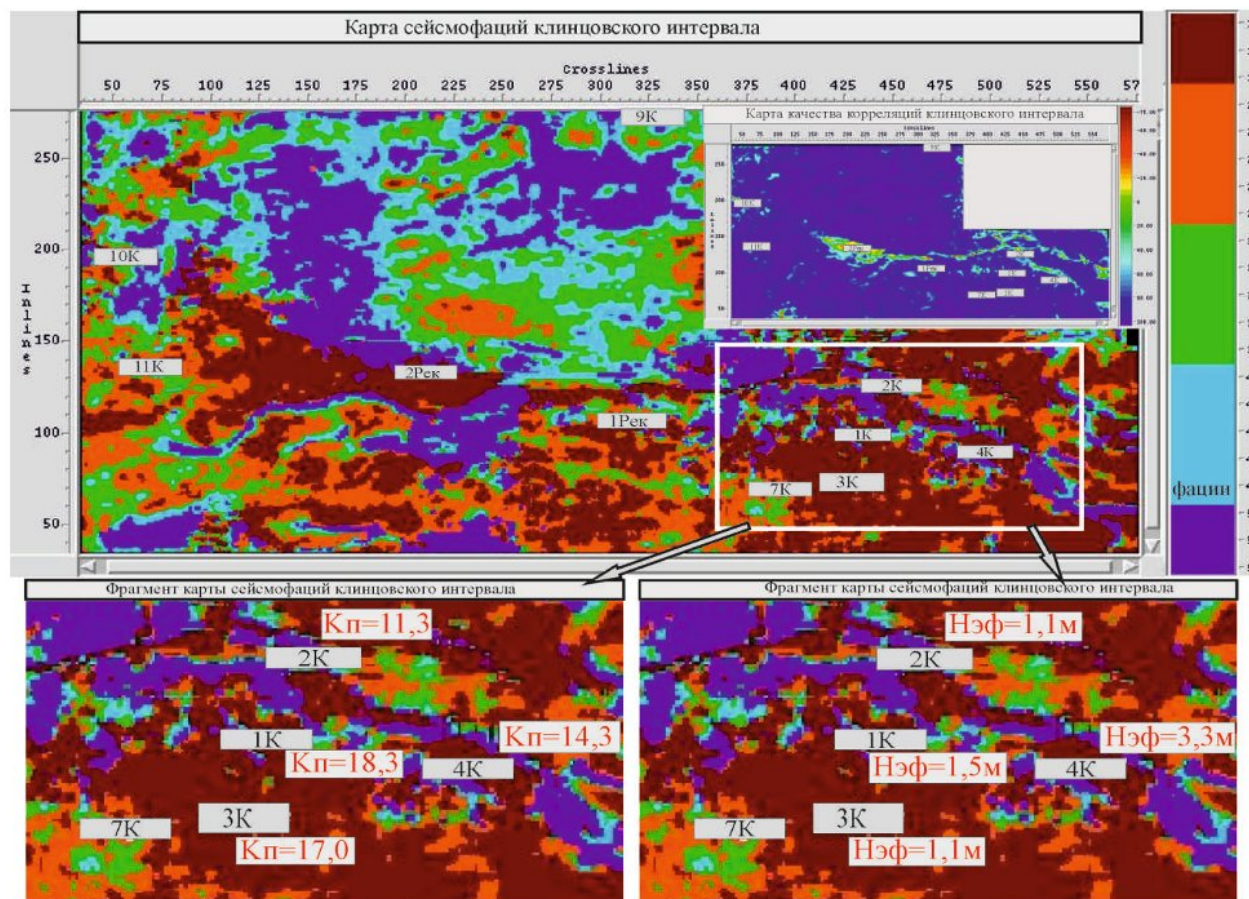
▲ Рис. 4. Карты атрибутов бийского интервала.



▲ Рис. 5. Карты атрибутов по отражающему горизонту nD2kl.



▲ Рис. 6. Многоатрибутная карта сейсмofаций бийского пласта.



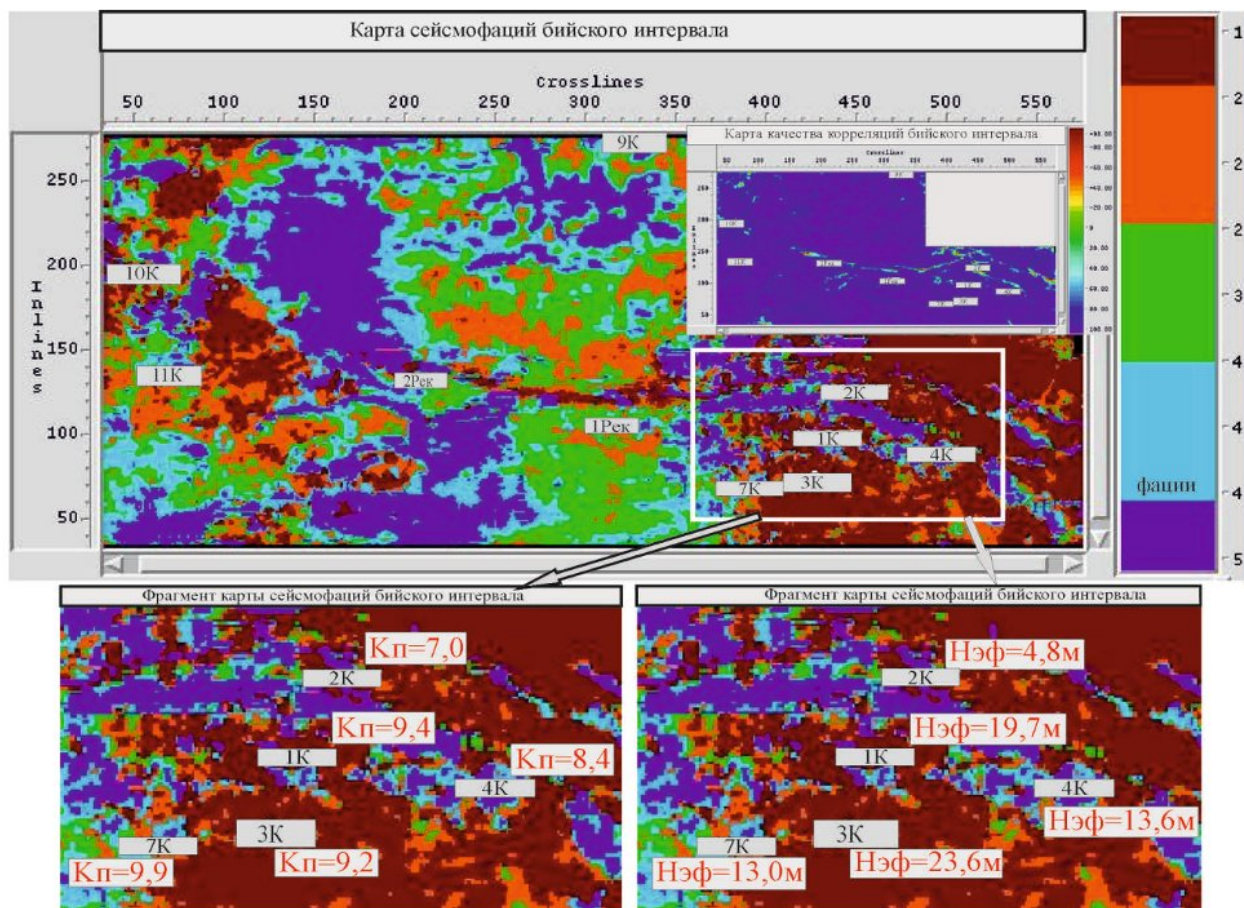
▲ Рис. 7. Карта сейсмофаций клинцовского интервала со значениями $H_{эф}$ и коэффициента пористости по скважинам.

нением алгоритма гибридной кластеризации (рис. 6.), основанной на классификации групп значений атрибутов, а не формы трасс. Судя по этой карте, Рекомендуемые скважины 1 и 2 находятся в отличающихся друг от друга условиях.

Карты сейсмофаций были получены по бийскому и клинцовскому интервалам. На картах хорошо подчеркивается зонирование участков с разными свойствами и вероятно с разным литологическим составом. На карте сейсмофаций и карте качества корреляции клинцовских отложений (рис. 7.) хорошо просматривается зона тектонических нарушений и в эту зону попадают скважины 2К и 4К. Продуктивные в этом интервале 1К и 3К скважины находятся в обширной области коричневой фации и имеют близкие значения $H_{эф}$ и коэффициента пористости. 2 Реко-

мендуемая скважина хотя и находится в зоне низких значений качества корреляции, но попадает в четко выделенный, довольно обширный участок коричневой фации, также как и 1 Рекомендуемая скважина - уверенно попадает в зону коричневой и красной фаций. Поэтому, вероятно, значения $H_{эф}$ и коэффициента пористости в них будут близкими к значениям в 1К и 3К скважинах.

Зона тектонических нарушений, в которую попадает 2К скважина, также отчетливо видна и на карте сейсмофаций и на карте качества корреляции бийских отложений (рис. 8). Самое большое значение для бийских отложений $H_{эф} = 23,6$ м в продуктивной 3К скважине, которая попадает в центр обширной зоны коричневой фации. Немного меньшее значение $H_{эф} = 19,7$ м в продуктив-

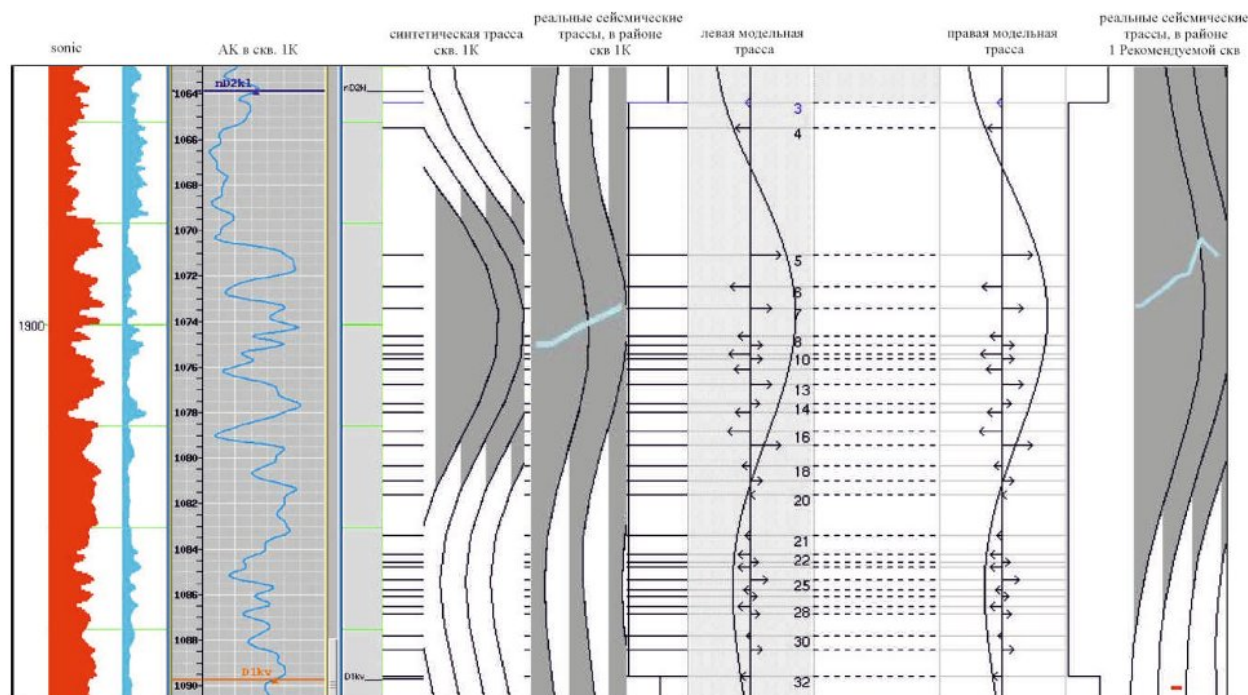


▲ Рис. 8. Карта сейсмofаций бийского интервала со значениями $H_{эф}$ и коэффициента пористости по скважинам.

ной 1К скважине, соответствует меньшей по размеру зоне коричневой фации. В продуктивной 4К скважине, попадающей в приразломную область и совпадающей с сине-фиолетовой фацией, $H_{эф} = 13,6$ м. Самое маленькое $H_{эф}=13,0$ м в непродуктивной 7К скважине, совпадающей с областью сине-зелено-красной фаций. 1 Рекомендуемая скважина находится на границе красной и зеленой фаций, 2 Рекомендуемая скважина попадает в фацию зеленого цвета на границе с красной, поэтому возможно коллекторские свойства в них (для бийского интервала) будут близкими или лучше, чем в 7К скважине, но хуже, чем в 1К или 3К скважинах. По значениям коэффициента пористости выделить какую-либо зависимость не удалось.

Использование управляемой классификации для интерактивного моделирования сейсмического волнового поля

Помимо сопоставления данных скважин и сейсмofациальных карт, пакет Stratimagic позволяет спрогнозировать свойства в интересующих нас точках куба, 1 и 2 Рекомендуемых скважинах, используя имеющиеся скважинные данные. Для исследования был выбран бийский интервал и за основу взята продуктивная в этом интервале скважина 1К. Моделирование проводилось с использованием модуля NexModel (программа динамического и интерпретационного моделирования с привлечением каротажных и петрофизических данных по скважинам) компании Paradigm Geophysical. При этом кривая



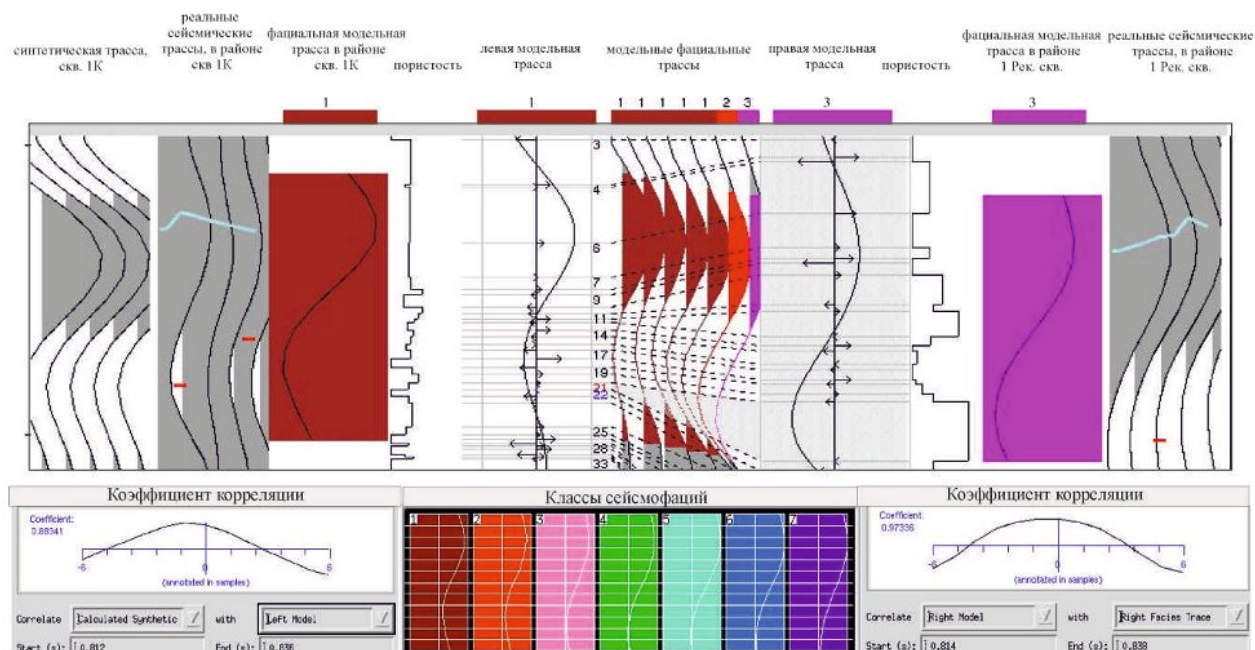
▲ Рис. 9. Синтетические и модельные трассы для бийского пласта.

акустического каротажа по скважине 1К была разбита на блоки, соответствующие границам кровли и подошвы пластов в изучаемом интервале. По итогам стандартного моделирования с использованием аналитического импульса Voxcar в точке скважины получена синтетическая трасса (рис. 9). В точках скважин 1К и 1 Рекомендуемой, выбраны реальные сейсмические трассы в бийском интервале. Детальное моделирование выполнялось с учетом мощности, пористости и водонасыщенности пластов. Пользуясь, для контроля, подсчетом коэффициента корреляции, для каждого пласта подбирались наиболее соответствующие ему значения выше перечисленных параметров (рис. 10.). В районе 1К скважины коллектор представлен чередованием тонких слоев. При моделировании подтверждается тонкослоистая модель коллектора, и получены очень близкие значения коэффициента пористости к данным по опробованию скважины. В точке 1 Рекомендуемой скважины, последовательно изменяя толщины,

пористость и водонасыщенность пластов, была найдена модельная трасса, наилучшим образом согласующаяся с реальной трассой в точке проектной скважины. На изменение формы сигнала в бийском интервале большее влияние оказывает изменение мощности и пористости некоторых из пластов, чем изменение водонасыщенности. В центре рисунка 10, видно прогнозное изменение мощности (увеличение мощности отдельных слоев). Прогнозные значения пористости в точке 1 Рекомендуемой скважины отличаются от значений пористости в 1К скважине и представлены в виде кривых на рисунке 10.

Но не стоит забывать о многовариантности решаемой задачи, ведь для получения такой формы сигнала возможны и другие варианты соотношения значений исследуемых параметров.

Благодаря интеграции приложений Stratimagic и NexModel, полученные модельные трассы по 1К скважине и 1 Рекомендуемой скважине, были привязаны к сейсмofациям, полученным в

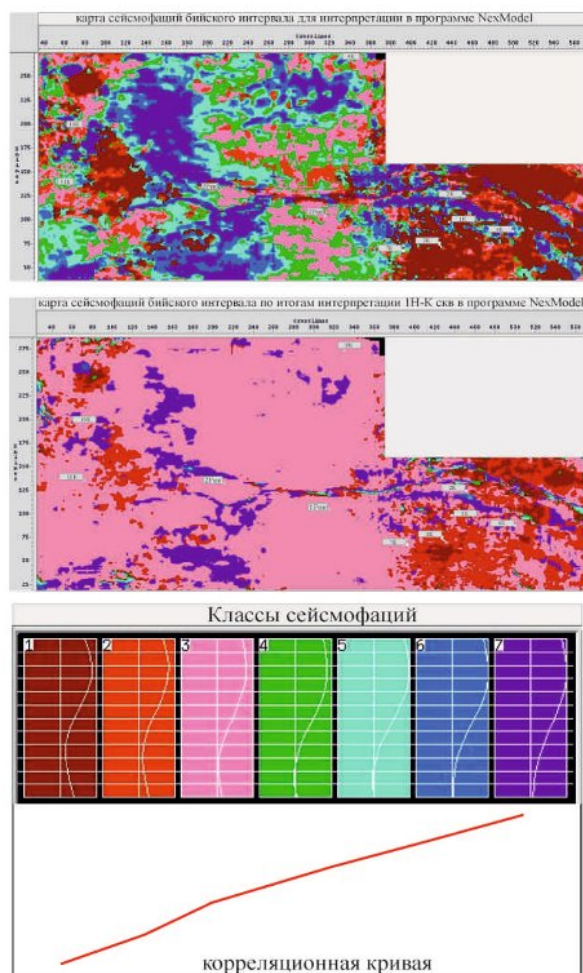


▲ Рис. 10. Моделирование фациальных трасс для бийского пласта в точке 1 Рекомендуемой скважины.

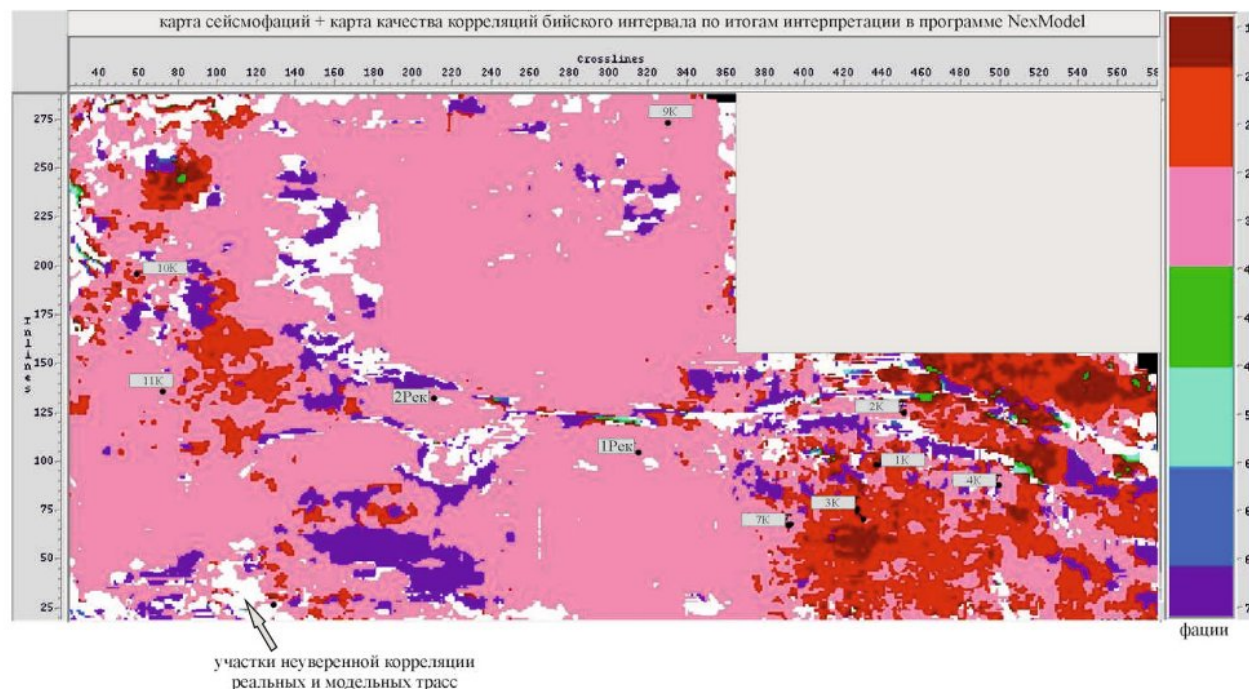
результате классификации в модуле Stratimagic (см. рис. 10).

Для этого в модуле Stratimagic построили карту сейсмофаций бийского интервала с более детальным расчленением фаций, на семь классов. Модельные фациальные трассы в изучаемых точках показаны на рисунке 10. Получены высокие коэффициенты корреляции модельных и фациальных трасс (выше 0.8).

Модельная фациальная трасса в районе 1К скважины принадлежит к коричневому классу фаций, фациальная трасса в районе 1 Рекомендуемой скважины - к розовому классу. Между ними интерполируются синтетические модельные трассы и по их форме присваиваются к соответствующим фациальным классам. Синтетические эталонные трассы переводятся в модуль Stratimagic, где для них проводится качественный управляемый анализ распространения сейсмофаций по площади (рис. 11). На карте сейсмофаций (рис. 11.) можно видеть, что классификация отражений в бийском интервале вполне уверенно выделяет



▲ Рис. 11. Карты сейсмофаций бийского горизонта до и после интерпретации в программе NexModel.



▲ Рис. 12. Комплексная карта сейсмофаций и качества корреляций бийского интервала по итогам интерпретации в программе NexModel.

несколько зон, которые представлены различными свойствами или литологией. Такой вывод вытекает и из поведения корреляционной кривой, красной линии в нижней части рисунка 11. Изменение наклона кривой является индикатором раздела сред.

Чтобы обозначить на карте участки с высокой и низкой степенью достоверности, было задано пороговое значение коэффициента корреляции 80 процентов. После этого, зоны неуверенной корреляции модельных и реальных трасс стали выделены на карте белым цветом (рис. 12.). 1 Рекомендуемая скважина находится в зоне уверенной корреляции реальных и модельных трасс, в то время как 2 Рекомендуемая скважина находится вблизи зоны неуверенной корреляции, вероятно из-за близкого расположения к разрывному нарушению. Обе рекомендуемые скважины совпадают с розовым классом сейсмофаций, а продуктивная 1К скважина – с коричневым, что указывает на вероятное ухудшение

коллекторских свойств в районе рекомендуемых скважин в этом интервале. Для большей достоверности такое же моделирование провели и для 2 Рекомендуемой скважины.

В качестве эталона оставили модель по 1К скважине и аналогичным образом выполнили детальное моделирование с учетом мощности, пористости и водонасыщенности пластов. В точке 2 Рекомендуемой скважины мощности и свойства слоев в пределах верхнего максимума меняются. Мощность слоев в верхней части максимума стала меньше, но мощности слоев в нижней части максимума – увеличились.

Моделирование подтвердило, что трассы в районе 1 и 2 Рекомендуемых скважин, по форме сигнала относятся к одному классу сейсмофаций, и предполагаемые коллекторские свойства в этих скважинах для бийского интервала будут близкими или лучше, чем в 7К скважине, но хуже, чем в продуктивных 1К или 3К скважинах.

Заключение

Снижение производственных рисков и увеличение рентабельности геологоразведочных работ при поиске залежей нефти и газа является многогранной задачей. Небольшие нефтяные компании часто экономят на специализированных исследованиях и, в результате, принятые решения об очередности разбуривания объектов, поиска залежей углеводородов или доразведки месторождения могут базироваться на недостаточно обоснованных геологических моделях. Последнее может привести, и обычно приводит, к финансовым потерям в несколько раз превышающим стоимость нереализованных технологий. Приведенные выше примеры применения сейсмофациального анализа являются лишь отдельными приемами анализа геологической информации, которые позволяют принять более аргументированные решения для выбора дальнейшего направления поисковых работ и снизить возможные затраты при реализации программы бурения.

Литература

1. Артемьев А.Е., Иванов А.В., Жильцова Е.В., Ольшанский А.С. Центр обработки и интерпретации ОАО «Саратовнефтегеофизика». // Приборы и системы разведочной геофизики №04(38)/2011. С.6-16. ISSN 2074-8906
2. Колесов В.В. ЗАО «Пангея» - 10 лет, Геофизика, Спец. Выпуск, 2004. –С.3-4. ISSN 1681-4568.
3. Малярова Т.Н., Иванова Н.А. Современные методы сейсмофациального анализа на реальных примерах /Тезисы докладов VIII международной научно-практической конференции Геомодель-2006. –С.136.
4. Разин А.В., Меркулов В.П., Чернов С.А. Применение геофизики при изучении месторождений нефти и газа, Министерство образования и науки Российской Федерации, Центр профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела ТПУ, Томск, 2004. 332с.

Подробнее об авторах



Артемьев
Александр Евгеньевич

Директор по производству –
– Главный геофизик
ОАО «Саратовнефте-
геофизика»,
к. г.-м. н.



Жильцова
Елена Владиславовна

Ведущий геофизик центра
по обработке и интерпре-
тации геофизической
информации ОАО «Саратов-
нефтегеофизика»

Производство, поставка и внедрение
геофизической аппаратуры и оборудования



МЭРИ-24

Многофункциональный
ЭлектроРазведочный
Измеритель



АСТРА-100

портативный генератор



COMx64

ЭЛЕКТРОТОМОГРАФИЯ

коммутирующий
модуль для
МЭРИ-24

COMx64

Вызванная поляризация (ВП)
Методы сопротивлений (ВЭЗ, ЭП)
Частотные зондирования (ЧЗ-ВП)
Метод естественного поля (ЕП)
Метод промышленных частот (ПЧ)
Электротомография (ЭТ)

Методы

МЭРИ-24



ИМВП

Тип интерфейса USB
Разрядность АЦП 24 бита
Диапазон входных напряжений -2.5 .. +2.5 В
Диапазон температур -20 .. +50 °C
Вес менее 3 кг

Характеристики

МЭРИ-24



SYSCAL Pro

Iris Instruments
Франция

ЭЛЕКТРОТОМОГРАФИЯ

Высокая
производительность
и надежность

Работает в России
с 2005 года

SYSCAL Pro

Электротомография в скважинном варианте

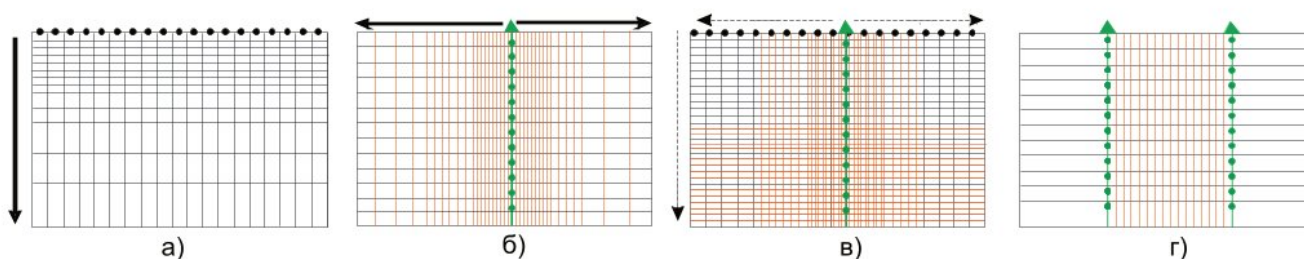
■ Бобачев А.А., Стойнова А.М., МГУ, г.Москва

Аннотация

Возможности и ограничения наземных методов электроразведки на постоянном токе в настоящее время хорошо изучены. Одной из основных проблем наземных методов является понижение разрешающей способности при увеличении глубины исследований. Это приводит к тому, что при решении многих практических задач наземные методы становятся менее эффективными. В отличие от наземной съемки, где разрешающая способность, то есть возможность выделить объект, резко падает с глубиной, в многоэлектродных зондированиях с применением скважин чувствительность системы плавно падает с удалением от ствола скважины. Таким образом, объединение скважинных и поверхностных измерений значительно повышает эффективность электроразведки за счёт увеличения разрешающей способности по глубине (рис. 1).

В данной работе демонстрируются методики многоэлектродных зондирований в различных модификациях:

- измерения в одной скважине (аналог стандартного каротажа по удельному сопротивлению и поляризуемости);
- скважинно-поверхностная электротомография.



▲ Рис. 1. Сеточная модель для измерений: а) на поверхности; б) в скважине; в) скважинно-поверхностных; г) межскважинных.

Стрелками указано направление падения разрешающей способности.

Введение

Метод электротомографии (ERT – electrical resistivity tomography) в настоящее время считается одним из наиболее эффективных в области электроразведки на постоянном токе. Однако, как и для всех наземных геофизических методов, разрешающая способность электротомографии уменьшается с увеличением глубины исследования. Это ограничение может быть частично компенсировано использованием скважинных методик измерения.

На данный момент большинство исследований по электротомографии с

применением скважинных измерений проведены в области межскважинной электротомографии. За рубежом такая методика работ чаще всего обозначается как Cross-borehole Tomography или Borehole Resistivity Tomography (BRT). Работы методом BRT проводят различные коммерческие, учебные и государственные компании в разных странах мира: Ливерморская национальная лаборатория (LLNL), компания Multi-Phase Technologies, компания Advanced Geosciences (Advanced Geosciences, Inc., 2003), Центр Шлюмберже Doll Research в Кембридже (США), Лундский технологи-

ческий институт (Швеция) и др. Было опубликовано несколько схем инверсии для данных межскважинной томографии (Daily W, 1991), (Morelli G, 1996). Успешное практическое применение методики межскважинной электротомографии было описано в литературе для различных областей инженерной геологии: гидрогеология и мониторинг окружающей среды (Daily W., 2000), (Slater L., 2000), (Goes B., 2004), а также при решении рудных задач (Бобачев А.А., 2008), (Куликов В.А., 2013). Работы методом межскважинной электротомографии в России единичны.

Публикации в периодической литературе по данной теме практически отсутствуют. Одной из первых российских компаний, начавшей применять в классическом виде межскважинную электротомографию при изучении сульфидных руд на Кольском полуострове является Санкт-Петербургская компания «АСТРА». Затем в 2011 г. московской геофизической компанией ООО «Северо-Запад» проводились работы методом межскважинной электротомографии на Масловском рудопроявлении Норильской рудной (Куликов В.А., 2013).

Одним из ограничений метода межскважинной электротомографии является то обстоятельство, что удовлетворительные результаты обычно получаются, когда отношение «глубина скважины/расстояние между скважинами» невелико.

Таким образом, обычно метод межскважинной томографии не может быть применён на практике в связи с большим расстоянием между соседними скважинами. В этом случае многоэлектродные измерения в одной скважине и использование скважинно-поверхностной томографии являются очевидной альтернативой.

Применение скважинно-поверхностной методики измерения электрического поля в литературе освещено слабо. Большинство публикаций ограничивается описанием метода заряженного тела (МЗТ); в зарубежной литературе этот метод называют *mise-à-la-masse* (Кормильцев В.В., 1987), (Бобачев А.А., 2010).

Марескот в статье «Designing surface-to-borehole electrical resistivity tomography surveys using the Frechet derivative» описывает проблему поиска оптимальной методики по системе «скважина-поверхность» на основе матрицы чувствительности, но это исследование ограничено частным случаем, при котором скважины находились вдали от поверхностных электродов (Marescot L., 2002). Сходная стратегия скважинно-поверхностных измерений обсуждается также Локе (Loke M., 2010).

Среди публикаций на тему скважинно-поверхностных измерений, особый интерес представляет статья «Measurement and inversion schemes for single borehole-to-surface electrical resistivity tomography surveys» (Tsourlos P., 2011), так как в ней представлены результаты, полученные на основе не только синтетических, но и полевых данных. В русскоязычной литературе проблема скважинно-поверхностных измерений освещалась в статьях А.А.Бобачева (Бобачев А.А., 2008) и А. Каминского (Каминский А.Е., 2009), а также в диссертации Г.Н.Шкабарни (Шкабарня, 2007).

1. Многоэлектродные зондирования в стволе одной скважины

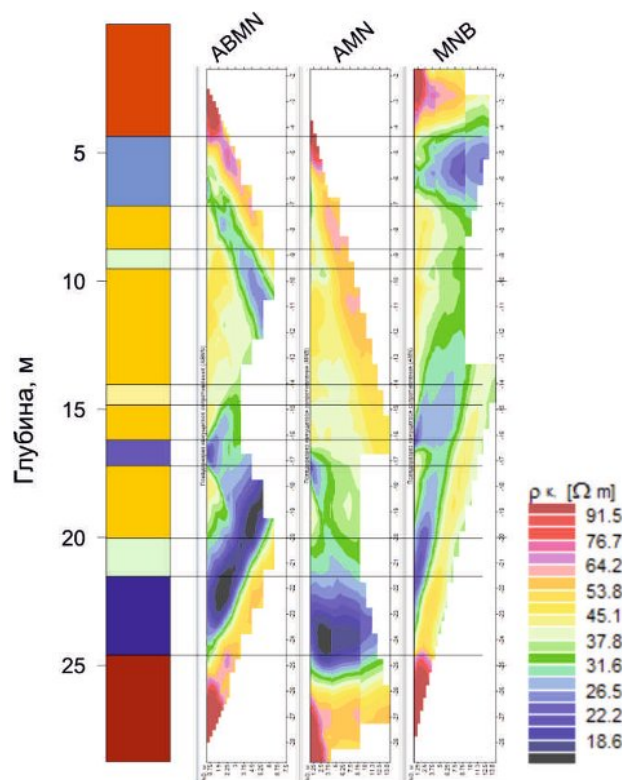
Методика многоэлектродных зондирований в скважине является аналогом стандартного электрического каротажа (точнее боковое каротажное зондирование с различными установками), который выполняется с неподвижной косой с

шагом 0.5 – 1 м. Полученные данные можно интерпретировать либо качественно, либо в рамках одномерной модели. Применение нескольких разностей позволяет оценить эффект зоны проникновения. Использование неподвижной косы упрощает измерение эффекта вызванной поляризации.

Работа в необсаженной скважине всегда имеет риск обвала ствола скважины. Использование дешевых кос минимизирует потери при невозможности поднять косу из скважины. С другой стороны, можно оставлять косу в скважине для проведения повторных наблюдений (геофизический мониторинг).

Рассмотрим результаты многоэлектродных измерений в скважинах рядом с геофизическим полигоном МГУ в Калужской области. По результатам наземной магнитометрической съемки была выявлена узкая (до 70 м) аномалия магнитного поля амплитудой до 40 нТл. По оси аномалии было пробурено несколько скважин, в которых были проведены многоэлектродные измерения с тремя установками (дипольная осевая, прямая и встречная трехэлектродные). Для измерений использовалась коса с шагом 0.5 метра на 36 электродов и станция Syscal-Pro (Iris Instruments, Франция). Псевдоразрезы кажущегося сопротивления для одной из скважин представлены на рис. 2.

Слева от них показан результат качественной интерпретации. Разрез представлен в основном суглинками, которые при описании скважины выделялись в один слой мощностью 20 метров. По результатам электрометрии в этом слое удалось выделить три горизонта с более низкими сопротивлениями. Отметим, что при такой съемке уверенно разделяются горизонты, отличающиеся по удельному сопротивлению всего на 10%, что



▲ Рис. 2. Псевдоразрезы кажущегося сопротивления (справа) и результат качественной интерпретации (слева)

практически недостижимо при поверхностных наблюдениях.

Для выделения пород, с которыми связана магнитная аномалия, была выполнена каппаметрия поднятого керна, на которой проявился четкий максимум (до 25010-5 ед.СИ) (рис. 3). Этот максимум достаточно хорошо коррелируется со слоем с повышенной поляризуемостью.

Результатом многоэлектродных измерений в односкважинном варианте является распределение удельного сопротивления и поляризуемости горных пород вдоль ствола скважины.

2. Скважинно-поверхностная электротомография

Для повышения эффективности многоэлектродных зондирований за счёт увеличения разрешающей способности и области чувствительности системы

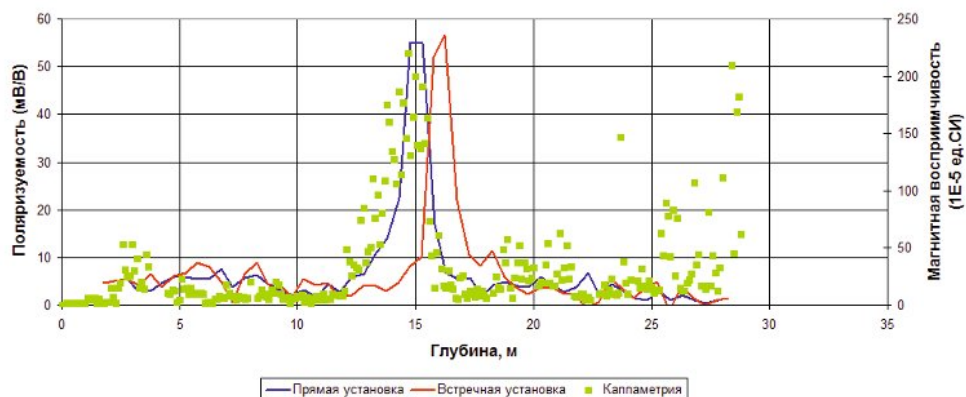


Рис. 3. Измерение вызванной поляризации и каппа-метрия.

применялся измерительный комплекс объединяющий:

- поверхностные измерения - все электроды находятся на поверхности;
- скважинные измерения - электроды являются погруженными;
- «чисто» скважинно-поверхностные измерения - питающий электрод находится в скважине, а приёмный диполь – на поверхности, и наоборот, питающий электрод находится на поверхности, а приёмный диполь – в скважине.

Благодаря такому разнообразному объёму данных, мы имеем возможность обрабатывать и интерпретировать результаты не только в целом скважинно-поверхностных измерений, но и выделять отдельные массивы данных – поверхностные, скважинные и чисто скважинно-поверхностные (рис. 5). Это позволяет за один цикл измерений стандартным электрофотографическим комплексом получать наиболее полную и универсальную информацию о разрезе.

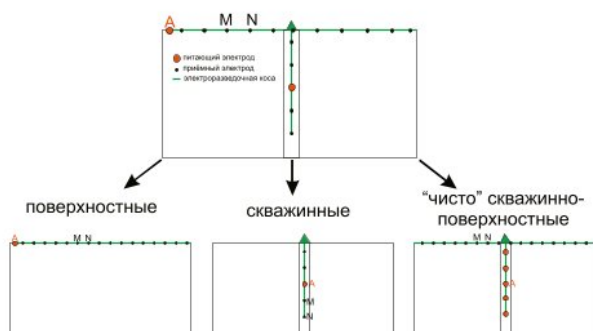


Рис. 5. Разделение скважинно-поверхностных данных.

Опытно-методические работы проводились в июле 2012 года в районе карстового провала в Нижегородской области. Для решения поставленных задач по результатам численного моделирования была выбрана «Т-образная» система наблюдения, включающая измерения в стволе одной скважины и поверхностные измерения по системе «скважина – поверхность» (рис. 4).

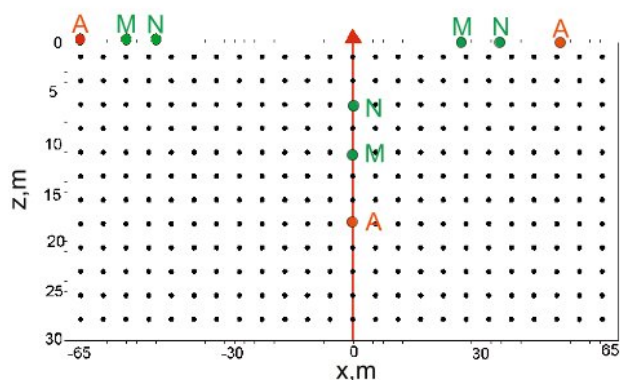


Рис. 4. Схема измерения по системе «скважина-поверхность» с принципиальными положениями питающих (А) и приёмных электродов (М, N).

Шаг по косе составлял 1.5 м, а максимальный разнос $AO=60.75$ м. Длина наземной установки (два сегмента косы по 32 электрода) составляла 94.5 м, длина скважинной косы (20 электродов) – 28.5 м. В качестве электроразведочной установки применялась комбинированная (прямая плюс встречная $Amn+mnB$) трехэлектродная установка Шлюмберже. Электроразведочные косы подключаются к станции с коммутирующим устрой-

ством. Используя коммутатор (COM x 64), проводят измерения измерителем МЭРИ-24, перебирая все возможные положения приемных и питающих электродов. В качестве генератора мы использовали генератор АСТРА-100.

Проведение большого числа измерений при различных положениях питающего электрода позволяет применять автоматическую инверсию для определения распределения удельного сопротивления.

Математическое моделирование электрического поля

Для оценки эффективности применения предложенной скважинно-поверхностной методики по сравнению с традиционными поверхностными измерениями были решены следующие задачи численного моделирования:

- моделирование электрического поля над рассматриваемой физико-геологической моделью (ФГМ) среды;
- обнаружение локальных объектов;

Поставленные задачи решались на основе численного моделирования в программе ie2dp (Бобачев А.А., Геологический ф-т МГУ) при расположении электродов на поверхности и для системы наблюдений «скважина-поверхность». После решения прямой задачи рассчитывалась двумерная инверсия с помощью программы Res2DInv (Geotomo Software, Малайзия) (Loke M.H., 1996). В результате, были получены геоэлектрические разрезы для моделей по поверхностной и скважинно-поверхностной методике измерения.

Физико-геологическая модель (ФГМ) изучаемой среды построена на основе данных бурения и каротажа (электро- и гамма-каротажа) на месте проведения опытно-методических работ (рис. 15). В первом приближении она представляет

1	суглинок	$\rho_1=80 \text{ Ом*м}$ $d_1=7.7 \text{ м}$
2	песок	$\rho_2=250 \text{ Ом*м}$ $d_2=15.9 \text{ м}$
3	песок глинистый	$\rho_3=100 \text{ Ом*м}$ $d_3=23.4 \text{ м}$
4	мергель	$\rho_4=20 \text{ Ом*м}$

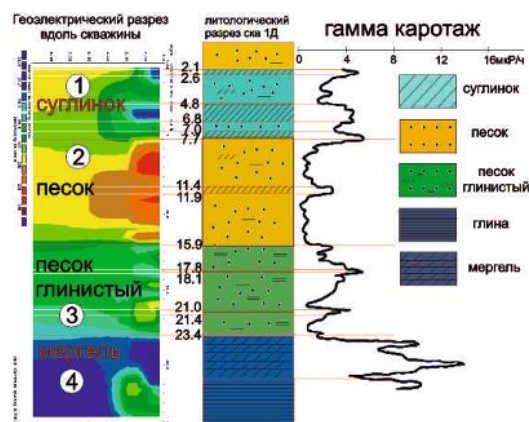
▲ Рис. 6. Физико-геологическая модель среды.

собой горизонтально-слоистую среду, на которой выделяются четыре литологических слоя: суглинок, песок, песок глинистый и мергель. ФГМ изучаемой среды с удельным электрическим сопротивлением (УЭС) и глубиной для каждого слоя представлена на рис. 6.

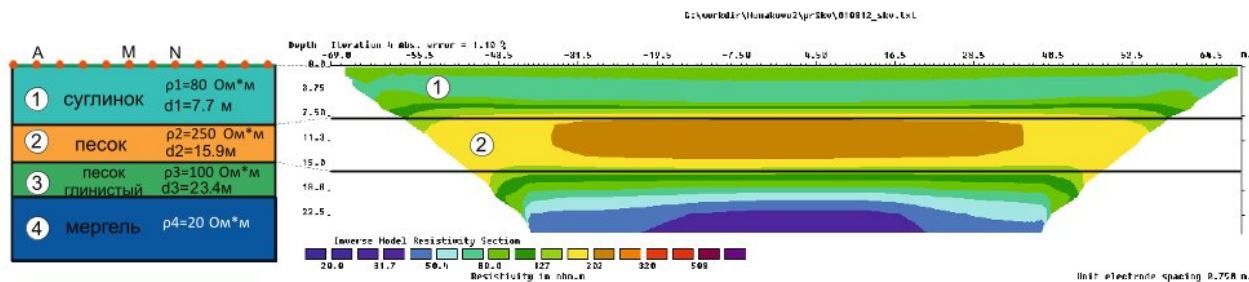
Моделирование электрического поля над рассматриваемой ФГМ среды

На первом этапе было выполнено моделирование над рассматриваемой ФГМ с целью выявления наиболее эффективной методики измерения в условиях горизонтально-слоистой среды.

В результате моделирования для методики поверхностных измерений



▲ Рис. 15. Сопоставление геоэлектрического разреза вдоль скважины с литологическим разрезом и кривой по гамма-каротажу.

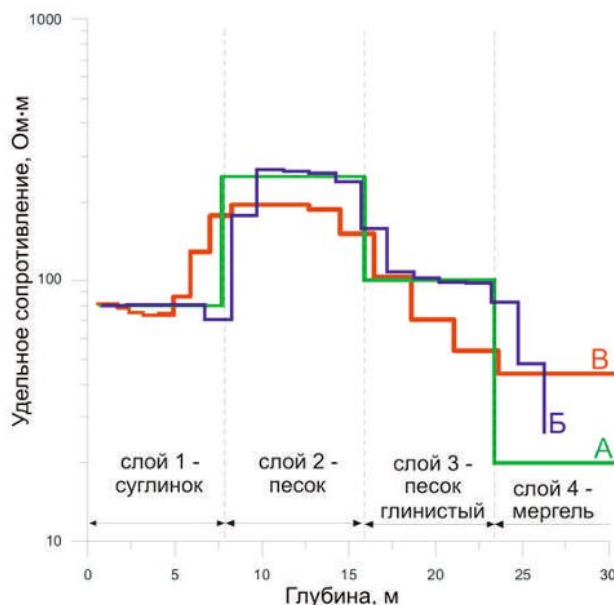


▲ Рис. 7. Моделирование по поверхностной системе наблюдения над рассматриваемой ФГМ среды.

был получен геоэлектрический разрез, представленный на рис. 7. На разрезе выделяются два верхних слоя, мощность и удельное сопротивление которых выдержаны и совпадают с параметрами модели. Третий слой, кровля которого выделяется на полученном разрезе, соответствует по значению удельного сопротивления нижнему слою мергелей на ФГМ.

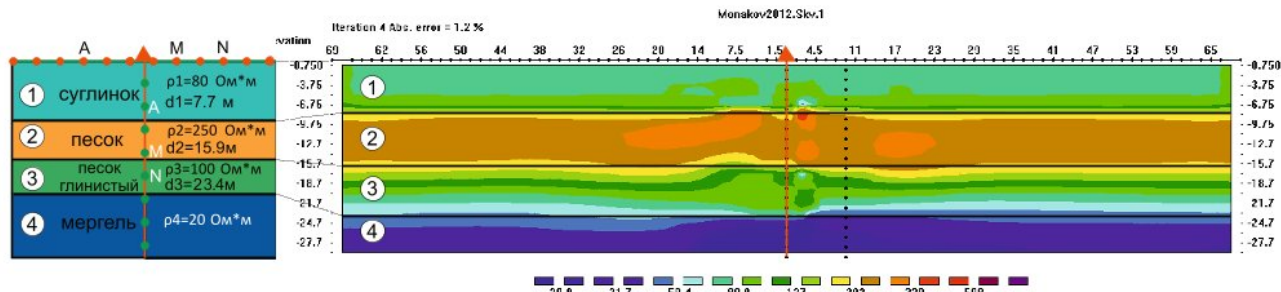
Такое сопоставление приводится на графиках псевдокаротажных кривых по инверсии для поверхностной методики наблюдения и ФГМ (рис. 9). Псевдокаротажная кривая по инверсии для поверхностной методики наблюдения соответствует трёхслойной модели. При сопоставлении этой модели с ФГМ можно видеть, что первые два слоя (суглинок, песок) практически совпадают, третий слой (песок глинистый) на модели по поверхностной методике отсутствует, а сопротивление четвёртого слоя (мергель) заметно завышено по сравнению со значением удельного сопротивления по ФГМ.

По результатам моделирования для системы наблюдения «скважина-поверхность»



▲ Рис. 9. Псевдокаротажные кривые для ФГМ (кривая А), скважинно-поверхностной (кривая В) и поверхностной (кривая А) методик наблюдения. Стрелками отмечены литологические слои, выделенные в соответствии с ФГМ.

▼ Рис. 8. Моделирование по системе наблюдения «скважина-поверхность» над рассматриваемой ФГМ среды.



поверхность» получен геоэлектрический разрез (рис. 8). На разрезе выделяются четыре слоя, мощность и удельное сопротивление которых выдержаны и полностью совпадают с параметрами ФГМ.

Подводя итоги моделирования над ФГМ среды, следует отметить, что по поверхностной системе наблюдения отчетливо выделяются первые два слоя (суглинок, песок), третий слой (песок глинистый) отсутствует, четвертый слой имеет существенно завышенное сопротивление, а по системе наблюдения «скважина-поверхность» уверенно выделяются все четыре слоя, полностью совпадающие по параметрам с ФГМ.

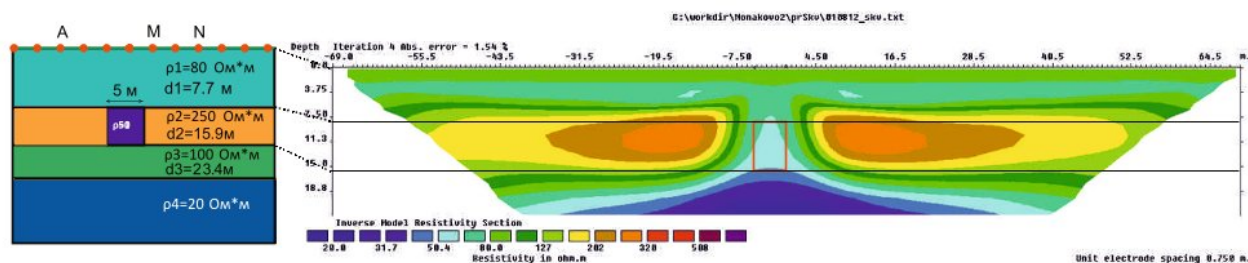
Таким образом, предлагаемая методика скважинно-поверхностной томографии позволяет более детально изучить распределение УЭС в условиях горизонтально-слоистой среды по сравнению со стандартной методикой поверхностных измерений.

Обнаружение локальных объектов

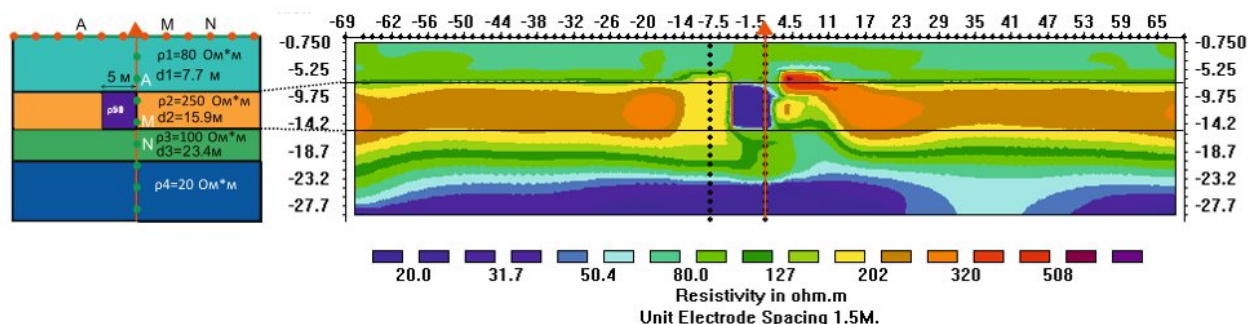
Рассмотрим задачу обнаружения локального объекта. Для этого поместим проводящее тело прямоугольной формы в изучаемую ФГМ. Сопротивление локального объекта - $\rho=10$ Ом м, геометрические размеры - 5×8.2 м.

Результаты моделирования по поверхностной методике измерения и по системе наблюдения «скважина-поверхность» представлены на рис. 10 и 11, соответственно.

Основными критериями обнаружения локальных объектов являются форма и амплитуда аномальной области. Сравнение полученных результатов моделирования демонстрирует, что измерения по системе «скважина-поверхность» намного эффективнее при решении задачи обнаружения и оконтуривания локальных объектов по сравнению со стандартной поверхностной методикой. Так, на геоэлектрическом разрезе по поверхностной системе наблюдения над моделью с



▲ Рис. 10. Моделирование по поверхностной системе наблюдения над горизонтально-слоистой моделью с локальным объектом.



▲ Рис. 11. Моделирование по системе наблюдения «скважина-поверхность» над горизонтально-слоистой моделью с локальным объектом.

локальным объектом эффект от локального объекта проявляется достаточно слабо: амплитуда аномалии, равная порядка 50 Ом м, существенно выше заданного сопротивления локального объекта $\rho=10$ Ом м; локальная аномалия не имеет ярко выраженных границ и формы. Зато на разрезе по системе наблюдения «скважина-поверхность» над горизонтально-слоистой моделью с локальным объектом отлично выделяется аномалия, полностью повторяющая геометрию локального объекта. Амплитуда аномалии совпадает с удельным сопротивлением локального объекта.

К сожалению, на геоэлектрическом разрезе по системе наблюдения «скважина-поверхность» вместе с аномалией пониженного сопротивления от локального объекта появляется ложная, сопутствующая аномалия повышенного сопротивления. Этот эффект, по всей видимости, связан с неустойчивостью двумерной инверсии.

Обработка полевых скважинно-поверхностных данных

Применяя скважинные методики измерений, мы, с одной стороны, получаем больше информации и решаем проблему падения разрешающей способности с глубиной, с другой стороны, сталкиваемся с целым рядом сложностей, связанных со слабым развитием алгоритмов инверсии в данной области.

Мы использовали следующий граф обработки скважинно-поверхностных данных:

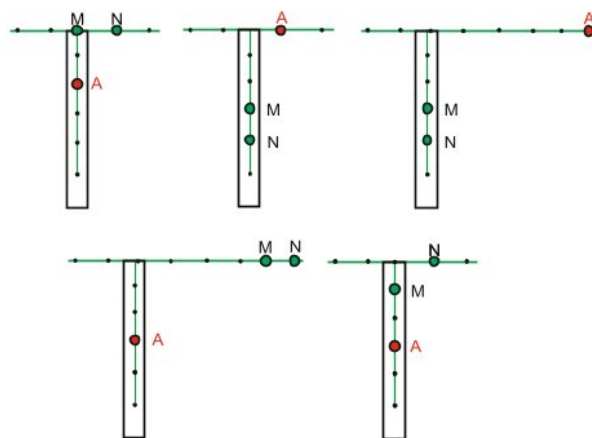
1. Расчёт кажущегося сопротивления;
2. Построение разрезов кажущегося сопротивления для скважинно-поверхностных данных $\rho_k(x, R)$;
3. Отбраковка данных по геометрическому коэффициенту;
4. 2D инверсия по скважинно-по-

верхностным данным. Построение итогового геоэлектрического разреза.

Принципиально отличительным этапом обработки является отбраковка данных по геометрическому коэффициенту. Такая процедура проводилась для решения проблемы некорректности используемой «Т-образной» установки. Некорректность скважинно-поверхностной установки связана с нарушением геометрии при некоторых положениях приёмных и питающих электродов, следовательно, значения электрического поля в этих точках необходимо отбраковывать. Оптимальным критерием такой фильтрации, на наш взгляд, является отбраковка по величине геометрического коэффициента установки.

На рис. 12 представлены типичные случаи нарушения геометрии установки:

- питающий электрод находится в скважине, а приёмный диполь - на поверхности непосредственно у ствола скважины (рис. 12а);
- питающий электрод находится на поверхности у ствола скважины, а приёмный диполь - в скважине (рис. 12б);
- питающий электрод находится на поверхности как можно дальше от скважины, а приёмный диполь - в скважине (рис. 12в);



▲ Рис. 12. Примеры нарушения геометрии установки при «Т-образной» системе наблюдения. Комментарии см. в тексте.

- питающий электрод находится в скважине, а приёмный диполь – на поверхности как можно дальше от скважины (рис. 12г);

- один приёмный электрод находится в скважине, а другой - на поверхности; питающий электрод может в это время находиться как в скважине, так и на поверхности (рис. 12д).

Двумерная инверсия по скважинно-поверхностным данным

Заключительным этапом обработки скважинно-поверхностных данных является 2D инверсия и построение итогового геоэлектрического разреза.

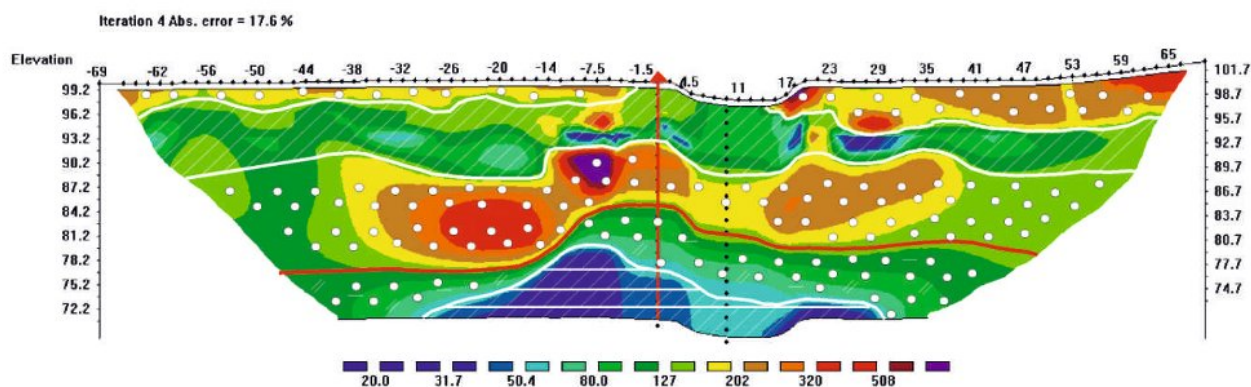
Двумерная инверсия скважинно-поверхностных данных электротомографии осуществлялась с помощью программ Res2DInv (Geotomo Software, Малайзия). Программа превосходно зарекомендовала себя при решении обратной задачи для поверхностных и межскважинных методик измерения. Однако для расчёта инверсии по скважинно-поверхностным данным дела обстоят не так гладко. В основном, это связано с недостаточной универсальностью программы и отсутствием практического опыта решения подобных задач, так как данная методика ранее не применялась. Так как сама программа при работе

со скважинными данными рассчитана только на межскважинные методики измерения, мы использовали формат входного файла для межскважинных данных. Для межскважинной системы наблюдения необходимы две скважины, поэтому в наших расчётах вторую скважину мы считали фиктивной.

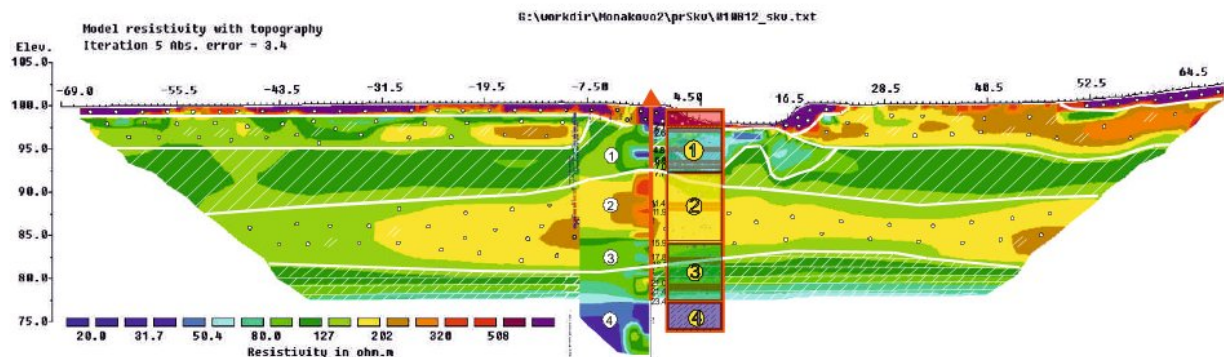
Первым этапом расчёта инверсии было тестирование программы на синтетических данных по скважинно-поверхностной системе наблюдения. После того, как в программе Res2DInv для модельных данных был получен хороший и устойчивый результат инверсии, подобран ряд оптимальных параметров инверсии, при которых получается устойчивое решение вблизи ствола скважины, выбрано положение фиктивной скважины, мы применили процедуру двумерной инверсии с подобранными параметрами для полевых скважинно-поверхностных данных.

Рассчитав, таким образом, инверсию в программе Res2DInv по всем полевым скважинно-поверхностным данным, мы получили геоэлектрический разрез, представленный на рис. 13.

А также, выделяя отдельно скважинные и поверхностные данные из массива скважинно-поверхностных измерений, мы построили двумерную инверсию и



▲ Рис. 13. Геоэлектрический разрез по всем полевым скважинно-поверхностным данным с выделенными литологическими границами.



▲ Рис. 14. Сопоставление геоэлектрического разреза по поверхностным данным, разреза вдоль скважины и литологического разреза.

получили геоэлектрические разрезы по поверхностным данным и геоэлектрический разрез вдоль скважины (рис. 14).

В итоге, мы получили возможность сравнивать полученные разрезы между собой, а также сопоставлять их с априорной геологической информацией, что способствует к более комплексному подходу к интерпретации данных.

Сопоставляя геоэлектрический разрез, полученные по скважинно-поверхностной системе наблюдения и стандартной поверхностной, можно сделать вывод, что предлагаемая методика скважинно-поверхностной томографии позволяет более достоверно и детально изучить распределения УЭС по сравнению со стандартной методикой поверхностных измерений.

Выводы

Использование многоэлектродных измерений в скважинах позволяет повысить разрешающую способность метода сопротивлений по глубине. Несомненно, что есть целый ряд технических и математических проблем, которые мешают широкому внедрению этой методики. Однако другого пути для существенного увеличения разрешающей способности в методе сопротивлений, наверное, не существует.

Литература

Бобачев А. А. Скважинные и межскважинные измерения методом электротомографии [Конференция] // Инженерная и рудная геофизика. - Геленджик, 2013.

Бобачев А.А. Информационный отчет по опытным работам по измерениям методом сопротивлений и ВП на экспериментальном участке подпорной стенки [Отчет]. - 2013.

Бобачев А.А. Куликов В.А. Разработка методов заряженного тела и скважинного варианта вызванной поляризации в условиях Норильской зоны [Статья] // <http://geo.web.ru/>. - 2010 г.

Бобачев А.А. Куликов В.А. Современные модификации скважинно-наземных и межскважинных измерений ВП при решении рудных задач [Статья] // Разведка и охрана недр. - 2008 г. - стр. 6-12.

Каминский А.Е. Воробьева А.В., Титов К.В., Маренко А.М. Развитие методики интерпретации данных межскважинной электротомографии [Конференция] // тезисы доклада на конференции «Инженерная и рудная геофизика». - Геленджик, 2009.

Кормильцев В.В. Семенов В.Д. Электро-разведка методом заряда [Книга]. : Недра, 1987.

Куликов В.А. Бобачев А.А., Груздева И.Д., Яковлев А.Г. Межскважинная электротомография при изучении глубоко залегающего рудного тела в Норильском районе [Статья] // Геофизика. - 2013 г.

Шкабарня Г.Н. Развитие метода электрической томографии на основе математического моделирования электрических полей

[Конференция] // Диссертация на соискание учёной степени кандидата технических наук. - Владивосток, 2007.

Advanced Geosciences, Inc. Cross Borehole Electrical Resistivity Tomography (ERT) Measurements. - Austin, 2003 г.

Dahlin T. The development of DC resistivity imaging techniques [Статья] // Computers & Geosciences. - 2001 г. - 27.

Daily W Owen E Cross-borehole resistivity tomography [Статья] // Geophysics. - 1991 г. - стр. 28–35.

Daily W Ramirez L Electrical imaging of engineered hydraulic barriers [Статья] // Geophysics. - 2000 г. - стр. 83–94.

Goes B. Meekes J. An effective electrode configuration for the detection of DNAPLs with electrical resistivity tomography [Статья] // J. Environ. Eng. Geophys. - 2004 г. - стр. 127–41.

Griffiths D.H. Barker R.D. Two-dimensional resistivity imaging and modelling in areas of complex geology [Статья] // J. Appl. Geophysics. - 1993 г. - 29.

Loke M. Tutorial: 2D and 3D electrical imaging surveys [Статья] // <http://www.geoelectrical.com>. - 2010 г.

Loke M.H. Barker R.D. Rapid least-squares inversion of apparent resistivity pseudo-sections by a quasi-Newton method [Статья] // Geophysical Prospecting 44. - 1996 г.

Marescot L. Palma Lopes S., Lagabriele R., Chapellier D. Designing surface-to-borehole electrical resistivity tomography surveys using the Frechet derivative [Статья] // Proc. 8th Meeting of the Environmental and Engineering Geophysical Society—European Section. - 2002 г.

Morelli G LaBrecque D Advances in ERT inverse modeling [Статья] // Eur. J. Environ. Eng. Geophys. - 1996 г. - стр. 171–86.

Slater L. Binley A., Daily W., Johnson R. Cross-hole electrical imaging of a controlled saline tracer injection [Статья] // J. Appl. Geophys. - 2000 г. - стр. 85–102.

Tsourlos P. Ogilvy R., Papazachos C., Meldrum P. Measurement and inversion schemes for single borehole-to-surface electrical resistivity tomography surveys [Статья] // J. Geophys. Eng. 8. - 2011 г.

Подробнее об авторах



Бобачев
Алексей Анатольевич

доцент кафедры
геофизики геологического
факультета МГУ
им. М.В. Ломоносова



Стойнова
Александра Марковна

аспирант кафедры
геофизики геологического
факультета МГУ
им. М.В. Ломоносова

ISSN 2074-8906

ПРИБОРЫ и СИСТЕМЫ РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ

ОБЩЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЕЖЕКВАРТАЛЬНЫЙ ЖУРНАЛ

Издается с 2002 г.

2002-2014

По вопросам подписки, размещения рекламы:

8 (8452) 64-14-32
paturlov@mail.ru

ЧЕТКОСТЬ

**КОМПАНИЯ INOVA
ЯВЛЯЕТСЯ МИРОВЫМ
ЛИДЕРОМ В ОБЛАСТИ
ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ
ПОЛНОФУНКЦИОНАЛЬНОЙ
ШИРОКОПОЛОСНОЙ
НАЗЕМНОЙ
СЕЙСМОРАЗВЕДКИ.**

Мы, компания INOVA, убеждены в том, что каждый этап открытия природных ресурсов должен проводиться с одинаковой тщательностью и точностью. Поэтому мы стремимся предлагать наиболее универсальный набор широкополосных продуктов и технологий из имеющихся на рынке в настоящее время.

Наши датчики, системы и источники возбуждения отлично взаимодействуют друг с другом, обеспечивая сбор широкополосных данных высочайшего качества, что дает возможность нашим клиентам максимально эффективно проводить процесс обработки, отображения и интерпретации данных.

Являясь мировым лидером в области полнофункционального высоко- и низкочастотного оборудования, компания INOVA обеспечивает получение достоверных результатов надлежащего качества ведущими геофизическими подрядчиками и компаниями, занимающимися разведкой и добычей.



ВМЕСТЕ МЫ РЕШИМ ЛЮБУЮ ЗАДАЧУ!



CLARITY BROADBAND SOLUTION™

Жизнь связала с сейсморазведкой?



Рекомендуем: новейшая беспроводная телеметрическая система **Sercel UNITE**



Предоставление в аренду полного спектра телеметрического оборудования Sercel 408/428; бескабельной системы UNITE. Техподдержка, сервис и обслуживание геофизического оборудования. Производство импульсных источников «Геотон»

Холдинг «ГЕОСЕЙС»
Контактная информация:
Тел. (Москва):
+7 (495) 694-19-07
+7 (495) 694-19-97
Тел. (Тюмень):
+7 (3452) 48-33-72

Электронная почта:
geoton@geoton.ru
geoseis-servis@yandex.ru
geoseisltd@gmail.com
http:
www.geoseisholding.ru
www.geoton.ru