

ООО «Нефтегазгеофизика»

МЕТОДИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО
по применению аппаратуры волнового акустического каротажа
АВАК-11

г. Тверь 2011

Предисловие

1 РАЗРАБОТАНО ООО «Нефтегазгеофизика»

Исполнители: Смирнов Н. А., Пивоварова Н. Е.

2 УТВЕРЖДЕНО Генеральным директором ООО «Нефтегазгеофизика»
Хаматдиновым Р. Т.

3 РАЗРАБОТАНО ВПЕРВЫЕ

Методическое руководство по применению аппаратуры волнового акустического каротажа АВАК-11. – Тверь, ООО «Нефтегазгеофизика», 2011 г.

Приведено краткое изложение устройства аппаратуры АВАК-11, методики работ на скважине и обработки данных, а также сведения, достаточные для проведения всего цикла измерений: от подготовки скважинного прибора до получения физических характеристик пород. Руководство рассчитано на инженерный персонал производственных организаций, владеющий знанием основ акустического каротажа.

Содержание

Введение	7
1. Общие положения	9
2. Технические характеристики аппаратуры АВАК-11	12
3. Базовая проверка аппаратуры (калибровка)	19
4. Проведение работы на скважине	24
5. Обработка данных	30
6. Применение параметров волн для решения геолого-технических задач	57
Заключение	67
Список литературы	68
Приложение 1. Список мнемоник регистрируемых данных (ВК) и измеряемых параметров в открытом стволе	70
Приложение 2. Список мнемоник регистрируемых данных (ВК) и измеряемых параметров в обсаженной скважине	73

СОКРАЩЕНИЯ ОСНОВНЫХ ТЕРМИНОВ, ПРИНЯТЫХ В
МЕТОДИЧЕСКОМ РУКОВОДСТВЕ

АК	Акустический каротаж
ВК	Волновая картина
ИМ	Излучатель монополярный
ИД	Излучатель дипольный
ВАК	Волновой акустический каротаж
АВАК	Аппаратура волнового акустического каротажа
АКЦ	Акустическая цементометрия
ФКД	Фазо-корреляционная диаграмма
АЧХ	Амплитудно-частотная характеристика
АЦП	Аналого-цифровой преобразователь
КИП	Контрольно-интерпретационная партия

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ ВЕЛИЧИН, ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ В МЕТОДИЧЕСКОМ РУКОВОДСТВЕ

A	Амплитуда упругой волны
f_2	Верхняя частота фильтра
f_0	Видимая частота полезного сигнала
k	Волновое число
t	Время
t_w	Время вступления волны
v_{2p}	Групповая скорость упругой волны
δ	Декремент затухания
λ	Длина волны
$\Delta t_{s\bar{o}}$	Интервальное время быстрой поперечной волны
Δt_{st}	Интервальное время волны Стоунли
$\Delta t_{жс}$	Интервальное время жидкости (флюида)
Δt_{sm}	Интервальное время медленной поперечной волны
Δt_s	Интервальное время поперечной волны
$\Delta t_{спрасч}$	Интервальное время поперечной волны расчётное
Δt_p	Интервальное время продольной волны
Δt	Интервальное время распространения волны
$\Delta t_{ск}$	Интервальное время скелета породы
α	Коэффициент затухания упругой волны
k_n	Коэффициент пористости пород
ν	Коэффициент Пуассона
$a_{сд}$	Коэффициент сдвиговой анизотропии
ω	Круговая частота колебаний
K	Модуль объёмного сжатия (модуль объёмной упругости)
G	Модуль сдвига
φ	Начальная фаза колебаний
f_1	Нижняя частота фильтра
σ	Объёмная плотность пород
T	Период колебательного процесса
$\sigma_{ж}$	Плотность промывочной жидкости
E	Плотность энергии упругой волны
S	Расстояние между приёмниками упругих колебаний
v_R	Скорость волны Рэлея
v_s	Скорость поперечной волны
v_{sn}	Скорость поперечной волны в пласте
v_{sn}	Скорость продольной волны в пласте
v	Скорость распространения волны, фазовая скорость
$v_{жс}$	Скорость упругой волны в скважинной жидкости
$i_{жс}$	Угол преломления поперечной головной волны
$i_{жр}$	Угол преломления продольной головной волны
$v_{пл}$	Фазовая скорость продольной волны Лэмба в пластине

МИ 41-17-1404-2011

v_{cm} Фазовая скорость продольной волны Лэмба в стержне
 f Частота колебаний

Введение

Общей тенденцией развития геофизических методов исследования скважин является определение изменчивости (анизотропии) физических свойств горных пород в азимутальном и радиальном направлениях. Для этой цели в последние два десятилетия разработаны методики, основанные на применении аппаратуры сканирования стенки скважины микро- и секционированными зондами.

В акустическом каротаже (АК) одним из вариантов исследования анизотропии прискважинной зоны является волновой акустический каротаж (ВАК) с применением многочастотных измерений параметров упругих волн различного типа. Возбуждение и приём упругих колебаний осуществляется как традиционными монополюсными, так и многополюсными преобразователями.

Аппаратура ВАК-11 реализует метод волнового АК и позволяет в полном объёме получить все необходимые характеристики для оценки анизотропии горных пород. В данном методическом руководстве даётся краткое изложение устройства аппаратуры ВАК-11, методики работ на скважине и обработки данных, т. е. содержатся сведения, достаточные для проведения всего цикла измерений: от подготовки скважинного прибора к измерениям до получения физических характеристик пород. Руководство рассчитано на инженерный персонал производственных организаций, владеющий знанием основ акустического каротажа.

Ниже приведены определения некоторых понятий, используемых в настоящем методическом руководстве:

Анизотропия горных пород – различие значений свойств горных пород (например, деформационных) по разным направлениям.

Волновая картина (ВК) – вид регистрации в акустическом каротаже, представляющий собой зависимость амплитуды сигнала от времени. Регистрируется колебательный процесс, вызванный импульсным источником упругих колебаний (излучателем) в скважине, преобразованный приёмником в электрический сигнал и зарегистрированный аппаратурой АК в форме массива цифровых данных. Волновая картина состоит из набора волновых пакетов. Длительность ВК – это время от момента излучения до окончания оцифровки.

Волновое число (k) – число волн на отрезке 2π . $k=2\pi/\lambda$.

Волновой акустический каротаж (ВАК) – акустический каротаж, основанный на измерении полного акустического сигнала.

Гармоническая волна – бесконечная синусоидальная волна, в которой изменения состояния среды происходят по закону синуса и косинуса и описываются в каждой точке формулой: $x=Asin2\pi t/T$, где x - изменения колеблющейся величины, A - амплитуда, t - время, T – период.

Гидропроводность – комплексный параметр, характеризующий фильтрационные свойства и продуктивность пласта в скважине.

Групповая скорость упругой волны (v_{gp}) – скорость распространения негармонических волн (акустического импульса, одиночной волны). При

отсутствии дисперсии скорости групповая скорость равна фазовой. С групповой скоростью происходит перенос энергии волны.

Динамические параметры акустических волн – параметры, зависящие от энергии акустических волн, амплитуд, коэффициента поглощения и т.д.

Длина волны (λ) – расстояние между двумя максимумами или минимумами возмущения (между двумя соседними одинаковыми фазами).

Затухание упругой волны – уменьшение амплитуды и интенсивности упругой волны вследствие ее поглощения, расхождения и рассеяния на неоднородностях среды.

Пакет волны – колебательный процесс, обусловленный определённым типом упругих деформаций среды, окружающей скважинный прибор. В первом приближении пакет волны описывается функцией времени:

$$F(t) = A \cdot \tau \cdot e^{-\delta \cdot \tau} \sin \omega \cdot \tau, \quad \tau = t - t_w,$$

где t – время от момента излучения;

δ – декремент затухания – показатель уменьшения амплитуды колебаний за один период;

ω – круговая частота колебаний;

t_w – время вступления волны – время от момента излучения до появления пакета волны в волновой картине;

A – константа, величина которой определяется мощностью волны.

Период колебаний – время, за которое совершается один полный цикл колебания: $T = \lambda/v$, где λ – длина волны, v – скорость волны.

Поглощение упругой волны – явление необратимого перехода энергии упругой волны в другие виды энергии, в частности, в тепло, вследствие неидеальности упругой среды.

Полупериод – длительность одной фазы колебания.

Поперечная (сдвиговая) волна – упругая волна, в которой движение частиц перпендикулярно направлению распространения волны, а деформация является чистым сдвигом.

Поперечная головная волна – поперечная волна, распространяющаяся (скользящая) в породе вдоль стенки скважины. Угол преломления $i_{жс}$ этой волны на границе жидкость-порода равен второму критическому углу:

$$\sin i_{жс} = \frac{v_{жс}}{v_{sn}},$$

где $v_{жс}$ – скорость упругой волны в скважинной жидкости;

v_{sn} – скорость поперечной волны в пласте

Продольная волна – упругая волна, в которой движение частиц параллельно направлению распространения волны, а деформация представляет собой комбинацию всестороннего сжатия (растяжения) и чистого сдвига.

Продольная головная волна – продольная волна, распространяющаяся (скользящая) в породе вдоль стенки скважины. Угол преломления $i_{жр}$ этой волны на границе жидкость-порода равен первому критическому углу:

$$\sin i_{жр} = \frac{v_{жс}}{v_{рп}}$$

где v_{sn} – скорость продольной волны в пласте.

Скорость волны (v)– скорость перемещения в среде упругой волны при условии, что форма ее профиля (фронта) остается неизменной.

Фаза волны – величина, функцией которой является состояние колебательного процесса в каждый момент времени. В уравнении гармонической волны $x=A \cdot \sin(\omega t + \varphi)$ величина $(\omega t + \varphi)$ является фазой, а постоянная φ начальной фазой. В зарегистрированной волновой картине фазы волн соответствуют положительным или отрицательным значениям массива данных (сжатие или разрежение среды).

Фазо-корреляционная диаграмма (ФКД) – вид регистрации в акустическом каротаже, основанный на корреляции равных фаз (осей синфазности) блока волновых картин.

Фазовая скорость упругой волны (v) – скорость распространения определенной фазы гармонической волны.

Формула зонда – представление в виде формулы схемы взаимного расположения источников и приемных преобразователей физических полей в каротажном зонде.

Фронт волны – поверхность, в любой точке которой в данный момент времени фазы волны одинаковые. Эта поверхность перпендикулярна направлению распространения волны. Для одиночной волны фронтом является передний край, непосредственно граничащий с невозмущенной средой.

Частота колебаний – число периодов в единицу времени: $f=1/T$.

Энергия упругой волны (E) – средняя кинетическая и потенциальная энергия колебаний частиц среды во времени (добавочная энергия среды, обусловленная распространением упругой волны).

1. Общие положения

В отличие от обычного акустического каротажа, волновой акустический каротаж – это метод, оперирующий с параметрами не только продольной волны, но и других упругих волн, распространяющихся в скважине. К этим волнам, прежде всего, относится поперечная волна, в которой колебания среды, окружающей скважину, происходят перпендикулярно направлению распространения волны – так называемые колебания сдвига. Кроме того, вдоль стенки скважины (границы раздела жидкой и твердой сред) распространяются поверхностные волны типа волны Рэлея и называемые псевдо-рлеевскими или отраженно-коническими волнами, которые имеют скорость ниже, чем скорость поперечной волны. Их скорость в значительной степени зависит от частоты колебаний (явление частотной дисперсии скорости). Эти волны составляют основную часть волновой картины, регистрируемой при

акустическом каротаже с использованием монополярных зондов при частоте излучения 10-20 кГц. Среди пакетов псевдо-рэлеевских волн обычно регистрируется пакет низкочастотных, высокоамплитудных колебаний, связанных с волной Стоунли (или Лэмба в российской терминологии). Эта волна в низкочастотном диапазоне (менее 3 кГц) часто называется трубной волной. Её скорость ниже, чем скорость распространения упругих колебаний в скважинной жидкости и зависит от свойств этой жидкости и сдвиговой упругости стенки скважины. Основная доля энергии этой волны распространяется в скважинной жидкости, но поскольку колебаниями захвачен также небольшой слой прискважинной зоны (1-4 см), то эта волна по своим свойствам близка к поверхностным волнам. Её скорость зависит от частоты, но значительно меньше, чем скорость псевдо-рэлеевских волн, а амплитуда зависит от упругих свойств жидкости и породы в прискважинной зоне. Скорость волны Стоунли в низкочастотном диапазоне имеет функциональную связь со скоростью поперечной волны, поэтому может использоваться для определения последней. Однако, учитывая небольшую глубинность этой волны, рассчитанная скорость поперечной волны будет соответствовать скорости поперечной волны вблизи стенки скважины. Соотношение расчётного и измеренного значений скоростей поперечной волны определяет радиальную анизотропию прискважинной зоны. Обычно радиальная анизотропия прискважинной зоны связана с фильтрационными свойствами пород. Во многих публикациях параметры волны Стоунли связываются с гидропроводностью стенки скважины [1] - [4].

В настоящее время в практике волнового каротажа информативными волнами, т.е. нашедшими практическое применение при решении геолого-технических задач, являются три волны:

- продольная волна (P);
- поперечная волна (S);
- волна Стоунли (St).

Скорости (интервальные времена) этих волн при наличии данных об объёмной плотности пород σ однозначно определяют все динамические модули упругости породы, т. е. позволяют описать породу как твёрдое упругое тело.

Из-за высокой частотной дисперсии параметры псевдо-рэлеевских волн пока не нашли применение в производственных геофизических исследованиях.

Наиболее часто используемыми модулями являются:

- модуль объёмного сжатия (K) – показатель сопротивляемости породы всестороннему сжатию, измеряется в паскалях (Па), и обычно имеет значение от 10 до 100 ГПа. Величина, обратная K , называется сжимаемостью;

- модуль сдвига (G) – показатель сопротивляемости породы поперечному сдвигу, также измеряется в паскалях и имеет значения, примерно в 2 раза меньше, чем K ;

- коэффициент Пуассона (ν). Величина ν – показатель пластичности породы, характеризующий изменения поперечных размеров элементарного объёма относительно продольной деформации при возникновении продольного сжатия. Его величина в горных породах изменяется от 0 до 0,5 (практический

диапазон от 0,1 до 0,4) и зависит от минералогического состава пород. Наименьшие значения ν связаны с жёсткими породами, сложенными кварцем или минералами, близкими по упругим свойствам. Наибольшие значения ν имеют глины или химические осадки типа неметаморфизованных известняков. Диапазоны изменения коэффициента Пуассона для основных типов осадочных пород приведены в таблице 1.

Таблица 1

Тип породы	Диапазон ν
Кварцевый песчаник	0,1 – 0,22
Доломит	0,23 – 0,28
Известняк	0,25 – 0,35
Аргилит, глины	0,3 – 0,4

До середины 70-х годов XX века акустический каротаж основывался на возбуждении и приёме осесимметричных (монопольных) преломленных волн. Преломленные под углом полного внутреннего отражения головные волны распространяются по породе со скоростями продольной и поперечной волны. Измерение параметров волн производилось путём выделения их пакетов из общей волновой картины, регистрируемой зондом, содержащим монопольный излучатель и антенну монопольных приёмников. Частота излучения выбиралась от 20 до 10 кГц – компромисс, учитывающий частотную характеристику скважины и частотный спектр волн. Однако обеспечить достаточное разделение волн не удавалось. Точность измерений параметров поперечной волны так же была низкая из-за наличия высокого уровня интерференции в той части волновой картины, где эта волна регистрируется. Кроме того, в низкоскоростных разрезах, когда скорость поперечной волны ν_s ниже, чем скорость колебаний в скважинной жидкости ($\nu_{жс}$), т. е. $\nu_s < \nu_{жс}$, измерение поперечной волны было принципиально невозможно, т. к. она отсутствует в волновой картине. В конце 60-х годов [5] было предложено для измерения параметров распространения поперечной волны использовать зонды с несимметричными (дипольными и квадрупольными) электроакустическими преобразователями, позволяющими производить прямое возбуждение и приём поперечных колебаний в породах, включая низкоскоростные. Принцип работы дипольного излучателя схематично показан на рисунке 1, где также для сравнения изображён принцип работы обычного монопольного излучателя. Начиная с середины 80-х годов, в практику волнового АК стали прочно входить приборы с зондами, содержащими дипольные преобразователи [6]. Одновременно для возбуждения волны Стоунли начали применяться специальные низкочастотные излучатели.

Таким образом, современные скважинные приборы акустического волнового каротажа содержат набор измерительных зондов, включающий монопольные зонды с разными рабочими частотами и дипольные зонды, как

правило, с двумя ортогонально ориентированными системами поляризации диполей (кросс-диполи).

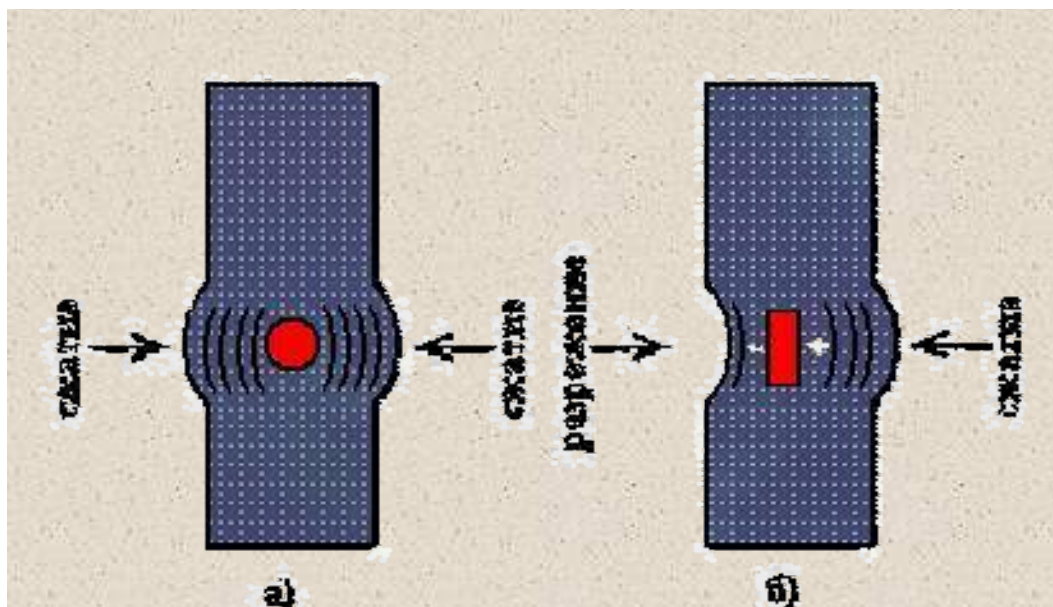


Рисунок 1 – Схематичное изображение акустического воздействия на стенку скважины монопольного а) и дипольного б) преобразователя.

С помощью таких приборов удаётся определять не только параметры основных волн, но и распределение упругих свойств пород вокруг скважины (радиальную и азимутальную акустическую анизотропию). Азимутальная анизотропия вызвана особенностями текстуры породы (слоистостью и трещиноватостью) и наличием напряжений под действием горного давления и тектонических подвижек. Значение азимутальной анизотропии, называемая коэффициентом анизотропии, вычисляется по измеренным значениям интервальных времён поляризованной поперечной волны по двум ортогональным направлениям (быстрая и медленная волны).

Одним из типов аппаратуры, в которой применены многочастотные монопольные и кросс-дипольные зонды, является АВАК-11 [7].

2. Технические характеристики аппаратуры АВАК-11

Аппаратура АВАК-11 предназначена для исследования акустическим методом нефтяных и газовых скважин, с открытым стволом и обсаженных, с целью определения модулей упругости и акустической анизотропии пород. Аппаратура АВАК-11 обеспечивает регистрацию волновых картин (данных) четырнадцати двухэлементных зондов, попарно составляющих пять измерительных зондов (излучатель-приёмник-приёмник) и два

вспомогательные зонда (кросс-дипольные), обработку зарегистрированных данных, вычисление параметров волн (интервальных времён, коэффициентов затухания, амплитуд), расчёт модулей упругости и коэффициента анизотропии. Таким образом, под словом аппаратура подразумевается измерительный комплекс, включающий в себя программно управляемый скважинный прибор, регистратор с программой регистрации данных и программу обработки данных.

Измерение параметров продольной волны осуществляется на двух частотах (20 и 8 кГц), что позволяет, с одной стороны, получить два независимых измерения одних и тех же параметров, но с разной глубиной, а с другой – выполнить работы методом акустической цементометрии и акустического каротажа через обсадную колонну за одну спуско-подъёмную операцию.

Измерение параметров поперечной волны осуществляется четырежды в высокоскоростных разрезах и дважды в низкоскоростных. Два измерения выполняются с применением монополярных зондов и два измерения с применением дипольных зондов. Все четыре измерения независимые и имеют разную глубину (обратно пропорциональную частоте колебаний в пакетах волн). Кроме того, дипольные измерения производятся по взаимно перпендикулярным направлениям, позволяя синтезировать волновые картины волн, распространяющихся по направлениям наибольшей и наименьшей скоростей (быстрая и медленная волны), и по их скоростям оценить азимутальную анизотропию пород.

Глубинность исследований с применением продольных и поперечных волн зависит от скоростного строения прискважинной зоны и длин возбуждаемых волн. В случае однородной скоростной среды в прискважинной зоне, глубинность примерно равна половине длины волны $\lambda = v/f$, где v – скорость волны, f – частота колебаний в пакете волны.

Волна Стоунли возбуждается специальным излучателем на низкой частоте (2,5 кГц), что обеспечивает высокое разрешение пакета этой волны в волновой картине и позволяет измеренные параметры напрямую, без поправок за частотную дисперсию, использовать для оценки радиальной акустической анизотропии пород.

В целом аппаратура позволяет выполнить работы методом волнового АК в любых типах разреза, за исключением зон малых скоростей, где интервальные времена продольной волны больше 500 мкс/м, а поперечной волны – больше 800 мкс/м.

Программно-управляемый скважинный прибор в модульном исполнении способен работать в связках с модулями других методов каротажа. Скважинный прибор АВАК-11 является цифровым, т. е. волновые картины от приёмников зонда оцифровываются в скважинном приборе и передаются на поверхность кодами. Приём команд от наземного оборудования производится в кодировке Манчестер-2 (скорость передачи 22 кбод). Передача данных производится также в кодировке Манчестер-2 со скоростью 100 кбод. Прибор снабжён акселерометрами, данные которых позволяют определить положение осей диполей относительно вектора ускорения свободного падения и совместно

с данными инклинометрии – пространственное направление анизотропии пород.

Программа регистрации позволяет произвести настройку прибора и записать волновые картины на жёсткий диск регистратора.

Программа обработки данных построена таким образом, чтобы в автоматическом режиме в любых геолого-технических условиях, включая наличие кавернозного ствола скважины, были найдены пакеты волн в волновой картине и определены их параметры.

2.1. Технические характеристики скважинного прибора

Скважинный прибор содержит пять измерительных зондов и два вспомогательных (кросс-дипольных) зонда с формулой $P_20,5P_1LI$, где L - длина короткого зонда. Три зонда снабжены монополярными приёмниками, общими для всех зондов: $ПМ_1$ и $ПМ_2$, и собственными излучателями: $ИМ_1$ – высокочастотный (ВЧ), $ИМ_2$ – среднечастотный (СЧ), $ИМ_3$ – низкочастотный (НЧ). Четвёртый и пятый зонды содержат идентичные дипольные излучатели $ИД_1(X)$ и $ИД_2(Y)$ и две пары дипольных приёмников: $ПД_1(X)$ и $ПД_2(X)$, $ПД_1(Y)$ и $ПД_2(Y)$, смещённых относительно монополярных вдоль продольной оси прибора на 0,05 м. Дипольные преобразователи (излучатели и приёмники) X и Y расположены в одном поперечном сечении, а их оси поляризации ортогональны друг другу.

Длины коротких зондов L :

$ИМ_1ПМ_1$ - 1,5 м;

$ИМ_2ПМ_1$ - 2,0 м;

$ИМ_3ПМ_1$ - 2,0 м;

$ИД_1ПД_1(X)$ - 1,7 м;

$ИД_2ПД_1(Y)$ - 1,7 м.

Спектр излучаемых частот на уровне 0,5 для излучателей:

$ИМ_1(ВЧ)$ - 10 ÷ 30 кГц, основная частота 20 кГц;

$ИМ_2(СЧ)$ - 5 ÷ 12 кГц, основная частота 8 кГц;

$ИМ_3(НЧ)$ - 2 ÷ 5 кГц, основная частота 2,5 кГц;

$ИД_4-ИД_5(ДП)$ - 3 ÷ 6 кГц, основная частота 4 кГц.

Диапазон рабочих температур - от минус 10 °С до +150 °С.

Максимальное гидростатическое давление - 100 МПа.

Максимальный диаметр без центраторов - 92 мм.

Масса - не более 135 кг.

Скважинный прибор работает с программно-управляемой каротажной лабораторией, снабжённой регистратором типа КАРАТ, обеспечивающим приём и передачу информации в коде Манчестер-2, трехжильным геофизическим кабелем длиной до 7000 м.

2.2. Состав аппаратуры и её программное обеспечение

В состав аппаратуры входят:

- скважинный прибор;

- комплект запасных частей и инструмента;
- программное обеспечение регистрации данных для регистратора КАРАТ;
- программное обеспечение обработки данных в составе пакета LogPWin;
- технические описания и инструкции по эксплуатации скважинных приборов и программных средств.

Подробные сведения об аппаратуре и программных средствах приведены в технических описаниях [7], [8].

2.3. Конструкция скважинного прибора

Скважинный прибор АВАК-11 (рисунок 2) содержит:

- электронные блоки 1 и 2;
- измерительный зонд;
- верхний и нижний центраторы, закреплённые на охранных кожухах электронных блоков;
- верхний и нижний стыковочные узлы.

Электронные блоки соединены с зондом и стыковочными узлами. Электронный блок 1 содержит схемы приёмно-передающего тракта, датчик температуры и акселерометры, а электронный блок 2 - схему возбуждения излучателей. Измерительный зонд включает в себя: блок излучателей ИМ₁, ИМ₂, ИМ₃, ИД₁, ИД₂ и два блока приёмников ПМ₁-ПД₁, ПМ₂-ПД₂, разделённые акустическими изоляторами. Монопольные излучатели магнитострикционные, причём ИМ₁ выполнен в форме цилиндра, а ИМ₂ и ИМ₃ – поршневого типа с общей механической частью. Излучающий поршень расположен симметрично вдоль продольной оси зонда и направлен в сторону блоков приёмников.

Дипольные излучатели и все приёмники изготовлены из термостойкой пьезокерамики. Узлы скважинного прибора соединены разрезными гайками. Стыковочные узлы предназначены для подсоединения модульных приборов других методов каротажа.

2.4. Регистрируемые сигналы и измеряемые параметры

В процессе каротажа на жёсткий диск регистратора записываются оцифрованные волновые картины, синхронизированные с моментом излучения.

В файле регистрации они обозначены латинскими буквами WF с индексами. Соответствие двухэлементных зондов и волновых картин приведено в таблице 2.

Параметры волн вычисляются программами обработки данных. Основными параметрами являются интервальные времена распространения и коэффициенты затухания волн, регистрируемых в первых вступлениях волновых пакетов соответствующих зондов. Это – продольная волна в волновых картинах монопольных зондов (20 и 8 кГц), волна Стоунли в волновых картинах монопольного зонда (2,5 кГц) и поперечная волна в волновых картинах дипольных зондов.

В процессе обработки производится вычисление и запись в файл ряда дополнительных параметров, используемых для контроля измерений – времена вступлений и амплитуды волн.

Расчётные параметры – это значения модулей упругости пород, коэффициента анизотропии и др.

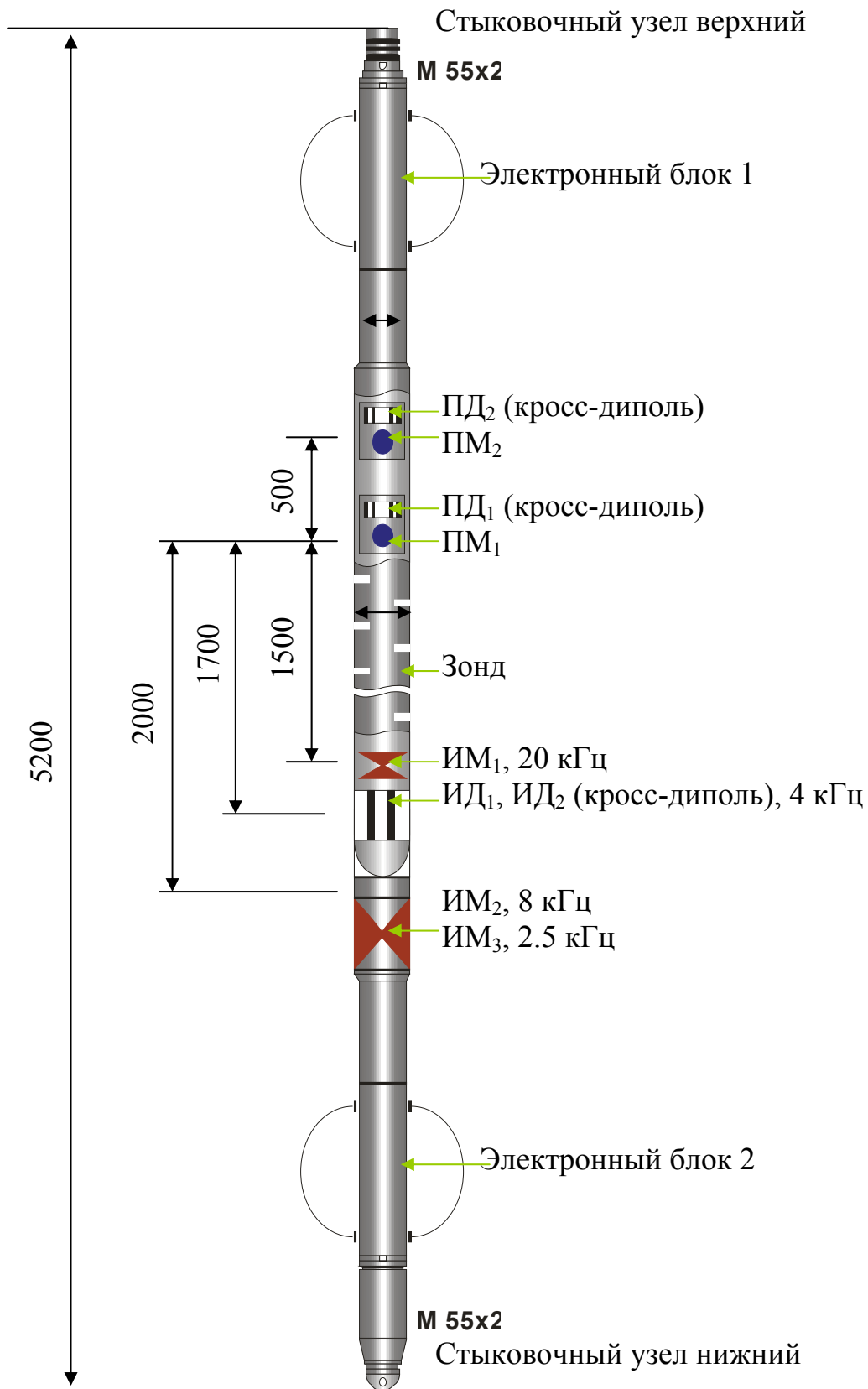


Рисунок 2 – Схематичный чертёж общего вида скважинного прибора АВАК-11

Таблица 2 – Соответствие регистрируемых волновых картин зондам прибора и номерам каналов передачи данных

Номер канала	Зонд	Мнемоника волновой картины
1	ИМ ₁ ПМ ₁	WF1
2	ИМ ₁ ПМ ₂	WF2
3	ИМ ₂ ПМ ₁	WF3
4	ИМ ₂ ПМ ₂	WF4
5	ИМ ₃ ПМ ₁	WF5
6	ИМ ₃ ПМ ₂	WF6
7	ИД ₁ (X)ПД ₁ (X)	WF7
8	ИД ₁ (X)ПД ₂ (X)	WF8
9	ИД ₂ (Y)ПД ₁ (Y)	WF9
10	ИД ₂ (Y)ПД ₂ (Y)	WFA
11	ИД ₁ (X)ПД ₁ (Y)	WFB
12	ИД ₁ (X)ПД ₂ (Y)	WFC
13	ИД ₂ (Y)ПД ₁ (X)	WFD
14	ИД ₂ (Y)ПД ₂ (X)	WFE

Интервальное время распространения поперечной волны по данным монополюсных зондов определяется автоматически при вычислении интервального времени продольной волны, но надо иметь в виду, что этот параметр может определяться с существенными погрешностями в интервалах, где имеет место высокое затухание поперечных колебаний. Коэффициент затухания поперечной волны монополюсных зондов является индикационным параметром.

Список регистрируемых данных волновых картин и измеренных параметров в открытом стволе приведен в приложении 1, в обсаженном стволе – в приложении 2.

2.5. Схема функционирования скважинного прибора

Работа прибора основана на раздельном возбуждении информативных продольных (P-волна), поперечных (S-волна) волн и волн Стоунли (St-волна) с обеспечением преимущества их образования в условиях скважины. Зонды последовательно опрашиваются по командам регистратора (производится возбуждение акустического импульса излучателем и приём вызванных им волновых пакетов приёмником) на каждом кванте глубины. Команда, содержащая в закодированном виде номер канала (тип зонда), а также коэффициент усиления приёмно-передающего тракта поступает от наземного регистратора. Коэффициент усиления выбирается из списка при настройке прибора. В списке находится всего восемь коэффициентов усиления, условно обозначенных от «1» до «8». Максимальный коэффициент усиления (условное обозначение – «8») равен 252, остальные уменьшаются в два раза на каждой градации.

Программа регистрации содержит описания пяти режимов работы скважинного прибора – по количеству измерительных зондов. В соответствии с этими описаниями формируются команды для управления скважинным прибором и переключаются приёмные каналы регистратора. Для удобства обозначения каждый режим и связанные с ним зонды прибора, каналы передачи волновых картин и цифровые образы волновых картин (данные) имеют общее краткое и наглядное название. Это название определено тембром звука, издаваемого излучателем, а режимы в программе соответственно обозначены следующим образом:

- Зонд «Тенор». Колебания возбуждаются кольцевым излучателем ИМ₁ на основной частоте 20 кГц. Акустические колебания принимаются приёмниками ПМ₁ и ПМ₂. Этот режим используется для целей акустической цементометрии и измерения параметров продольной волны в условиях открытого ствола.

- Зонд «Баритон». Колебания возбуждаются поршневым излучателем ИМ₂ на частоте 8 кГц, приёмники – монополюсные. Режим предназначен для измерения параметров продольной волны по породе в обсаженных скважинах и поперечной волны в высокоскоростных разрезах (скорость поперечной волны $v_s \geq 2000$ м/с).

- Зонд «Бас». Колебания возбуждаются поршневым излучателем ИМ₃ на частоте 2,5 кГц, приёмники – монополюсные. Режим предназначен для регистрации волны Стоунли.

- «Диполь (X)» – диполь XY; «Диполь (Y) – диполь YX». Колебания возбуждаются дипольными излучателями ИД₁ или ИД₂, соответственно, на частоте 4 кГц - приёмники дипольные ПД(X) и ПД(Y). Режим предназначен для регистрации поляризованной поперечной волны.

В режиме общего опроса прибора (при проведении каротажа) производится автоматическое последовательное включение всех вышеперечисленных режимов.

Сигналы волновых картин, оцифрованные с дискретностью 5 мкс и закодированные, от скважинного прибора через геофизический кабель поступают на вход регистратора. Пройдя декодирование, волновые картины записываются на жёсткий диск и становятся данными для дальнейшей обработки. На жёсткий диск записывается 512 точек на каждую волновую картину, кроме волновых картин зондов «Бас», сигналы которых регистрируются 768 точками. Отдельной командой опрашиваются датчик температуры и акселерометры. Показания датчика температуры, соответствующие температуре внутри термостата электронного блока 1, отображаются на мониторе регистратора, позволяя избежать перегрева электронной схемы при длительном нахождении прибора в зоне высоких температур. Показания акселерометров соответствуют углу поворота оси поляризации диполей X относительно вектора ускорения свободного падения. Они заносятся в файл регистрации как параметр «ROTA» и используются при обработке данных для определения пространственной ориентации азимутальной анизотропии.

Программа обработки восстанавливает волновые поля как функцию глубины скважины и производит вычисление параметров волн.

3. Базовая проверка аппаратуры (калибровка)

Измерения параметров распространения волн (интервальных времён и коэффициентов затухания) производятся путём вычислений, совершаемых с волновыми картинками, следовательно, параметры зарегистрированных волновых пакетов волновой картины должны соответствовать параметрам самих волн. Это означает, что начало волновой картины совпадает с моментом излучения, оцифровка произведена с достаточной точностью, а пакеты волн однотипных двухэлементных зондов идентичны. Идентичными считаются волновые пакеты, которые отличаются только временем вступления и амплитудами фаз, причём эти отличия обусловлены естественной временной задержкой и затуханием в результате прохождения волны по среде. Основная погрешность измерения интервальных времён и коэффициентов затухания связана с неидентичностью пакетов волн в однотипных каналах. Нарушение идентичности может приводить к искажению результатов измерений. Чтобы обеспечить идентичность волновых пакетов, излучатель измерительного трёхэлементного зонда и связанные с ним каналы приёма-передачи должны иметь стабильные и соответствующие назначению этого зонда амплитудно-частотные характеристики (АЧХ). АЧХ излучателя зависит от формы электрического импульса возбуждения, который в свою очередь зависит от величины заряда накопительной ёмкости, т. е. при стабильном напряжении питания скважинного прибора – временем заряда. АЧХ каналов приёма-передачи волновых картин определяются АЧХ приёмников и усилителей. Таким образом, для точного измерения параметров волн необходимо соблюдение следующих условий:

1) отличие АЧХ однотипных каналов от преобразования акустических колебаний в электрические сигналы до оцифровки должно быть не более $\pm 5\%$ (приёмники должны иметь одинаковые амплитудно-частотные характеристики – отличие не должно превышать $\pm 2\%$, а коэффициенты усиления в парах каналов не должны отличаться более чем на $\pm 1\%$);

2) программа регистрации в наземном оборудовании должна производить равномерный опрос прибора, при этом излучатели 8 и 2,5 кГц, собранные на одном магнитоотрицательном сердечнике, перед рабочими запусками должны подвергаться дополнительным («ложным», т.е. без регистрации данных) запускам для перемагничивания магнитоотрицателя;

3) скважинный прибор не должен отклоняться от оси скважины более чем на $0,125$ длины волны (1,0-2,0 см).

При поставке аппаратуры осуществляются все необходимые настройки, а также подбор пар приёмников. После ремонта прибора или регистратора, а также в случае получения некачественной записи на скважине, необходимо проверить скважинный прибор и регистратор. Скважинный прибор и

регистратор являются неразделимыми составными частями аппаратуры АК, поэтому все проверки должны производиться совместно, т. к. любые отклонения от нормальной работы могут быть вызваны неполадками и в скважинном приборе, и в регистраторе. В регистраторе может быть нарушено описание прибора в программе регистрации или отсутствовать привязка к фазе питающего напряжения. При соблюдении технологии каротажа и исправном регистраторе наиболее вероятной причиной некачественных измерений является нарушение идентичности волновых пакетов в результате разрушения приёмников или нарушений в электронной схеме скважинного прибора.

Проверка готовности аппаратуры к каротажу выполняется путём проведения измерений в среде с известными акустическими характеристиками, в качестве которой может быть либо опорный пласт в эталонной скважине, либо стальная труба камеры высокого давления. Опорным пластом может служить пласт мощностью более трёх метров, представленный песчаником или известняком. Монопольные зонды могут проверяться в барокамере с толщиной стенки не менее 8 мм. Для проверки дипольных зондов необходимо иметь трубу с толщиной стенки не менее 50 мм, т. к. в тонкостенной трубе сдвиговые колебания практически не возбуждаются. Во избежание ошибок, связанных с согласованием электроакустических преобразователей зонда и окружающей жидкости, все измерения должны производиться при давлении не менее 5 МПа.

3.1. Методика проверки прибора в барокамере

Скважинный прибор поместить в барокамеру, имеющую толщину стенки не менее 50 мм и герметичный узел стыковки с приборным окончанием. Прибор должен быть зацентрирован.

Выбрать коэффициенты усиления для зондов в соответствии с таблицами 5 и 6. При достижении давления в барокамере 20 МПа перейти в режим «РЕГИСТРАЦИЯ» и зарегистрировать данные в интервале 50 м (интервал имитируется имитатором глубин).

Обработать зарегистрированный файл программой LogPWin и вывести твёрдые копии экранов с волновыми картинками и значениями интервального времени и коэффициента затухания для всех пяти зондов, как показано на рисунках 3а-3д. Значения интервального времени и коэффициента затухания показаны в двух первых колонках, соответственно, в колонках 3 и 4 изображены фазокорреляционные диаграммы волновых картин, а сами волновые картины - в двух окнах в правой части рисунка. Первые три фазы сигналов в обоих каналах каждого зонда должны быть идентичны, а значения параметров первых волновых пакетов находиться в пределах, указанных в таблице 3.

После замены приёмников и в случае, если коэффициенты затухания не соответствуют указанным в таблице 3, но отличаются не более чем на 5 дБ/м, необходимо произвести подстройку коэффициентов усиления предварительных усилителей вторых каналов монопольных или дипольных зондов в

соответствии с [7]. При больших отличиях следует произвести ремонт скважинного прибора.

Таблица 3 – Значения параметров первых трёх фаз сигналов зондов АВАК-11

Тип зонда	Интервальное время, мкс/м	Коэффициент затухания, дБ/м
«Тенор»	183±3	3±2
«Баритон»	183±3	4±2
«Бас»	700±40	2±1,5
Диполи X, Y	450±30	4±3

Для точной настройки идентичности приёмных каналов скважинного прибора используются регулировочные резисторы на плате предварительных усилителей. В случае большой наводки от запуска излучателя необходимо произвести симметрирование входов предварительных усилителей подбором нагрузочных резисторов в соответствии с [7].

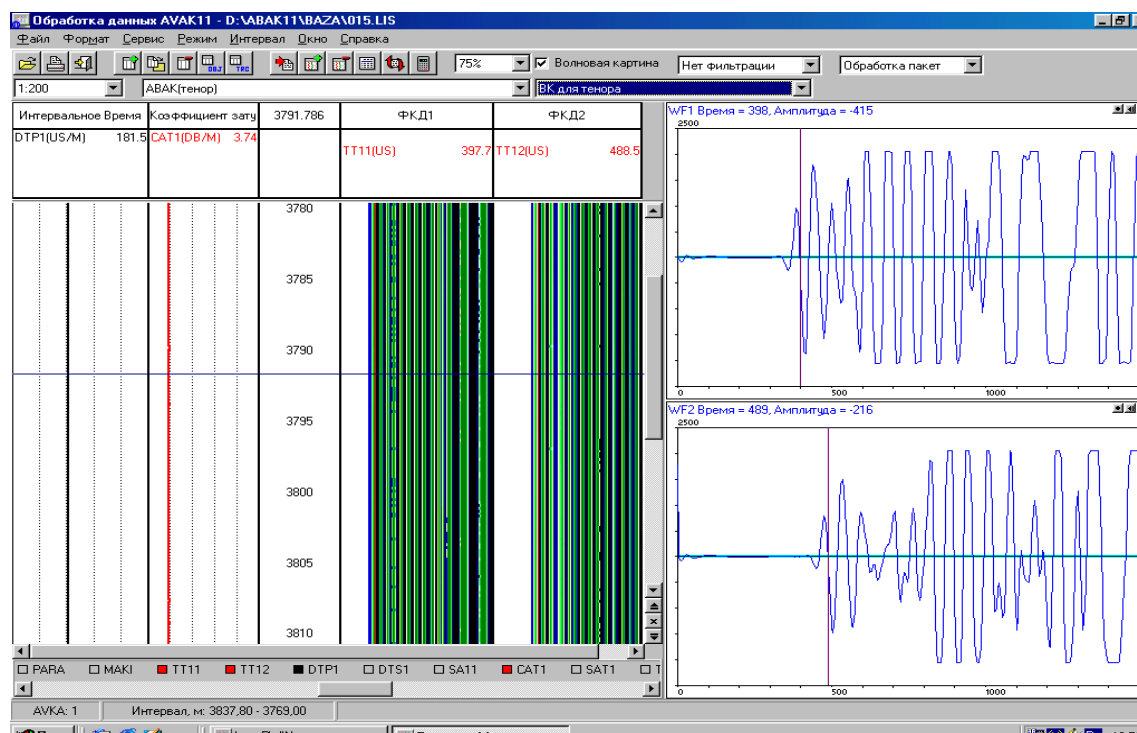


Рисунок 3а – Представление результатов проверки аппаратуры АВАК-11 в барокамере. Данные зонда «Тенор»

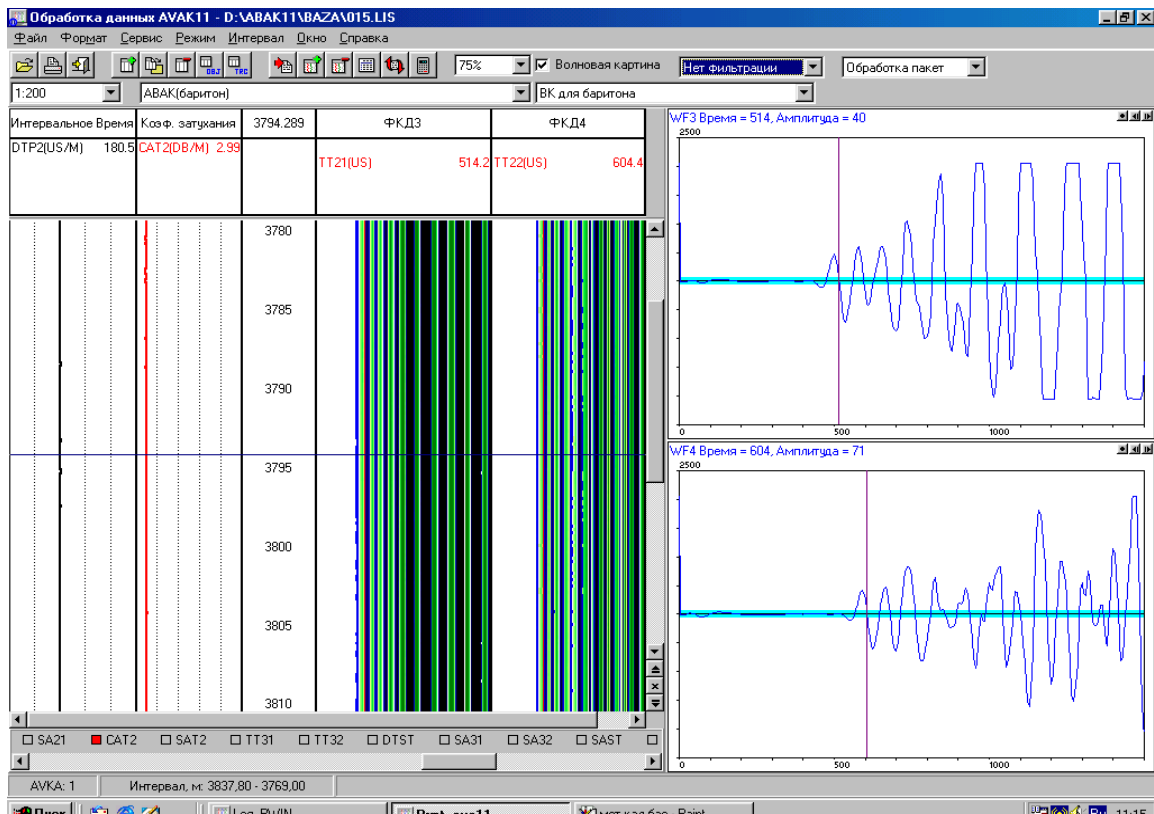


Рисунок 3б – Представление результатов проверки аппаратуры АВАК-11 в барокамере. Данные зонда «Баритон»

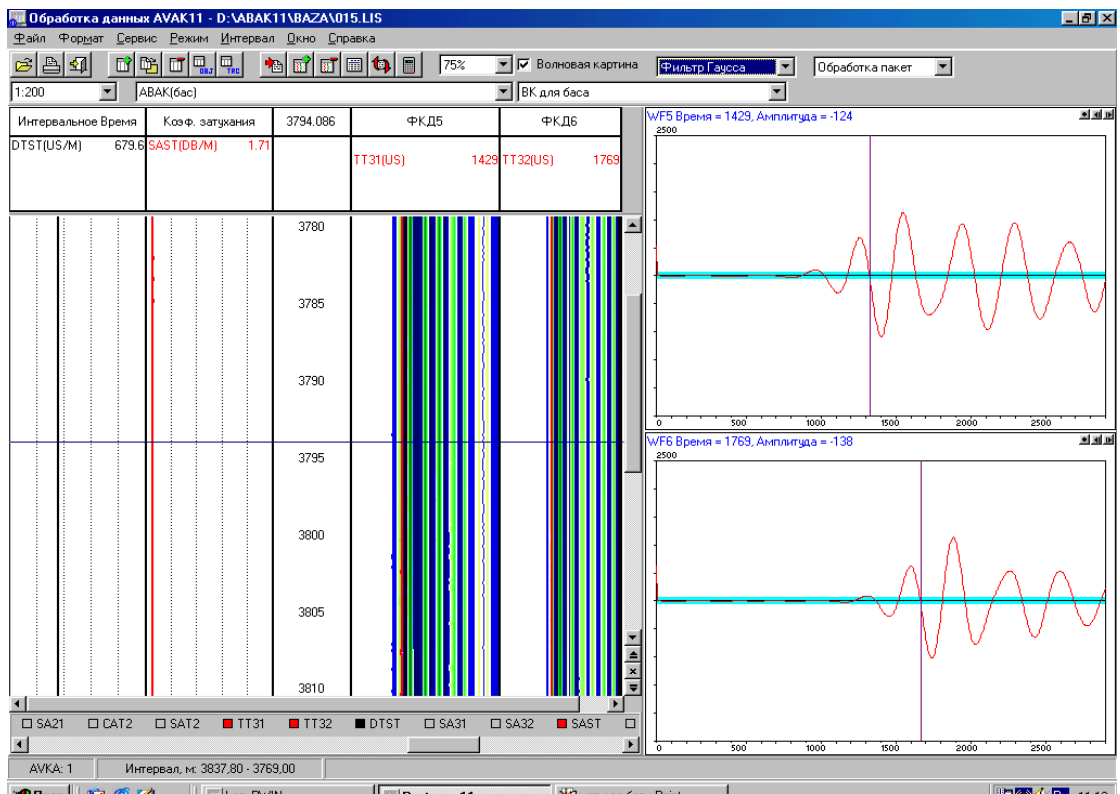


Рисунок 3в – Представление результатов проверки аппаратуры АВАК-11 в барокамере. Данные зонда «Бас»

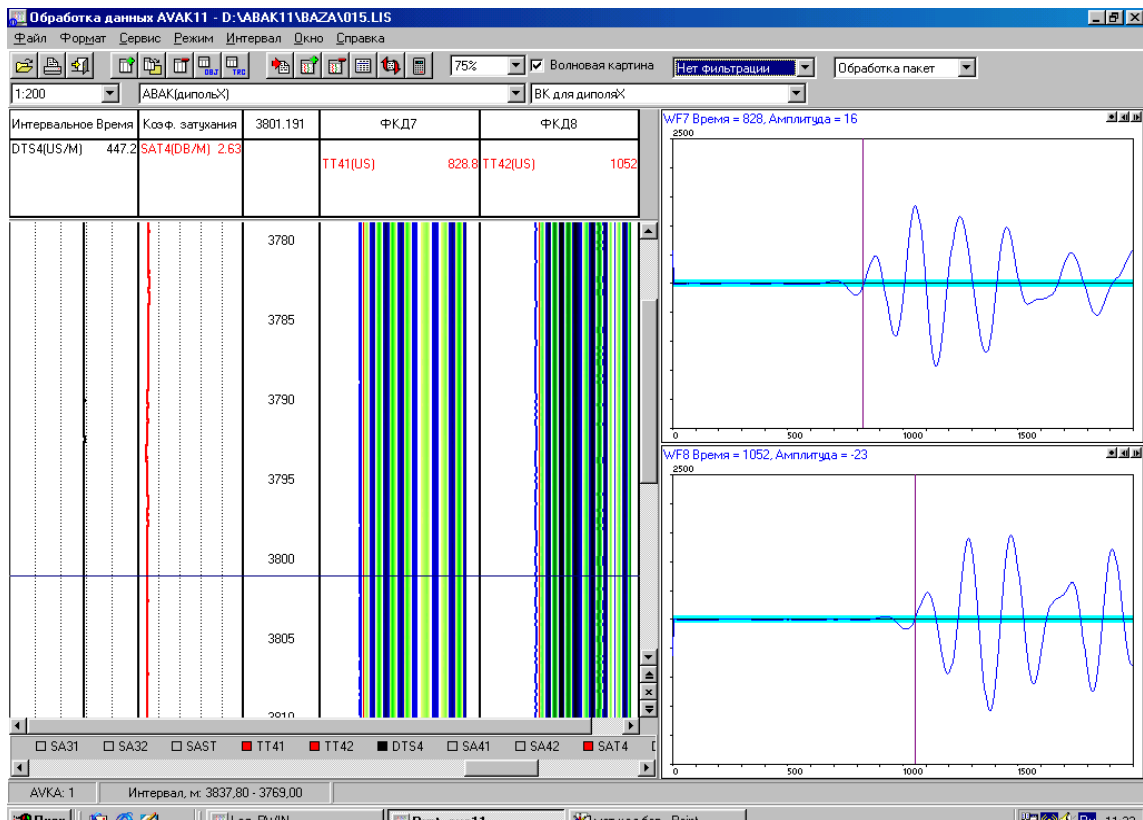


Рисунок 3г – Представление результатов проверки аппаратуры АВАК-11 в барокамере. Данные зонда «Диполь X»

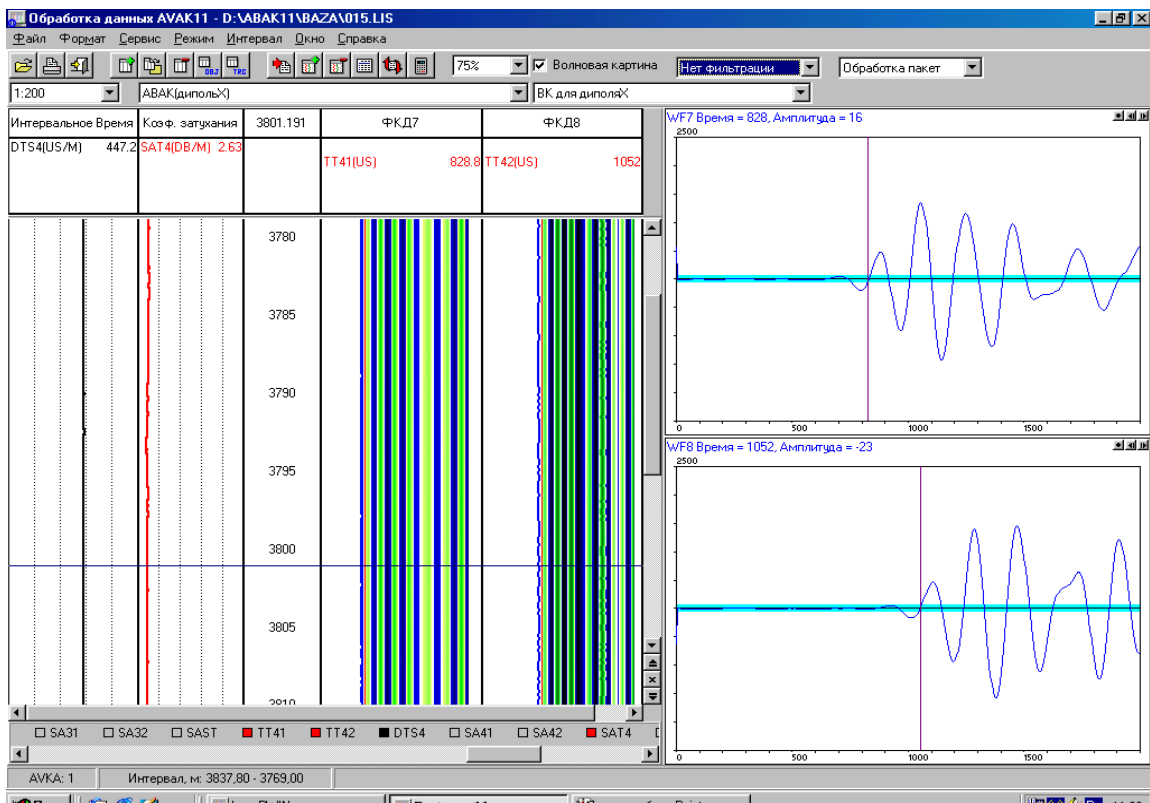


Рисунок 3д – Представление результатов проверки аппаратуры АВАК-11 в барокамере. Данные зонда «Диполь Y»

4. Проведение работы на скважине

Достоверные измерения параметров волн могут быть обеспечены только при использовании регистрирующего оборудования и программного обеспечения, поставляемых вместе со скважинными приборами АВАК-11. При подключении прибора скважинного прибора АВАК-11 к регистраторам других производителей качество измерений не гарантируется.

4.1. Дискретность регистрации данных по глубине, скорость каротажа

Дискретность регистрации данных по глубине определяется масштабом исследований, а скорость каротажа – временем полного опроса прибора между двумя соседними квантами глубины. Время полного опроса прибора зависит от скорости передачи данных на поверхность. При использовании основной телеметрии «Манчестер-2» скорость передачи – 100 кбод, время опроса равно примерно 2 с, поэтому при масштабе каротажа 1:200 дискретность регистрации данных - 0,2 м и предельно допустимая скорость каротажа 360 м/ч. Скорость каротажа снижается пропорционально повышению детальности исследований. При превышении предельно допустимой скорости каротажа возникают пропуски и повторные волновые картины в файле зарегистрированных данных. Предельно допустимые скорости каротажа в зависимости от шага опроса приведены в таблице 4. Для обеспечения надёжной регистрации данных, без пропусков волновых картин, скорость каротажа должна быть ниже предельно допустимой.

Таблица 4 – Предельно допустимые скорости каротажа в зависимости от шага опроса прибора по глубине

Шаг опроса, см	Предельная скорость каротажа, м/ч
20	360
10	180
5	90

4.2. Характеристика программного обеспечения регистрации данных

Программное обеспечение регистрации данных аппаратуры АВАК-11, функционирующее в составе регистратора КАРАТ, предназначено для выполнения следующих операций:

- обеспечения электропитания прибора; питание прибора осуществляется переменным напряжением 220 В, частотой 50 Гц от изолированной от промышленной сети обмотки трансформатора. Подключение потребителей с переменной нагрузкой (сварочных аппаратов или устройств с тиристорными приводами) к рабочей фазе сети не допускается;

- проверки оператором работоспособности прибора путём переключения зондов и коэффициентов усиления приёмно-передающего тракта;

- выбора коэффициентов усиления приёмно-передающего тракта для каждого измерительного зонда в режиме «НАСТРОЙКА» и последующего их автоматического применения в режиме «РЕГИСТРАЦИЯ». Выбор производит оператор из списка в сплывающем меню;

- автоматического последовательного опроса скважинного прибора по меткам глубины в процессе регистрации данных. Опрос осуществляется командами в коде Манчестер-2;

- просмотра принимаемых волновых картин в форме фазо-корреляционных диаграмм (ФКД) и волновых картин (ВК) для контроля процессов спуска прибора в скважину и регистрации данных;

- записи цифровых образов волновых картин (данных) на жёсткий диск регистратора с целью их хранения, переноса на другие компьютеры и обработки.

Описание программного обеспечения (DOS-версия и Windows-версия) поставляется с технической документацией на регистратор.

4.3. Порядок работы

Качество зарегистрированных данных в значительной мере зависит от состояния линии связи скважинного прибора с регистратором (геофизического кабеля и коллектора лебёдки подъёмника). Коллектор при вращении не должен создавать шумов переменного контакта. Рабочие жилы кабеля (1 и 2) должны иметь одинаковое омическое сопротивление (разница не более 0,2 Ом) и не иметь утечек (сопротивление изоляции не менее 20 МОм).

Работа скважинного прибора должна осуществляться в следующей последовательности:

1. Соединить прибор с каротажным кабелем, а последний с регистратором, соблюдая соответствие первой и второй жил (сопротивление каждой жилы по отношению к корпусу прибора 500-700 Ом, не считая сопротивления жилы кабеля). В случае нарушения соответствия жил кабеля с номерами клемм регистратора, прибор не будет отвечать на команды, проявляется это отсутствием сигналов и неизменности потребляемого тока. Ток потребления без опроса прибора должен быть 10-20 мА в зависимости от длины кабеля.

2. Включить регистратор, открыть программу регистрации данных АВАК-11», войти в режим «НАСТРОЙКА». При этом должно открыться окно тестирования прибора (рисунок 4).

3. Подать напряжение на скважинный прибор.

4. Настроить канал обмена данными в соответствии с инструкцией по эксплуатации регистратора. Этой процедурой устанавливается приём данных.



Рисунок 4 – Вид экрана дисплея в режиме «НАСТРОЙКА». Тест прибора АВАК-11

5. Проверить работоспособность генераторной части прибора. Проверка заключается в установлении факта реакции прибора на команды регистратора, а именно: при переключении зондов должны переключаться излучатели, ток потребления при этом возрастает на 50 мА и должны быть слышны щелчки излучателей с характерным тембром, соответствующим названию зонда.

6. Вызвать меню управления коэффициентами усиления каналов скважинного прибора. Установить коэффициенты усиления для зондов в соответствии с таблицей 5.

Таблица 5 – Коэффициенты усиления для зондов прибора АВАК-11

Тип зонда	Коэффициенты усиления скважинного прибора
«Тенор»	2
«Баритон»	4
«Бас»	2
Диполи X, Y	4

7. Убедиться в исправности центраторов. Проверить состояние пульта контроля каротажа ПКК-Э1 и установить начальную глубину при остановке прибора на устье скважины.

8. Спустить прибор в скважину примерно на 200 м ниже уровня промывочной жидкости (до появления устойчивых сигналов от всех зондов) и произвести проверку работоспособности каналов приёма-передачи волновых картин. Проверить переключение коэффициентов усиления приёма-передающего тракта скважинного прибора по изменению величины сигналов волновых картин в пропорции, соответствующей обозначению коэффициента усиления. Вернуть значения коэффициентов усиления в соответствии с таблицей 5. Проверка переключения коэффициентов усиления проводится для того, чтобы убедиться в правильности чтения команд регистратора процессором скважинного прибора. Если все вышеперечисленные проверки пройдены успешно, прибор полностью готов к работе. В противном случае необходим ремонт прибора.

9. Доставить прибор в интервал записи, контролируя движение прибора по изменениям волновых картин зонда «Тенор». Произвести при необходимости подбор коэффициентов усиления в соответствии с конкретными геолого-техническими условиями так, чтобы максимальное значение амплитуд информативных волн (первый пакет) в каждом канале было не менее 300 единиц для 14-ти разрядного аналого-цифрового преобразователя (АЦП), но не выходило за верхний предел АЦП. Эту процедуру рекомендуется выполнять в интервале с номинальным диаметром скважины, представленным плотными породами (песчаники, известняки, плотные эффузивы). Рекомендуемые значения амплитуд сигналов волн для зондов АВАК-11 в указанных породах в единицах АЦП приведены в таблице 6. Измерение амплитуд выполняется по шкале осциллографа на экране дисплея (рисунок 4). Шкала изображена клетками, а цена одной клетки в единицах АЦП указана над экраном. Если сигналы зарегистрированы с более низкими амплитудами, то кроме трудностей, которые могут возникнуть при обработке, будет снижена точность измерения динамических параметров волн. При завышенных значениях амплитуд, достигающих верхнего предела АЦП, динамические параметры будут утеряны.

Таблица 6 – Рекомендуемые значения амплитуд сигналов волн для разных типов зондов АВАК-11 в единицах 14-разрядного АЦП (максимальное значение 8192)

Тип зонда	Амплитуды сигналов волн в единицах АЦП		
	P	S	St
«Тенор»	1000-2000	x	x
«Баритон»	300-1000	x	x
«Бас»	x	x	2000-4000
Диполи X, Y	x	500-2000	x

10. Перейти в режим «РЕГИСТРАЦИЯ». Переход из режима «НАСТРОЙКА» в режим «РЕГИСТРАЦИЯ» производится через основное меню «Регистрация–Основная запись», при этом все параметры настройки

(коэффициенты усиления каналов) автоматически используются в процессе регистрации.

11. Произвести основную запись, не превышая предельную скорость каротажа. В режиме «РЕГИСТРАЦИЯ» на экране дисплея отображаются фазокорреляционные диаграммы сигналов всех зондов, а на осциллографе – волновые картины одного из зондов по выбору. На экране также отображаются параметры всех настроек (рисунок 5). Вычисление параметров волн в реальном времени не производится, поэтому во время записи контролируется только наличие сигналов и стабильность синхронизации. На ФКД не должно быть пропусков и сбоев в виде скачкообразных смещений фазовых линий.

12. Провести контрольную запись с перекрытием основного замера в интервале не менее 50 м. Контрольную запись можно производить в любом интервале с диаметром ствола скважины, близким к номинальному.

13. Снизив скорость подъёма до минимума, открыть программу LogPWin и конвертировать файл зарегистрированных данных в формат LIS.

14. Запустить программу «Обработка данных АВАК-11», выбрать полученный файл в формате LIS и просмотреть каротажные данные в форме ФКД и ВК с целью предварительной оценки качества и принятия решения о завершении работ с прибором. На ФКД не должно быть пропусков, связанных с отсутствием данных. Допускаются отдельные единичные пропуски, но не более одного на 20 м каротажа.

15. Выйти из режима «РЕГИСТРАЦИЯ», отключить питание скважинного прибора и приступить к подъёму прибора.

16. Поднять скважинный прибор до устья, промыть водой, уложить на мостки.

17. Выполнить обработку зарегистрированных данных. При необходимости передачи материалов Заказчику вывести твёрдую копию обработанных данных.

Примечание. Установка коэффициентов усиления каналов регистратора является единственной операцией настройки, требующей специальных знаний в области волнового АК. Для обеспечения надёжного измерения динамических параметров волн необходимо, чтобы амплитуды их сигналов не были ограничены и в то же время близки к максимальным значениям АЦП. Единственной ошибкой при настройке может быть неправильная идентификация пакетов в волновых картинах. Такую ошибку можно совершить в случае, когда соотношение между амплитудами поперечной и продольной волн достигает нескольких десятков раз, например в ВК зонда «Баритон» в карбонатном разрезе. Чтобы избежать ошибок в определении пакета волны на ВК, следует ориентироваться на времена вступления волн на разных зондах по отношению к их временам на зондах «Тенор», настройка усиления сигналов которого обычно не вызывает затруднений. На рисунке 6 приведены волновые картины зондов «Диполь», «Тенор» и «Баритон». Пакеты продольной (Р) и поперечной (S) волн показаны индексами и выделены зелёным и жёлтым цветом соответственно. Время вступления продольной волны зонда «Баритон 1» примерно совпадает со

временем вступления этой волны на зонде «Тенор 2», а время вступления поперечной волны на зонде «Диполь 1» находится между временами вступления поперечной волны на зондах «Тенор». Амплитуды выделенных пакетов приведены в таблице 6.

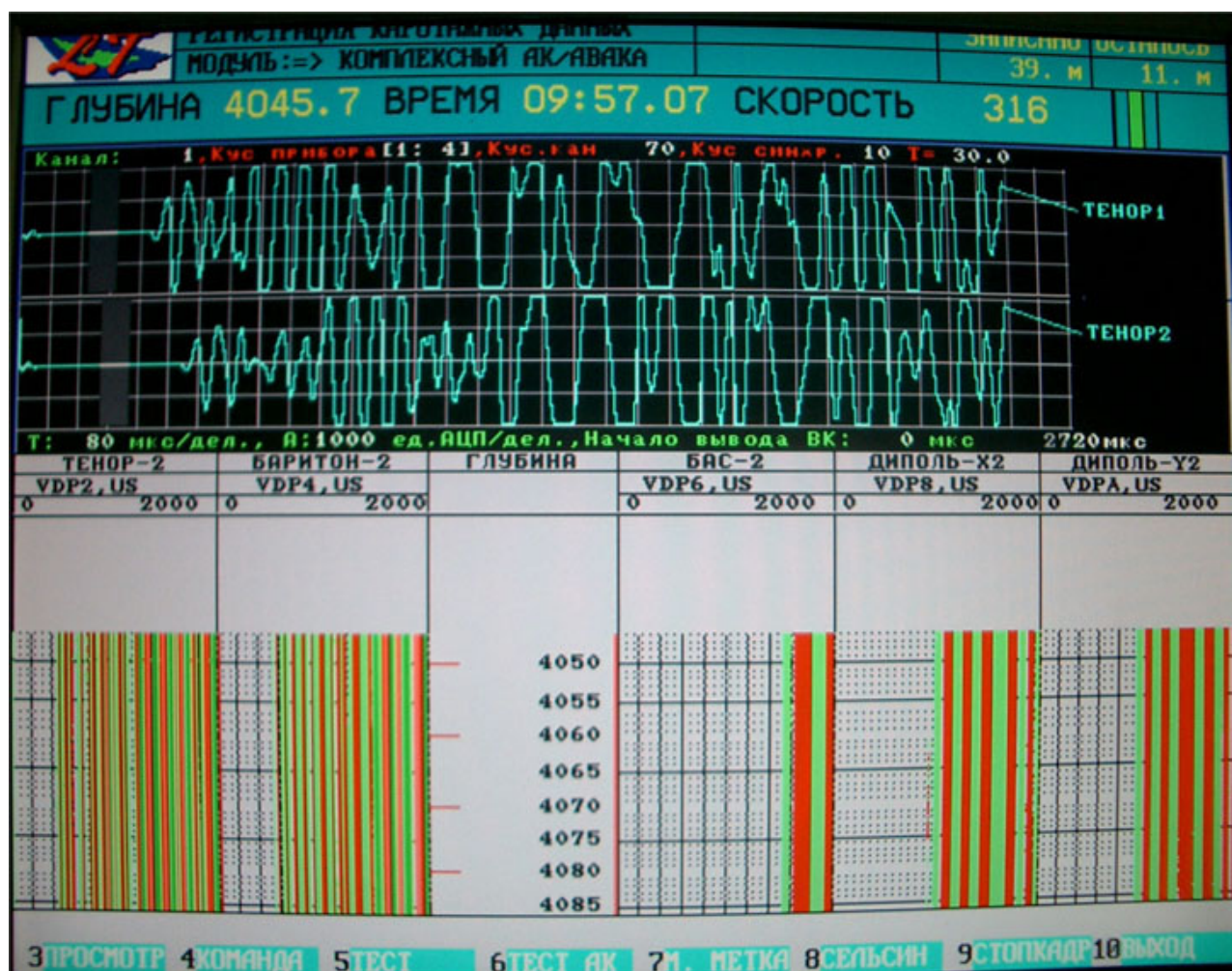


Рисунок 5 – Вид экрана дисплея в режиме регистрации данных АВАК-11. Полный опрос прибора

4.4. Оформление результатов и контроль качества каротажа

Результаты каротажа представляются в контрольно-интерпретационную партию КИП в форме файлов зарегистрированных данных.

Предварительная оценка качества измерений проводится непосредственно после каротажа (на скважине) в программе «Обработка данных АВАК-11» пакета LogPWin. Оценка качества измерений проводится по двум критериям: форме зарегистрированных волновых картин и вычисленным значениям параметров волн. Просмотром ВК и ФКД проверяется наличие самой записи по всем каналам и количество сбоев. Сбоев не должно быть более одного на 20 м глубины и допускаются лишь единичные сбои (один сбой на одном кванте глубины). Просмотром волновых картин оцениваются значения

амплитуд зарегистрированных волн. Амплитуды волн в открытом некавернозном стволе должны быть в пределах, указанных в таблице 6. Если данные зондов «Тенор» регистрируются для оценки качества цементирования, амплитуда второго полупериода сигнала в свободной колонне должна быть порядка 6000-7000 единиц АЦП. Для оценки качества измерений необходимо провести обработку данных всех пяти зондов. Критериями качественного каротажа являются:

- совпадение с погрешностью ± 10 мкс/м интервальных времён однотипных зондов, измеренных в основной и повторной записях;
- совпадение интервальных времён продольной волны Δt_p по зондам «Тенор» (DTP1) и «Баритон» (DTP2) с погрешностью ± 20 мкс/м;
- интервальные времена поперечной волны Δt_s зондов «Диполь X» (DTS4) и «Диполь Y» (DTS5) не должны отличаться друг от друга и от интервального времени Δt_s зонда «Баритон» (DTS2) более чем на 50 мкс/м, если в породах нет аномально высокой анизотропии.

Если выполняются все вышеуказанные условия, то остальные параметры волн автоматически будут вычислены правильно.

5. Обработка данных

Вычисление параметров волн производится программами обработки, входящими в программный пакет LogPWin [8]. Программа «Обработка данных АВАК-11» имеет две модификации, предназначенные для обработки данных открытого ствола и обсаженной скважины. Это разделение обусловлено принципом построения LogPWin и небольшими, но существенными различиями в алгоритмах обработки данных АВАК-11, зарегистрированных в вышеназванных скважинных условиях, о чём речь пойдёт ниже. Как составная часть программного пакета программа «Обработка данных АВАК-11» обеспечена следующими сервисными возможностями:

- конвертирование исходных данных в LIS-формат;
- импортирование данных и геофизических параметров из других файлов форматов LIS и LAS;
- конвертирование вычисленных параметров из LIS-формата в LAS-формат;
- ввод и корректировка форматов визуализации данных;
- увязка параметров по глубине;
- устранение единичных сбоя измерений;
- фильтрация (усреднение) измеренных значений параметров;
- проведение расчётов и формирование таблиц заключения;
- вывод результатов обработки на печатающие устройства.

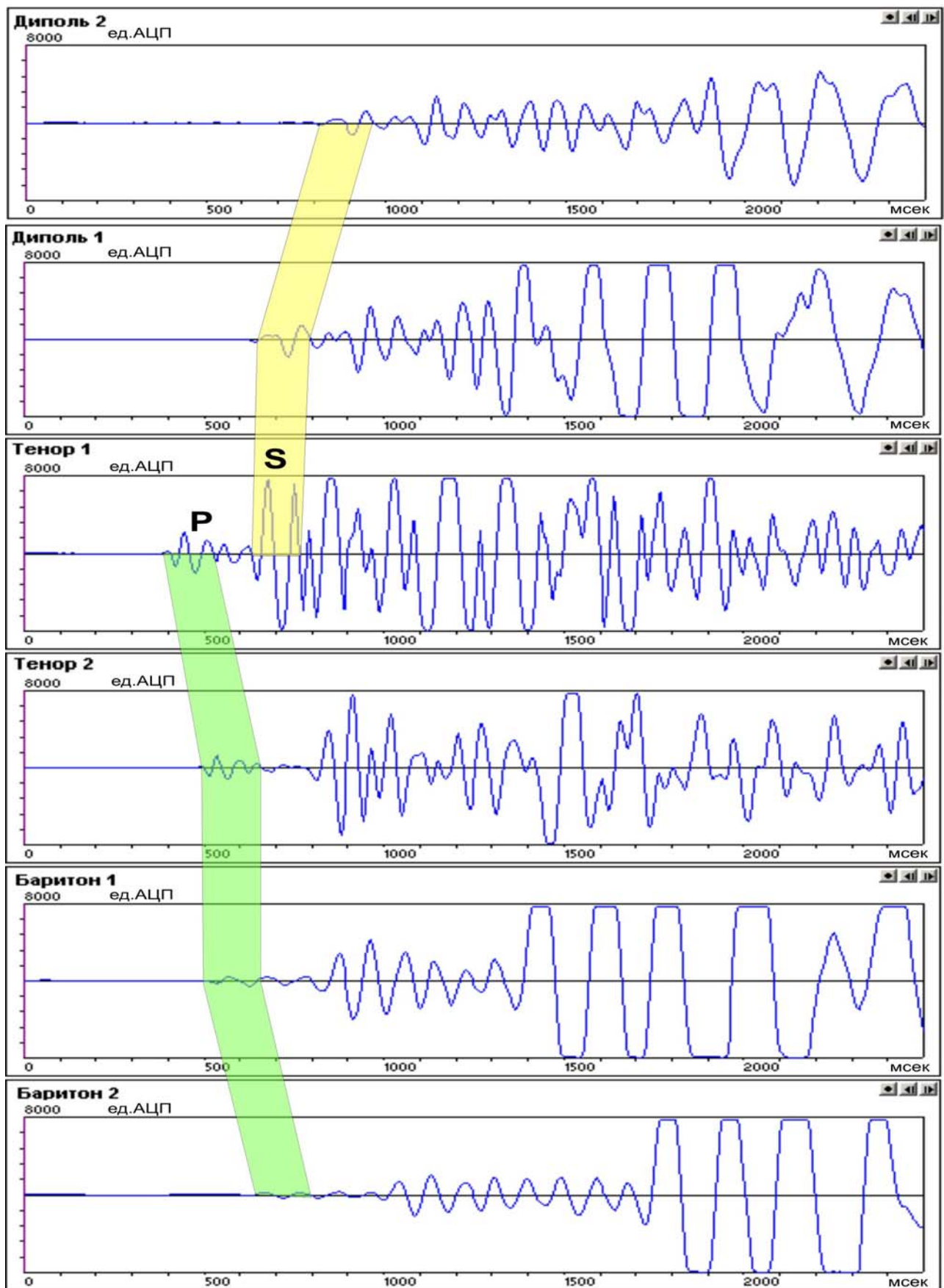


Рисунок 6 – Взаимное положение пакетов продольной (P) и поперечной (S) волн зондов «Диполь», «Тенор» и «Баритон». Горизонтальная ось – время от момента излучения, вертикальная – единицы 14-разрядного АЦП.

5.1. Принципиальные особенности определения параметров волн

Волна в упругой среде характеризуется частотным спектром, а также кинематическими и динамическими параметрами. Задачей обработки является определение этих параметров волн по зарегистрированным волновым картинам. Эта задача решается неоднозначно в силу наличия частотной дисперсии и влияния скважины на их значения, поэтому принимается ряд допущений, которые следует иметь в виду.

5.1.1. Кинематические параметры

Кинематическими параметрами упругих волн являются интервальные времена распространения (скорости) и времена вступления их пакетов. Интервальные времена объёмных волн (продольной и поперечной) определяются модулями упругости и плотностью пород σ , окружающих скважину. Они практически не подвержены влиянию упругих свойств промысловой жидкости, слабо зависят от положения прибора в скважине и не подвержены частотной дисперсии (значение параметра в однородной, изотропной среде не зависит от частоты). Интервальные времена Р и S-волн, измеряемые монополярными зондами, могут быть скомпенсированы за влияние положения зонда относительно оси скважины и искажений на границах пластов. Интервальные времена S-волны дипольных зондов и St-волны монополярных зондов не компенсируются, т.к. для этого нет теоретической базы. Стабильность интервальных времён объёмных волн является предпосылкой для количественных оценок таких параметров горных пород, как коэффициент пористости, коэффициент Пуассона, коэффициент анизотропии, модули сдвига и объёмного сжатия.

Интервальное время распространения поверхностной волны Стоунли в значительной степени зависит от упругости промысловой жидкости, а также состояния стенки скважины. Наличие глинистой корки и зоны разрушения матрицы породы вблизи стенки скважины могут значительно изменить интервальное время St-волны. Кроме того, скорость волны Стоунли зависит от соотношения длины волны и диаметра скважины, а также жёсткости зонда прибора, поэтому интервальное время волны Стоунли не может служить параметром, однозначно характеризующим породу. Однако, приняв ряд допущений в интервале каротажа (неизменность свойств промысловой жидкости, неизменность частотного спектра пакета волны и стабильность упругих свойств зонда прибора), интервальное время волны Стоунли может быть использовано для оценки радиальной анизотропии пород в прискважинной зоне.

Измерение интервального времени волны производится на основании оценки её времён вступления в сигналах двухэлементных зондов. Важнейшим здесь является вопрос: что в пакете волн следует брать за отсчёт времени вступления? Существует два способа определения этого времени: время вступления характеристических точек в колебаниях (переходов через нуль, экстремумов, превышение заданного порога) и время, соответствующее появлению энергетического максимума. В первом случае производится

измерение фазовой скорости волны, а во втором – групповой. Соотношение между фазовой и групповой скоростями волны записывается следующим образом:

$$v_{gp} = \frac{dv}{dk},$$

где v_{gp} – групповая скорость волны;

v – фазовая скорость, $v = \omega/k$;

k – волновое число, $k = 2\pi/\lambda$, λ – длина волны.

Из этих соотношений следует, что для волн, у которых фазовая скорость не зависит от частоты (нет частотной дисперсии), значения фазовой и групповой скоростей совпадают. Поскольку прибор АВАК предназначен для измерения интервальных времён волн со слабой дисперсией, то в обработке использован фазовый способ измерения для всех волн. Однако надо иметь в виду, что волна Стоунли имеет небольшую дисперсию, приводящую к нарушению подобия фаз в её пакете колебаний, поэтому интервальное время может изменяться в зависимости от выбранной при обработке фазы. Обычно эти различия находятся в пределах 5 %. В волновых картинах дипольных зондов поперечные колебания представлены только тремя первыми фазами, далее вступают изгибные волны, имеющие высокую частотную дисперсию.

5.1.2. Динамические параметры

Динамическими параметрами волны являются амплитуды фаз упругих колебаний. Амплитуды фаз по мере удаления от излучателя уменьшаются из-за геометрического расхождения фронта волны, упругого рассеяния на акустических неоднородностях и ослабления, связанного с поглощающими свойствами пород. Мерой поглощающих свойств пород является коэффициент затухания. Именно этот параметр представляет наибольший интерес, т. к. его значение зависит от таких характеристик пород, как литологический состав, тип пористости и характер насыщения. Однако определение значения коэффициента затухания связано с большими трудностями, т. к. он вычисляется через значения амплитуд и является частотнозависимым. Значения амплитуд в свою очередь зависят от функций возбуждения волны излучателем, чувствительности приёмников, диаметра скважины. Амплитуда сигнала на частоте ω , зарегистрированного на удалении z от излучателя, может быть представлена в следующем виде:

$$S(z, \omega) = T(z) \cdot A(\omega) \cdot e^{-\alpha z},$$

где $T(z)$ – фактор, учитывающий геометрическое расхождение фронта волны и взаимодействие колебаний на границе промысловой жидкости и стенки скважины, считается частотно независимым;

$A(\omega)$ – начальная амплитуда гармоники на частоте ω , т.е. параметр, учитывающий значение функции возбуждения волны и чувствительность приёмника;

α – коэффициент затухания, $\alpha = \omega \cdot \Delta t / 2Q$, где Δt – интервальное время волны;

Q – частотно независимый параметр затухания.

С учётом допущений, что порода является гомогенной средой, скважина представляет собой идеальный цилиндр, прибор центрирован и приёмники имеют идентичные характеристики чувствительности, коэффициент затухания α (в децибелах на метр) вычисляется по формуле:

$$\alpha = \frac{20 \lg \frac{S_1(z, \varpi) \cdot T(z_1)}{S_2(z, \varpi) \cdot T(z_2)}}{z_2 - z_1},$$

где $S_1(z, \omega)$ и $S_2(z, \omega)$ - амплитуды, измеренные на расстоянии z_1 и z_2 от излучателя, соответственно.

Далее, принимая отношение $T(z_1)/T(z_2) = const$, как масштабный коэффициент, получаем коэффициент затухания, в котором не учитывается частота колебаний волны. Этот коэффициент вычисляется или по отношению амплитуд заранее оговорённых фаз колебаний на выбранной ведущей частоте (метод амплитудных отношений, который используется в акустической цементометрии) или по отношению амплитуды гармоники в спектральном разложении пакета волны (метод спектральных отношений). В программе обработки данных АВАК-11 для вычисления коэффициентов затухания используется отношение амплитуд фаз, предшествующих временам вступлений волн (мнемоники САТ и SAT) и отношение амплитуд максимумов спектральной плотности (SPA). Первый способ более наглядный и меньше подвержен влиянию интерференционных искажений, чем метод спектральных отношений, однако в нём не учитывается частотная зависимость ослабления амплитуд волн.

Поскольку аппаратура АВАК измеряет параметры волн на разных частотах, получаются различные коэффициенты затухания одних и тех же волн. Чтобы проводить анализ динамических параметров волн, логично ввести поправку за частоту, т.е. в качестве показателя затухания волн рассматривать параметр $10000/Q$ [9] - [11]. Присвоив этому параметру мнемонику, состоящую из названия параметра, типа волны и типа зонда (например, для продольной волны зонда «Тенор» – QPT), можно получить характеристику затухания для каждой волны, не зависящую от типа зонда. Параметры затухания волн Q^{***} определяются по формуле:

$$Q^{***} = \frac{10000\alpha_1}{\pi \cdot f \cdot \Delta t}, \quad (1)$$

где Q^{***} – параметр затухания волны (продольной, поперечной, Стоунли);
 Δt – интервальное время соответствующей волны в мкс/м;

$$\alpha_1 = \frac{20 \lg \frac{A_1}{A_2}}{S} - \text{значение коэффициента затухания, определённое}$$

традиционным способом отношения амплитуд или способом спектральных отношений в дБ/м;

A_1 и A_2 – значения амплитуды волны, соответственно по короткому и длинному зонду;

S – расстояние между приёмниками;

f – частота, соответствующая максимуму спектральной плотности, кГц.

Вычисленные таким образом показатели затухания позволяют производить сопоставление измерений поглощающих свойств пород независимо от типа зонда, а различие в их значениях для разных зондов относить к глубинности исследования и соотношению размеров литологических неоднородностей и длины волны. Вычисление показателей затухания волн производится в калькуляторе программного пакета LogPWin, соответствующие формулы внесены в список записей калькулятора. Различие коэффициента и параметра затухания наглядно видно на рисунке 7, где приведены коэффициенты затухания продольной волны (CAT1 и CAT2), измеренные, соответственно, на частотах FPT и FPB и поэтому различающиеся в 1,5-2,0 раза. В тоже время значения параметров затухания QPT и QPB для тех же измерений в большей части разреза, представленного песчаниками и аргиллитами, практически не различаются, что позволяет в качестве характеристики затухания продольной волны использовать их среднее значение QR.

5.1.3. Коэффициент азимутальной анизотропии

Определение азимутальной анизотропии основано на явлении «расщепления» поляризованной поперечной волны [26]. В акустическом каротаже принято рассматривать только два направления поляризации, соответствующие наиболее и наименее скоростному распространению волны вдоль скважины (быстрая и медленная волны). Считается, что медленная волна имеет большую амплитуду и более низкую частоту, чем быстрая волна. Для синтеза волновых картин этих волн из волновых картин дипольных зондов используется процедура вращения поля [27]. Угол между направлением поляризации быстрой волны и плоскостью поляризации диполей «X» (MROT), определяемый в процедуре вращения, совместно с углом «ROTA» и азимутом скважины позволяет определить направление анизотропии в пространстве. Это направление в частном случае соответствует направлению трещиноватости

породы. Вычисление угла анизотропии вынесено в калькулятор программного пакета LogPWin.

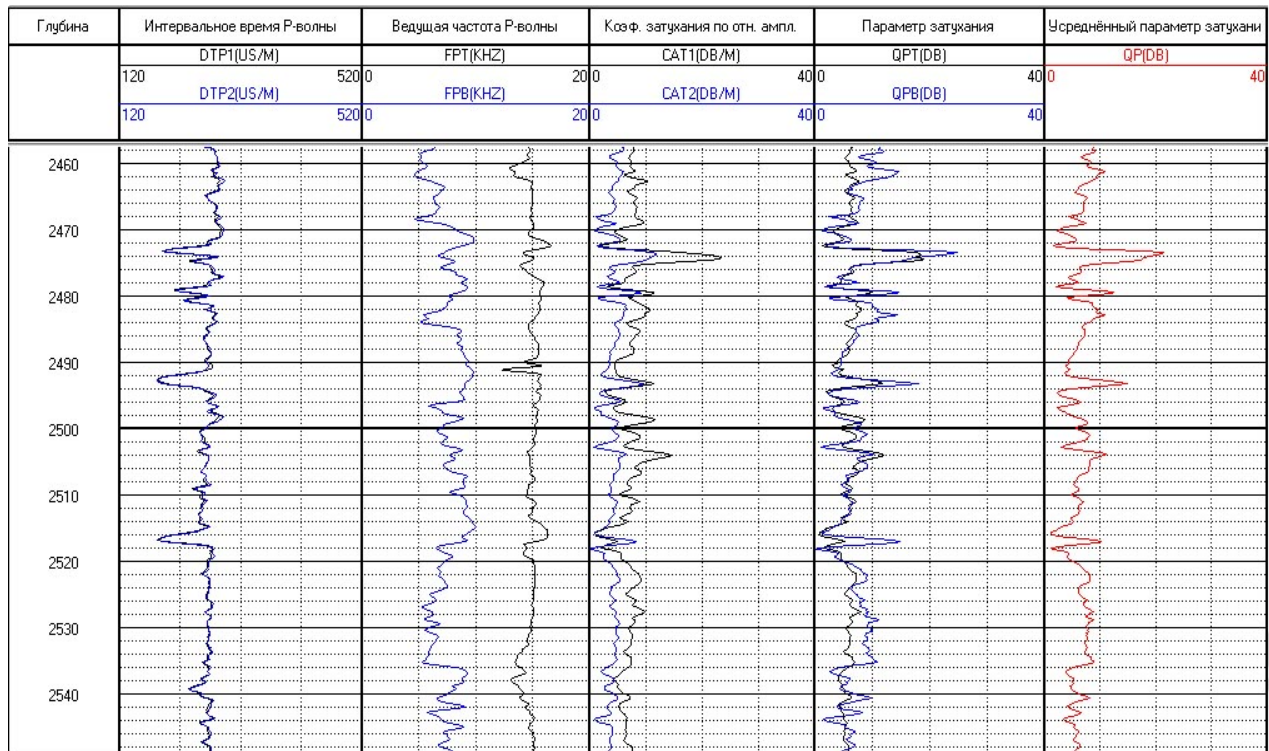


Рисунок 7 – Различие между коэффициентом CAT и параметром затухания QP продольной волны. Параметр затухания независим от частоты колебаний FP и интервального времени DTP волны

5.2. Характеристика программного обеспечения обработки данных

Программы обработки данных волнового акустического каротажа аппаратуры АВАК-11 обеспечивают выполнение следующих основных действий:

- определение интервальных времён и коэффициентов затухания продольной, поперечной и Стоунли волн;
- расчёт компенсированных значений интервальных времен и коэффициентов затухания продольной волны;
- определение интервального времени и коэффициента затухания волны по колонне;
- определение расчётных параметров (коэффициента пористости, коэффициента Пуассона, модулей упругости, коэффициента анизотропии и др.);
- документирование результатов обработки.

Результаты обработки являются конечным этапом всего процесса измерения, представленные в графическом и табличном видах они служат исходными данными для комплексной интерпретации.

5.3. Основные особенности программы обработки данных

Программа обработки данных прибора АВАК-11 производит автоматическое определение параметров распространения всех информативных волн на основе свойств их пакетов в волновых картинах зондов. Обработка проводится раздельно для каждого из зондов по алгоритмам, включающим процедуры:

- частотную фильтрацию волновых картин для подавления шумов, наводок и устранения постоянной составляющей, вызванной смещением нуля АЦП;
- поиск пакета волны в волновой картине по признакам, заданным в таблице технических параметров;
- определение интервального времени распространения и коэффициента затухания волны.

Поиск пакета волны в волновой картине является главным принципиальным моментом алгоритма. Пакет волны в волновой картине характеризуются четырьмя признаками:

- величиной и формой амплитуд фаз (нарастание, а затем уменьшение амплитуд);
- периодичностью смены положительных и отрицательных фаз через интервалы времени, определяемые частотным спектром пакета волны;
- интервальным временем распространения фаз волны и соответствием времени вступления интервальному времени и длине зонда;
- идентичностью пакетов однотипных волн у однотипных зондов.

Анализом этих признаков достигается идентификация волновых пакетов. Признаки задаются в таблице технических параметров обработки на основании анализа волновых картин. Программа позволяет производить повторную обработку выделенных интервалов после замены параметров обработки.

Интервальное время вычисляется как приведённая к одному метру разность времён переходов через нуль задних фронтов фазы на двух каналах однотипных зондов.

Значения времён, по которым вычислено интервальное время, показываются курсорами на волновых картинах и выводятся на планшет в колонках соответствующих ФКД, что позволяет оценивать качество измерений и проводить корректировку параметров обработки.

5.3.1. Проведение обработки данных (открытый ствол)

5.3.1.1. Выбор программы обработки и файла данных

Выбор программы обработки производится в разделе основного меню по пути: «Открытый ствол – акустический каротаж – обработка данных АВАК11». Вид меню выбора программы обработки данных показан на рисунке 8.

После подтверждения выбора программы на экране монитора появляется проводник Windows для поиска и выбора файла данных (рисунок 9).

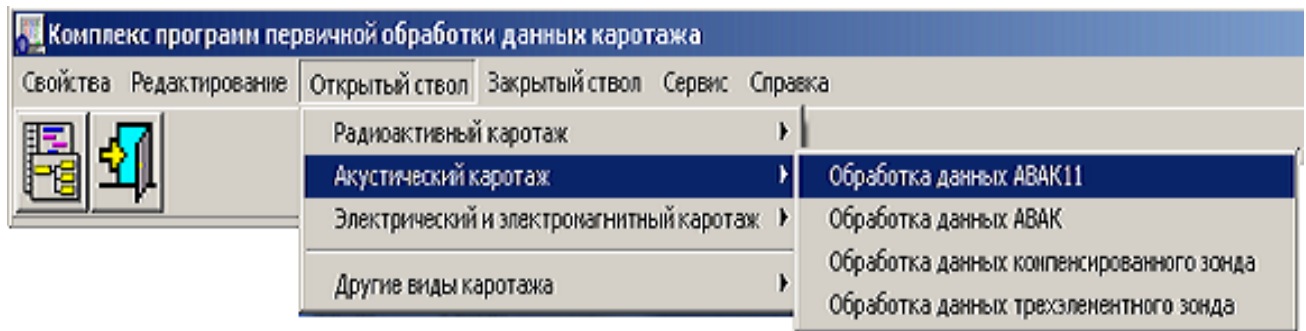


Рисунок 8 – Вид меню выбора программы обработки данных в открытом стволе

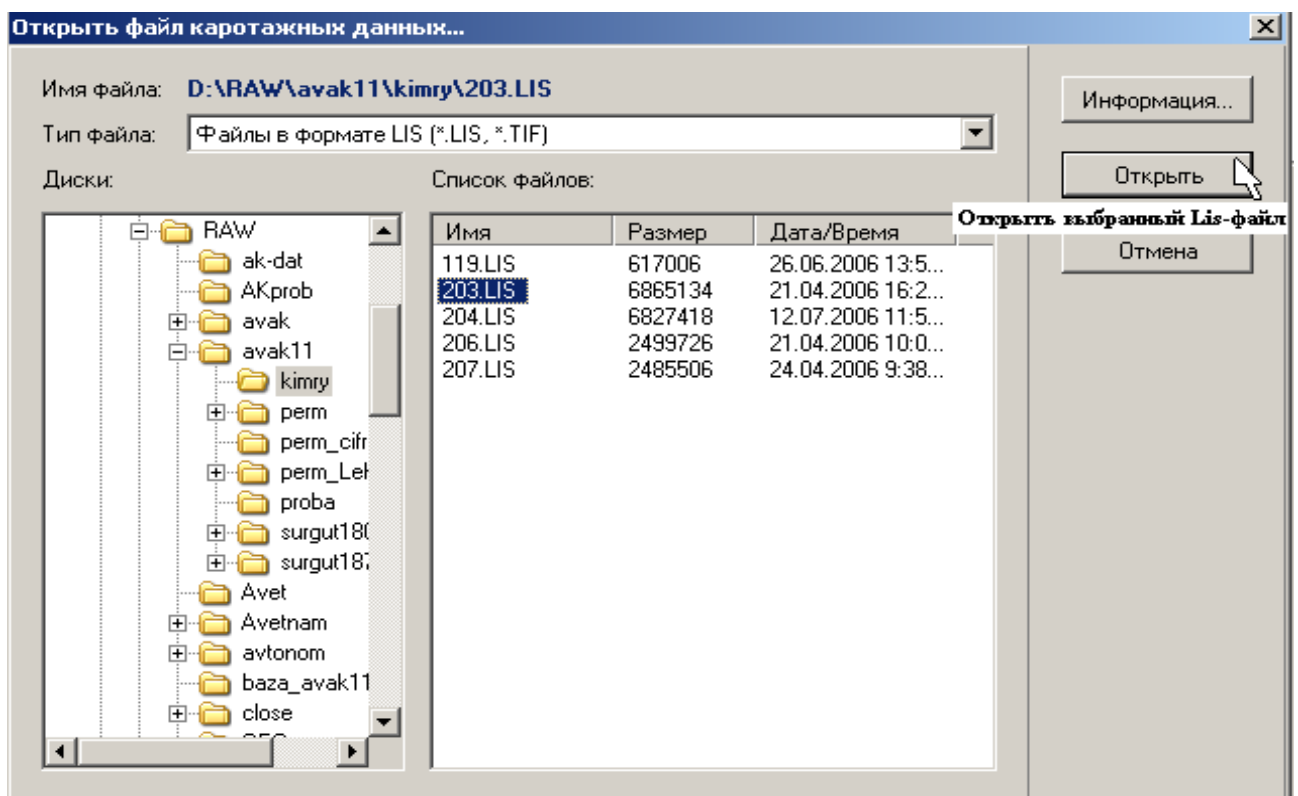


Рисунок 9 – «Проводник» для поиска и выбора LIS-файла данных

5.3.1.2. Открытие LIS-файла

Открытие LIS-файла сопровождается контролем его состава и дополнением расчётными параметрами (со всеми появляющимися предложениями надо соглашаться). После выбора файла открывается окно программы обработки (рисунок 10). Форма окна соответствует стандартному формату LogPWin с особенностями, присущими данной программе. Формат планшета с изображением фазокорреляционных диаграмм 4 и колонок с кривыми расчётных параметров 11 может формироваться пользователем или выбираться из заготовок в открывающемся списке 3, расположенном под панелью управления. В списке 3 содержатся планшеты для каждого трехэлементного зонда («Тенор», «Баритон», «Бас», «Диполь X», «Диполь Y», «Диполь XY»,

«Диполь УХ», «Быстрая волна», «Медленная волна»). В остальных открывающихся списках выбираются: тип частотного фильтра 5, ВК зонда 6, тип алгоритма обработки 7.

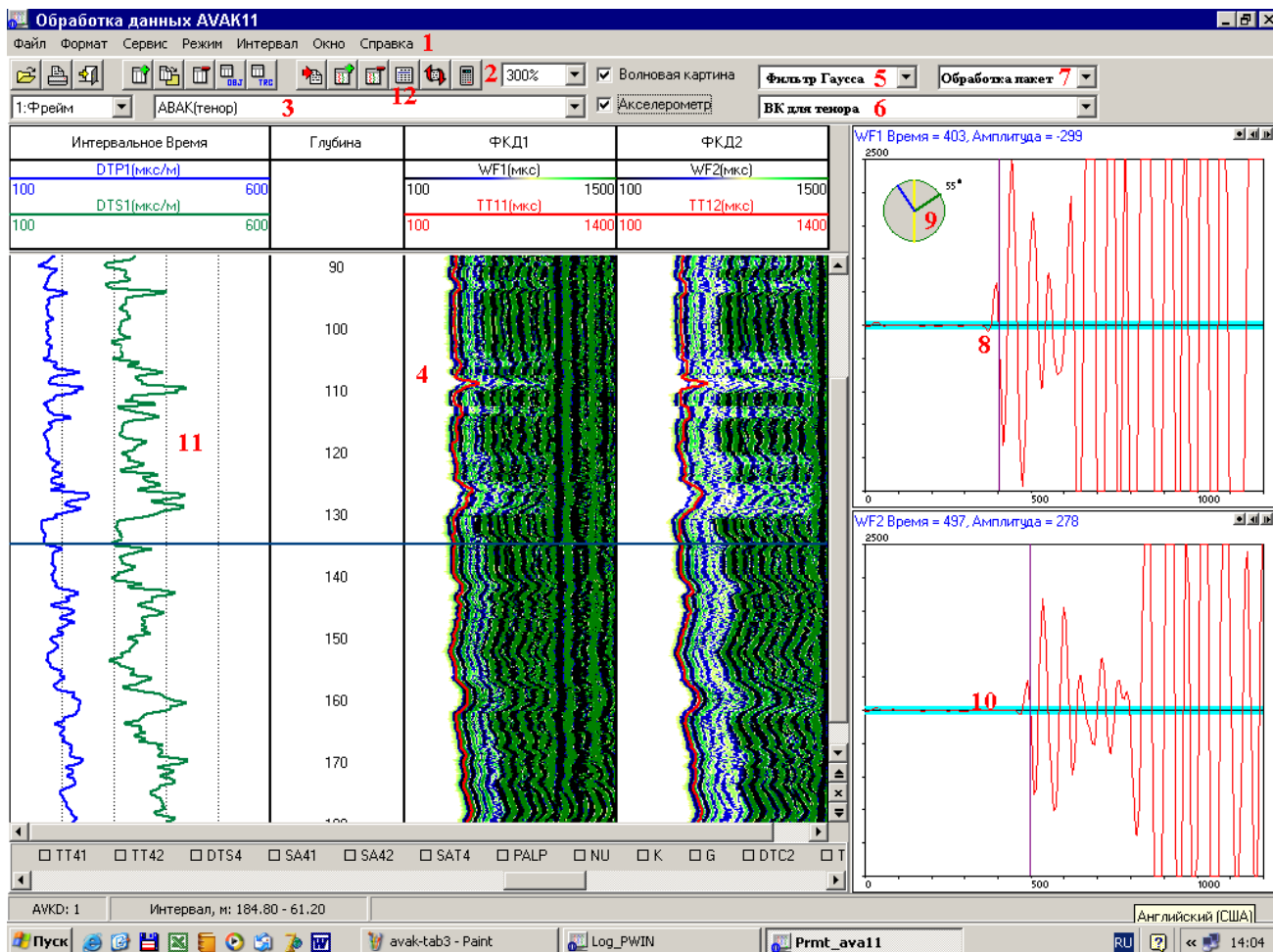


Рисунок 10 – Вид окна программы обработки данных АВАК. 1 – главное меню, 2 – панель функциональных кнопок, 3 – выбор формата визуализации планшета, 4 – планшет, 5 – выбор фильтра волновой картины, 6 – выбор волновой картины, 7 – выбор алгоритма обработки, 8 – волновые картины, 9 – показание акселерометра, 10 – уровень дискриминации, 11 – колонка вычисленных параметров, 12 – таблица технических параметров обработки.

«ВК зонда 6» содержит список волновых картин всех зондов. Выбранные в списке ВК изображаются на правой стороне окна программы 8, если установлен признак «волновые картины». Волновые картины соответствуют положению прибора на глубине, отмеченной горизонтальным курсором на планшете. Горизонтальный и вертикальный масштабы изображения волновых картин регулируются в окне, появляющемся при двойном нажатии левой клавиши мышки в поле одной из волновых картин.

«Тип полосового частотного фильтра 5» (Гаусса или Баттерворта). Полоса пропускания фильтра задаётся в таблице «Технические параметры обработки» индивидуально для каждого трехэлементного зонда.

Отфильтрованные волновые картины изображаются красным цветом, а исходные синим.

«Тип алгоритма 7», используемого для обработки данных («пакет» или «фаза»).

Программа позволяет получить следующие параметры распространения волн.

1. Два значения интервального времени и коэффициента затухания продольной волны, определённого двумя способами, по данным зондов «Тенор» (DTP1 и SAT1, SPA1), и «Баритон» (DTP2 и SAT2, SPA2), соответственно. Компенсированные значения интервальных времён и коэффициентов затухания продольной волны зондов «Тенор» (DTTC и ATTC) и «Баритон» (DTBC и ATBC).

2. Шесть значений интервального времени и коэффициента затухания поперечной волны по данным зондов «Тенор» (DTS1 и SAT1), «Баритон» (DTS2 и SAT2), «Диполь X» (DTS4 и SAT4, SPA4), «Диполь Y» (DTS5 и SAT5, SPA5), «Быстрая волна» (DTS8 и SAT8, SPA8), «Медленная волна» (DTS9 и SAT9, SPA9). Параметры поперечной волны по данным монополюсных зондов вычисляются только в интервалах её существования, т.е. когда интервальное время продольной волны $\Delta t_p \leq 350$ мкс/м или интервальное время поперечной волны $\Delta t_s \leq 500$ мкс/м.

3. Интервальное время (Δt_{st}) и коэффициент затухания волны Стоунли по данным зонда «Бас» (DTST и SAST, SPA3).

По измеренным значениям интервальных времён, а также объёмной плотности породы σ и промывочной жидкости $\sigma_{жс}$ вычисляются расчётные параметры:

1. Коэффициент Пуассона ν (NU). Вычисление коэффициента Пуассона ν производится по значениям интервальных времён продольной и поперечной волн в любом сочетании.

2. Коэффициент пористости пород k_n (PALP). Вычисляется по интервальным временам продольной волны двумя способами с использованием уравнений среднего времени (Вилли) и Реймера-Ханта-Гарднера.

3. Модули объёмного сжатия K и сдвига G . Вычисляются при наличии значений интервальных времен продольной, поперечной волны и объёмной плотности пород σ .

4. Коэффициент сдвиговой анизотропии $a_{сд}$ (ANI). Рассчитывается по значениям интервальных времён быстрой и медленной волн.

5. Расчётное значение интервального времени поперечной волны по значениям интервального времени волны Стоунли, плотности пород σ и плотности промывочной жидкости $\sigma_{жс}$.

5.3.1.3. Ввод технических параметров обработки и выбор типа фильтра

Выбрав волновую картину и соответствующий ей планшет с фазокорреляционной диаграммой (ФКД) и вычисляемыми параметрами,

прокруткой планшета нужно просмотреть данные и оценить минимальное время прихода волны по короткому зонду и форму волновой картины (ВК) в интервале обработки. Минимальное время оценивается по ФКД и ВК соответствующими курсорами. Форма ВК – это наличие нерегулярных шумов, наводок, интерференционных искажений пакета обрабатываемой волны, видимый период колебаний в пакете волны. Эти данные необходимы для заполнения таблицы технических параметров, а также выбора типа фильтра и алгоритма (способа) обработки. В таблицу «Технические параметры обработки» (рисунок 11) внесены константы, значения которых используются при решении систем неравенств в алгоритмах обработки.

Исходные значения параметров обработки (заданные по умолчанию) внесены в таблицу такими, чтобы они могли удовлетворить типично встречающимся формам ВК. Корректировка значений параметров обработки производится на основе оценок, сделанных при просмотре волновых картин, если указанные по умолчанию значения не подходят для данного файла. Константы, задаваемые в таблице, относятся к типам волн, а не зондам, поэтому после выбора ВК зонда надо внимательно просмотреть таблицу, особенно это касается продольной и поперечной волн.

Этими константами являются:

- знак экстремума;
- уровень дискриминации;
- минимальное время прихода волны;
- минимальное и максимальное значения полупериода;
- минимально и максимально допустимые значения интервального времени волны;
- нижняя f_1 и верхняя f_2 частоты фильтра.

Знак экстремума должен соответствовать знаку второй (рабочей) фазы в выделяемом волновом пакете.

Уровень дискриминации задаётся таким, чтобы он в 2 раза превышал шум, но был ниже амплитуды фазы. Уровень дискриминации отмечается цветной горизонтальной полосой 10 (рисунок 10) в окне волновой картины и может оперативно меняться методом перетаскивания с помощью манипулятора «мышь». Обычно уровень дискриминации должен находиться в пределах 20-100 единиц АЦП. Необходимость в корректировке возникает при низких значениях зарегистрированных данных (десятки единиц АЦП) и высоком уровне шумов.

Минимальное и максимальное значения интервального времени волн задаются равными граничным значениям измерительного диапазона. Эти значения равны 140 и 550 мкс/м для головных волн и 250 и 800 мкс/м для поперечной волны дипольных зондов.

Минимальное интервальное время волны Стоунли задаётся не прямо, а параметром «интервальное время промывочной жидкости» и равно 550 мкс/м.

Таблица технических параметров обработки			
Параметры обработки		Стр.2	
Название	Мнемоника	Ед.Изм.	Значение
Уровень дискриминации, ед.АЦП	DSCR		20.0
Минимальное время прихода Р- волны , мкс	TMNP	US	250.0
Знак экстремума	IS		1.0
Минимальное значение полупериода Р-волны, мкс	TNP	US	12.0
Максимальное значение полупериода Р-волны, мкс	TXP	US	50.0
Минимальное значение DTP, мкс/м	DTNP	US/M	140.0
Максимальное значение DTP, мкс/м	DTXP	US/M	550.0
Минимальное время прихода S-волны , мкс	TMNS	US	550.0
Минимальное значение полупериода S-волны, мкс	TNS	US	17.0
Максимальное значение полупериода S-волны, мкс	TXS	US	100.0
Минимальное значение DTS, мкс/м	DTNS	US/M	250.0
Максимальное значение DTS, мкс/м	DTXS	US/M	800.0
Минимальное время прихода St-волны , мкс	TMST	US	1000.0
Максимальное время прихода St-волны, мкс	TXST	US	2500.0
Минимальное значение полупериода St-волны, мкс	TNST	US	100.0
Длина короткого зонда (тенора),см	LT1	M	1.5
Длина короткого зонда (баритона),см	LB1	M	2.0
Длина короткого зонда (диполя),см	LD1	M	1.7
База зонда, м	BAZA	M	0.5
Шаг оцифровки ВК (тенора) , мкс	WFS1	US	5.0
Шаг оцифровки ВК (баритона) , мкс	WFS2	US	5.0
Шаг оцифровки ВК (бас) , мкс	WFS3	US	5.0
Шаг оцифровки ВК (диполя) , мкс	WFS4	US	5.0
Нижняя частота фильтра,(тенор),кГц	FMN1	KHZ	10.0
Верхняя частота фильтра,(тенор),кГц	FMX1	KHZ	30.0
Нижняя частота фильтра,(баритон),кГц	FMN2	KHZ	5.0
Верхняя частота фильтра,(баритон),кГц	FMX2	KHZ	15.0
Нижняя частота фильтра,(бас),кГц	FMN3	KHZ	2.0
Верхняя частота фильтра,(бас),кГц	FMX3	KHZ	4.0
Нижняя частота фильтра,(диполь), кГц	FMN4	KHZ	3.0
Верхняя частота фильтра,(диполь), кГц	FMX4	KHZ	8.0
Значение интервал. времени в жидкости, мкс/м	DTW	US/M	550.0



Сохранить  ОК  Отмена

Рисунок 11 – Таблица технических параметров обработки данных АВАК-11

Минимальное время прихода волны задаётся на основе оценок времени вступления волны при просмотре данных. Эта константа выполняет функцию блокировки поиска пакета волны. Её значение должно быть меньше времени вступления волны на коротком зонде. При высокой амплитуде шума минимальное время прихода должно как можно меньше отличаться от времени вступления первой фазы ВК.

Минимальное и максимальное значения полупериода служат повышению помехозащищённости алгоритма. Минимальное и максимальное значения полупериода автоматически вычисляются по значениям граничных частот фильтра с двойным запасом, при необходимости могут быть исправлены вручную. Сужение допустимых значений полупериода сигнала производится в случае необходимости противостоять шумам с большими амплитудами, но отличающимся от полезного сигнала видимой частотой.

Нижняя f_1 и верхняя f_2 частоты фильтра соответствуют граничным частотам полосы пропускания фильтра на уровне 0,7. Они выбираются по видимой частоте полезного сигнала f_0 с учётом частотного спектра помех: $f_1 \approx 0,5f_0$ и $f_2 \approx 1,5f_0$. При низких значениях отношения сигнал/шум необходимо, чтобы сигнал был более тщательно отфильтрован, т.е. полосу пропускания фильтра следует сузить, вплоть до $(f_0 \pm 2)$ кГц. Частотная фильтрация данных производится в процессе обработки, если выбран фильтр в открывающемся списке «Фильтрация ВК», рисунок 9, позиция 7, при этом исходные данные, содержащиеся в файле, остаются в прежнем виде. Если фильтр не выбран, то обрабатываются исходные данные. Частотная фильтрация не влияет на форму ФКД.

В списке имеется два типа фильтров: фильтр Гаусса и фильтр Баттерворта. Тип фильтра выбирается на основе визуальной оценки соотношения сигнал/помеха в волновых картинах. Первый фильтр имеет меньшую крутизну амплитудно-частотной характеристики (АЧХ), поэтому его следует применять при фильтрации сигнала в узкой полосе, или когда нет больших помех. Крутизна АЧХ фильтра Баттерворта значительно больше и практически не зависит от ширины полосы пропускания – он используется при фильтрации в широком диапазоне частот или при больших амплитудах помех.

5.3.1.4. Выбор типа алгоритма и проведение обработки

После заполнения таблицы технических параметров и выбора типа фильтра, выбирается тип алгоритма (способа) обработки и запускается процесс обработки.

Выделение волновых пакетов в волновых картинах и вычисление параметров волн производится по алгоритмам «Фаза» или «Пакет», выбираемым из открывающегося списка 7 (рисунок 10). Алгоритмы отличаются способами нахождения пакета волны. В интервалах с номинальным диаметром скважины и пластов большой мощности различия между устойчивостью работы обоих способов нет. Применение того или иного алгоритма обусловлено формой волновых картин, а также достоинствами и недостатками алгоритмов.

Алгоритм «Фаза» реализует принцип автоматического прослеживания фаз волны. Прослеживаются одновременно три фазы, превосходящие по амплитуде уровень дискриминации и имеющие длительность, находящуюся в диапазоне от минимального до максимального значения полупериода. Достоинством этого способа является устойчивость к интерференционным искажениям в первых вступлениях волновой картины. Недостаток заключается в необходимости поинтервального подбора уровня дискриминации при большом динамическом диапазоне сигнала и высоком уровне шумов. Следовательно, областью применения этого алгоритма являются участки кавернозного ствола и тонкослоистого разреза с контрастными акустическими границами.

Алгоритм «Пакет» основан на анализе корреляционных полей данных трёхэлементных зондов, поэтому он устойчиво работает, когда формы сигналов на разных каналах подобны. Достоинство этого способа заключается в устойчивой работе в условиях высоких коэффициентов затухания волны и наличия высокого уровня нерегулярных шумов. Недостатком является неустойчивая работа в интервалах, где имеет место интерференция в первых фазах волновой картины, т.е. нарушение подобия сигналов в разных каналах. Такая ситуация может возникать в кавернозных участках ствола скважины и на границах пластов.

Запуск обработки производится выбором соответствующего пункта «Обработка ВК тип зонда» в разделе «Режим» главного меню. Обработка выполняется автоматически, т. е. последовательно, на каждом кванте глубины производится частотная фильтрация ВК, поиск пакета волны в ВК и вычисление параметров волны.

5.3.1.5. Повторная обработка выделенных интервалов

Имеющиеся в программе средства позволяют получить достоверные измерения параметров волн практически в любых геолого-технических условиях. Однако с одними и теми же техническими параметрами обработки или одним алгоритмом часто не удаётся получить качественные результаты по всему разрезу, поэтому в интервалах с большим количеством сбоев необходимо провести повторную обработку данных. Эти интервалы выделяются и повторно обрабатываются после замены или технических параметров, или типа фильтра, или алгоритма обработки. Замена параметров обработки производится на основе оценки причин сбоев, имея в виду вышеприведенные описания алгоритмов и констант таблицы технических параметров. На рисунках 12а и 12б приведён пример устранения сбоев в измерении интервального времени продольной волны в кавернозном стволе скважины путём замены алгоритма обработки данных. Для повышения устойчивости работы программы при наличии шумов и интерференции, т.е. в условиях неблагоприятных для обоих алгоритмов, следует диапазон измерения интервального времени (минимальное и максимальное значения интервального времени) ограничить до конкретных значений в данном интервале геологического разреза, ориентируясь по соседним интервалам.

5.3.1.6. Расчет компенсированных значений параметров продольной волны

Пункт «Расчет компенсированных значений параметров продольной волны» раздела «Режим» позволяет рассчитать компенсированные параметры интервального времени и коэффициента затухания продольной волны для зондов «Тенор» (частота 20 кГц) и «Баритон» (частота 8 кГц). Данная процедура устраняет искажения интервального времени и коэффициента затухания продольной волны на резких акустических границах (в кавернах и на границах пластов). Схема компенсации показана на рисунке 13.

Компенсация производится вычислением средних значений параметров головных волн, определённых на базе между приёмниками и на базе между двумя положениями излучателей, соответствующих точкам расположения приёмников. Среднее значение по двум измерениям является компенсированным значением параметра, т. к. имеет место встречная система наблюдений.

Иллюстрация эффекта компенсации интервального времени продольной волны по зонду тенор показана на рисунке 14. Следует обратить внимание на то, что S-образные искажения кривой трёхэлементного зонда (DTP1) отсутствуют на кривой компенсированных значений (DTTC).

5.3.1.7. Вращение данных дипольных зондов (получение ВК быстрой и медленной волн)

Этот пункт меню «Режим» выполняется, если имеются первичные данные кросс-диполей и проведена обработка данных диполей «XX» и «YY». В этой процедуре производится преобразование исходных массивов данных дипольных зондов в массивы быстрой (WFG-WFH) и медленной (WFI-WFJ) поперечных волн, которые распространяются по направлениям азимутальной анизотропии пород. Одновременно вычисляется угол между направлениями поляризации диполя «X» и быстрой волны (MROT). Обработка сформированных волновых картин производится по тем же алгоритмам, что и диполей «XX» и «YY».

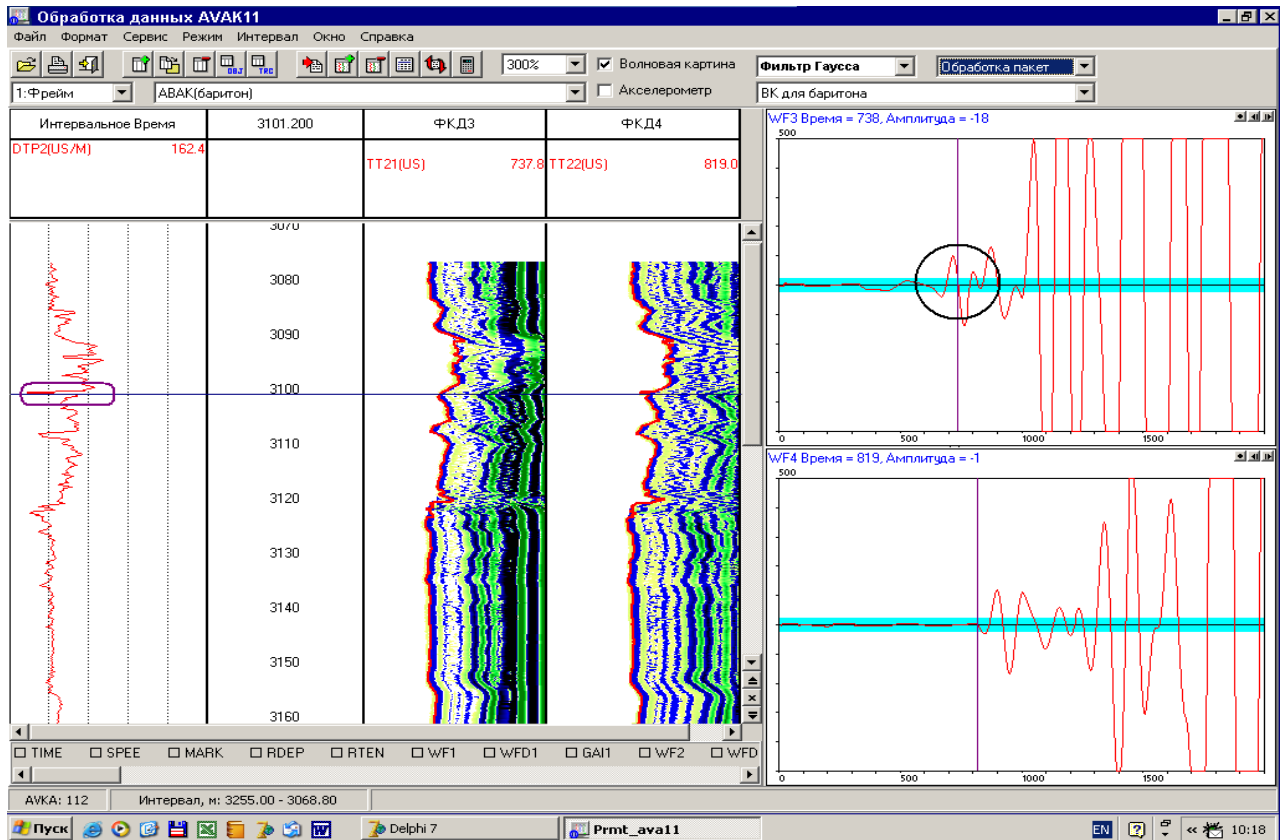


Рисунок 12а – Сбой в измерении параметров продольной волны из-за неидентичности форм пакета волны в каналах зонда «Баритон»

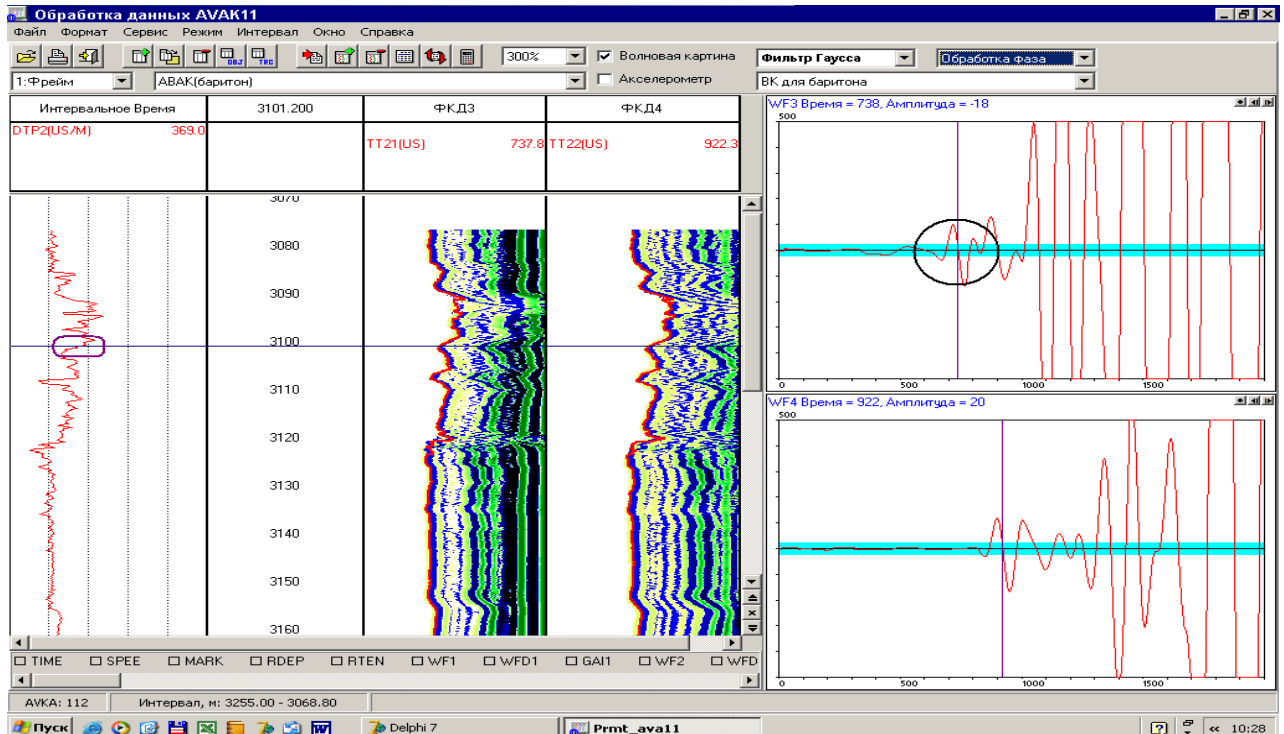


Рисунок 12б – Устранение сбоя в измерении параметров продольной волны зондом «Баритон» (рисунок 12а) в кавернозном участке ствола скважины путём замены способа обработки. Обработка/пакет заменена на обработка/фаза.

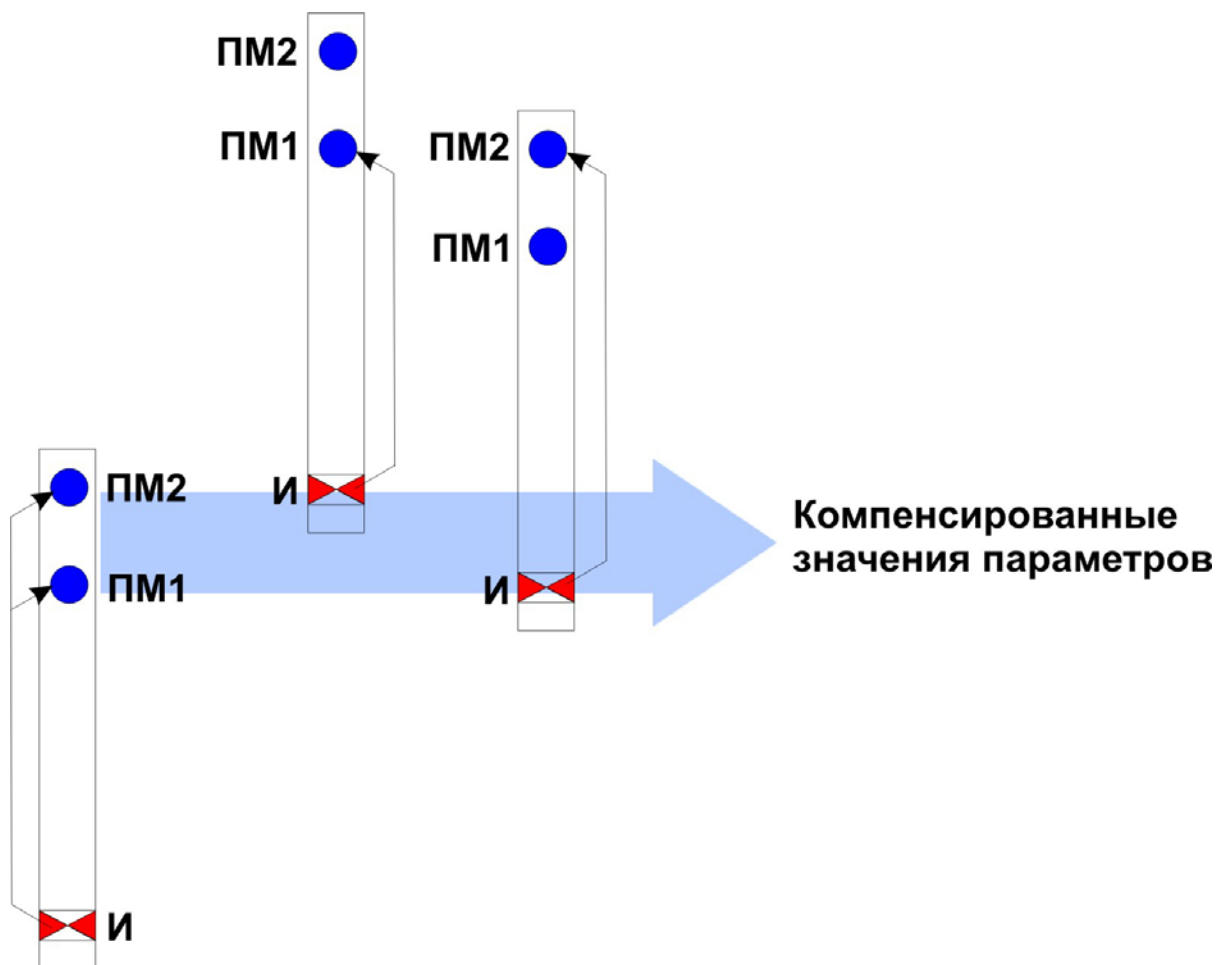


Рисунок 13 – Схема компенсации параметров головной продольной волны монопольных зондов «Тенор» и «Баритон»

5.3.1.8. Вычисление расчётных параметров

Коэффициенты Пуассона ν (NU) и пористости k_n (PALP) рассчитываются непосредственно в программе обработки при выборе соответствующего пункта раздела «Режим».

Коэффициент Пуассона ν вычисляется в интервалах, где определены интервальные времена продольной и поперечной волн. Его значения служат также критерием достоверности вычисления интервальных времён, т. к. реальный диапазон изменения ν для монопольных измерений находится в пределах 0,1-0,4:

$$\nu = \frac{1}{2} \frac{\left(\frac{\Delta t_s}{\Delta t_p}\right)^2 - 2}{\left(\frac{\Delta t_s}{\Delta t_p}\right)^2 - 1} \quad (2)$$

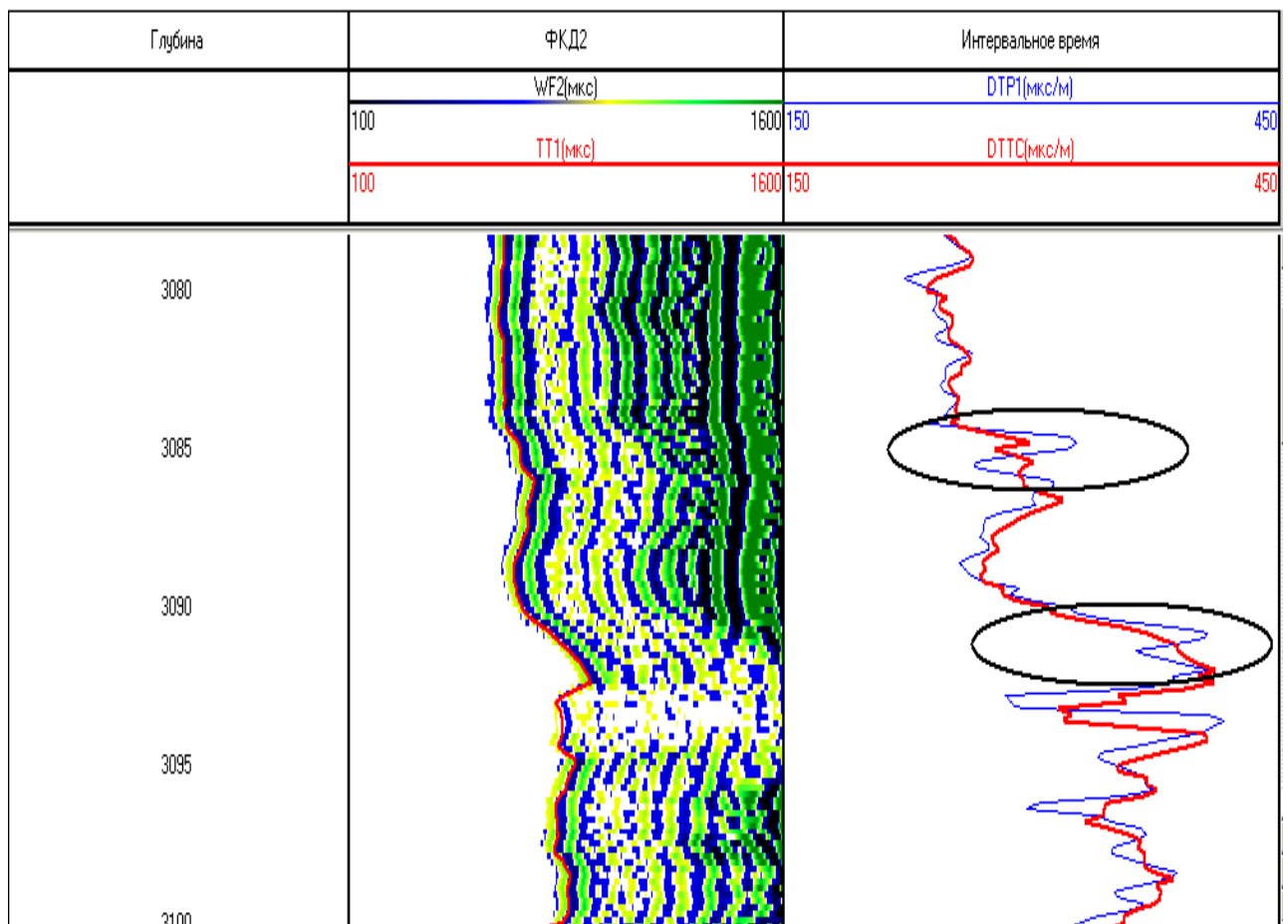


Рисунок 14 – Компенсация искажений в измерениях интервального времени продольной волны (зонд «Тенор») на границах пластов и на границе каверны DTP1 – интервальное время распространения продольной волны по данным трёхэлементного зонда, DTTCO – интервальное время распространения продольной волны, компенсированное за скважинные условия

Для вычислений коэффициента пористости k_n (PALP) предлагаются два наиболее часто используемых в практике ГИС уравнения: среднего времени (3) [12] и Реймера (4) [13]:

$$k_n = \frac{\Delta t_p - \Delta t_{ск}}{\Delta t_{жс} - \Delta t_{ск}} \tag{3}$$

$$k_n = 1 - 0,5 \frac{\Delta t_{ск}}{\Delta t_{жс}} - \sqrt{\left(\frac{\Delta t_{ск}}{\Delta t_{жс}}\right)^2 - \frac{\Delta t_{ск}}{\Delta t_{жс}} + \frac{\Delta t_{ск}}{\Delta t_p}}, \tag{4}$$

где $\Delta t_{ск}$ – интервальное время скелета породы;

$\Delta t_{жс}$ – интервальное время порового флюида.

Второе уравнение даёт более точные оценки коэффициента пористости в слабо консолидированных породах.

Модули объёмного сжатия K и сдвига G , коэффициент сдвиговой анизотропии $a_{сд}$ (ANI) и значение интервального времени поперечной волны (DTSC) по интервальному времени волны Стоунли Δt_{st} рассчитываются в калькуляторе LogPWin. Расчётные формулы занесены в список записей калькулятора, причём параметры обозначены мнемониками одного из зондов, поэтому перед проведением расчётов с использованием параметров других зондов или усреднённых по нескольким зондам необходимо исправить мнемоники параметров, входящих в формулы. С целью сокращения количества исправлений мнемоник модуль объёмного сжатия рассчитывается по значениям модуля сдвига и коэффициента Пуассона:

$$G = \frac{\sigma}{\Delta t_s^2}, \quad (5)$$

где
$$\Delta t_s = \frac{\Delta t_{s\bar{o}} + \Delta t_{sM}}{2},$$

$\Delta t_{s\bar{o}}$ – интервальное время быстрой поперечной волны (DTS8);

Δt_{sM} – интервальное время медленной поперечной волны (DTS9).

$$K = \frac{2G(1 + \nu)}{3(1 - 2\nu)}, \quad (6)$$

$$a_{сд} = 2 \frac{\Delta t_{sM} - \Delta t_{s\bar{o}}}{\Delta t_{sM} + \Delta t_{s\bar{o}}} \quad (7)$$

$$\Delta t_{спас} = \sqrt{\frac{\sigma \cdot \Delta t_{жс}^2 \left(\frac{\Delta t_{st}^2}{\Delta t_{жс}^2} - 1 \right)}{\sigma_{жс}}} \quad (8)$$

где $\Delta t_{жс}$ – интервальное время волны в промывочной жидкости,

$\sigma_{жс}$ – плотность промывочной жидкости.

5.3.1.9. Усреднение параметров

Эта процедура выполняется для каждого отдельного параметра в разделе «Редактирование» меню, открывающимся правой клавишей манипулятора «мышь» на заголовке параметра. Усреднение (фильтрацию) также можно произвести в разделе «Сервис» одновременно для нескольких параметров

одним из рекурсивных фильтров. Рекомендуется усреднение производить линейным трёхточечным фильтром. Коэффициенты затухания могут усредняться пятиточечным фильтром.

5.3.1.10. Контроль качества измерений

Применённый в программе способ определения кинематических параметров по корреляции переходов через нуль идентичных фаз сигналов позволяет получать весьма точные измерения интервальных времён, если корреляция выполнена правильно. Основными критериями качества обработки являются:

- совпадение временных параметров (времён прихода) ТТ с фазами ФКД соответствующих каналов. Допускаются «перескоки» на соседние фазы, но не более чем на одну, причём синхронно на обеих волновых картинах зонда.

- совпадение основного и повторного замера с погрешностью $\pm 5\%$;

- интервальные времена продольной и поперечной волн, измеренные монополярными зондами 20 и 8 кГц, не должны отличаться более чем на $\pm 10\%$ в изотропных породах (песчаниках, известняках);

- интервальное время поперечной волны дипольных зондов в изотропных породах совпадает с интервальным временем монополярных зондов с точностью до погрешности измерений. В анизотропных породах (аргиллиты, глины, трещиноватые известняки и песчаники) различие между интервальными временами поперечных волн монополярных и дипольных зондов, а также двух дипольных зондов между собой служит индикатором анизотропии. Обычно это различие не более $\pm 15\%$. Следует помнить, что монополярными зондами интервальные времена измеряются только до значения 500 мкс/м;

- коэффициент Пуассона ν , вычисленный по данным монополярных зондов, не должен превышать значения 0,37; с использованием параметров дипольного зонда – 0,44; минимально возможное значение ν в осадочных породах – 0,08.

- интервальное время волны Стоунли в открытом стволе всегда больше интервального времени скважинной жидкости (550-650 мкс/м) и больше, чем у поперечной волны.

5.3.2. Проведение обработки данных (обсаженная скважина)

Обработка данных АВАК-11, зарегистрированных в обсаженной скважине, имеет две отличительных особенности, по сравнению со случаем открытого ствола. Во-первых, данные зонда «Тенор» используются исключительно для оценки качества цементирования по технологии трёхэлементного зонда [14] - [15]. Во-вторых, данные зонда «Баритон» могут быть подвергнуты вейвлет-фильтрации с целью уменьшения амплитуды сигнала волны по обсадной колонне в волновой картине этого зонда. Параметры волн, распространяющихся по породе, определяются так же, как и в открытом стволе. Интервальное время и коэффициент затухания продольной волны определяются по данным зонда «Баритон»; поперечной волны – дипольных зондов, волны Стоунли – зонда «Бас». Параметры распространения

волны Стоунли определяются акустическими свойствами границы раздела «промывочная жидкость – обсадная труба», а не породы.

5.3.2.1. Выбор программы обработки

Программа выбирается в директории «Закрытый ствол – Акустический каротаж – Обработка данных АВАК11», рисунок 15.

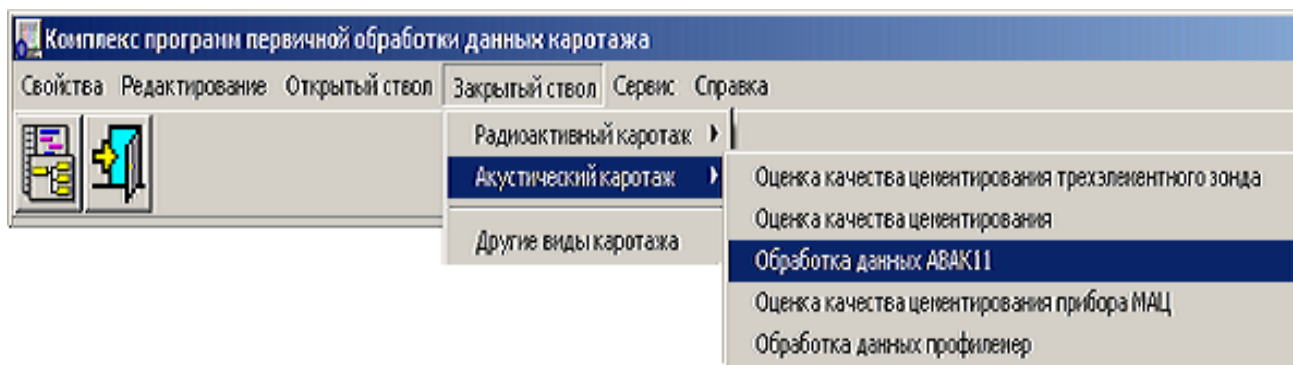


Рисунок 15 – Вид меню выбора программы обработки данных АВАК-11 в обсаженной скважине

5.3.2.2. Обработка данных зонда «Баритон»

В общем случае обработка данных зонда «Баритон» производится по технологии, описанной в разделе 5.2.1. Однако если данные получены в скважине с низким качеством цементирования, волновые картины следует профильтровать вейвлет-фильтром, выбрав фильтр из открывающегося списка (рисунок 16).

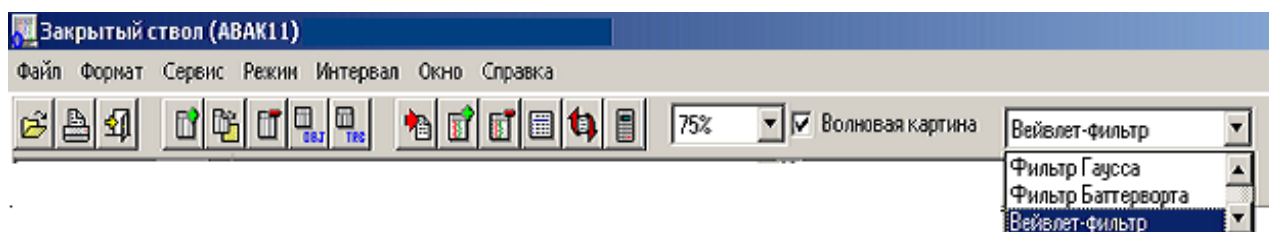


Рисунок 16 – Вид открывающегося списка фильтров программы обработки данных АВАК-11 (закрытый ствол)

Вейвлет-фильтрация заключается в автоматическом подборе волнового пакета, близкого по форме к волне по обсадной колонне, и вычитании этого пакета из общей волновой картины зонда. Подбор начинается с минимального времени вступления Р-волны, которое в этой процедуре задаётся в сплывающем окне и автоматически заносится в таблицу технических параметров. Начало вейвлет-фильтрации устанавливается в середине полупериода, предшествующего полупериоду с максимальной амплитудой волны по колонне.

Чтобы визуально оценить эффективность вейвлет-фильтрации, следует на планшете отобразить ФКД исходных (WF3 и WF4) и фильтрованных (WFF3 и

WFF4) данных. Вейвлет-фильтрация проводится на ВК с мнемониками WFF3 и WFF4, а исходные волновые картины заменяются фильтрованными вейвлет-фильтром картинами; поэтому обработку данных зонда «Баритон» с применением вейвлет-фильтрации надо выполнять на копии LIS-файла. В этом случае действия для вейвлет-фильтрации следующие:

- сделать копию LIS-файла;
- визуализировать ВК зонда «Баритон»;
- профильтровать ВК;
- определить время начала вейвлет-фильтрации, записать это время в строке «Минимальное время прихода Р-волны» таблицы параметров обработки или запомнить;
- выбрать в меню фильтров «вейвлет-фильтр»;
- войти в меню «Режим», выбрать пункт «Фильтрация ВК» и занести значение начала вейвлет-фильтрации при появлении всплывающего окна или подтвердить показанное значение.

В массив исходных волновых картин запишутся данные, преобразованные вейвлет-фильтром, т.е. WF3 и WF4 будут представлять данные, отфильтрованные с применением вейвлет-фильтра.

Эффективность применения вейвлет-фильтра для подавления волны по колонне в волновых картинах зонда «Баритон» показана на рисунке 17.

Дальнейшие процедуры не отличаются от обработки данных в открытом стволе.

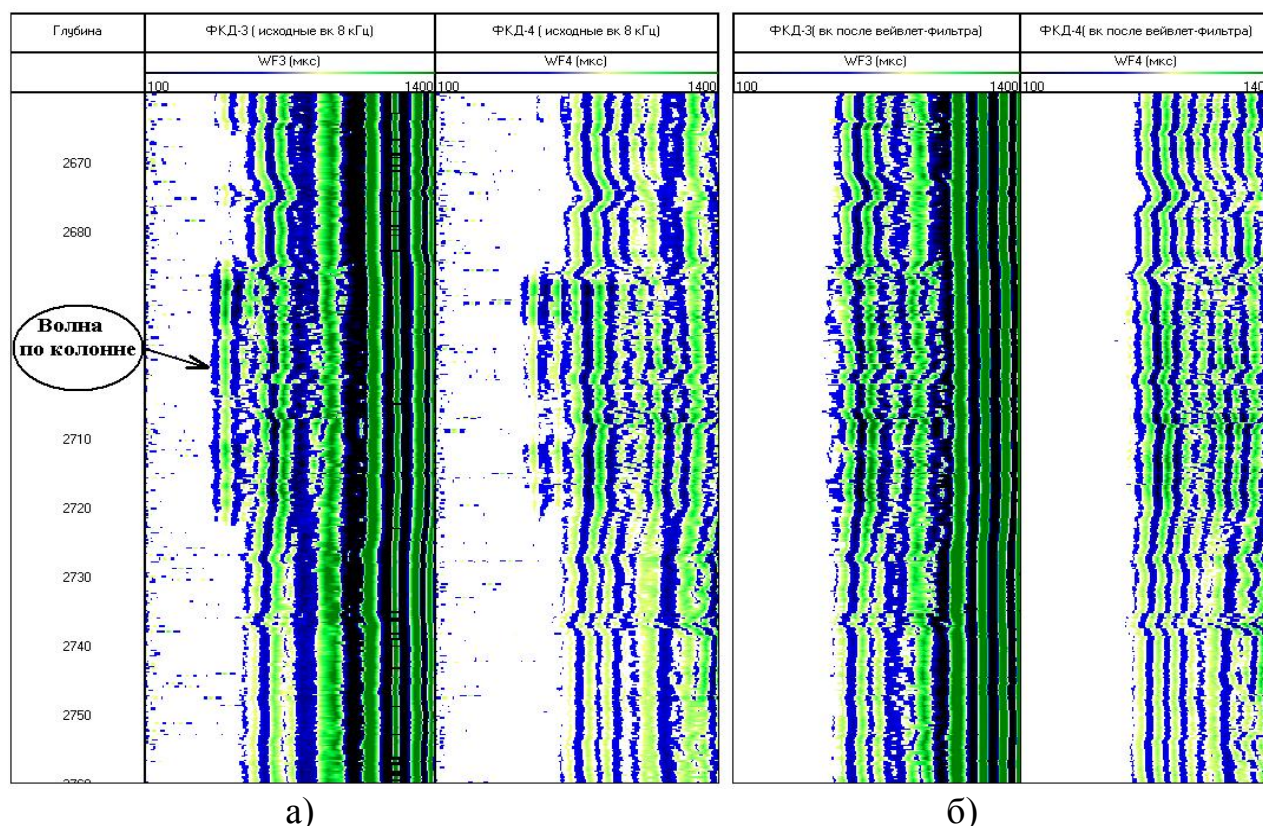


Рисунок 17 – Результат вейвлет-фильтрации данных зонда «Баритон». а – исходные данные, б – данные после фильтрации. В результате фильтрации пакет волны по колонне вычтен из волновой картины.

5.3.2.3. Обработка данных зонда «Тенор»

Программа обработки данных запускается из раздела: «Режим - Обработка данных Тенора в режиме АКЦ». Вид окна программы показан на рисунке 18.

Установка фиксированных временных окон производится на волновых картинах каналов WF_1 , WF_2 курсорами на левой и правой границах окон. Окно достаточно установить только на WF_1 , на второй ВК окно установится автоматически. Фиксированные окна настраиваются таким образом, чтобы начало окна находилось левее второго экстремума фильтрованной волновой картины и ширина окна примерно равнялась видимому полупериоду колебаний волны по колонне.

Дальнейшие процедуры вычислений выбираются из дополнительного меню (рисунок 19) и включают в себя:

- поиск максимального значения волны по колонне;
- расчёт затухания;
- оценку качества цементирования;
- редактирование колонки цементирования;
- формирование таблицы заключения.

Процедуры вычислений – стандартные для обработки методом АКЦ данных трёхэлементных зондов.

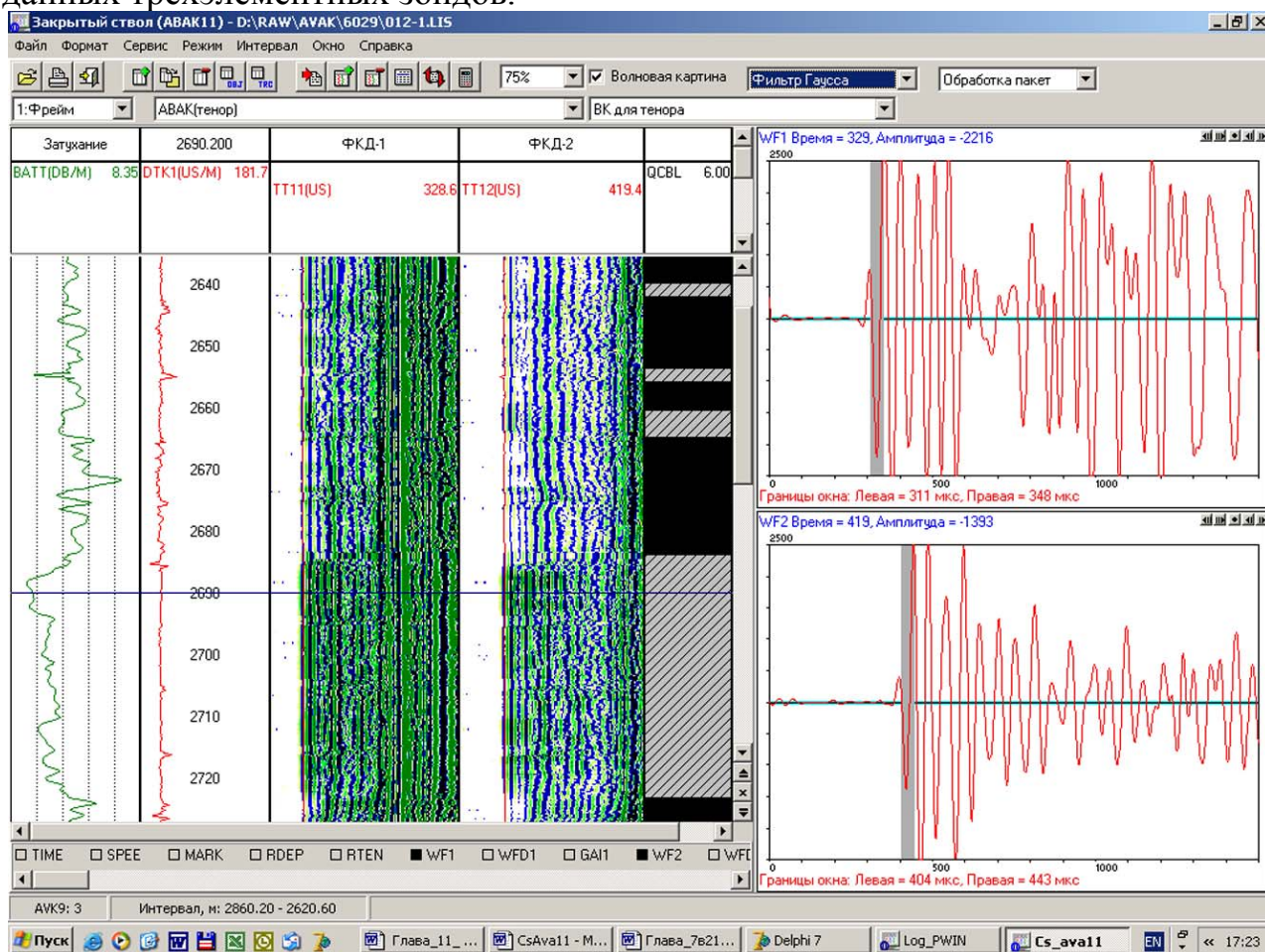


Рисунок 18 – Вид окна программы обработки данных зонда «Тенор» в режиме АКЦ с установленными фиксированными окнами на волновых картинах

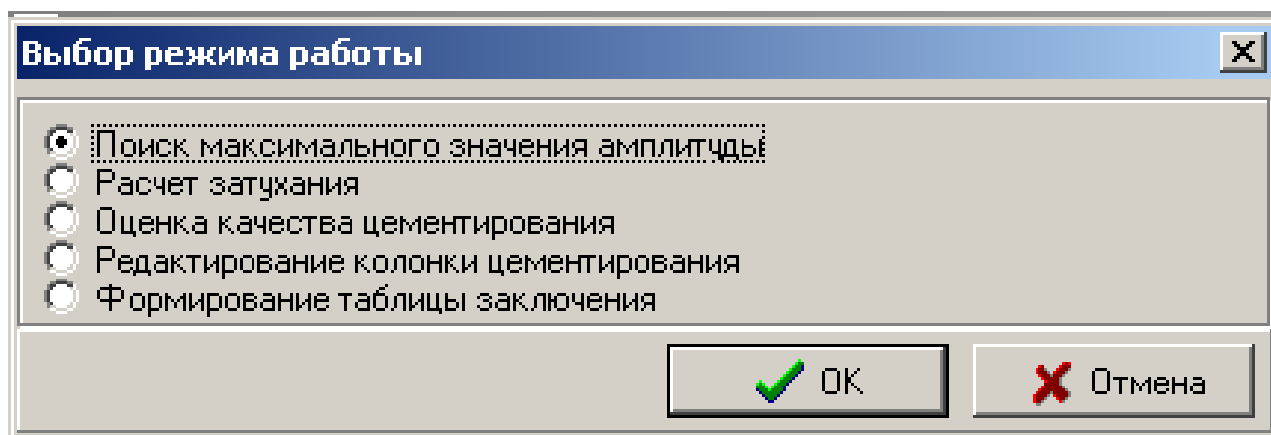


Рисунок 19 – Вид меню обработки данных зонда «Тенор» в режиме АКЦ

5.3.2.3.1. Поиск максимального значения амплитуды волны по колонне

Максимальное значение амплитуды волны по колонне – это величина, на которую нормируются текущие значения амплитуд, измеряемые в фиксированных окнах. Эта константа находится из уравнения: $BATL = SAK1$, $BATL = BATT * LT1$, где $LT1$ - длина короткого зонда «Тенор». Процедура поиска максимального значения включает в себя вычисления максимальных значений в выделенных интервалах, усреднение вычислений и занесение полученного значения в таблицу технических параметров обработки на стр. 2 (рисунок 20). Чтобы избежать большой ошибки в величине максимальной амплитуды, интервалы следует выделять между муфтами и значения $BATT$ в них должно находиться в пределах 10-20 дБ/м.

5.3.2.3.2. Расчет затухания

При выполнении этого пункта меню рассчитываются параметры волны по колонне. Поскольку в зависимости от марки цемента и акустических свойств вмещающих пород затухание по колонне достигает значения вплоть до 40 дБ/м, что выходит за рамки динамического диапазона аппаратуры, в программе принята подстановка: $BATT = SAK1 / LT1$, если $SAK1$ больше 26 дБ/м и $|BATT - SAK1 / LT1| > 10$. Такая подстановка повышает достоверность дальнейших оценок, т.к. позволяет избежать ошибочных заключений в участках плотного контакта цементного камня с колонной и, соответственно, малых значений амплитуд волны по колонне. После расчёта затухания следует выполнить устранение единичных сбоев и усреднение значений вычисленных параметров $BATT$ и DTP , последовательно выбрав в окне «Сервис» соответствующие строки: «Устранение единичных сбоев» и «Фильтрация данных» (рекомендуется применять линейный пятиточечный фильтр).

Таблица технических параметров обработки			
Параметры обработки		Стр2	
Название	Мнемоника	Ед.Изм.	Значение
Признак фильтрации данных	FFLT		0.0
Обработка зонда	SOND		Тенор
Визуализаци ВК зонда	SNDO		Тенор
DT порового флюида	DTF	US/M	650.0
DT скелета	DTM	US/M	155.0
DTP для расчета коэф. пористости и Пуассона	SPSD		DTP1
DTS для расчета коэф. Пуассона	SPSH		DTS1
Уравнение расчета пористости	SPFS		СРЕД.
Максимальное значение амплитуды	AMPL		2048.0
Затухание в отсутствии контакта	ALN1		3.0
Затухание при плотном контакте	ALX1		30.0
Признак вывода таблицы заключения	REGT		0.0
Показание акселерометра	SPAX		Да

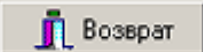
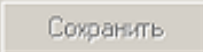

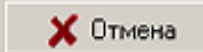





Рисунок 20 – Вид таблицы технических параметров для режима обработки данных зонда «Тенор» (обсаженная скважина)

5.3.2.3.3. Оценка качества цементирования

Перед выполнением оценки качества цементирования во всплывающем меню вводятся значения коэффициента затухания при отсутствии контакта и при плотном контакте цементного камня с колонной. Оценка качества цементирования производится по значениям индекса цементирования BI . Индекс цементирования – это параметр, показывающий относительное изменение коэффициента затухания волны по колонне, рассчитываемый по формуле:

$$BI = \frac{BATT - ALN_1}{ALX_1 - ALN_1}, \quad (9)$$

где ALN_1 и ALX_1 – константы, задаваемые в таблице технических параметров (рисунок 20).

По значению индекса цементированья выделяются три степени контакта: отсутствие контакта $VI < 0,1$; частичный контакт $0,1 \leq VI \leq 0,8$; плотный контакт $VI > 0,8$. Степень контакта обозначается параметром QCBL. Для визуализации параметра QCBL представляется в виде литологической колонки. Закраска интервалов колонки формируется в соответствии со следующими кодами: QCBL=0 – отсутствие контакта, QCBL=4 – плотный контакт, QCBL=6 – частичный контакт.

5.3.2.2.4. Редактирование колонки качества цементированья

Индекс цементированья на муфтовых соединениях имеет завышенные значения, поэтому формализованные оценки качества цементированья следует скорректировать. В процедуре «Редактирование колонки качества цементированья» производится исключение из колонки интервалов длиной менее двух метров, появление которых чаще всего вызвано повышенным затуханием волны по колонне на муфтовых соединениях. Каждый из исключаемых интервалов относится по характеру контакта к нижележащему интервалу.

5.3.2.2.5. Формирование таблицы заключения

При выполнении этого пункта меню колонка цементированья QCBL переводится в таблицу заключения. Эта таблица содержит шапку и три колонки: в одну записывается интервал, в другую характер контакта, а в третью длина интервала с данным контактом. Таблица записывается в отдельный файл с расширением «.rtf» (может корректироваться в Microsoft Word™) или с расширением «.xls» (может корректироваться в Microsoft Excel™).

5.3.2.2.6. Контроль качества измерений

Критерием достоверности, измерения коэффициента затухания волны по колонне является примерное (± 2 погрешности измерений – 6 дБ/м) равенство числовых значений BATL и SAK1 (за исключением интервалов муфтовых соединений). Большие различия между BATL и SAK1 могут быть обусловлены ошибкой в определении максимального значения амплитуды, нарушением центровки прибора в скважине или разгазированием скважинной жидкости.

6. Применение параметров волн для решения геолого-технических задач

По сравнению с традиционным акустическим каротажем метод волнового АК позволяет измерить и рассчитать параметры, знание которых открывает дополнительные возможности при решении геолого-технических задач.

Прежде всего, определённые с относительно высокой точностью динамические модули упругости горных пород являются исходными

параметрами при решении технологических задач бурения и эксплуатации нефтегазовых скважин: оценке параметров проходки, расчёте депрессии, расчёте параметров гидроразрыва пласта и т.п.

В совокупности, параметры распространения продольной и поперечной волн в некоторых случаях могут использоваться при оценке характера насыщения пласта [16], [17].

Измерение параметров продольной волны на двух частотах – поперечной – двумя скрещенными дипольными зондами и волны Стоунли в низкочастотном диапазоне позволяет осуществить оценку акустической анизотропии прискважинной зоны на глубину в несколько десятков сантиметров и классифицировать причины её появления. Акустическая анизотропия вызвана литологической анизотропией, текстурой и напряжённым состоянием пород, поэтому является важным параметром при решении задач определения трещиноватости, естественной и вызванной напряжениями вокруг скважины [18] - [21].

В виду многообразия вариантов использования параметров всех волн, остановимся на применении некоторых: расчётного значения интервального времени поперечной волны DTSC и коэффициента сдвиговой акустической анизотропии ANI при решении геолого-технических задач. Также попытаемся оценить возможности динамических параметров волн и особенно волны Стоунли при оценке фильтрационных свойств горных пород.

6.1. Определение радиальной анизотропии

Горные породы вблизи стенки скважины всегда подвержены изменениям упругих свойств, в сравнении с их упругими свойствами в естественном залегании. Основными причинами таких изменений являются статические напряжения, обусловленные горным давлением и тектоническими напряжениями, а также разрушение породы под действием бурильного инструмента и проникновением фильтра промывочной жидкости в поровое пространство породы. Первый из перечисленных факторов обуславливает азимутальные изменения упругих свойств пород (азимутальную акустическую анизотропию), два других – радиальную анизотропию.

Наибольший вклад в формирование радиальной акустической анизотропии обычно вносит фильтрация промывочной жидкости, которая дополнительно создаёт на стенке скважины глинистую корку. Наиболее чувствительными параметрами к радиальной анизотропии пород являются параметры распространения поверхностных волн, т. е. в волновом АК - волны Стоунли. Для оценки величины радиальной анизотропии в программе введён расчётный параметр DTSC. Этот параметр в мировой практике используется уже несколько десятилетий. До появления дипольных зондов он применялся для оценки интервального времени поперечной волны в низкоскоростных разрезах [22]. Имея возможность получить независимое измерение DTS и DTSC, легко оценить акустическую анизотропию [23]. Принимая во внимание глубину проникновения колебаний волны Стоунли и поперечной волны от дипольного излучателя, а также форму колебаний среды в этих волнах, можно

понять, что в изотропной среде значения DTS и DTSC равны с точностью до погрешности измерения. В радиально анизотропной среде (обычно это поровые коллекторы) будет выполняться неравенство:

$$DTSC > DTS$$

В кавернозном стволе скважины часто наблюдается уменьшение интервального времени волны Стоунли, обусловленное частотной дисперсией этой волны, поэтому имеет место обратное неравенство:

$$DTSC < DTS$$

В качестве примера на рисунке 21 показано выделение в разрезе скважины интервалов поровых терригенных коллекторов (закрашены жёлтыми полосами через весь планшет и отмечены в колонке с кривыми DTS и DTSC синей закраской). Обращаем внимание на наличие тонких проницаемых, по акустическим данным, прослоев между выделенными интервалами (отмечены голубым цветом). Для подтверждения вывода на этом же рисунке показаны кривые других геофизических методов: кавернометрии CALI – колонка 2, гамма каротажа GR и потенциалов собственной поляризации SP – колонка 3, интервального времени продольной волны DTP2 и объёмной плотности породы RHOV – колонка 4.

Следует также отметить, что в силу высокой чувствительности метода к радиальной акустической анизотропии, он часто используется для выделения низкопоровых карбонатных коллекторов.

6.2. Определение азимутальной анизотропии

Как уже было сказано, азимутальная акустическая анизотропия может быть обусловлена упругими напряжениями и собственной анизотропией породы. Чаще всего напряжения вызваны горным давлением и, соответственно, связанная с этим анизотропия наблюдается в наклонных скважинах. В вертикальных скважинах наличие азимутальной анизотропии обычно связано с субвертикальной трещиноватостью. Естественно, заключение о природе акустической анизотропии будет тем точнее, чем точнее будет модель среды. На рисунке 22 приведён пример выделения интервала трещиноватых пород на основании высокого значения коэффициента акустической анизотропии ANI – 0,12. Данные других методов ГИС (кавернометрии CALI, естественного гамма излучения GR, удельного сопротивления LL3) и интервальное время продольной волны DTP1 не противоречат данному заключению, но и не могут его подтвердить, т. к. ни один из методов не обладает чувствительностью к трещинам.

6.3. Определение места гидроразрыва

Задача определения места гидроразрыва чаще всего решается в обсаженных скважинах путём сопоставления измеренных значений параметров волн до и после проведения работ по гидроразрыву пород.

В общем случае эта задача достаточно сложная для метода волнового АК, поскольку из-за малости эффекта необходимо выполнить высокоточные измерения в условиях экранирования горных пород обсадной колонной. Успех

решения во многом зависит от состояния обсадки. Если колонна закреплена портланд-цементом и имеет плотный контакт с цементным кольцом, то задача значительно упрощается. В случаях крепления колонны гель-цементом или плохого качества цементирования измерение параметров продольной волны затруднительно. Кроме того, при плохом качестве цементирования большой объём пропанта закачивается в затрубное пространство, отрывая колонну от цемента, дополнительно осложняя интерпретацию результатов измерения параметров волн.

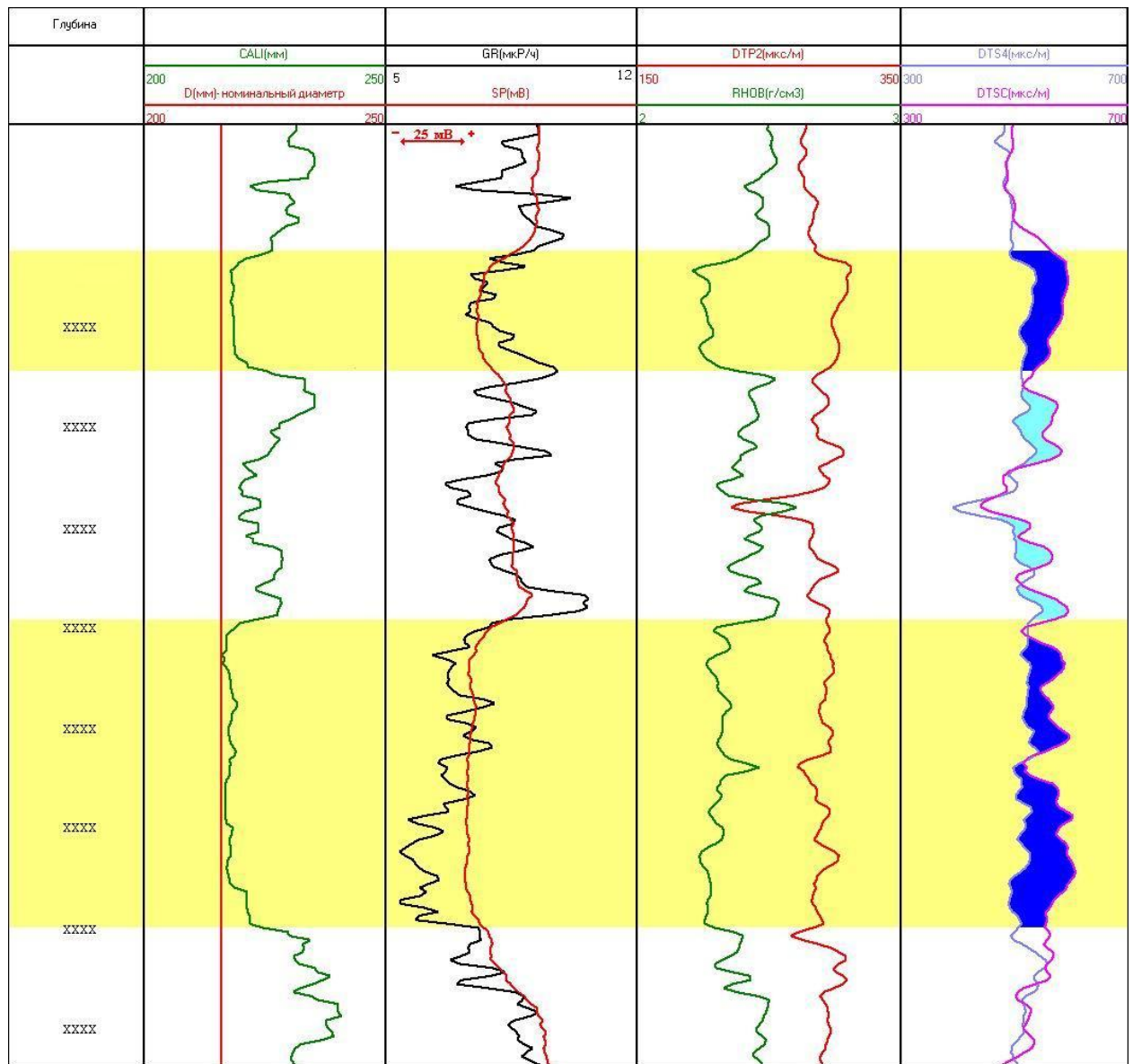


Рисунок 21 – Выделение порового терригенного коллектора по признаку наличия радиальной акустической анизотропии

В породах, подвергшихся гидроразрыву, главным образом изменяются сдвиговые характеристики, т.е. наибольший эффект наблюдается в параметрах распространения поперечной волны и коэффициента азимутальной анизотропии. Из-за малой глубинности параметры волны Стоунли не столь

чувствительны к появлению трещин в горных породах. Поскольку в технологии проведения гидроразрыва заменяется жидкость, заполняющая скважину, то истолкование поведения параметров поверхностной волны Стоунли осложнено.

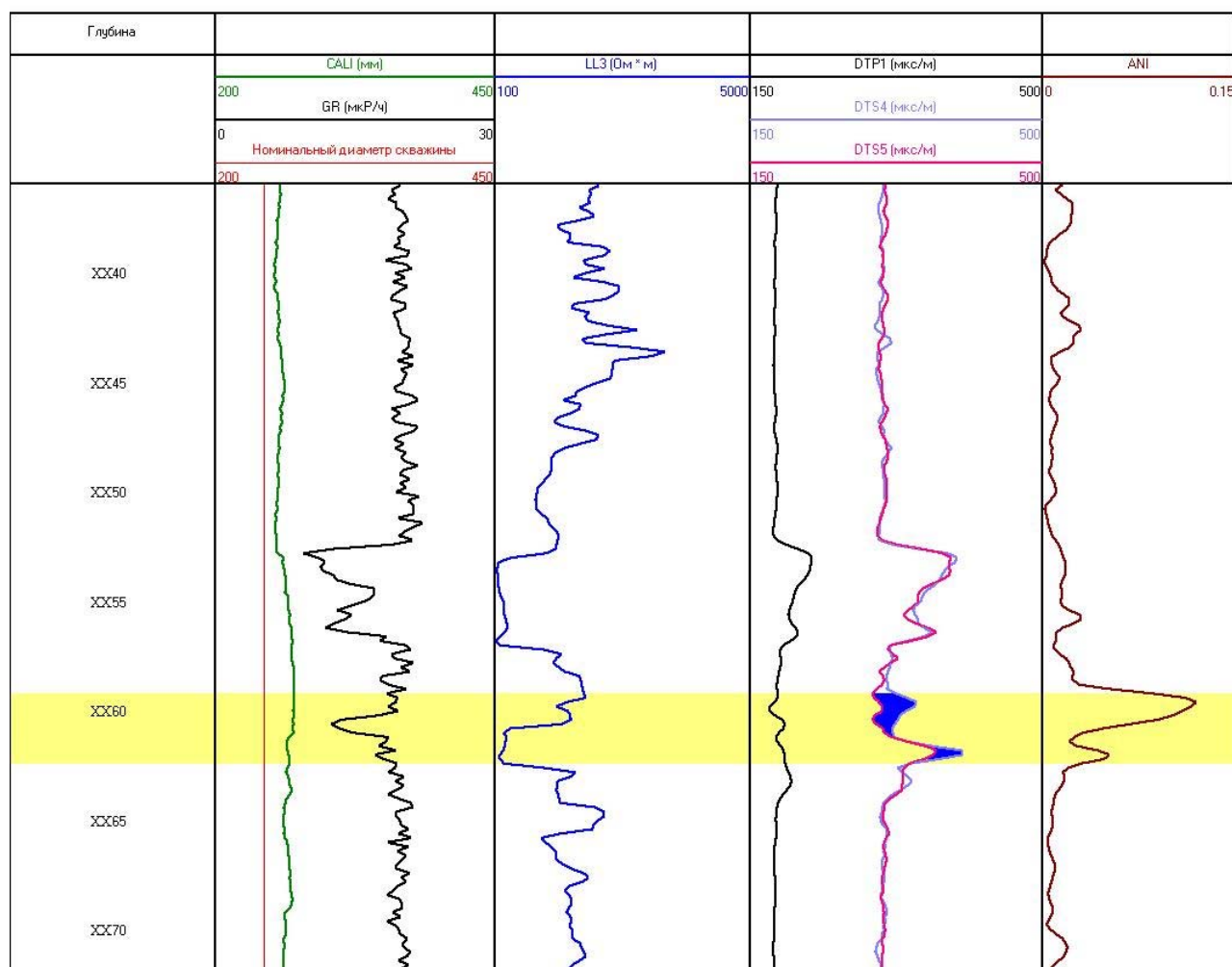


Рисунок 22 – Выделение интервала трещиноватых пород по значениям акустической анизотропии ANI

На рисунках 23 и 24 приведены примеры определения мест гидроразрыва в карбонатных породах, обсаженных стальной колонной. В первой колонке показаны кавернограмма DS (пунктиром DNOM обозначен номинальный диаметр скважины) и кривая естественной гамма-активности пород GK. Во второй колонке глубин отмечены интервалы перфорации обсадной колонны. В третьей колонке приведены интервальные времена продольной волны (DTP) и поперечной волны по двум дипольным зондам (DTS4, DTS5). В четвёртой – коэффициент анизотропии (ANI) и в пятой – коэффициент затухания волны Стоунли (AST). Мнемоники параметров волн, содержащие в конце букву D, относятся к измерениям до гидроразрыва.

Рисунок 23 представляет пример фиксации гидроразрыва в кровле коллектора, залегающего в интервале глубин верхнего участка перфорации. Наибольший эффект наблюдается в изменении интервальных времён

поперечной волны и коэффициента анизотропии, измеренных до и после гидроразрыва. Учитывая небольшую протяжённость аномалии параметров волн, можно сделать заключение о том, что гидроразрыв произошёл по напластованию на границе коллектора и покрышки.

На рисунке 24 показан пример гораздо большего изменения упругих свойств пород после гидроразрыва. Как и в первом случае, в месте гидроразрыва произошло значительное увеличение коэффициента анизотропии. Вместе с тем на 10-20 мкс/м увеличилось интервальное время продольной волны, что указывает на образование интенсивной трещиноватости пород. Кроме того, на двенадцать метров вверх от места закачки пропанта, протянулась вертикальная трещина, явившаяся причиной увеличения коэффициента анизотропии.

Увеличение коэффициента затухания волны Стоунли в обоих случаях хотя и совпадает с интервалами повышенной анизотропии, но не обязательно связано с растрескиванием пород. Причиной увеличения коэффициента затухания волны Стоунли может быть и разрушение цементного камня, поэтому параметр AST является индикатором произошедших изменений в прискважинной зоне, но не является доказательством проникновения пропанта в горные породы. Во втором примере уменьшение коэффициента затухания волны Стоунли выше места закачки пропанта обусловлено обжатием колонны пропантом.

6.4. Использование динамических параметров волн

Как уже отмечалось выше, исключая чисто технические причины, значение фактора затухания определяется двумя механизмами: поглощением энергии волны и её упругим рассеянием на акустических неоднородностях.

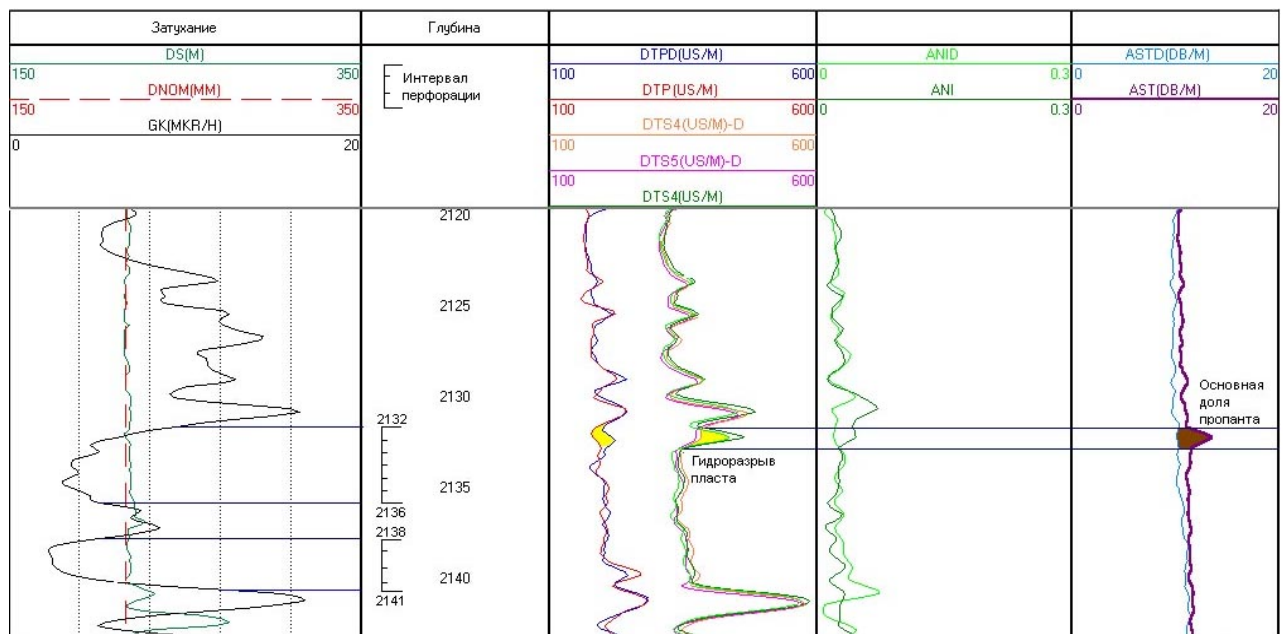


Рисунок 23 – Определение места закачки пропанта и гидроразрыва пласта. Гидроразрыв пласта произошёл по напластованию, в кровле коллектора

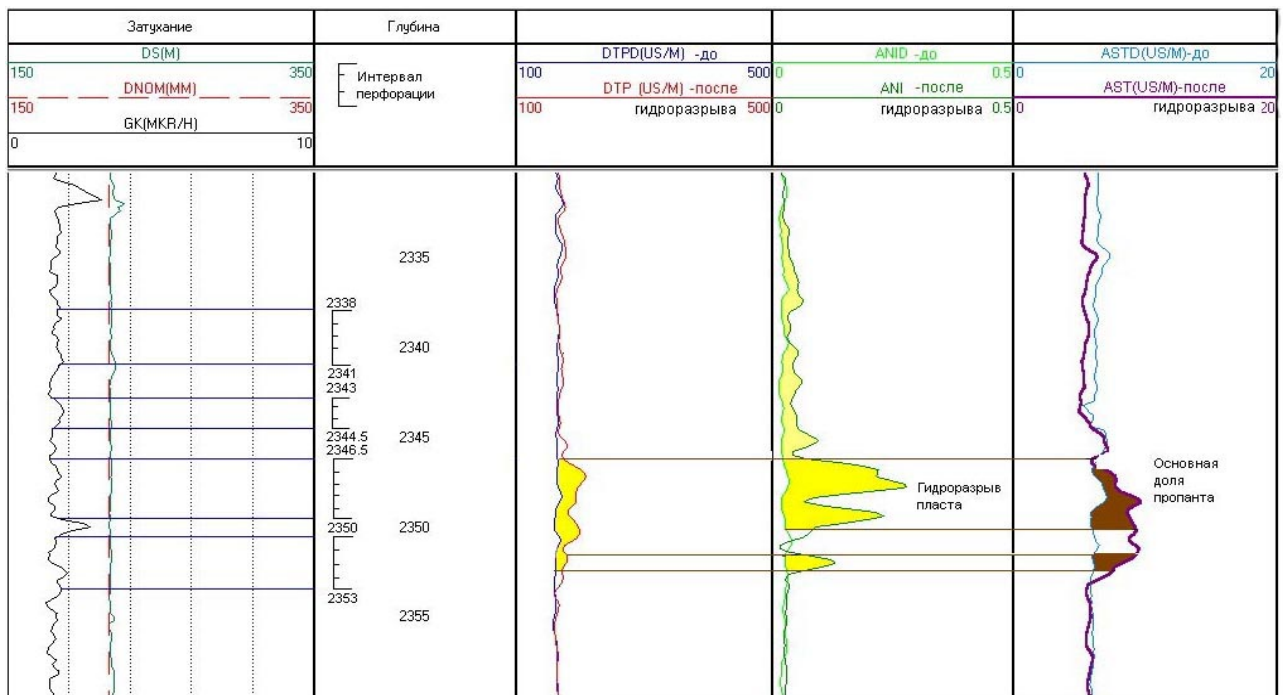


Рисунок 24 – Определение места закачки пропанта и гидроразрыва пласта. Гидроразрыв пласта образован системой хаотично расположенных трещин в прискважинной зоне и вертикальными трещинами в дальней зоне

Первый механизм определяется структурой горной породы, т.е. связан с коэффициентом пористости, глинистостью и характером насыщения, второй – контролируется текстурой породы (наличием контрастных включений).

Соответственно при преобладании вязко-инерционного поглощения упругих волн порода представляет собой гранулярную, песчано-глинистую среду, а упругое рассеяние чаще всего имеет место в карбонатных и эффузивных породах. Разделить эффекты от различных факторов чаще всего не удаётся, поэтому динамические параметры в открытом стволе обычно используются лишь при оценке узкого круга объектов, например, трещиноватых пород на предмет наличия трещиноватости.

6.4.1. Динамические параметры волны Стоунли и проницаемость пород

В некоторых публикациях [24-25], затухание волны Стоунли связывается с гидропроводностью стенки скважины. Это предположение породило большие надежды на простое решение задачи определения проницаемости пород в естественном залегании. Однако даже теоретические оценки дают весьма незначительный эффект проницаемости в сравнении с эффектом от упругости стенки скважины. Более того, в проницаемых породах на стенке скважины образуется непроницаемая глинистая корка, влияние которой на поверхностную волну не поддаётся теоретическим оценкам. В то же время экспериментальные исследования и измерения в реальных скважинах не дают однозначного ответа на вопрос о природе увеличенного затухания волны Стоунли в коллекторах. На рисунке 25 приведен пример сопоставления

параметра затухания волны Стоунли QSTB (четвёртая колонка) с параметрами известного интервала терригенного разреза. В этой же колонке показана ведущая частота волны Стоунли FST, имеющая значение 2,3 кГц. Во второй колонке приведены кривые собственной поляризации SP и естественной гамма-активности GR пород, в данном случае являющиеся индикаторами коллекторов, насыщение которых известно. Корреляция интервальных времен продольной (DTP) и Стоунли (DTST) волн (третья колонка) указывает на высокую достоверность измерений параметров волны Стоунли. Это же подтверждается сопоставлением расчётного DTSC и измеренного DTS значений интервального времени поперечной волны (пятая колонка). По критерию $DTSC > DTS$ чётко выделяются все пласты-коллекторы. Коллекторами являются глинистые песчаники, переслаивающиеся с глинами и тонкими прослоями алевролитов с карбонатным цементом. В то же время параметр затухания QSTB не имеет ярко выраженной корреляции с разрезом. Распределение коэффициента проницаемости по значениям QSTB для группы коллекторов, показанных на рисунке 25, приводится на рисунке 26. Распределение показывает отсутствие зависимости между двумя параметрами. Подобных примеров, не подтверждающих возможности динамических параметров волны Стоунли при определении проницаемости коллекторов, гораздо больше, чем тех, которые могли бы иметь противоположную интерпретацию. Таким образом, можно констатировать, что явная зависимость динамических параметров волны Стоунли от проницаемости пород не установлена. В то же время, интервальное время волны Стоунли однозначно определяется упругими свойствами пород в прискважинной зоне и поэтому является индикатором радиальной акустической анизотропии, которая чаще всего имеет место в коллекторах.

Особый интерес представляет решение задачи определения трещиноватости, т.к. трещины имеют решающее значение на фильтрационные способности горных пород. Естественные трещины в карбонатных породах составляют тысячные доли объёма, поэтому если они не раскрыты за счёт снятия горного давления при вскрытии скважиной и проникновения промывочной жидкости, не приходится ожидать их большого эффекта на параметры распространения волн. Наличие литологической неоднородности в виде прослоев карбонатов разного состава (доломитов и известняков) и глинистых пород значительно затрудняет интерпретацию результатов измерений, т.к. может приносить гораздо больший вклад в измеренные значения, чем трещины и каверны. Из-за наличия смешанных эффектов часто даже выделение интервалов кавернозно-трещиноватых пород неоднозначно. На рисунке 27 представлен интервал преимущественно карбонатных пород, представленных в основном доломитами. Вынос керна при бурении этого интервала составил практически сто процентов, что позволило однозначно увязать каротажные данные с литологической колонкой. Приняв в качестве опорных пластов: чистые массивные доломиты (глубина 1268-1280 м) и аргиллиты (1321,8-1329,7 м) и исключив из рассмотрения участок кавернозного ствола скважины (1280-1282 м), можно сделать следующие выводы:

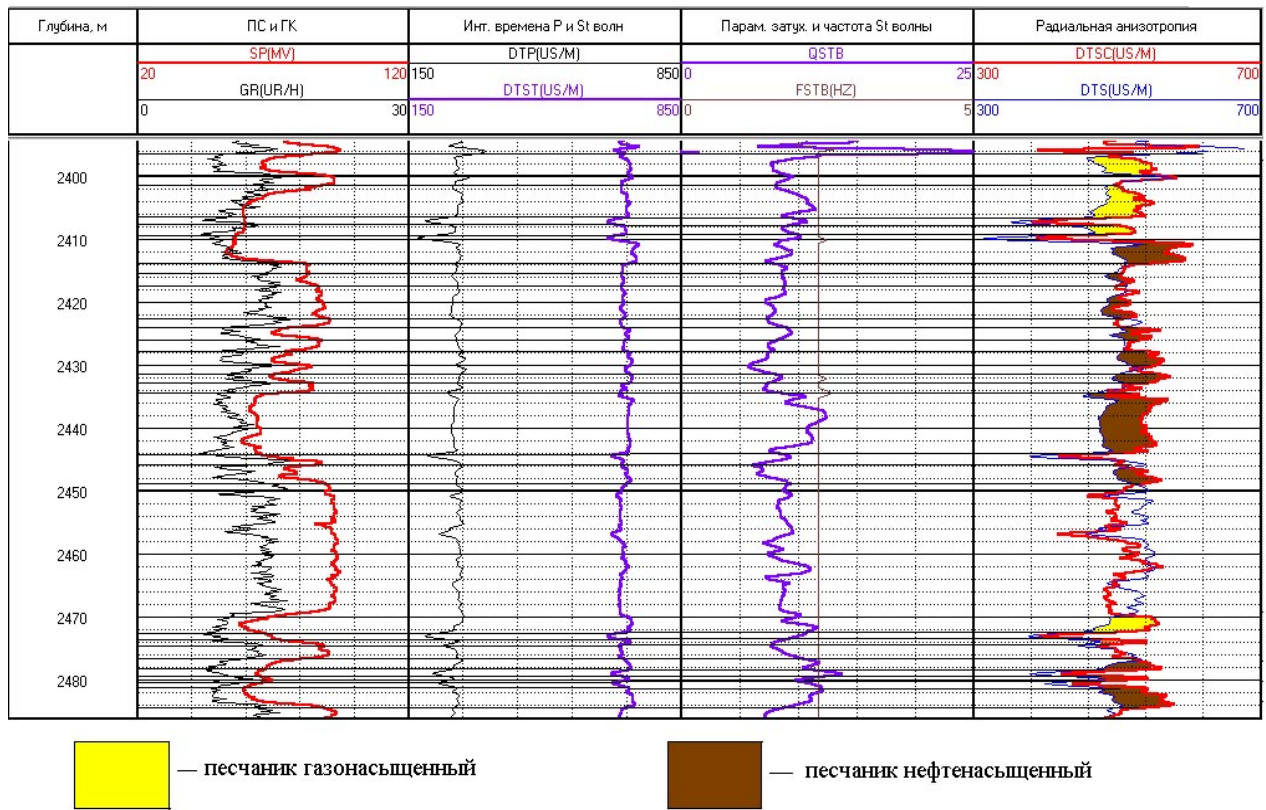


Рисунок 25 – Пример отсутствия корреляции параметра затухания волны Стоунли с коллекторскими свойствами песчано-глинистого разреза

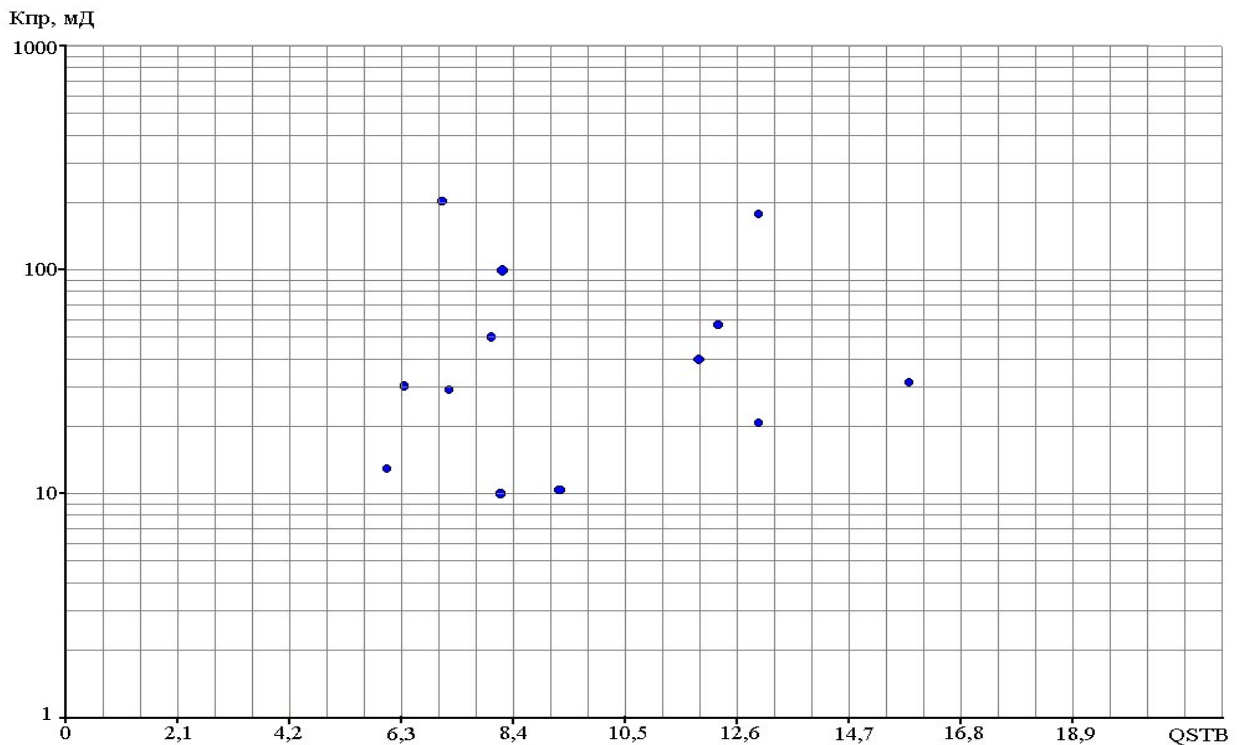


Рисунок 26 – Распределение коэффициента проницаемости $K_{пр}$ по параметру затухания волны Стоунли QSTB для коллекторов интервала, показанного на рисунке 25. $K_{пр}$ определён по данным ЯМК

1. Присутствие каверновой пористости не сказывается на значениях модулей упругости G , K и параметрах затухания волн (колонки 6 и 4 на рисунке 27). Наличие трещин приводит к уменьшению значений модулей упругости и незначительному увеличению параметров затухания продольной (QPT) и поперечной (QS) волн. В виду того, что скважина вертикальная, а расположение трещин хаотичное, коэффициент азимутальной анизотропии имеет небольшое значение во всём интервале (0,03-0,07).

2. Наибольший эффект на параметры распространения волн и, соответственно, модули упругости пород оказывает их литологический состав. Присутствие глинистых материалов, что фиксируется по кривой ГК, в полтора раза уменьшает значения модулей G и K , увеличивает ν (NU) и параметры затухания продольной и поперечной волн.

3. Параметры затухания продольной и поперечной волн подвержены влиянию дополнительных факторов, не связанных с литологическим составом пород. Это является причиной их недостаточно тесной корреляции с другими каротажными параметрами.

4. Литологический состав пород в высокоскоростном разрезе практически не сказывается на значении коэффициента затухания волны Стоунли. За исключением участков кавернозного ствола скважины значение SAST близко к нулю.

5. Как и в примере с терригенным разрезом, наиболее надёжным признаком наличия коллектора является выполнение неравенства $DTSC > DTS$.

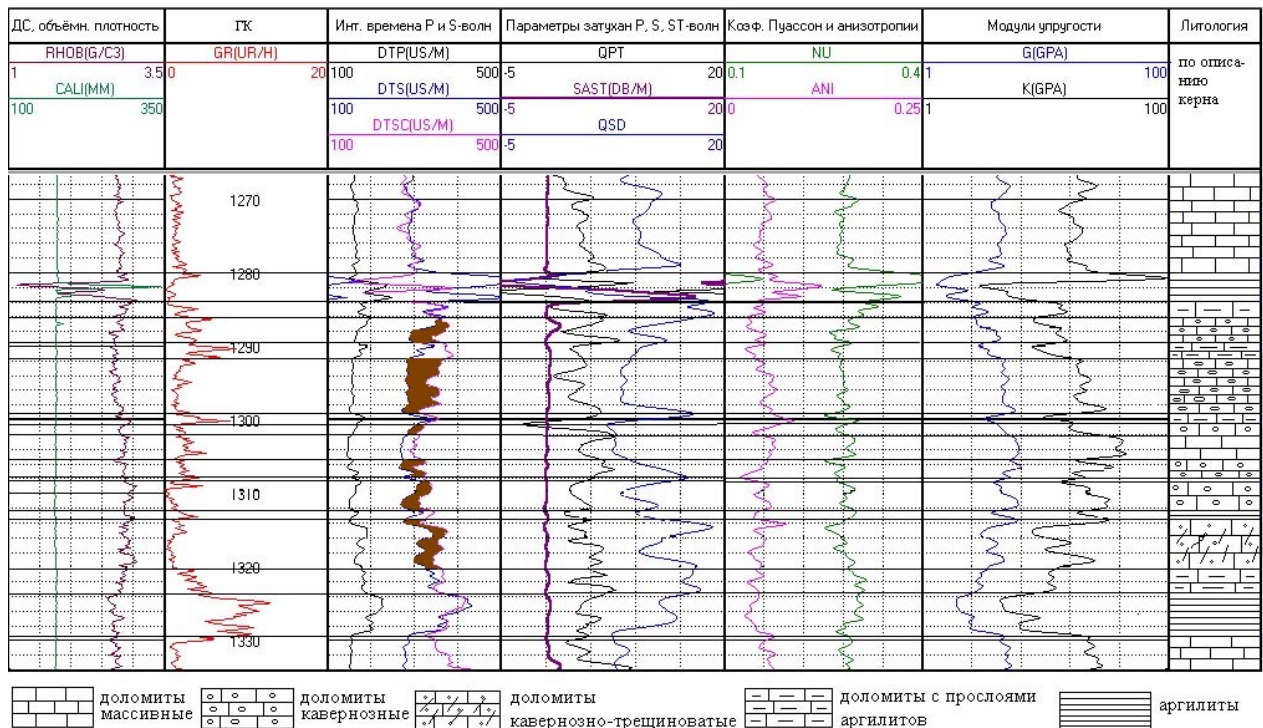


Рисунок 27. Влияние кавернозности и трещиноватости карбонатных пород на акустические характеристики

Заключение

Данное методическое руководство составлено на основе опыта эксплуатации аппаратуры и, по нашему мнению, при внимательном отношении к изложенным в нём рекомендациям может облегчить работу операторов и обработчиков первичных материалов. Эти рекомендации не являются всеобъемлющими, но принципиально важны на начальной стадии освоения метода волнового акустического каротажа. Нашей целью было объяснить потребителю основные идеи, заложенные разработчиками при создании данного измерительного комплекса, показать, как пользоваться аппаратурой и какую пользу можно извлечь из получаемой информации при качественном выполнении измерений. Опыт применения данной аппаратуры в конкретных геолого-технических условиях в сочетании с неуклонным повышением уровня знаний в теории и методологии метода может открыть новые перспективы для совершенствования скважинных приборов, программных средств и методик оценки геологических объектов. Мы будем признательны любым конструктивным замечаниям и предложениям по методическому руководству и приложим максимум усилий к их реализации.

Список литературы

1. H.-L.Liu, D.L.Johnson. Effect of an elastic membrane on tube waves in permeable formation. *JASA*, V.104, №6, pp. 3322-3329, 1997.
2. X.Tang and C.H.Cheng. Fast inversion of formation permeability from Stoneley wave logs using a simplified Biot-Rosenbaum model. *Geophysics* V61, №3, 1996.
3. K.W.Winkler, H.-L.Liu, D.L.Johnson. Permeability and borehole Stoneley waves: Comparison between experiment and theory. *Geophysics* V.54, №1, pp. 66-75, 1989.
4. A.N. Norris. Stoneley-wave attenuation and dispersion in permeable formations. *Geophysics* V.54, №3, pp.330-341, 1989.
5. J.E. White. Acoustic logging tool having opposed transducers. US Patent # 3593255. 1971.
6. J. Zemanek, F.A. Angona, D.M. Williams, and R.L. Calgwell. Continuous shear wave logging. *Trans. SPWLA 25-th Annual Logging Symp.*, paper U., 1984.
7. Прибор волнового акустического каротажа АВАК-11. Руководство по эксплуатации (техническое описание, инструкция по эксплуатации, методика калибровки). ООО «Нефтегазгеофизика». Тверь. 2005 г.
8. LogPWin - пакет программ предварительной обработки. ООО «Нефтегазгеофизика». Тверь. 2003 г.
9. Chen Pan. Spectral ringing suppression and optimal windowing for attenuation and Q measurements. *Geophysics* V.63, №2, pp. 632-636, 1998.
10. D.Goldberg and B.Zinszner. P-wave attenuation measurements from laboratory resonance and sonic waveform data. *Geophysics* V.54, №1, pp. 76-81, 1989.
11. D. Goldberg, T.K.Kan and S.P.Castangna. Attenuation measurements from sonic log waveforms. *Trans. SPWLA 29-th annual logging symposium*, paper NN., 1984.
12. M.R.J. Wyllie, A.R. Gregory, L.W. Gardner. Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media. *Geophysics* V.21, №1, pp. 41-70, 1956.
13. L.L. Raymer, E.R. Hunt and J.S. Gardner. An improved sonic transit time to porosity transform. *Trans. SPWLA 25-th annual logging symposium*. 1980.
14. Технология исследований и интерпретации данных, получаемых аппаратурой ЦМГА-2 и УЗБА-21 в различных геолого-технических условиях обсаженных скважин. РД 39-4-1204-84. Миннефтепром СССР. 1986.
15. Cement Evaluation Guidelines. Western Atlas International, Inc. Houston. 1990.
16. G. Mavko and D. Jinba. The relation between seismic P- and S-wave velocity dispersion in saturated rocks. *Geophysics* V.59, №1, pp.87 - 92, 1994.
17. T. Klimentos. Attenuation of P- and S-waves as a method of distinguishing gas and condensate from oil and water. *Geophysics* V.60, №2, pp.447-458, 1995.
18. Pei-Cheng Xu and Jorge O. Parra. Effects of vertical fluid-filled fractures on full waveform dipole sonic logs. *Geophysics* V.68, №2, pp. 487-496, 2003.

19. P.N.J. Rasolofosaon and B.E. Zinszner. Comparison between permeability anisotropy and elasticity anisotropy of reservoir rocks. *Geophysics* V.67, №1, pp. 230-240, 2002.
20. S.A. Shapiro, A.Kaselow. Porosity and elastic anisotropy of rocks under tectonic stress and pore pressure changes. *Geophysics* V.70, №5, pp.27-38, 2005.
21. S. Kostek and B.K. Sinha. Stress-induced azimuthal anisotropy in borehole flexural waves. *Geophysics* V.61, №6, pp. 1899-1907, 1996
22. J.L. Stevens and S.M. Day. Shear velocity logging in slow formation using the Stoneley-wave. *Geophysics* V.51, pp. 137-147, 1986.
23. X. Tang. Determining formation shear-wave transverse isotropy from borehole Stoneley-wave measurements. *Geophysics* V.68, №1, pp. 118-126, 2003.
24. J.H. Rosenbaum. Synthetic microseismograms: logging in porous formations. *Geophysics* V.39, №1, pp. 14-32, 1974.
25. X.M. Tang, C.H. Cheng, and M.N. Toksoz. Dynamic permeability and borehole Stoneley waves: A simplified Biot-Rosenbaum model. *JASA*,V.90, №3, pp. 1632-1646, 1991.
26. S. Crampin. Evaluation of anisotropy by shear-wave splitting. *Geophysics* V.50, №1, pp. 142-152, 1985.
27. R.M. Alford. Shear data in the presence of azimuthal anisotropy: Presented at the 56th Annual SEG Meeting, 1986.

Приложение 1

Список регистрируемых данных (волновых картин) и измеренных параметров в открытом стволе

Таблица

№ п/п	Мнемоника	Название
1.	WF1	Волновая картина по каналу 1, И1П1 (зонд «Тенор»)
2.	WF2	Волновая картина по каналу 2, И1П2 (зонд «Тенор»)
3.	WF3	Волновая картина по каналу 3, И2П1 (зонд «Баритон»)
4.	WF4	Волновая картина по каналу 4, И2П2 (зонд «Баритон»)
5.	WF5	Волновая картина по каналу 5, И3П1 (зонд «Бас»)
6.	WF6	Волновая картина по каналу 6, И3П2 (зонд «Бас»)
7.	WF7	Волновая картина по каналу 7, И4П1Х (диполь «Х»)
8.	WF8	Волновая картина по каналу 8, И4П2Х (диполь «Х»)
9.	WF9	Волновая картина по каналу 9, И5П1У (диполь «У»)
10.	WFA	Волновая картина по каналу 10, И5П2У (диполь «У»)
11.	WFB	Волновая картина по каналу 11, И4П1У (диполь «ХУ1»)
12.	WFC	Волновая картина по каналу 12, И4П2У (диполь «ХУ2»)
13.	WFD	Волновая картина по каналу 13, И5П1Х (диполь «УХ1»)
14.	WFE	Волновая картина по каналу 14, И5П2Х (диполь «УХ2»)
15.	WFG	Волновая картина быстрой волны (первый канал)
16.	WFH	Волновая картина быстрой волны (второй канал)
17.	WFI	Волновая картина медленной волны (первый канал)
18.	WFJ	Волновая картина медленной волны (второй канал)
19.	WFF1	Фильтрованная волновая картина по каналу 1 (зонд «Тенор»)
20.	WFF2	Фильтрованная волновая картина по каналу 2 (зонд «Тенор»)
21.	WFF3	Фильтрованная волновая картина по каналу 3 (зонд «Баритон»)
22.	WFF4	Фильтрованная волновая картина по каналу 4 (зонд «Баритон»)
23.	WFF5	Фильтрованная волновая картина по каналу 5 (зонд «Бас»)
24.	WFF6	Фильтрованная волновая картина по каналу 6 (зонд «Бас»)
25.	WFF7	Фильтрованная волновая картина по каналу 7 (диполь «Х»)
26.	WFF8	Фильтрованная волновая картина по каналу 8 (диполь «Х»)
27.	WFF9	Фильтрованная волновая картина по каналу 9 (диполь «У»)
28.	WFFA	Фильтрованная волновая картина по каналу 10 (диполь «У»)
29.	TT11	Время прихода Р-волны по каналу 1, мкс (зонд «Тенор»)
30.	TT12	Время прихода Р-волны по каналу 2, мкс (зонд «Тенор»)
31.	DTP1	Интервальное время Р-волны, мкс/м (зонд «Тенор»)
32.	DTS1	Интервальное время S-волны, мкс/м (зонд «Тенор»)
33.	SA11	Значение амплитуды по каналу 1, усл. един. (зонд «Тенор»)
34.	CAT1	Коэффициент затухания продольной волны, дБ/м (зонд «Тенор»)
35.	SAT1	Коэффициент затухания поперечной волны, дБ/м (зонд «Тенор»)

№ п/п	Мнемоника	Название
36.	TT21	Время прихода Р-волны по каналу 1, мкс (зонд «Баритон»)
37.	TT22	Время прихода Р-волны по каналу 2, мкс (зонд «Баритон»)
38.	DTP2	Интервальное время Р-волны, мкс/м (зонд «Баритон»)
39.	DTS2	Интервальное время S-волны, мкс/м (зонд «Баритон»)
40.	SA21	Значение амплитуды по каналу 1, усл. един. (зонд «Баритон»)
41.	CAT2	Коэффициент затухания продольной волны, дБ/м (зонд «Баритон»)
42.	SAT2	Коэффициент затухания поперечной волны, дБ/м (зонд «Баритон»)
43.	TT31	Время прихода волны Стоунли по каналу 1, мкс (зонд «Бас»)
44.	TT32	Время прихода волны Стоунли по каналу 2, мкс (зонд «Бас»)
45.	DTST	Интервальное время волны Стоунли, мкс/м (зонд «Бас»)
46.	SA31	Значение амплитуды по каналу 1, усл. един. (зонд «Бас»)
47.	SA32	Значение амплитуды по каналу 2, усл. един. (зонд «Бас»)
48.	SAST	Коэффициент затухания волны Стоунли, дБ/м (зонд «Бас»)
49.	TT41	Время прихода S-волны по каналу 1, мкс (диполь «X»)
50.	TT42	Время прихода S-волны по каналу 2, диполь X, мкс (диполь «X»)
51.	DTS4	Интервальное время S-волны, диполь X, мкс/м (диполь «X»)
52.	SA41	Значение амплитуды по каналу 1, диполь X, у.е. (диполь «X»)
53.	SA42	Значение амплитуды по каналу 2, диполь X, у.е. (диполь «X»)
54.	SAT4	Коэффициент затухания S-волны, диполь X, дБ/м (диполь «X»)
55.	TT51	Время прихода S-волны по каналу 1, мкс (диполь «Y»)
56.	TT52	Время прихода S-волны по каналу 2, мкс (диполь «Y»)
57.	DTS5	Интервальное время S-волны, мкс/м (диполь «Y»)
58.	SA51	Значение амплитуды по каналу 1, усл. един. (диполь «Y»)
59.	SA52	Значение амплитуды по каналу 2, усл. един. (диполь «Y»)
60.	SAT5	Коэффициент затухания S-волны, дБ/м (диполь «Y»)
61.	DTS8	Интервальное время быстрой S-волны
62.	SAT8	Коэффициент затухания быстрой S-волны
63.	DTS9	Интервальное время медленной S-волны
64.	SAT9	Коэффициент затухания медленной S-волны
65.	PALP	Коэффициент пористости по данным АК, %
66.	NU	Коэффициент Пуассона, безразмерная величина
67.	K	Модуль объемного сжатия, Па
68.	G	Модуль сдвига, Па
69.	ANI	Коэффициент азимутальной анизотропии
70.	DTC2	Резерв
71.	ROTA	Угол между плоскостью поляризации диполя «X» и вертикальной плоскостью, град.
72.	MROT	Угол между направлением поляризации быстрой волны и диполя «X», град.
73.	ANGA	Угол между направлением поляризации быстрой волны и вертикальной плоскостью в секторе (0-180)°, по часовой стрелке, вид сверху

№ п/п	Мнемоника	Название
74.	DTTC	Компенсированное значение интервального времени продольной волны, мкс/м (зонд «Тенор»)
75.	САТС	Компенсированное значение коэффициента затухания продольной волны, дБ/м (зонд «Тенор»)
76.	DTBC	Компенсированное значение интервального времени продольной волны, мкс/м (зонд «Баритон»)
77.	САВС	Компенсированное значение коэффициента затухания продольной волны, дБ/м (зонд «Баритон»)

Приложение 2

Список регистрируемых данных (волновых картин) и измеренных параметров в обсаженной скважине

Таблица

№ п/п	Мнемоника	Название
1.	WF1	Волновая картина по каналу 1, И1П1 (зонд «Тенор»)
2.	WF2	Волновая картина по каналу 2, И1П2 (зонд «Тенор»)
3.	WF3	Волновая картина по каналу 3, И2П1 (зонд «Баритон»)
4.	WF4	Волновая картина по каналу 4, И2П2 (зонд «Баритон»)
5.	WF5	Волновая картина по каналу 5, И3П1 (зонд «Бас»)
6.	WF6	Волновая картина по каналу 6, И3П2 (зонд «Бас»)
7.	WF7	Волновая картина по каналу 7, И4П1 (диполь «Х»)
8.	WF8	Волновая картина по каналу 8, И4П2 (диполь «Х»)
9.	WF9	Волновая картина по каналу 9, И5П1 (диполь «У»)
10.	WFA	Волновая картина по каналу 10, И5П2 (диполь «У»)
11.	WFF1	Фильтрованная волновая картина по каналу 1, (зонд «Тенор»)
12.	WFF2	Фильтрованная волновая картина по каналу 2, (зонд «Тенор»)
13.	WFF3	Фильтрованная волновая картина по каналу 3, (зонд «Баритон»)
14.	WFF4	Фильтрованная волновая картина по каналу 4, (зонд «Баритон»)
15.	WFF5	Фильтрованная волновая картина по каналу 5, (зонд «Бас»)
16.	WFF6	Фильтрованная волновая картина по каналу 6, (зонд «Бас»)
17.	WFF7	Фильтрованная волновая картина по каналу 7, (диполь «Х»)
18.	WFF8	Фильтрованная волновая картина по каналу 8, (диполь «Х»)
19.	WFF9	Фильтрованная волновая картина по каналу 9, (диполь «У»)
20.	WFFA	Фильтрованная волновая картина по каналу 10, (диполь «У»)
21.	TT11	Время прихода Р-волны в плавающем окне по каналу 1, мкс (зонд «Тенор»)
22.	TT12	Время прихода Р-волны в плавающем окне по каналу 2, мкс (зонд «Тенор»)
23.	DTP	Интервальное время в плавающем окне, мкс/м (зонд «Тенор»)
24.	SA1	Амплитуда экстремума волны по колонне в фиксированном окне по 1 каналу, усл. един. (зонд «Тенор»)
25.	SAS1	Амплитуда экстремума Р-волны в плавающем окне по каналу 1, тенор, усл. един. (зонд «Тенор»)
26.	BATT	Коэффициент затухания волны по колонне, дБ/м (зонд «Тенор»)
27.	BATL	Параметр для контроля качества измерений, дБ
28.	CAT1	Коэффициент затухания Р-волны, дБ/м (зонд «Тенор»)
29.	TT21	Время прихода Р-волны по каналу 1, мкс (зонд «Баритон»)
30.	TT22	Время прихода Р-волны по каналу 2, мкс (зонд «Баритон»)
31.	DTP2	Интервальное время Р-волны, мкс/м (зонд «Баритон»)
32.	DTS2	Интервальное время S-волны, мкс/м (зонд «Баритон»)

№ п/п	Мнемоника	Название
33.	SA21	Значение амплитуды по каналу1, усл. един. (зонд «Баритон»)
34.	CAT2	Коэффициент затухания продольной волны, дБ/м (зонд «Баритон»)
35.	SAT2	Коэффициент затухания поперечной волны, дБ/м (зонд «Баритон»)
36.	TT31	Время прихода волны Стоунли по каналу 1, мкс (зонд «Бас»)
37.	TT32	Время прихода волны Стоунли по каналу 2, мкс (зонд «Бас»)
38.	DTST	Интервальное время волны Стоунли, мкс/м (зонд «Бас»)
39.	SA31	Значение амплитуды по каналу1, усл. един. (зонд «Бас»)
40.	SA32	Значение амплитуды по каналу2, усл. един. (зонд «Бас»)
41.	SAST	Коэффициент затухания волны Стоунли, дБ/м (зонд «Бас»)
42.	TT41	Время прихода S-волны по каналу 1, мкс (диполь «X»)
43.	TT42	Время прихода S-волны по каналу 2, мкс (диполь «X»)
44.	DTS4	Интервальное время S-волны, мкс/м (диполь «X»)
45.	SA41	Значение амплитуды по каналу 1, усл. един. (диполь «X»)
46.	SA42	Значение амплитуды по каналу 2, у.е. (диполь «X»)
47.	SAT4	Коэффициент затухания S-волны, дБ/м (диполь «X»)
48.	TT51	Время прихода S-волны по каналу 1, мкс (диполь «Y»)
49.	TT52	Время прихода S-волны по каналу 2, мкс (диполь «Y»)
50.	DTS5	Интервальное время S-волны, мкс/м (диполь «Y»)
51.	SA51	Значение амплитуды по каналу 1, усл. един. (диполь «Y»)
52.	SA52	Значение амплитуды по каналу 2, усл. един. (диполь «Y»)
53.	SAT5	Коэффициент затухания S-волны, дБ/м (диполь «Y»)
54.	PALP	Коэффициент пористости по данным АК, %
55.	NU	Коэффициент Пуассона, отн. един.
56.	K	Модуль объемного сжатия, Па
57.	G	Модуль сдвига, Па
58.	SAK1	Ослабление экстремума волны по колонне в фиксированном окне по 1 каналу, дБ
59.	SAK2	Ослабление экстремума волны по колонне в фиксированном окне по 2 каналу, дБ
60.	QCBL	Код оценки качества цемента
61.	VI	Индекс цементирования, отн. един.
62.	ROTA	Угол между плоскостью поляризации диполя «X» и вертикальной плоскостью, град.
63.	DTVC	Компенсированное значение интервального времени продольной волны, мкс/м (зонд «Баритон»)
64.	CAVC	Компенсированное значение коэффициента затухания продольной волны, дБ/м (зонд «Баритон»)