

МЕЖДУНАРОДНАЯ АССОЦИАЦИЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОГО
И ДЕЛОВОГО СОТРУДНИЧЕСТВА ПО ГЕОФИЗИЧЕСКИМ
ИССЛЕДОВАНИЯМ И РАБОТАМ В СКВАЖИНАХ

ISSN 1810-5599



5

(319)



**ПРОФЕССИОНАЛИЗМ,
ПРОВЕРЕННЫЙ ВРЕМЕНЕМ!**



КАРОТАЖНИК

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ВЕСТНИК

ТВЕРЬ 2022

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Главный редактор
к. ф.-м. н. О. В. Горбатьюк

Зам. главного редактора,
научный редактор

Ю. И. Кузнецов, д. г.-м. н., проф.

Отв. редактор С. В. Ларева

Члены редакционной коллегии:

А. А. Абросимов, к. т. н., доц.

Б. С. Асланов, д. г.-м. н., проф.
(Азербайджан)

Ю. Н. Бармаков, д. т. н., проф.

Е. П. Боголюбов, д. т. н.

А. А. Булычев, д. ф.-м. н., проф.

Р. А. Валиуллин, д. т. н., проф.

В. А. Велижанин, к. т. н.

И. Н. Гайворонский, д. т. н., проф.

М. Я. Гельфгат, к. т. н.

В. Н. Даниленко, к. т. н.

Т. Ф. Дьяконова, д. г.-м. н., проф.

Г. Ж. Жолтаев, д. г.-м. н., проф.
(Казахстан)

Л. Е. Кнеллер, д. т. н., проф.

Н. В. Козяр, к. т. н.

А. А. Кременецкий, д. г.-м. н., проф.

М. И. Кременецкий, д. г.-м. н., проф.

О. Л. Кузнецов, д. т. н., проф.

В. М. Лобанков, д. т. н., проф.

К. В. Лобанов, д. г.-м. н., проф.,
член-корр. РАН

Э. Е. Лукьянов, д. т. н.

А. В. Малинин, к. т. н.

А. А. Меркулов, д. т. н.

Т. Н. Нестерова, к. т. н.

А. А. Никитин, к. ф.-м. н., доц.

Г. А. Павленко, к. т. н.

Е. П. Симоненко

А. В. Хабаров, к. т. н.

Р. Т. Хаматдинов, д. т. н., проф.

И. А. Чиркин, к. г.-м. н., доц.

А. В. Шумилов, д. т. н., доц.

М. И. Эпов, д. т. н., проф.,
академик РАН

Учредитель: Ассоциация «АИС»

РФ, 170041, г. Тверь,

ул. Зинаиды Коноплянниковой, д. 17, корп. 1

Лицензия ЛР № 030838 от 29 июня 1998 г.

Свидетельство ПИ № 77-36891

от 20 июля 2009 г., выдано Роскомнадзором

Индекс ООО «Агентство «Книга-Сервис» –

82015. ISSN 1810-5599.

Подписано в печать 07.10.2022 г.

Дата выхода в свет 24.10.2022 г.

Формат 60/84 1/16. Печать офсетная.

Усл. печ. л. 14,07. Уч.-изд. л. 9,16.

Тираж 390 экз. Зак. № 8081.

Цена свободная.

Адрес издателя и редакции

НТВ «Каротажник»: РФ, 170041, г. Тверь,

ул. Зинаиды Коноплянниковой, д. 17, корп. 1

Компьютерная верстка, макет

ИП Саложникова Н. А.:

170041, г. Тверь, пр-т Комсомольский, д. 7, пом. II

Отпечатано в ООО «ПолиПРЕСС»:

170041, г. Тверь, пр-т Комсомольский, д. 7, пом. II

© Ассоциация «АИС», 2022



Научно-технический вестник

Год издания тридцать первый

*Входит в Перечень рецензируемых
научных изданий ВАК*

КАРОТАЖНИК

Выпуск 5 (319)

*Посвящен 60-летию
ООО «Газпром недра»*

Ответственный за выпуск
советник генерального директора
Ю. В. Байков

ТВЕРЬ
2022

УДК 550.832

*А. И. Трусов, И. М. Чупова, Л. Ю. Еремин, Л. В. Попова**ООО «Газпром недра»**И. В. Ташкинов**ООО Предприятие «ФХС-ПНГ»**А. В. Шумилов**Пермский государственный национальный
исследовательский университет*

ОБРАБОТКА ДАННЫХ МУЛЬТИПОЛЬНОГО АКУСТИЧЕСКОГО КАРОТАЖА ПРИБОРА MPAAL В ПРОГРАММНОМ ОБЕСПЕЧЕНИИ PARMALOG.ACOUSTIC

На примере двух скважин представлены особенности обработки данных, полученных с помощью прибора мультипольного акустического каротажа MPAAL в новом программном обеспечении (ПО) ParmaLog.Acoustic (ООО Предприятие «ФХС-ПНГ»). Результаты этой обработки сравнивались с полученными в ПО Lead (CNPC). В целом, они хорошо согласуются друг с другом. Выяснено, что ПО ParmaLog.Acoustic предоставляет дополнительные возможности детального анализа данных и интерактивной коррекции результатов, что позволило не только выявить некоторые проблемы качества данных, но и провести более точную оценку скорости изгибной волны, определение направления, величины и типа анизотропии.

Ключевые слова: мультипольный, кросс-дипольный акустический каротаж, продольная, поперечная и Стоунли волны, кинематические и динамические характеристики, анизотропия.

Современный мультипольный акустический каротаж (АК) является одним из высокотехнологических методов ГИС, который активно используется в ООО «Газпром недра». Передовой опыт использования мультипольного АК накоплен в ПФ «Оренбурггазгеофизика», который имеет в своем арсенале приборы MPAAL производства CNPC (Китай).

Прибор MPAAL содержит два монопольных источника, разнесенных по глубине, один совмещенный кросс-дипольный источник и массив из 8 приемников, регистрирующих сигналы от всех источников в монопольном и дипольном режимах. Длинный монопольный зонд используют для получения параметров продольной, поперечной и волны Стоунли, кросс-дипольный источник применяется для выделения изгибной волны и оценки азимутальной анизотропии, короткий монопольный зонд может быть использован для оценки качества цементирования.

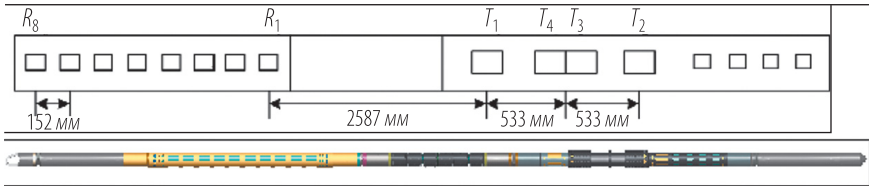


Рис. 1. Прибор MPAL

Использование высокотехнологичных приборов АК невозможно без применения современных программ обработки (ПО), которые позволяют решать широкий спектр геофизических задач и в полной мере предоставлять все преимущества использования аппаратуры мультиполюсного АК.

Для обработки данных прибора MPAL может использоваться специализированное программное обеспечение (ПО) Lead (CNPC, Китай), которое поставлялось совместно с приборами. Данное ПО эксплуатируется в ПФ «Оренбурггазгеофизика».

Вместе с тем обработка данных АК на предприятиях ООО «Газпром недра» производится преимущественно в программном обеспечении «Соната» (ООО Предприятие «ФХС-ПНГ»). ООО «Газпром недра» имеет многолетний опыт сотрудничества с ООО Предприятие «ФХС-ПНГ» в области обработки и интерпретации данных ГИС. На протяжении почти 15 лет все производственные филиалы ООО «Газпром недра» используют в производственном режиме программный комплекс «Соната» и последнюю модификацию «Соната-2019» [3, 5] для оценки технического состояния скважин. Особую значимость применение программного комплекса «Соната» приобрело при выполнении программы геолого-технических мероприятий на фонде скважин ПАО «Газпром», которая действует с 2011 г. и в рамках которой ежегодно выполняется более 500 исследований по диагностике технического состояния скважин.

Кроме оценки технического состояния, ПО «Соната» используется в ООО «Газпром недра» для обработки данных стандартного АКШ с возможностью расчета кинематических и динамических параметров, определения физико-механических свойств (ФМС) горных пород. С появлением приборов кросс-дипольного АК АВАК-11 (ООО «Нефтегазгеофизика») и впоследствии MPAL в ООО «Газпром недра» стали применять специализированный модуль к ПО «Соната» по обработке данных кросс-дипольного АК для оценки параметров

изгибной волны в условиях низкоскоростного разреза и определения азимутальной анизотропии.

При эксплуатации модуля обработки данных кросс-дипольного АК в ПО «Соната» для прибора MPAL были выявлены дополнительные требования со стороны заказчика, необходимые для качественной обработки и визуализации данных, например расчет и визуализация сембланс-карт, автоматизированная оценка качества, расчет параметров Томсена, дисперсионный анализ.

Для решения поставленных задач ООО Предприятие «ФХС-ПНГ» разработало программный комплекс (ПК) нового поколения ParmaLog.Acoustic [4], предназначенный для обработки данных современных многозондовых приборов мультипольного АК как российского, так и зарубежного производства. ПО ParmaLog.Acoustic включено в Единый реестр российских программ для электронных вычислительных машин и баз данных № 14319 от 26.07.2022 г.

Опробование нового ПК в настоящее время проходит на базе ПФ «Оренбурггазгеофизика», специалисты которого имеют большой опыт внедрения новых высокотехнологичных приборов и программ обработки.

В статье на примере двух скважин представлены особенности обработки данных прибора MPAL в новом ПО ParmaLog.Acoustic. Предварительно все данные были обработаны в ПО Lead. Обе скважины являются вертикальными и имеют небольшой угол наклона (менее 5 град) на всем интервале исследований.

Предварительная обработка и оценка качества

Обработка данных начинается с этапов предварительной обработки и оценки качества материала. Предварительная обработка включает демультимплексирование каналов, восстановление истинных амплитуд по каналам усилений и задержки, коррекцию ограничений сигнала и частотную фильтрацию.

Первичная оценка качества включает в себя визуальную оценку волновых картин на наличие сбоев, пропусков записи для разных приемников, проверку правильности выбранных параметров сигнала, идентичности преобразователей.

Эффективным способом визуальной оценки качества является отображение годографа на сейсмограмме с общим источником (рис. 2). На сейсмограмме отчетливо видны «сбойные» трассы, выбивающие-

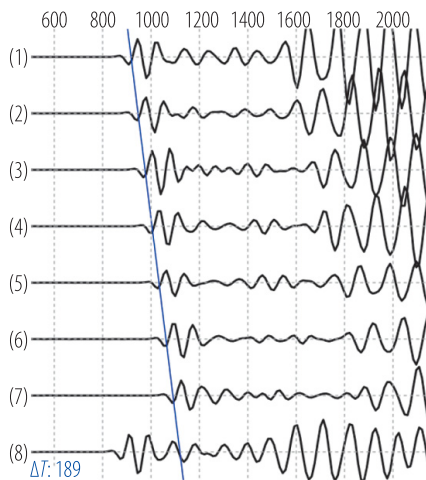


Рис. 2. Сейсмограмма с годографом

ся из массива сигнала. Для определения правильности параметров сигнала используется инструмент оценки медленности (медленность – интервальное время, величина, обратная скорости волны) по фазам сигнала. Аномальные значения медленности свидетельствуют о неправильных параметрах сигнала.

Оценка спектральных характеристик сигнала позволяет определить форму спектра и основную частоту сигнала в выбранном временном окне. Кроме того, можно построить спектры по всему исходному сигналу, что позволяет удобным образом не только оценить спектр сигнала, но и интерактивно выбрать диапазон частот для фильтрации, основываясь на изображении спектра на всем интервале глубин.

При обработке данных многозондовых приборов, когда количество регистрируемых волновых сигналов составляет несколько десятков, сложно вручную визуально оценить качество каждого канала. Поэтому становится важной процедура автоматической оценки качества исходного материала, выявления сбойных каналов, оценки идентичности работы всех преобразователей. Особенно актуальной идентичность времени прихода волны, спектральных и динамических характеристик становится при обработке данных кросс-дипольной секции прибора, построении быстрой и медленной волн методом Алфорда [6].

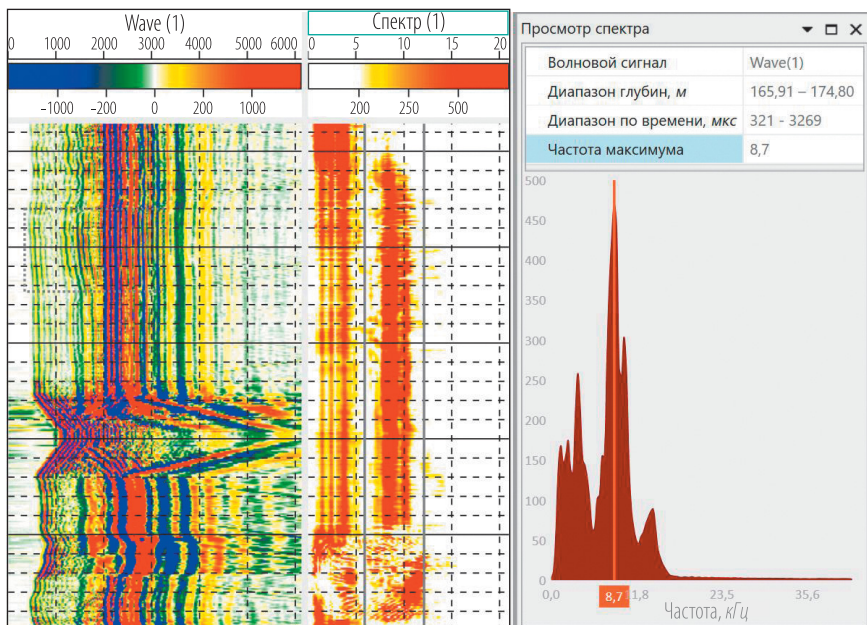


Рис. 3. Оценка спектральных характеристик сигнала и выбор окна фильтрации

На рис. 4 приведен пример автоматической оценки качества компонент кросс-дипольного сигнала прибора MPAL. Для каждого компонента кросс-дипольного сигнала прибора MPAL. Для каждого компонента приемника в массиве оцениваются идентичность инлайн и кросслайн сигналов, расхождение по времени и по амплитудам. Наличие протяженных вертикальных аномалий связано с отклонением характеристик соответствующего приемника. Для каждого приемника в табличном виде выводится средняя характеристика по каждому параметру качества, и в случае отклонения от заданных критериев сбойные каналы-приемники выделяются цветом. Быстрая автоматизированная оценка и наглядное представление информации дают возможность интерпретатору указать метрологической службе на необходимость калибровки и поверки прибора или его ремонта.

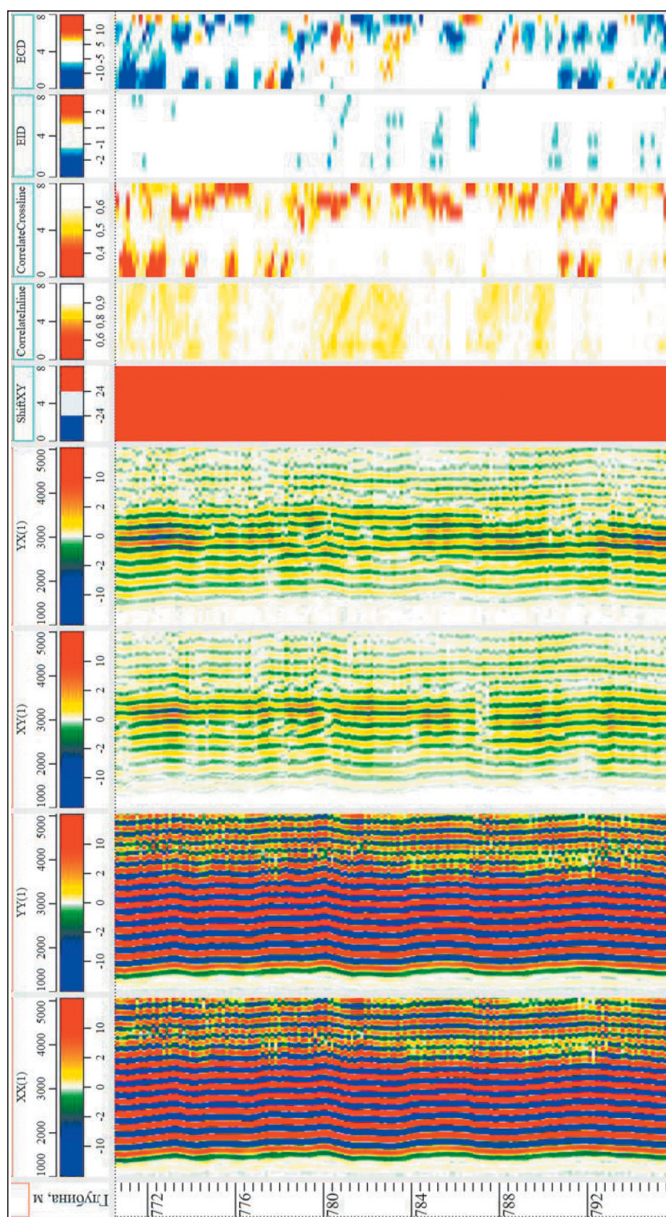


Рис. 4. Оценка качества кросс-дипольных данных. Первые 4 колонки – сигналы для ближнего приемника (XX, YY, XY, YX); ShiftXY – расхождение по времени инлайн-компонент (XX-YY); Соггелатeline – коэффициент корреляции инлайн-компонент; СоггелатCrossline – коэффициент корреляции кросслайн-компонент; EID – расхождение энергии инлайн-компонент; ECD – расхождение энергии кросслайн-компонент

Результатом оценки качества материала по двум скважинам стал вывод, что в целом качество материала хорошее, спектр монополюсного сигнала имеет достаточный диапазон частот для выделения продольной, поперечной и волны Стоунли. Динамические и спектральные характеристики кросс-дипольных компонент практически идентичны. Наблюдается небольшое смещение времени прихода волн на один шаг квантования (~ 24 мкс) на инлайн-компонентах (рис. 5), что может увеличивать оценку величины анизотропии на 1–2%. Такое смещение может быть вызвано как децентрацией прибора, так и задержками в системе регистрации. Для компенсации эффекта смещения инлайн-компонент проводилась процедура коррекции задержки компонент кросс-дипольного сигнала.

Номер канала	1	2	3	4	5	6	7	8
ShiftXY	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00
CorrelateInline	0,91	0,90	0,91	0,92	0,92	0,91	0,91	0,92
CorrelateCrossline	0,60	0,60	0,66	0,70	0,68	0,58	0,57	0,60
EID	-0,49	-0,77	-0,35	-0,67	-0,55	-0,57	-0,59	-0,61
ECD	-4,85	-4,87	-3,55	-3,02	-2,91	-4,30	-4,42	-2,03

Рис. 5. Таблица оценки качества кросс-дипольного сигнала

Обработка данных монополюсной секции прибора

Целью обработки данных монополюсной секции прибора является выделение продольной, поперечной волн (в карбонатном разрезе) и волны Стоунли, получение их кинематических, динамических и спектральных характеристик.

Монополюсный излучатель в приборе MPAL формирует сигнал в широком диапазоне частот от 2 до 20 кГц, что позволяет записывать в одном сигнале сразу все типы волн (P , S , St). Для удобства обработки и выделения волн предварительно необходимо провести раздельную частотную фильтрацию для подавления низких частот и формирования сигнала с продольной и поперечной волнами, и наоборот – для подавления высоких частот для формирования сигнала с волной Стоунли. В дальнейшем обработка данных монополюсной секции производится раздельно для двух разночастотных сигналов.

Для выделения волн и оценки их скоростных характеристик в ПО Parmalog.Acoustic могут быть использованы два следующих способа:

1. Сембланс-метод [1] с построением карты STC (Slowness-Time Coherence) [7], определяющий когерентность сигнала в заданном временном окне. Метод является автоматизированным способом оценки скоростных характеристик (в том числе «медленности») волны, но необходимо учитывать, что такой способ позволяет получить медленность, которая может отличаться как от фазовой, так и от групповой медленности при наличии дисперсии и/или радиальной неоднородности. Одним из критериев качества получаемой оценки медленности сембланс-методом является кривая значений когерентности, полученная по карте STC. Коррекция медленности после автоматического расчета производится в интерактивном режиме по карте проекций STC. В случае низкой когерентности сигнала (например, в условиях кавернозности, слабого сигнала по породе) используется специальный режим динамического выравнивания интенсивности (рис. 6), позволяющий получать достоверную медленность в интервалах низкой когерентности.

2. Интерактивное прослеживание одинаковых фаз волны по всем приемникам. Этот метод является более трудоемким и субъективным, но позволяет оценивать медленность в первых вступлениях волны, которая наиболее близка к медленности в породе.

Расчет медленности с разной разрешающей способностью для группы приемников дает возможность проводить как детальный анализ тонких пропластков, так и «сглаживание» и устранение мелких аномалий, связанных с высокой разрешающей способностью и малым расстоянием между приемниками.

Изменение диаметра скважины и наличие отраженных от границ пластов волн приводит к искажению медленности. Для компенсации таких искажений формируется встречная система наблюдений по источникам – «псевдозонд». Искажения в таком случае имеют обратный знак. Вычисляя среднее значение медленности по прямому и «псевдозонду», можно компенсировать такие искажения.

Вместе с кинематическими параметрами могут быть рассчитаны динамические параметры (амплитуда, энергия, коэффициент затухания) по каждому типу волны. Динамические параметры помогают оценить наличие проницаемых, трещинных интервалов.

В результате обработки монополярной секции по обеим скважинам получены медленности продольной волны, волны Стоунли и поперечной волны в интервалах плотных пород. Далее проводилась компенсация искажений медленности за форму ствола скважины (рис. 6).

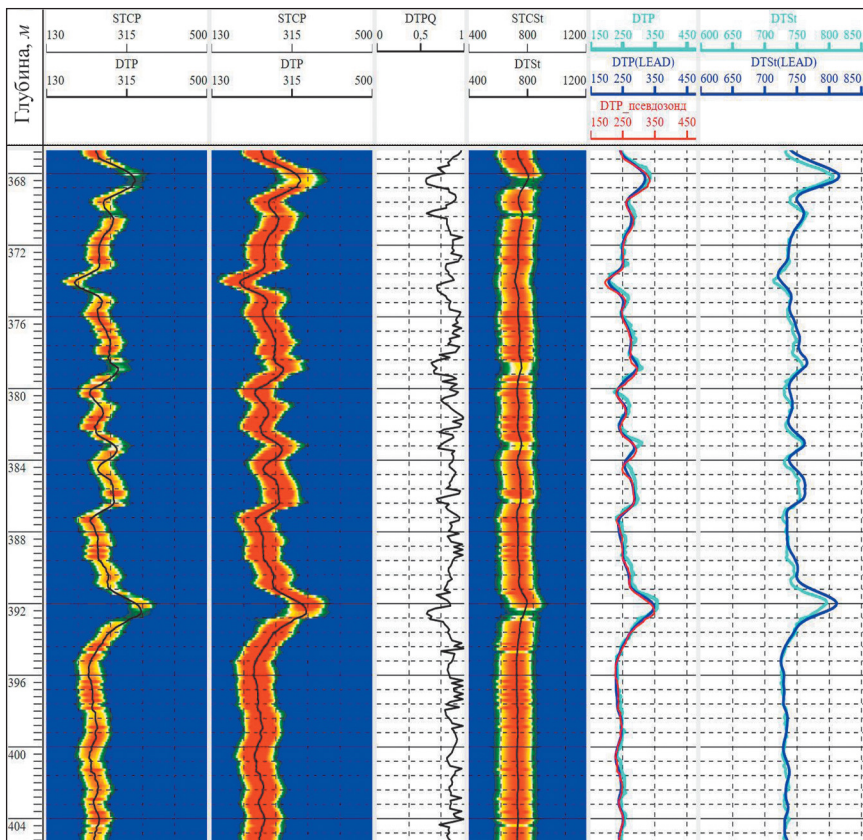


Рис. 6. Пример обработки монополярной секции P -, St -волн. Слева направо: 1 – карта STC продольной волны; 2 – карта STC продольной волны с динамическим выравниванием амплитуд; 3 – когерентность продольной волны; 4 – карта STC волны Стоунли; 5 – медленности продольной волны, рассчитанные прямым способом, в ПО Lead и с «псевдозондом»; 6 – медленности волны Стоунли, полученные в ПО ParamLog.Acoustic и в ПО Lead

Обработка данных кросс-дипольной секции

Использование кросс-дипольных данных позволяет рассчитать параметры поперечной волны в низкоскоростных разрезах и оценить величину и направление азимутальной анизотропии. Дипольные источники возбуждают изгибную поперечную волну, которая является дисперсионной, ее скорость сильно зависит от частоты. На низких частотах скорость изгибной волны стремится к горизонтальной асимптоте, значение которой совпадает со скоростью поперечной волны.

При оценке медленности изгибной волны сембланс-методом необходимо проводить дополнительный анализ зависимости медленности от частоты сигнала по карте SFA (Slowness-Frequency-Analysis) [9]. Ширина максимума когерентности на карте SFA характеризует видимую величину дисперсии медленности изгибной волны. При правильной оценке медленности кривая должна проходить по левому (минимальные значения медленности) краю максимума когерентности на карте SFA.

Кроме построения карты SFA, дисперсионный анализ может быть применен для поточечной оценки дисперсии медленности изгибной волны. Инструмент дисперсионного анализа применяется для определения причины анизотропии (асимметрия горизонтального напряжения, собственная анизотропия вследствие сланцеватости или трещиноватости, деформация стенки скважины).

Первоначально выделение изгибной волны сделано сембланс-методом. Анализ карты SFA и сопоставление медленности монополярной поперечной волны в интервалах плотных пород показали небольшое завышение (порядка 10–20 мкс/м) в значениях медленности изгибной волны относительно ожидаемых из-за высокой дисперсии. Поэтому было принято решение об использовании интерактивного метода прослеживания фаз сигнала. Такой способ расчета позволил произвести более точную оценку медленности поперечной волны по дипольному сигналу (рис. 7).

Определение азимутальной анизотропии в ПО ParmaLog.Acoustic проводится по модифицированной методике [1, 2, 10], основанной на расчете специальной объектной функции $F(A, \theta, s)$ (1). Величина и направление анизотропии определяются как когерентностью пакетов быстрой и медленной волн, так и минимизацией энергии кросс-компонент, получаемых при вращении исходного сигнала методом

Алфорда. Данный способ позволяет получать более устойчивое решение при небольшой величине анизотропии, а также рассчитывать дополнительные индикаторные параметры качества обработки.

$$F(A, \theta, s) = \sum_{m, n=1}^N \int_T [(SW_n(t-s(m-n) \cdot \Delta L + A \cdot L_m)) - FW_m(t)]^2 dt, \quad (1)$$

где A – величина анизотропии; θ – направление поляризации быстрой изгибной волны (направление анизотропии) относительно направления источника X ; s – медленность медленной волны; N – количество приемников в массиве; ΔL – расстояние между приемниками в массиве; L_m – расстояние от источника до приемника m ; SW, FW – сигналы быстрой и медленной волн, рассчитанные методом Алфорда.

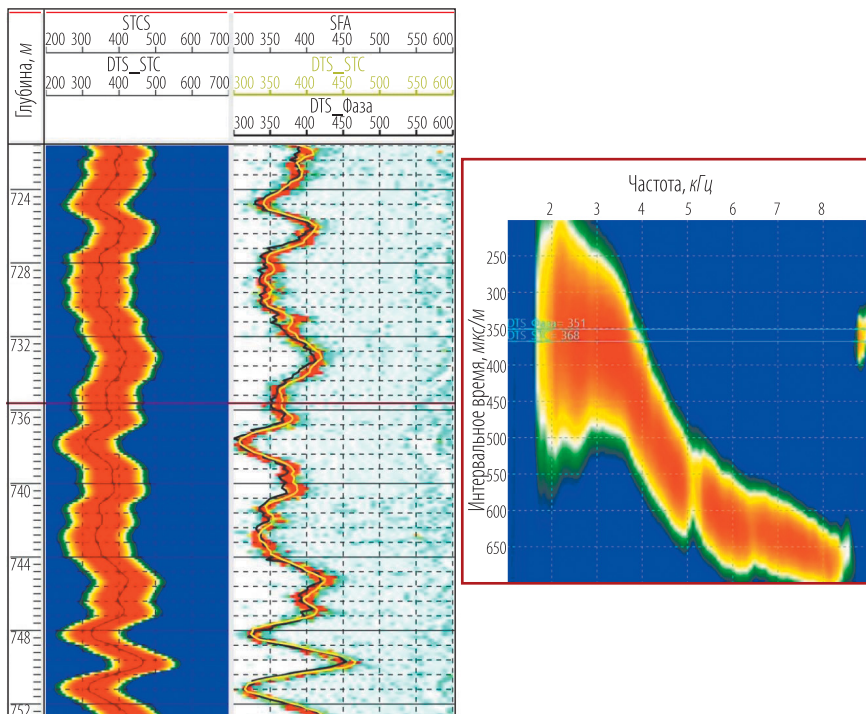


Рис. 7. Оценка кинематических параметров по дипольному сигналу. Слева направо: 1 – карта STC изгибной волны; 2 – карта SFA, DTS_STC – медленность изгибной волны, полученная по карте STC, DTS_Фаза – медленность по диполю, полученная прослеживанием фазы сигнала; 3 – дисперсионный плот на глубине X735,6, значения DTS по STC = 368 мкс/м, по фазе = 351 мкс/м

В ПО Lead используется похожая инверсная методика определения анизотропии, поэтому следовало ожидать, что результаты, получаемые с использованием ПО ParmaLog.Acoustic и ПО Lead, в целом должны совпадать.

Индикаторные параметры качества вместе с оценкой минимальной и максимальной относительной энергии кросс-компонент помогают оценить достоверность обработки, выявить зоны неоднозначности и наличия «ложной» анизотропии, возникающей в кавернах, при интерференции с волнами другого типа, неправильным выбором пакета волны и др.

В случае неоднозначного определения анизотропии, особенно при малой величине анизотропии, возможны ошибки при автоматическом определении направления и величины анизотропии, связанные с изменением направления быстрой и медленной волн, наличием разных локальных минимумов функционала для разных сдвигов быстрой и медленной волн, особенно при сильной дисперсии [11].

В ПО ParmaLog.Acoustic реализована возможность интерактивной коррекции угла и величины анизотропии по проекциям объектной функции. Такой наглядный способ коррекции дает возможность интерпретатору самостоятельно принять решение о необходимости поменять направление быстрой волны, исправить аномалии величины анизотропии, связанные с переходом на другой локальный максимум.

Для детального анализа анизотропии используется диаграмма анизотропии – полярная диаграмма сечений объектной функции F . Диаграмма позволяет оценить достоверность расчета величины и угла анизотропии. Дополнительным инструментом детального анализа достоверности рассчитанной анизотропии является сравнение годографов быстрой и медленной волн. В случае реальной анизотропии на годографе должно быть отчетливо видно расхождение сигналов быстрой и медленной волн.

На рис. 8 показан пример оценки анизотропии по скважине 1. Направление анизотропии в представленном интервале имеет достаточно стабильный угол в диапазоне 120–150 град. Выделяются два интервала – X200–X209 и X216–X225 с высокими значениями анизотропии (более 3%). Достоверность обработки в обоих интервалах подтверждается индикаторными параметрами качества. Интервал X200–X209 соответствует низкоскоростному угольному пласту.

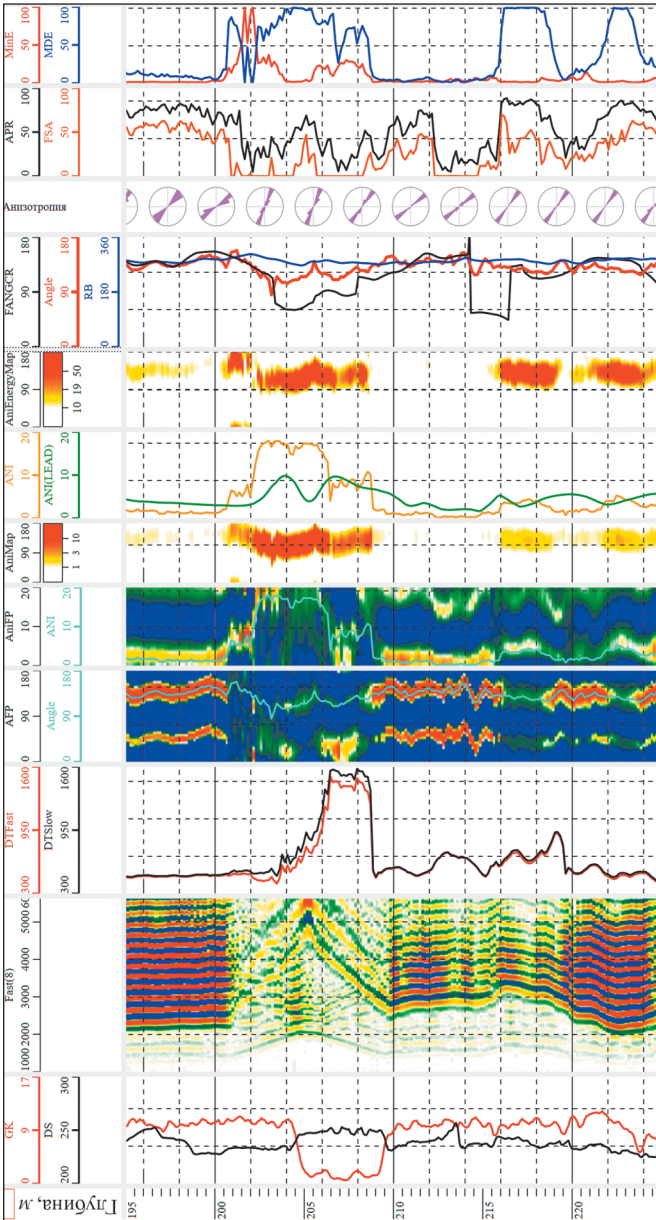


Рис. 8. Обработка данных кросс-дипольной секции в скважине 1.

Слева направо: 1 – GK – ГК; DS – диаметр скважины; 2 – сигнал быстрой волны дальнего приемника; 3 – медленности быстрой и медленной волн; 4 – карта проекции когерентности анизотропии на ось угла и кривая направления анизотропии; 5 – карта проекции когерентности на ось величины анизотропии и кривая величины анизотропии; 6 – карта величины анизотропии; 7 – ANI – величина анизотропии; 8 – карта величины анизотропии; 9 – FANGCGR – направление анизотропии, рассчитанное в ПО Lead; Angle – направление анизотропии, рассчитанное в ПО ParatmaLog.Acoustic; RB – угол поворота прибора; 10 – диаграмма розы анизотропии; 11 – индикаторные параметры достоверности анизотропии; APR – вероятность анизотропной модели; FSA – достоверность направления анизотропии; 12 – MinE – минимальная энергия, MDE – дисперсия энергии

По второму интервалу проводился детальный анализ анизотропии (рис. 9). На сейсмограммах хорошо видно расхождение быстрой и медленной волн вследствие высокой анизотропии. Высокая когерентность на диаграмме анизотропии определяет высокую вероятность наличия анизотропии в направлении 130 град. с величиной $5\text{--}7\%$. Сравнение дисперсионных плотов быстрой и медленной волн в интервале X216–X225 говорит о том, что скорость быстрой волны на всех частотах больше скорости медленной волны, поэтому данный интервал можно отнести к интервалу с внутренней (intrinsic) анизотропией пород.

Пример оценки анизотропии по скважине 2 представлен на рис. 10. Несмотря на вращение прибора, направление анизотропии оценено достаточно стабильно и составляет $90\text{--}120 \text{ град.}$ Протяженный интервал X111–X140 отмечается повышенной анизотропией, достигающей 7% . Достоверность обработки подтверждается высокими значениями индикаторных параметров, анизотропией энергии.

Детальный анализ анизотропии приведен на рис. 11. Видно расхождение быстрой и медленной волн и наличие высокой анизотропии. Высокая когерентность на диаграмме анизотропии указывает на высокую вероятность наличия анизотропии в направлении 100 град с величиной 7% . Сравнение дисперсионных диаграмм быстрой и медленной волн в интервале X216–X226 показывает, что на низких частотах скорость быстрой волны больше скорости медленной волны, а на высоких частотах происходит инверсия скоростей быстрой и медленной волн. Таким образом, данный интервал можно отнести к типу стресс-индуцированной анизотропии.

Сравнение результатов оценки азимутальной анизотропии в ПО ParmaLog.Acoustic и Lead показывает хорошую сходимость результатов как по направлению, так и по величине анизотропии. Направление анизотропии, полученное в ParmaLog.Acoustic, имеет немного более стабильный азимут, а величина анизотропии в среднем получилась меньше на $1\text{--}2\%$, чем при обработке в ПО Lead. По всей видимости, такое расхождение связано с коррекцией величины задержки инлайн-компонент, проведенной по результатам автоматизированной оценки качества материала.

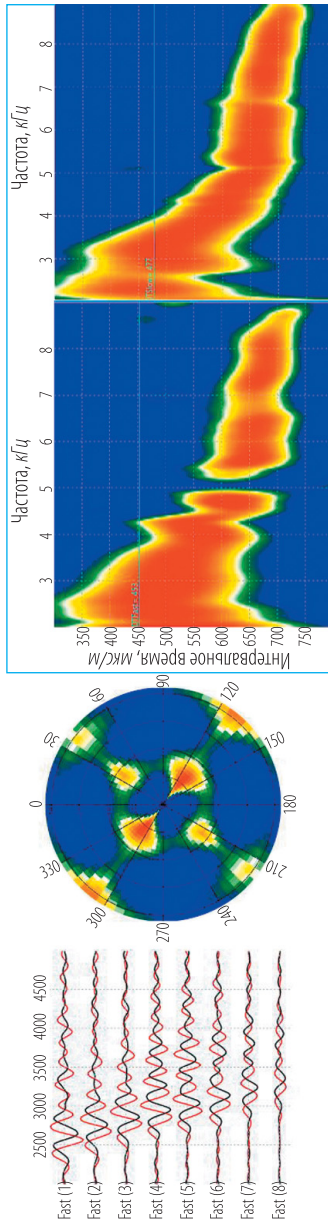


Рис. 9. Детальный анализ анизотропии в скважине X216–X225. Слева направо: 1 – сейсмограммы быстрой (красная) и медленной (черная) волн; 2 – диаграмма сечения объектной функции анизотропии; 3 – дисперсионные плотности быстрой (слева) и медленной (справа) волн

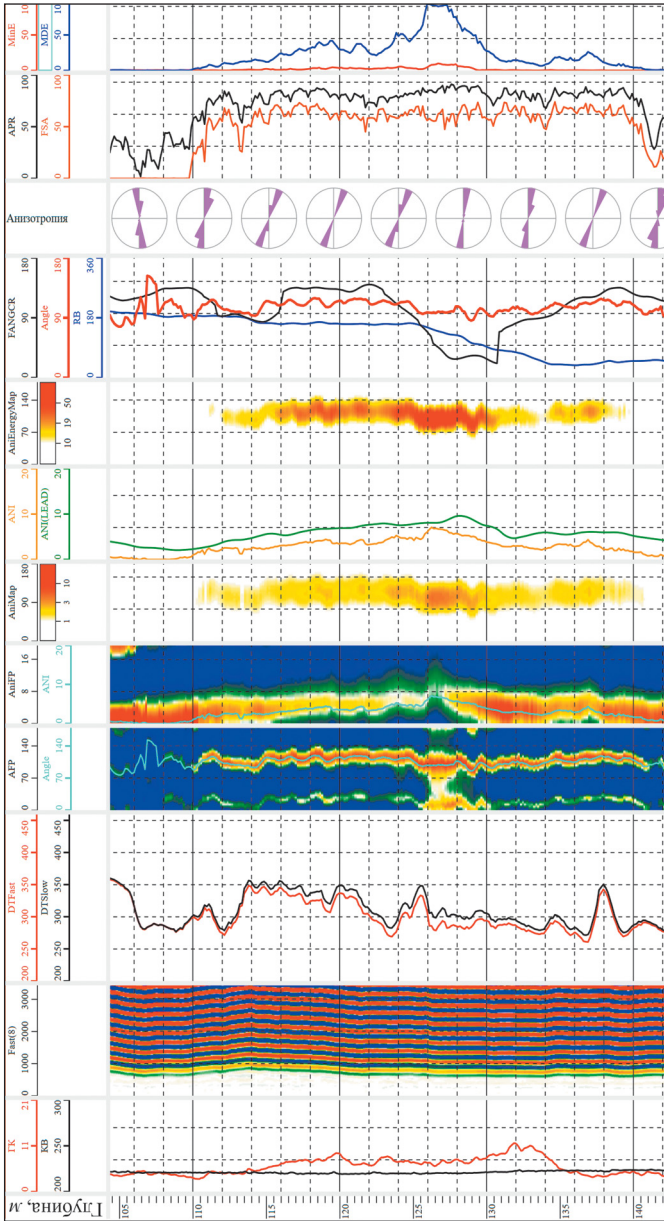


Рис 10. Обработка кросс-дипольной секции в скважине 2.

Слева направо: 1 – ГК, КВ – диаметр скважины; 2 – сигнал быстрой волны дальнего приемника; 3 – медленности быстрой и медленной волн; 4 – карта проекции когерентности анизотропии на ось угла и кривая направления анизотропии; 5 – карта проекции когерентности на ось величины анизотропии и кривая величины анизотропии; 6 – карта величины анизотропии; 7 – ANI – величина анизотропии; 8 – карта анизотропии энергии; 9 – FANGCR – направление анизотропии, рассчитанное в ПО Lead, Angle – направление анизотропии, рассчитанное в ПО RagmatLog.Acoustic; RB – угол поворота прибора; 10 – диаграмма розы анизотропии; 11 – индикаторные параметры достоверности анизотропии: APR – вероятность анизотропной модели, FSA – достоверность направления анизотропии; 12 – MinE – минимальная энергия, MDE – дисперсия энергии

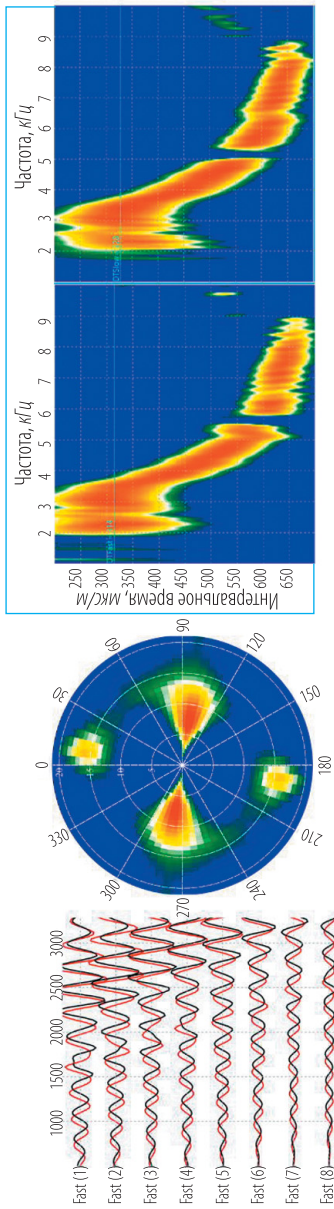


Рис. 11. Детальный анализ анизотропии в скважине 2 в интервале X111–X140. Слева направо: 1 – сейсмограммы быстрой (красная) и медленной (черная) волн; 2 – диаграмма сечения объектной функции анизотропии; 3 – дисперсионные диаграммы быстрой (слева) и медленной (справа) волн

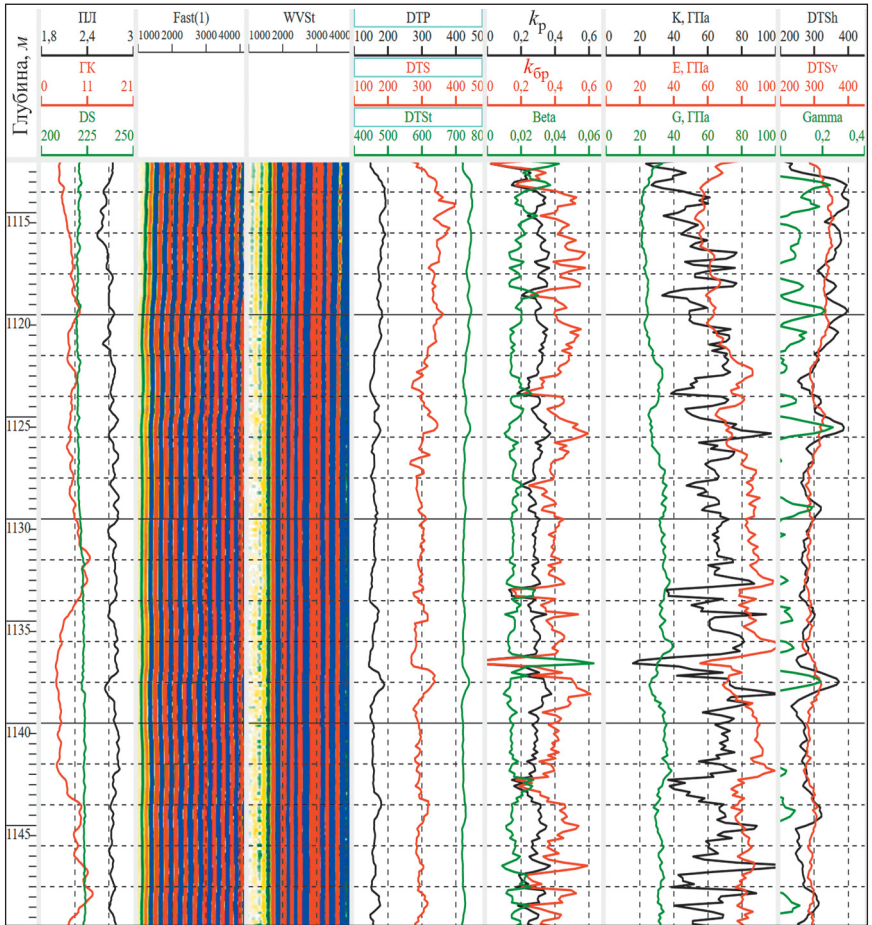


Рис. 12. Физико-механические свойства и параметр Томсена, полученные в скважине 2. Слева направо: 1 – ПЛ – плотность породы, GK, DS – диаметр скважины; 2 – быстрая волна для дальнего приемника; 3 – волна Стоунли на дальнем приемнике; 4 – медленности P -, S -, St -волн; 5 – коэффициенты: k_P – Пуассона, $k_{бр}$ – бокового распора, Beta – объемная сжимаемость; 6 – модули: K – объемный, E – Юнга, G – сдвига; 7 – DTSh – медленность горизонтальной поперечной волны, DTSv – медленность вертикальной поперечной волны, Gamma – параметр Томсена γ

Расчет физико-механических свойств пород и параметров Томсена

Расчетные медленности продольной и поперечной волн вместе с информацией о плотности горных пород позволяют оценить ФМС пород: основные упругие модули, коэффициент Пуассона и коэффициент бокового распура. Дополнительно кинематические характеристики волны Стоунли дают возможность получить медленность поперечной волны с вертикальной поляризацией (SH) и параметр Томсена Гамма (γ). Параметр γ определяет эллиптичность зависимости скорости поперечной волны от отклонения направления по вертикали (вертикально-горизонтальную анизотропию) и является важной характеристикой при оценке анизотропии вертикальной трансверсально-изотропной (VTI) среды.

На рис. 12 показаны рассчитанные физико-механические свойства породы, сравнение вертикальной и горизонтальной поперечных волн, параметр Томсена γ , определяющий наличие или отсутствие VTI-анизотропии в пласте.

В заключение отметим, что качественная обработка данных таких высокотехнологичных приборов акустического каротажа, как MPAL, невозможна без тщательного анализа данных и вариативности обработки. ПО ParmaLog.Acoustic предоставляет возможность простым путем получать и сравнивать различные варианты обработки, подбирая оптимальные параметры и выбирая для интерпретации и выдачи в заключениях наиболее подходящий результат.

Выводы

ООО «Газпром недра» широко использует различные высокотехнологичные методы ГИС, в том числе и приборы мультипольного акустического каротажа, которые позволяют решать целый спектр геофизических задач – от оценки пористости до определения анизотропии пласта в самых сложных геолого-технических условиях. Для эффективного решения задач по обработке данных таких приборов необходимо использование современных программных комплексов, желательно отечественного производства.

Первый опыт опробования нового ПО ParmaLog.Acoustic в ПФ «Оренбурггазгеофизика» продемонстрировал широкие возможности программного комплекса для эффективной обработки данных прибора

мультипольного АК MPAL. Обработка данных по двум скважинам, проведенная совместно специалистами ПФ «Оренбурггазгеофизика» и ООО Предприятие «ФХС-ПНГ», показала, что в целом результаты, полученные в ПО ParmaLog.Acoustic, не только хорошо сопоставляются с результатами, полученными при обработке в ПО Lead, но и предоставляют дополнительные возможности детального анализа данных и интерактивной коррекции результатов. Инструменты автоматизированной оценки качества и детального анализа анизотропии позволили выявить проблемы и провести более точную оценку медленности изгибной волны, величины анизотропии пласта.

В настоящее время проходит активное развитие функциональности ПО ParmaLog.Acoustic в направлении расширенной визуализации геофизических данных, оценки радиальной неоднородности, определения причин анизотропии (асимметрия горизонтального напряжения, естественная трещиноватость, деформация стенки скважины), возможности коррекции оценки медленности изгибной волны с учетом дисперсии, оценки проницаемости и трещиноватости по волне Стоунли.

ЛИТЕРАТУРА

1. Адиев Р. А., Белов С. В., Крючатов А. Д., Чистяков Н. Ю. и др. Совершенствование технологии обработки данных новых приборов мультипольного акустического каротажа // Нефтяное хозяйство. 2022. Вып. 1186. С. 100–105.
2. Белов С. В., Чистяков Н. Ю. Оценка анизотропии пласта по данным мультипольного акустического каротажа // Нефть. Газ. Новации. 2019. № 2. С. 60–64.
3. Белов С. В., Заичкин Е. В., Наугольных О. В., Ташикинов И. В., Шумилов А. В. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ. Модульная система обработки и интерпретации данных геофизических исследований скважин (Соната) // Свид. RU 2004610273. Оpubл. 22.01.2004.
4. Белов С. В., Ташикинов И. В., Шумилов А. В. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ. Программный комплекс ParmaLog.Acoustic (обработка данных мультипольного акустического каротажа) // Свид. RU 2019661637. Оpubл. 05.09.2019.
5. Шумилов А. В. Модульная система обработки информации и технологические решения при геофизических исследованиях в скважинах: монография. Пермь: Пермский государственный национальный исследовательский университет, 2022. 282 с.
6. Alford R. M. Shear Data in the Presence of Azimuthal Anisotropy // Presented at the 56th Annual SEG Meeting, 1986.

7. *Haldorsen J. B. U., Johnson D. L., Plona T. et al.* Borehole Acoustic Waves // Oilfield Rev. 2006 (18). С. 34–43.
8. *Kimball C. V., Marzetta T. L.* Semblance Processing of Borehole Acoustic Array Data // Geophysics. 1984. Т. 49. № 3. P. 274–281.
9. *Saxena V., Krief M., Adam L.* Handbook of Borehole Acoustics and Rock Physics for Reservoir Characterization. Elsevier, 2018.
10. *Tang X., Chunduru R. K.* Simultaneous Inversion of Formation Shear-Wave Anisotropy Parameters from Cross-Dipole Acoustic-Array Waveform Data // Geophysics. 1999. 64 (5).
11. *Tichelaar B. W., Hatchell P. J.* Inversion of 4-c Borehole Flexural Waves to Determine Anisotropy in a Fractured Carbonate Reservoir. Geophysics. 1997. 62 (5).

Рецензент доктор геол.-минер. наук, проф. Ю. И. Кузнецов