

ГЛАВА 8

РУКОВОДСТВО ПО ВЫПОЛНЕНИЮ СКВАЖИННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ И ПРОВЕРКЕ КАЧЕСТВА ЯМР

ВВЕДЕНИЕ

Изложенный в главе 8 материал должен использоваться совместно с Методическим Руководством, регламентирующим вопросы планирования и выполнения скважинных измерений методом ЯМР и ЯМР-спектроскопии образцов керна и флюидов¹. Информацию и рекомендации по планированию, обработке, мнемонике и цветокодировке кривых можно найти в монографии (см. ссылку**) в разделах 3.1-3.3 и 4.2-4.3. Для всесторонней характеристики необходимо рассмотрение всех перечисленных выше документов.

Как скважинные так и лабораторные (стационарные) исследования ядерно-магнитного резонанса получили широкое признание специалистами нефтяных компаний. ЯМР принципиально отличается от существовавших ранее методов пористости, поскольку он «работает» непосредственно с флюидами (и до определенной степени «не видит» твердую фазу), и позволяет оценить спектральное распределение заполненных флюидами пор по размерам. Теоретическое распределение времен поперечной релаксации T_2 и модель спектральной пористости показаны на рисунке (рис. 8.1.), а соответствующие определения «стандартными» методами пористости и мнемоника отдельных элементов – на рисунке (рис. 8.2). Однако инженеры и петрофизики использующие эту уникальную информацию должны быть уверены в её качестве, а так-же, для дальнейшей обработки, знать условия записи и параметры использованных активаций. Это особенно важно в случаях когда ЯМР заменяет один из методов стандартного комплекса ГИС открытого ствола, и/или планируется использование исключительно его данных. Оценка качества измерений и полученных данных включает в себя:

- 1.а Калибровку (основную и серию дополнительных);
- 1.б Поверку и контроль (до- и после записи);
- 2. Регистрацию и вывод на дисплей в режиме реального времени ряда индикаторов качества; и
- 3. Окончательную проверку качества полученных материалов спектральной пористости;

Для обеспечения наиболее высокого качества данных используется система контроля погрешностей скважинного прибора и индикаторы качества записи. Несмотря на принципиальные отличия от остальных зондов, проверка ЯМР, в общем случае, не сильно отличается от них. Результаты предварительной интерпретации должны согласоваться друг-с-другом, не противоречить другим методам пористости, включая стандартные методы каротажа и керна. Окончательная интерпретация должна так-же учитывать материалы бурения и результаты испытаний.

¹ «Методическое руководство.....» ВР-ТНК, 2003

8.1. Предварительный контроль и планирование

8.1.1. Эталонирование и основная калибровка прибора MRIL

С помощью эталонной поверки определяется амплитуда импульсов CPMG, а так-же отношение, необходимое для коррекции генерируемых и наведенных эхо-сигналов. При этом записывается амплитуда эхо-сигналов 1 и 2, а амплитуда серии сигналов при времени T_0 (A_0) определяется по кривой экспоненциального затухания в интервале от сигнала 3 до последнего эхо-сигнала. Затем рассчитывают три множителя (A_{0mul} , E_{1mul} и E_{2mul}), которые совместно с амплитудой B_1 выводятся на дисплей (см. рис. 8.3). A_{0mul} представляет собой фактор необходимый для нормализации кривой спада, чтобы она показывала сто процентов пористости в воде поверочного резервуара, E_{1mul} и E_{2mul} являются функциями B_1 ; определение этих множителей выполняют следующим образом:

$$\begin{aligned} A_{0mul} &= \frac{A_0}{100} \\ E_{1mul} &= \frac{E_{1fit}}{E_1} \\ E_{2mul} &= \frac{E_{2fit}}{E_2} \end{aligned} \quad [8.1]$$

Где E_{1fit} и E_{2fit} представляют собой значения для эхо-сигнала 1 и эхо-сигнала 2, рассчитываемые с помощью кривой спада построенной по точкам определяемым от эхо-сигнала 3 до последнего эхо-сигнала. E_1 и E_2 являются измеренными амплитудами, соответственно, эхо-сигналов 1 и 2.

Для определения максимальной амплитуды A_0 необходимо, чтобы цикл CPMG, генерировал 90° изменение направления магнетизации и 180° градусное изменение фазы. Коррекция мощности величин B_1 , при которых вырабатываются импульсы менее или более 90 градусов, производится путем регрессии B_1 и A_{0mul} . Коррекция вызванного эхо-сигнала в отношении сигнала 1 осуществляется регрессией B_1 и E_{1mul} . Поправка вызванного эхо-сигнала в отношении сигнала 2, как правило, представляет собой константу. Корректировка B_1 для A_0 и E_1 осуществляется в соответствии со вторым порядком многочленной формы:

$$\begin{aligned} A_{0mul} &= A_{0-A} \cdot B_1^2 + A_{0-B} \cdot B_1 + A_{0-C} \\ E_{1mul} &= E_{1-A} \cdot B_1^2 + E_{1-B} \cdot B_1 + E_{1-C} \end{aligned} \quad [8.2]$$

Сначала определяют A_{0-A} , A_{0-B} , A_{0-C} , B_{1-A} , B_{1-B} и B_{1-C} , а затем рассчитывают поправки для величин диапазона B_1 . После этого откалиброванная пористость прибора MRIL определяется как:

$$\phi_{MRIL} = \frac{A_0}{A_{0mul}} \quad [8.3]$$

Данные по всем множителям и отношениям включаются в таблицу эталонной поверки (Coates G R, 1999). Указанное в таблице $T2R$ рассчитывается на основе

экспоненциального затухания, приведенного в соответствие с использованной серией эхо-сигналов. Значение B_1 регулируется на основании изменений вносимых в параметры программного обеспечения, которые называются «глобальной амплитудой». Для шестидюймового прибора MRIL-C глобальная амплитуда меняется от 70 до 135, а для прибора диаметром 4½ дюйма – от 40 до 80.

8.1.2. Эталонирование и основная калибровка прибора CMR

Основная калибровка заключается в пересчете зарегистрированного уровня напряжения полученного от образца воды (с 100% пористостью) в единицы пористости ($T_2 \sim 50$ мсек.). Таким образом суммарная ЯМР-пористость измеренная в скважине напрямую зависит от результатов эталонирования. Пример отчета эталонирования показан на рисунке (рис. 8.4.а). При тестировании CMR определяется праметр максимальной амплитуды, и пик значений LFST должен быть близок к этому значению. В реальных (скважинных) условиях в зависимости от параметров активации T_W и T_E этот пик, как правило, будет меньше.

Для качественной эталонировки скважинного прибора CMR необходимо:

- Переключить зонд в режим работы исключительно ЯМР-модуля;
- Использовать хорошо заземленную камеру Фарадея;
- Тщательно очистить окружающее пространство от металлического мусора;
- Измерить с заданной точностью температуру образца воды, помещенной в эталонную ёмкость;
- Измерить с заданной точностью ЯМР-свойства образца воды, помещенной в эталонную ёмкость: T_2 от 45 до 60 мсек.;
- Для корректного положения эталонной ёмкости перед приёмной антенной использовать специальную систему зажимных приспособлений;

В новой (2003-2004) документации компании Schlumberger рекомендуется сравнивать процент изменений между соседними основными калибровками. Если по какому-либо из тестируемых параметров эта разница превышает 3.5%, то это является указанием на проблему в приборе, которую необходимо установить и устранить. Любые резкие изменения амплитуды, частоты или напряженности магнитного поля при постоянной температуре так-же указывают на вероятные проблемы. Для подтверждения изменений между двумя последними калибровками выполняют считывание и распечатку ряда параметров, так называемую процедуру «EEPROM READ» (см. рис. 8.4.в). После успешно выполненной калибровки все параметры должны находиться в пределах допустимых отклонений, а последующее измерение суммарной ЯМР-пористости давать 100 +/-1%.

Выполнение эталонировки проводят ежемесячно, после квартальной инспекции прибора и после проверок во время которых снимался основной магнит прибора.

8.1.3. Поверка и контроль перед каротажем

Поверка прибора выполняется раз в месяц и перед каждой записью нет необходимости проводить полную проверку. Однако, процедура поверки должна осуществляться для

каждой активации. Поверочный резервуар выполнен из стекловолокна покрытого тонким слоем металла, он служит контейнером предназначенным для хранения образца воды, а также используется в качестве клетки Фарадея для защиты от нежелательных фоновых сигналов. Ёмкость в своей первоначальной версии состоит из трех камер совмещенных с осью вдоль которой расположена антенна². Для поверки шестидюймового прибора внешняя камера заполняется водой с добавлением сульфата меди, который значительно снижает время релаксации T_1 воды. Таким образом, чувствительный объем состоит на 100% из воды, а так как вода обладает сравнительно коротким временем релаксации, процесс поверки выполняется сравнительно быстро. Средняя и внутренняя камеры могут заполняться водой разной солености или нефтью для моделирования скважинных условий. При поверке приборов в 4½ дюйма (С) и 7/8 дюйма (Прайм) средняя камера заполнялась водой с присадками, а внутренняя - соляным раствором для воспроизведения нагрузки антенны. В новых вариантах имеется только одна камера, а скважинные условия имитируются искусственной нагрузкой. Во время поверки в мастерской определяются следующие параметры:

- Сила импульса V_1 необходимая для выработки максимума A_0 , где A_0 является амплитудой серии эхо-сигналов при нулевом времени (90° и 180° импульсы имеют одинаковую амплитуду, но разную длину);
- Отношение между V_1 и A_0 , которое необходимо для введения “поправки мощности”;
- Поправки эхо-сигналов 1 и 2 получаемые от так называемого эхо-эффекта наведения;
- Отношение между A_0 и пористостью (в поверочном резервуаре максимум A_0 настраивается на стопроцентную пористость);

Процедура поверки включает проверку качания частоты, эталонную поверку, а так-же статистическую проверку резервуара. Перед выполнением каждой каротажной записи проводится только эта последняя процедура.

✓ Проверка качания частоты³

Проверка качания проводится с целью нахождения частоты обеспечивающей максимальное приращение. Во время проверки с помощью измерительной обмотки в широком диапазоне значений меняется частота передатчика, а затем определяются приращения радиоантенны (Schlumberger, 2002). Частота резонанса имеет четко выраженный максимум и передатчик настраивают на эту частоту.

Перед собственно калибровкой или перед регистрацией в скважине, записывают развертку по частоте зонда. Для получения максимального резонанса прибор должен генерировать сигнал определенной частоты которая зависит от температуры. Поэтому запись повторяется после спуска прибора на начало интервала. Желательно, чтобы в этот момент прибор находился напротив высокопористого пласта или участка размыва, где генерируемый ЯМР-сигнал будет максимальным. В приборах группы CMR после этого осуществляется автоматическая коррекция за изменения связанные с колебаниями температуры. В зонде предусмотрен специальный сенсор

² Поверочная ёмкость компании Baker Atlas состоит из четырех камер.

³ см. так-же пример в разделе 6.4.1

регистрирующий вариации магнитного поля, которые записываются как «Delta_B0», если эта величина превышает пороговое значение в 0.1 Тесла, то прибор следует перенастроить. Смещение «Delta_B0» на величину больше +/-0.1 Тесла, говорит о смещении частоты более чем на 4 кГц. Параметр «Delta_B0» обычно реагирует на наличие частичек металла налипающих на антенну и башмак зонда во время прохождения по стволу. Значительные его изменения во время регистрации могут указывать на аккумуляцию частичек железа на магните, а резкий скачок значений – на налипание куска металла. Помимо колебаний «Delta_B0» собственно сдвиг частоты CMR может привести к занижению пористости. При каждом изменении скважинной температуры на 1.2°C (2.2°F), операционная частота в приборах типа CMR автоматически меняется с шагом в 0.8 кГц/°C.

После калибровки, следующим по важности процессом, является настройка на резонансную частоту. Потеря сигнала в результате смещения частоты от оптимума является распространенной проблемой; пример зависимости процента поляризации от отклонения показан на рисунке (рис. 8.5). Два фактора оказывают при этом основное влияние: колебания температуры и накопление металлического мусора (опилок) на поверхности магнита, для их минимизации рекомендуется:

- За сутки-двое установить на ёмкости с БР фильтрующие магниты⁴ (и очищать их от собранного металла дважды в день);
- При регистрации снизу-вверх позволить прибору нагреться до температуры забоя (т.е. держать прибор перемещая его незначительно, на максимальной глубине около 30 мин.);
- Выполнить настройку зонда на участке высокой пористости непосредственно перед регистрацией;

Такая настройка выполняется как правило три раза: перед основной регистрацией, перед повторной регистрацией, и по окончании каротажных работ. Рекомендуется также выполнять настройку прибора на поверхности перед спуском в скважину. При этом регистрируется частота резонанса (F_{SF}) и температура магнита (T_{SF}), а оценочная величина резонанса (F_{BH}) в пластовых условиях (T_{BH}) рассчитывается по формуле:

$$F_{BH} = F_{SF} - 0.85(T_{BH} - T_{SF}) \quad [8.4]$$

Где «Т» - температура (°C);

Увеличение температуры магнита приводит к снижению частоты резонанса, а налипание частичек металла, как правило – к её возрастанию. При отклонении частоты выше некоторого критического значения, аккумуляторная батарея зонда CMR автоматически отключается. Это сделано для предотвращения возможного перегрева прибора. Отсутствие такой защиты привело к потере экспериментального прибора MRI-LWD на одной из глубоководных скважин Мексиканского залива. Оставленная при эвакуации во время урагана внутри обсаженного интервала связь каротажа-во-время бурения, включилась автоматически в запланированное время и полностью «сожгла» себя.

В приборах серии MRIL проверка частоты так-же проводится перед калибровкой и непосредственно перед записью. Однако градиентное поле создает эффект

⁴ См “Ditch Magnets” в словаре (МОНО-1).

«самостоятельной» коррекции, поэтому на практике, после того как прибор опущен в скважину, подстройка требуется крайне редко. Зонды MRIL-D и C не имеют датчиков для регистрации изменений магнитного поля, поскольку небольшое смещение частоты не приводит к снижению точности измерений.

Проверка качания частоты имеет большое значение, поскольку она влияет на цепи приёмо-передачи прибора. Во-первых, если цепи генератора и антенны не настроены на ту-же самую частоту, то передача мощности не оптимальна, а прибор может перегреться и выйти из строя. Во-вторых, эффективность цепи приема резко снижается за пределами узкого диапазона частот, настроенного на резонанс с антенной. Следовательно, в случае смещения рабочей частоты, амплитуда регистрируемых эхосигналов будет искусственно занижена, что приведет к падению отношения сигнал-шум. Кроме того, если прибор выверен на неправильной частоте, то и при последующих каротажных работах будут получены искаженные данные пористости. Результаты вариаций частот и проверок выполненных в скважине должны регистрироваться на отдельной диаграмме и сохраняться в деле скважины.

✓ Сила поля постоянного магнита

Амплитуда регистрируемого ЯМР-сигнала пропорциональна квадрату магнитного поля в области резонанса. Сила поля меняется при колебаниях температуры магнита, поэтому требуется введение соответствующей поправки учитывающей разницу пластовых условий и стационарной калибровки. Частицы металла налипающие на магнит представляют серьезную проблему для приборов группы CMR. Поэтому в них применяют специальную последовательность импульсов, позволяющую измерить напряженность статического магнитного поля. Изменения поля регистрируются датчиком «HALL» одновременно с температурой магнита, а поправки вводятся автоматически.

✓ Проверка электроники

При этой проверке к электронике прибора подключается контрольное устройство для измерения характеристик нескольких внутренних параметров зонда. Стандартное отклонение по всем характеристикам шума должно быть проверено на основе калибровочных таблиц и использоваться в качестве эталона пригодности (таблица 8.1). Так как эта проверка относится только к электронной системе прибора, сама по себе она не гарантирует правильной регистрации ЯМР, но если прибор не прошел эту проверку, он не должен использоваться.

Таблица 8.1 Пример калибровочной таблицы для прибора MRIL

MRIL SHOP CALIBRATION SUMMARY							
PERFORMED: 20-Oct-1997 10:47							
SERIAL NUMBER: C093B124				MODEL: MRIL-C			
Activation: 12DFHQCAL							
<u>Amp</u>	<u>AO</u>	<u>T2R</u>	<u>Gain</u>	<u>E1Mu1</u>	<u>E2Mu1</u>	<u>AOMu1</u>	<u>B1</u>
75	187.3	158.1	622.9	1.36	0.97	1.87	474.4
85	216.3	160.6	622.8	1.27	0.97	2.16	564.3
95	234.3	164.1	622.7	1.22	0.96	2.34	652.6
105	242.4	165.3	622.4	1.19	0.97	2.42	740.7
115	238.8	164.9	623.0	1.20	0.98	2.39	827.0
125	223.8	164.1	622.9	1.21	0.98	2.24	920.3
A _{0_A} : -6.86007E-06		A _{0_B} : 0.010392		A _{0_C} : -1.51424			
E _{1_A} : 1.71249E-06		E _{1_B} : -0.00270606		E _{1_C} : 225627			
E _{2 Multiplier} : 0.971747		A _{0 Chi} : 1.3111E-05		E _{1 Chi} : 1.9125E-05			

Контрольные измерения должны повторяться на месте выполнения работ (на скважине) и после записи с целью получения значений до и после регистрации. Эти две серии параметров сверяются друг с другом, причем величины полученные до выполнения работ в скважине так-же сопоставляются с величинами, полученными при предварительной проверке.

При отдельной проверке *AIRING* и *AIOFFSET* являющиеся, соответственно, вызванным сигналом и смещением для частоты 1 в многочастотном режиме, должны быть приблизительно равны. Разница в более чем 5 единиц указывает на проблемы в контрольном устройстве или в электронной системе прибора. *AINOISE* и *AIINOISE* являющиеся, соответственно, шумом и шумом IE для частоты 1 в многочастотном режиме, зависят от приращения и меняются в зависимости от системы прибора. Их значения должны быть согласованы, причем любая разница превышающая 2 единицы между значениями полученными при предварительной проверке и значениями, полученными при проверке до каротажных работ, а так-же между значениями, полученными до и после работ на скважине, указывают на проблемы скважинного прибора.

В таблице (табл. 8.2) представлен пример отчета о стационарной проверке показывающий измеренные величины B₁, приращения, шума, шума IE, вызванного сигнала, смещения, Hvmin, Hvmax и температуры передатчика и блока, а так-же их ожидаемых диапазонов, стандартных (*STD. DEV*) и допустимых (*ALLOWABLE DEV*) отклонений.

Таблица 8.2 Пример отчета об эталонной поверке MRIL

MRIL SHOP CHECK SUMMARY				
PERFORMED: 22-Jun-1998 10:32 SERIAL NUMBER: C179B011 MODEL: MRIL				
Statistical Check With Dummy Load Performed: 29-Jun-1998 10:32 Activation: cblkbox Experiment Range: 50 - 150 Field Verifier # c107				
	<u>SHOP</u>	<u>EXPECTED RANGE</u>	<u>STD. DEV.</u>	<u>ALLOWABLE DEV</u>
B1	301.436	450 – 750	0.534	7.5
GAIN	342.010	250 – 350	1.700	7.5
A1NOISE	2.704	<12	0.646	2.0
A1INECHO	2.530	<12	0.381	2.0
A1RING	5.106	-30 – 30	0.505	2.0
A1OFFSET	2.310	-30 – 30	0.967	2.0
HVMIN	586.445	530 – 590	0.000	2.5
HVMAX	602.381	570 – 610	0.000	2.5
Cart Temp	32.486	~AMBIENT	0.142	
Tran Temp	33.047	~AMBIENT	0.261	

✓ Калибровки в ёмкости

Зонды ЯМР калибруются перед выполнением работ в специальных ёмкостях. Полная проверка всех параметров выполняется раз в месяц и не нужна перед каждой записью. При обычной калибровке проверяются все активации, а при базовой (основной) так-же проверяются колебания частоты и статистическая поверка ёмкости.

Базовая калибровка для обоих зондов – MRIL и CMR выполняется ёмкостью заполненной водой для моделирования условий 100% пористости. Для CMR емкость прикладывается к магнитной антенне, а MRIL помещается в полый цилиндр (с камерой Фарадея); в обоих случаях точность отсчета должна составить 100 +/-1%. Таковую калибровку рекомендовано выполнять на скважине до и после каротажных работ, однако поскольку большую ёмкость с камерой перевозить затруднительно, на практике для MRIL используют специальный симулятор «*VERIFIER*». Как правило, при этом выполняется тестирование всех времен между эхо-сигналами (T_E), частот и ожидаемых уровней нагрузки («Q»), и нет необходимости проверять различные времена поляризации (T_W).

Для базовой калибровки CMR используют раствор NiCl₂, который помещают в ёмкость полностью покрывающую область резонанса приёмной антенны. Дополнительные данные получают от тестирующего контура помещенного на её поверхности. На контур подается постоянный по амплитуде сигнал, который передается антенне и обрабатывается через приёмный блок. Эта информация используется для коррекции колебаний нагрузки вызванными изменениями температуры, операционной частоты и проводимости окружающих флюидов. Вторичные измерения: напряжения батареи и напряжение на выходе, величина тока передающего контура, температура и сила магнитного поля регистрируются только в скважине и передаются на поверхность по окончании каждого цикла активизации.

На поверхности так-же выполняют визуальный осмотр чехла покрытия антенны CMR и проверку уровня масла в компенсаторе. Рекомендовано выполнять этот осмотр (и снятие чехла) по крайней мере за сутки до собственно регистрации каротажа.

✓ Статистическая проверка

С помощью статистической проверки оценивается повреждение прибора в резервуаре заполненном водой (т.е. со стопроцентной пористостью). Это делается перед каждой записью и для каждого сочетания параметров времени между эхо-сигналами, частоты и ожидаемого уровня Q . При различном времени задержки и/или числе регистрируемых эхо-сигналов, проведение дополнительной проверки не требуется. Статистическая проверка выполняется при приборе помещенном внутрь поверочного резервуара с использованием величин, определенных во время проверки качания частоты и эталонной проверки. Средняя величина отклонения измеренной пористости МРНІ не должна превышать 2% (см. рис. 8.6).

После каротажных работ окончательное подтверждение правильности измерений получают путем проверки прибора в эталонном резервуаре в мастерской. Для проверки постоянства его поведения, всегда рекомендуется сравнивать данные текущей проверки с прежними данными. Результаты проверки прибора и статистической проверки ёмкости заносятся в журнал для последующей сверки с основными данными этих операций.

2. Контроль качества во время записи

✓ Рабочая частота

Рабочая частота прибора *MRIL* является основной частотой в поле B_1 . Прежде чем приступить к выполнению каротажных работ, так-же как и до проверки, необходимо проверить колебание частоты в скважинных условиях. В этом случае передатчик настраивается на ту частоту, которая дает наибольший прирост. Скважинные приборы *MRIL* типа С могут быть настроены на две частоты в двухчастотном режиме, причем обе эти частоты могут быть выбраны из одного или двух частотных диапазонов: стандартная частота (700-750 кГц) и низкая частота (600-650 кГц). Прибор *MRIL – Prime* настраивается на девять частот, например: 760, 686, 674, 656, 644, 626, 614, 596 и 584 кГц. Для изменения диапазона рабочей частоты прибора необходимо, в стационарных условиях, менять параметры аппаратуры.

✓ Скорость записи и скользящее среднее

Скорость каротажа ЯМР зависит от многих параметров, палетки скорости записи основываются на учете следующих факторов:

- тип и размер прибора

- тип активации
- вертикальное разрешение
- рабочая частота
- приращение

Данные которые берутся из палеток имеют большое значение для выбора нужного (минимального) параметра осреднения, основанного на приросте. Для каждой величины вертикального разрешения рассчитана своя серия палеток. Необходимо помнить, что вертикальное разрешение скважинного метода ЯМР – динамическая величина и так-же зависит от скорости записи и типа активации.

Для большинства приборов (особенно регистрирующих сигнал с осреднением), снижение скорости СПО приводит к увеличению отношения сигнал/шум и, следовательно к повышению качества записи. В большинстве случаев измерения выполняются с максимально возможной скоростью, которая позволяет получить качественные данные ГИС. Однако, в случае регистрации ЯМР зондом CMR+ слишком медленная СПО так-же может привести к некачественным данным. В режиме, когда не предусмотрено перекрытие областей резонанса (режим «В»), оптимальная скорость определяется суммой времен поляризации и регистрации спада. Когда реальная скорость отличается от оптимальной происходит либо наложение областей резонанса, либо «пробел» в который попадает неполяризованные флюиды. Излишне низкая скорость приводит к перекрыванию зон поляризации и искусственному снижению наведенной поляризации. Идеальный интервал исследований для фиксированной скорости (V) и заданной длинна приёмо-передающей антенны (L_A) определяется по формуле:

$$SI = L_A + N_E T_E \times V \quad [8.5]$$

✓ Водородный индекс пластовых флюидов (HI)

Величина водородного индекса флюидов в зоне резонанса используется как один из основных параметров при обработке. Его используют для поправок за различия между калибровочной жидкостью с HI=1 и реальной смесью в скважине. Когда водородный индекс флюидов попавших в область исследования меньше единицы, пористость рассчитанная по ЯМР оказывается заниженной. Большая часть программ предварительной обработки рассчитывает значения HI флюидов исходя из их солёности, температуры и давления. Если у фильтрата БР времена релаксации меньше 200 мсек. его присутствие может частично подавлять длинные времена спада T_2 сигнала ИСФ. Дополнительно, фиксированное значение индекса может вводиться для учета вклада остаточной пластовой нефти и/или фильтрата РНО.

✓ Приращение и уровень Q

Приращение указывает на нагрузку передаваемую скважинными флюидами и породами на цепь передатчика прибора скважинного ЯМР. Приращение измеряется в режиме реального времени с помощью измерительной обмотки (обмотки B_1) встроенной в прибор. Эта обмотка передает сигнал который принимается

радиочастотной антенной. Прирост представляет собой отношение амплитуды сигнала принимаемого радио-антенной, поделенной на амплитуду сигнала возникающего в измерительной обмотке. Измерение прироста осуществляется как часть каждой последовательности импульсов, и зависит от частоты. Рабочая частота прибора должна быть настроена так, чтобы эта величина была максимальный.

Прирост изменяется, когда находящийся в скважине прибор испытывает воздействие как окружающей среды, так и цепи передатчика. Среди внешних факторов влияющих на прирост, следует прежде всего выделить проводимость флюидов и, в меньшей степени, сопротивление пласта. Буровой раствор и пласты с низким удельным сопротивлением вызывают большее затухание сигнала нежели раствор и породы с высоким сопротивлением что, соответственно, выражается в более низкой величине приращения. Так как удельное сопротивление скважинных флюидов, в пределах интервала записи, не меняется резко, изменения в приращении возникают, как правило, в результате изменений сопротивления пород или диаметра скважины при использовании солёного раствора. Прирост никогда не должен быть нулевым, а неожиданные изменения или всплески, как правило, указывают на проблемы в скважинном приборе. В низко температурных скважинах с пресным РВО, величина прироста должна быть близка к «1», и может быть немного выше «1» в РНО. В высокотемпературных скважинах, с солёным БР, прирост составляет около «0.5», падая до «~0.3» на участках размыва. Прирост сказывается на регистрируемых эхосигналах и, соответственно, добавляется как в полезную составляющую пористости, так и в шум.

В зондах обеих систем – и CMR и MRIL предусмотрена возможность постоянной автоматической калибровки приращения или «системной нагрузки»⁵. Нагрузка определяется для каждой новой активации и зависит от частоты, поэтому операционная частота скважинных приборов подстраивается для получения максимальной нагрузки. Для централизованных приборов типа MRIL, величины нагрузки так-же зависят от диаметра ствола скважины. Для её увеличения, на практике, нередко применяют флюидо-изолирующие экраны. Согласно мнению Штаумбаха (B.Stambaugh, 2000) колебания нагрузки часто коррелируются с кривой сопротивления малой глубинности. На распределении нагрузки не должно быть резких пиков и скачков. В зондах MRIL нагрузка определяет уровень напряжения активации или Q-уровень, соответственно все активации были разработаны под определенный интервал значений: высокий (>300), средний (200-300) или низкий (<200) Q.

✓ Коррекция V_1 и $V_{1\text{MOD}}$

При подготовке к каротажным работам важно отрегулировать V_1 представляющее собой силу импульсов CPMG меняющих направление магнетизации протона на 90° и изменение фаз на 180° . В величину V_1 так-же должна вводиться поправка за температуру скважины.

V_1 представляет собой силу импульса CPMG, который осуществляет изменение направления и фазы протона. V_1 регистрируется с помощью измерительной обмотки,

⁵ Используется термин «Gain» при описании работ зондом MRIL, и соответственно «System Gain» для CMR.

как часть каждого цикла активации. Кривая V_1 должна быть относительно постоянной, но слегка изменяться при изменениях проводимости раствора в стволе скважины и пласте. V_1 понижается в случае размывов и/или пластов с низким сопротивлением. Изменения происходящие в V_1 , колеблются вместе с приращением в том же направлении, что и изменения общей проводимости.

Значение V_1 с поправкой за температуру скважины называется V_{1mod} . Она должна быть приведена в соответствие с величиной V_1 установленной в процессе поверки в мастерской. Отношение между V_{1mod} и V_1 оценивается с помощью:

$$V_{1mod} = V_1[1 + 0.0033(T_{magnet} - T_{calibration})] \quad [8.6]$$

где T_{magnet} является температурой магнита в скважинных условиях, а $T_{calibration}$ представляет собой температуру магнита в поверочном резервуаре во время калибровки ($^{\circ}\text{C}$).

Для того чтобы придать сигналу максимальную величину во время записи каротажа, V_1 должна управляться в такой степени, чтобы V_{1mod} оставалась в пределах 5% пикового значения установленного в мастерской. В случае если V_{1mod} выходит из этих пределов, возникают следующие явления:

- Смена направления прецессии протов оказывается недостаточной или избыточной;
- Снижается отношение сигнал-шум в приборе и точность измерения пористости;

Любое резкое изменение или всплеск V_{1mod} обычно указывает на проблемы скважинного прибора которые необходимо устранить.

✓ Кай « χ » и гамма « γ »

Кай « χ » представляет собой уровень соразмерности между расчетной характеристикой спада и записанными амплитудами эхо-сигналов. *Кай* является одним из основных показателей качества каротажа которые отражаются визуально во время процесса записи прибором MRIL. В целом, величина *Кай* должна быть менее 2, но в некоторых случаях, когда наблюдается низкий уровень качества, она может быть и выше. Даже если средний уровень *Кай* ниже 2, его резкие изменения или всплески обычно указывает на проблемы прибора, которые необходимо устранить.

Для описания плавного распределения T_2 соответствующего последовательности спада эхо-сигналов применяют математический метод регуляризации. Данный подход требует определения параметра гамма « γ » который автоматически рассчитывается для каждого зарегистрированного эхо-спада индивидуально. Значения « γ » зависят от отношения сигнал/шум и формы распределения T_2 . В условиях высокого отношения сигнал/шум например в высокопористом разрезе его значения, как правило меньше «5», в условиях низких значений сигнал/шум, например в плотных песчаниках и аргиллитах – выше «10».

✓ Шумы и ослабление

Практически все современные приборы ЯМР представляют собой уникальное устройство, в котором одна антенна используется как для передачи импульсов мощностью до нескольких киловатт, так и для регистрации эхо-спадов в нановольтовом диапазоне. Существует большая вероятность, что шумы и наведенные вторичные помехи исказят сигнал от пластовых флюидов. Разработано несколько подходов для обработки и устранения шума, например, в приборах CMR для его учета регистрируется отдельная кривая помех собственно прибора «NOISE_TOOL».

В приборах типа MRIL регистрируется четыре индикатора шума: смещение (*OFFSET*), шум (*NOISE*), реверберация (*RINGING*) и шумы между эхо-сигналами (*IENoise*). Как показано на рисунке (рис. 8.7), уровень шума при каждом цикле *CPMG* определяется этими четырьмя видами шума. *OFFSET* и *NOISE* определяют на основе анализа сигнала окружающей среды; *OFFSET* является средним значением этого сигнала, а *NOISE* - стандартным отклонением. Для определения *RINGING* и межсигнального шума применяется метод противофазных пар (PAP). Совокупность противофазных пар в первом приближении не содержит сигнала. Средняя величина этой суммы и является *RINGING*, а стандартное отклонение от суммы представляет собой межсигнальный шум, который может быть приблизительно равен величине *NOISE*. Любая значительная разница между этими величинами является признаком шума зонда во время генерации импульсов передатчиком.

Данные о четырех видах шума играют роль показателей качества измерений. Они проверяются, а затем вводится поправка за условия записи, для чего они масштабируются в единицах пористости. Шум и межсигнальный шум обратно пропорциональны пористости. Реверберация зависит от интервалов между эхо-сигналами (T_E). Она будет более сильной для короткого T_E , и более слабой для длинного T_E . Например, максимальная реверберация для $T_E = 1.2$ мсек. равна примерно 40 единицам, в то время, как для $T_E = 0.6$ мсек максимальная величина составит 60 единиц. Рабочую частоту прибора выбирают такой, чтобы реверберация была минимальной.

При использовании многочастотного режима своя характеристика шумов регистрируется для каждой частоты. Величины этих показателей должны находиться в допустимых пределах, как показано на таблице (таб. 8.3), а в шуме и межсигнальном шуме не должно быть всплесков.

Таблица 8.3 Допустимые изменения в показателях качества записи

Показатель качества	Допустимые изменения
<i>NOISE</i>	< 10 (низкий $\mathcal{Q}$); < 8 (средний $\mathcal{Q}$); < 5 (высокий $\mathcal{Q}$)
<i>IENoise</i>	< 10 (низкий $\mathcal{Q}$); < 8 (средний $\mathcal{Q}$); < 5 (высокий $\mathcal{Q}$)
<i>Offset</i>	-30 to +30
<i>RINGING</i>	-40 to +40 ($T_E = 1.2$ мсек.), -60 to + 60 ($T_E = 0.6$ мсек.)

Напряжение в приёмной антенне должно быть устойчивым, для этого в приборах CMR контролируются интервалы значений сразу несколько параметров. Для визуального

контроля на дисплей выводится текущая величина напряжения передатчика - параметр «HV_CUR». Как правило приборы класса CMR+ обладают лучшими характеристиками шумоподавления, чем CMR-200. Согласно данным из поверочного разреза для одной пары эхо-сигналов PАР величина шума составила 1.9 и 2.3 е.п., соответственно. Это преимущество исчезает при осреднении (по вертикали) значительного количества эхо-сигналов, т.к. CMR-200 позволяет записать большее, по сравнению с CMR+ число эхо-сигналов; суммарный шум определяется следующим уравнением:

$$Noise_EnvB = Noise_EnvA \times \sqrt{\frac{2 \times nstack}{nstack + 1}} \quad [8.7]$$

При суммировании трёх эхо-сигналов, новый уровень шума (в единицах пористости) составит для CMR-200 – 1.32, для CMR-A+ - 1.1 и для CMR-B+ - 1.34. Кривая качества регистрации «CMRP_SIG» записывается специально для наблюдения за стандартным отклонением суммарной пористости, вторая кривая «BFV_SIG» служит для оценки этого параметра суммарной связанной воды (Schlumberger, 2002).

Во всех зондах ЯМР отношение сигнал/шум снижается при возрастании температуры, поэтому для заданного вертикального разрешения может потребоваться снижение скорости регистрации. Обычно участки с повышенным содержанием шумов распознаются по несовпадению кривых пористости на повторных замерах и/или плохой корреляции с другими методами пористости.

Несмотря на то, что в зондах пишут различные кривые качества, необходимо на заданном интервале, выполнять повторную регистрацию. Данные, в которых повторяемость кривых пористости выше 1%, не являются обязательно некачественными, но должны быть переобработаны и/или перепроверены специалистом. Одним из наиболее частых решений является увеличение числа суммируемых эхо-спадов, это приводит к потере вертикального разрешения. Таким образом корректируются данные со значениями повторяемости незначительно превышающими 1%. Если повторяемость остается выше 1% и после снижения скорости/увеличения суммирования, то это является указанием на проблему с зондом. Данные с повторяемостью выше 3% как правило неприемлимы и так-же указывают на проблему с прибором. В общем случае, активации двойных времен T_W и T_E требуют меньше контроля за этим параметром, чем стандартные активации суммарной пористости/капиллярных флюидов/проницаемости.

✓ Визуальное воспроизведение показателей качества записи

Все показатели качества заносятся в файл полевых данных и в случае необходимости могут быть выведены на печать. Качество каротажа может быть представлено в различных форматах. На рисунке (рис. 8.8) показан пример вывода на дисплей показателей качества зонда MRIL-D (Prime). Дорожка 1 содержит данные по гамма-каротажу (GR), скорости навивки троса (CS) и натяжения ($TENS$). Дорожка 2 включает приращение ($GAIN$): $GAINA$ (для группы A) и $GAINB$ (для группы B), амплитуду импульсов $CPMG$: $B1A$ и $B1B$, а также амплитуду циклов $CPMG$, с поправкой за температуру: $B1MODA$ и $B1MODB$. Дорожка 3 содержит все данные о напряжении в датчиках. На дорожке 4 показаны три вида температуры: передатчика ($TXTA$), электронного блока ($ECTA$) и антенны ($ANTA$). Кроме того, на дорожке 4 помещены

параметры коррекции фазы, такие как: фазовые углы $PHCOA$ и $PHCOB$, среднее значение кажущейся части спада эхо-сигналов, $PHERA$ и $PHERB$, стандартное отклонение кажущейся части спада эхо-сигналов, $PHNOA$ и $PHNOB$. Дорожка 5 содержит шум и шум IE для групп A, B и частот 1 и 2, таких как $N1A$ (шум для группы A и частоты 1), а также $N1B$, $N1A$, $N2B$, $IEN1A$, $IEN1B$, $IEN2A$ и $IEN2B$. Дорожка 6 содержит $OFFSET$ и $RINGING$ для групп A, B и частот 1 и 2; дорожка 7 включает Kay для групп A и B, ЯМР-пористость групп A и B, а также ИСФ группы A.

Визуальное воспроизведение представляет собой вывод в общем формате данных различного рода активаций таких как C/TP, двойного времени задержки (T_W), и двойного времени между эхо-сигналами (T_E) (рис. 8.9). При использовании активации C/TP группа A представляет собой серию сигналов полученных при полной поляризации, с временем $T_E = 1.2$ мсек., а группа B представляет собой серию сигналов, полученных при частичной поляризации и времени $T_E = 0.6$ мсек. При использовании активации двойных времен T_W группа A состоит из длинных спадов T_W , а группа B из коротких спадов T_W . При использовании активации двойных времен T_E , группа A содержит спады с короткими T_E , а группа B - с длинными T_E .

Для оценки качества регистрации прибором CMR в режиме реального времени разработаны два формата вывода параметров: $CMRT_LQC_DEPTH_LOG$ и $CMRT_LQC_STATION_LOG$. Как правило, во время выполнения записи, их использует инженер-каротажник, а при окончательной интерпретации или переобработке – петрофизик. При этом, для конкретной активации, рекомендовано прямое моделирование сигнала ЯМР с использованием одного из пакетов планирования, например CMR-Advisor.

Все показатели качества должны быть проверены согласно принципам и критериям рассмотренным в предыдущих разделах. Такие показатели как данные напряжения на датчиках, характеристики шума и Кай отмечаются на диаграмме особыми цветами, если их значения выходят за допустимые пределы. Кроме того, необходимо обратить внимание на разницу в одних и тех же показателях, относящихся к различным группам, как правило, их значения должны быть сходными.

Рекомендуемый компанией Schlumberger формат каротажной диаграммы контроля качества скважинного замера ЯМР показан на рисунке (рис. 8.10). В первой колонке помещены данные диаметра долота (BS), естественной радиоактивности (GR), натяжения кабеля (TENS), и кривые интервалов спектральной пористости (WIN_POR_1 , WIN_POR_2 и WIN_POR_3), рассчитанные из первых зарегистрированных эхо-сигналов. Эти кривые должны идти примерно параллельно друг-другу и без резких всплесков. Специальным тонированием показаны различия между кривыми «1» и «2», и «2» и «3»; эти различия не должны превышать 3 е.п. Во второй колонке показаны кривые нагрузки (CMR_GAIN), температуры зонда (CMR_TEMP), приращения B_0 ($DELTA_B_0$), операционной частоты (FREQ_OP) и фазы сигнала (SPHASE). В третьей колонке показаны кривые шума собственно прибора (NOISE_TOOL) и (NOISE_TOOL_WSUM), шума отдельного эхо-сигнала (NOISE_ENV), стандартные отклонения суммарной (общей) пористости, ИСФ и суммарной связанной воды (т.е. глинисто- и капиллярно-связанной) обозначенные соответственно: (TCMR_SIG), (CMFF_SIG) и (BFV_SIG). Специальным тонированием

показываются участки повышенного уровня помех, где $NOISE_TOOL_WSUM > 3\%$, и где $NOISE_TOOL_WSUM > 6\%$. В четвертой колонке помещены кривые суммарной ЯМР-пористости (TCMR) и кривые суммарной пористости, рассчитанные после введения поправок за неполную поляризацию, для условий $Max(T_1; T_2)$ и $Min(T_1; T_2)$, обозначенные соответственно: CMRP_T1T2R_MAX и CMRP_T1T2R_MIN, две кривые отражающие напряжение при нагрузке (в конце каждого эхо-сигнала) и при пике пульса поляризации: HV_LOADED и HV_PEAK_CUR.

В колонке глубин находятся кривые «Insuff WT Flag», «Bad Hole Flag» показанные цветным тонированием и NO_UPDATE_COUNT. «Bad Hole Flag» указывает на завышенные значения суммарной пористости, которые, как правило, связаны с участками размыва в которых зонд «цепляет» сигнал от бурового раствора. «Insuff WT Flag» указывает на участки с длинными временами T_2 , где при заданной скорости/активации отмечается неполная поляризация пластовых флюидов, и соответственно, возможно занижение пористости. Включение флага определяется двумя граничными параметрами – если TCMR превышает граничное значение PHI_FOR-BADF (значение по умолчанию = 0.40), или если T2LM оказывается ниже T2_FOR-BADF (значение по умолчанию = 10 мсек.).

NO_UPDATE_COUNT указывает на полное соответствие значений интервалов пористости между текущей и предыдущей точками измерений. Он показывает когда из-за высокой скорости СПО, теряется непрерывность записи и зонд не успевает послать новый импульс поляризации. Данные ЯМР всех скважинных приборов регистрируются в событийном масштабе и для пересчета в масштаб глубин в зондах CMR используется уравнение:

$$SI = (T_W + N_E T_E) \times V \quad [8.8]$$

Все параметры уравнения для конкретной активации фиксированы и устанавливаются перед началом записи, а единственной переменной уравнения будет скорость регистрации «V».

8.3 Проверка качества после выполнения работ

Данные каротажа ЯМР должны быть сопоставлены с материалами остальных методов ГИС, если таковые имеются в наличии. Существуют два уравнения, имеющих большое значение для понимания характеристик активаций ЯМР и их связи с петрофизическими параметрами.

$$MPHI = \phi_e \cdot HI \cdot [1 - e^{-\left(\frac{T_W}{T_1}\right)}] \quad [8.9.a]$$

$$MSIG = MPMI + CBW \quad [8.9.b]$$

Где $MPMI$ = эффективная пористость по данным ЯМР; ϕ_e = эффективная пористость пласта; HI = водородный индекс флюида эффективной пористости; T_W = время поляризации; T_1 = время продольной релаксации флюида эффективной пористости; $MSIG$ = суммарная ЯМР-пористость, а CBW = вода связанная с глинистой компонентой (по данным активации частичного восстановления, см. МОНО-1);

$MPHI$ может отличаться от истинного значения эффективной пористости если сказывается влияние водородного индекса и/или длинных компонент времени T_1 . Процесс измерения пористости приборами *MRIL-Prime* и *CMR+* обычно позволяет скомпенсировать недооценку из-за эффектов T_1 , но HI влияет на результаты измерений.

✓ Отношение $MPHI$ к $MSIG$

Эффективная пористость ($MPHI$) всегда меньше суммарной пористости ($MSIG$), за исключением очень чистых коллекторов, когда пористость связанная с водой глинистой компоненты (CBW) приближается к нулю. Таким образом, как правило, $MPHI \leq MSIG$.

✓ Отношение $MPHI_{TW_S}$ к $MPHI_{TW_L}$

Измеряемая при коротком времени поляризации пористость ($MPHI_{TW_S}$) обычно меньше пористости более длинных времен поляризации ($MPHI_{TW_L}$). Это происходит даже тогда когда TW_L не является достаточно длинным для полной поляризации флюидов (такая недооценка особенно типична для продуктивных пластов); в общем случае: $MPHI_{TW_S} \leq MPHI_{TW_L}$.

✓ Отношение $MPHI_{TE_S}$ к $MPHI_{TE_L}$

В результате диффузии распределение времени T_2 полученное при длинном времени между эхо-сигналами (T_E), сдвигается влево от распределения полученного при коротком времени. Некоторые компоненты T_2 могли быть записаны от самых ранних бинов сигнала спада, а при длинных T_E , эта часть пористости не регистрируется; следовательно, в общем случае: $MPHI_{TE_S} \leq MPHI_{TE_L}$.

✓ Совпадение между $MPHI$ и нейтрон-плотностной пористостью

В чистых водоносных терригенных и карбонатных коллекторах пористость $MPHI$ должна быть примерно равна $XPHI$ – пористости полученной на нейтрон-плотностном кросс-плоте (на соответствующей матрице). В чистых газоносных разрезах пористость $MPHI$ полученная при стационарных условиях, должна быть примерно равна величине нейтронной пористости, а в глинистых коллекторах примерно совпадать с пористостью плотностного каротажа.

Отмеченные несовпадения следует рассматривать отдельно, учитывая, что ЯМР может зависеть как от типа пластовых флюидов, так и от специфики литологии разреза (черные сланцы, обилие углей и/или сидерита). В основном, необходимо проверить: для ЯМР – водородный индекс (HI), T_1 и T_2 пластовых флюидов; для материалов нейтрон-плотностного каротажа – тип флюида и матрицу.

✓ Влияние T_1 и времени поляризации на $MPHI$

В результате учета влияния как водородного индекса, так и длинных компонент времени T_1 пористость $MPHI$ может отличаться от истинной эффективной пористости. В процессе измерений как правило, можно избежать этой недооценки, и ввести соответствующую поправку за влияние эффекта T_1 . Измерения ЯМР так-же зависят от величины водородного индекса флюидов. В чистых газоносных коллекторах значения пористости $MPHI$, полученные в результате стационарных измерений, должны быть приблизительно равны значениям нейтронной пористости, рассчитанным для соответствующей матрицы.

8.4. Формат предоставляемых материалов ЯМР-измерений

8.4.1. Исходные данные и предварительная обработка

Получаемые по ЯМР данные условно делятся на два типа – обязательные к предоставлению Заказчику, т.е. те без которых нельзя судить о качестве выполненных измерений, и дополнительные – связанные с предварительной интерпретацией и планированием. Вся информация должна поступать в цифровом и аналоговом видах – на электронных носителях и в виде бумажных копий масштаба 1:200 и 1:500. Данные по амплитудам зарегистрированной релаксации, спектральной (бинарной) пористости и параметры использованной активации являются обязательными, без их наличия качество выполненных измерений не оцениваются.

На основании практики работ с различными приборами типа АЯМК, CMR и MRIL, обязательными считаются:

- Собственно данные амплитуд времен T_2 ;
- Собственно данные ЯМР-пористости;
- Параметры записи – скважинных условий и активаций;
- Повторная регистрация ограниченного интервала;
- Материалы контроля качества каротажа, в том числе и стационарные измерения выполненные на поверхности и в скважине;
- Расшифровка мнемоники кривых и параметров активаций (в пояснительной записке или в LAS-файле;

Рекомендованными являются:

- Результаты предварительной интерпретации;
- Результаты предварительного моделирования (планирования);
- Результаты совместной интерпретации с другими методами ГИС;
- Формат каротажных диаграмм и цветокодировка кривых;
- Краткое описание и рисунок конфигурации прибора и скважины (координаты устья, диаметр и обсадка);

Результаты скважинных исследований передаются Заказчику в двух видах: 1). электронном – в цифре (LAS, LIS или ASCII), и аналоговом (pdf, wmf/emf или другие

форматы визуализации по согласованию); 2). на бумажных носителях (цветные диаграммы масштаба 1:500 и 1:200 по две копии). На рисунке (рис. 8.11) показан пример регистрации ЯМР-каротажа, выполненного экспериментальным прибором Тверьгеофизики в отложениях турбидитов Ачимовского конуса выноса. В первой колонке показаны данные кавернометрии (КВ), естественной радиоактивности (ГК) и бинарное распределение эффективной пористости (МРНІ) с шагом в 2 е.п., во второй колонке – проницаемость рассчитанная методом Коатеса, при $C=12.0$ (K_{COATES}), в третьей колонке волновое распределение амплитуд времени поперечной релаксации (T_2), в четвертой колонке данные спектральной ЯМР-пористости, полученные при стандартных значениях фиксированных отсечек: 3.0 и 33.0 мсек.

Требуемые данные и обязательная информация представляемые по каждой активации

По каждой активации передается следующая информация:

Суммарная (общая) ЯМР-пористость мнемоника – *MSIG*;

Эффективная ЯМР-пористость мнемоника – *MPHI*;

Индекс свободных флюидов (ИСФ или динамическая пористость) – *MFFI*;⁶

Спектральное⁷ распределение амплитуд АМР 01 - 38 по временным интервалам указанным в таблице 1 (таблица 1);

Спектральная (бинарная) пористость по каждому интервалу (бину) мнемоника – BIN 01 – 12 указанным в таблице 2 (таблица 2);

Для каждой активации создается свой LAS и/или ASCII файл. В заголовке файла обязательно указывается полностью информация по применяемой активации: время задержки (поляризации) - T_w , время между эхо-сигналами - T_E , число эхо-сигналов - N_E и параметр (число) осреднения RA.

Если выполнялась независимая регистрация природной радиоактивности (ГК), то эта информация так-же добавляется в каждый LAS-файл.

В заголовке каждого файла так-же указывается:

Дата и место выполнения работ;

Скорость записи и направление регистрации (спуск или подъем);

Температура на забое (или установленный градиент °C/100м.);

Пластовое давление на забое (или указание на гидростатическое давление в Атм);

Свойства бурового раствора: тип (PHO, PBO), плотность и сопротивление, время и дата последней циркуляции;

На аналоговых материалах возможна замена кривых пористости MSIG, MPHI, и MFFI, на соответствующие объемы – CBW, BVI и FFI (как например это показано на рисунке 8.11). Требуемые данные и обязательная информация приведены в таблицах 8.8-8.10 (см. Приложение).

⁶ См. определения пористостей на рисунках 1 и 2, а формулы оценки в приложении 2.

⁷ В некоторых документах назывался «парциальными спектрами»

Дополнительные данные и информация представляемые по каждой активации и/или стадии обработки

Дополнительно к материалам перечисленным выше, рекомендуется так-же рассчитывать и предоставлять Заказчику следующие параметры:

Объем глинисто-связанной влаги – CBW (метод граничных значений);
 Объем капиллярно-связанной влаги BVI (метод граничных значений);
 Куммулятивные (суммарные) пористости по каждому интервалу (бину) мнемоника – CUM 01 – 12;
 Среднее геометрическое времен T_1/T_2 (т.е. T_{1GM} и T_{2GM});
 Проницаемость по методу Дж. Коатеса – COATES (мД), рассчитанную по формуле суммарной (общей) пористости (см. Приложение);
 Проницаемость по методу Шлюмберже – SDR (мД), рассчитанную по формуле геометрического среднего T_{2GM} (см. Приложение);

При работе с двумя активациями с различным временем задержки (T_w) - разность спектров. При этом вычитание амплитуд и спектральных пористостей выполняется из данных с большим временем (полной поляризацией), и предпочтительно сохранять мнемонику параметров отдельных активаций:

BIN 01A-12A – пористость первой (полной) активации;
 BIN 01B-12B – пористость второй (частичной) активации;
 BIN 01AB-12AB пористость разности, когда из первой пористости вычитают вторую;

Обязательным условием является указание в заголовке LAS/ASCII файлов каким образом и из каких исходных данных получены кривые. Если выполнялся анализ методом диффузии и суммировался ЯМР-сигнал выше максимального значения диффузии водной фазы (T_{2DW}), то необходимо так-же указать это значение и дать краткую ссылку на метод/параметры его расчета.

Используемые мнемоники и пакеты обработок исходным материалов сильно различаются как регионально, так и в зависимости от используемых приборов и сервисных кромпаний. Практически невозможно описать все возможные сочетания основных параметров предоставляемых заказчику. Предпочтительным является получение максимального количества информации как по использованной активации, так и по собственно регистрации ЯМР для сохранения возможности последующей переобработки.

8.4.2. Пример формата каротажных материалов компании Schlumberger

Формат данных 1 СПО компании Шлюмберже для прибора CMR-200 состоит из двух исходных групп времен поперечной релаксации: связанных (CBF) и свободных (CFF) флюидов, и результирующего спектра (CBP). Пример такой регистрации в одной из скважин Мексиканского залива (блок Галвестон) вскрывшей неконсолидированные отложения серии турбидитных конусов показан на рисунке (рис. 8.12), а

соответствующая информация по использованной активации и исходным параметрам предварительной обработки – на рисунке (8.13). В данном случае бинарное распределение пористости было заменено на спектральное распределение времени T_2 , показанное в шестой колонке. Волновые распределения исходных и результирующего спектров в масштабе 0.2 – 2000 мсек., показаны в 3, 4 и 5 колонках, соответственно. Пористость ЯМР в седьмой колонке представлена двумя составляющими – динамической (ИСФ) показанной синим тонированием и капиллярно-связанной (CBVI), показанной серым. На рисунке (рис. 8.13.) в первом «блоке» указаны граничные значения отсечек для отдельных временных интервалов (от 1.0 до 1000 мсек.), для которых затем рассчитывают соответствующую пористость. Затем перечислены параметры применяемой активации: время задержки $WT_V=4,000$ мсек., время между 90X и 180Y импульсами $TCP = 100$ мсек., и число записанных эхосигналов $NECH_V = 3000$, и принятые для данного разреза константы расчета двух моделей проницаемости. Мнемоники отдельных каротажных кривых переданных заказчику (компания Техасо) и их краткое описание приводятся в таблицах (таб. 8.4)

Таблица 8.4 Мнемоника и граничные значения бинарной пористости двух групп регистрации CMR-200

<i>i</i>	<i>Мнемоника</i>	<i>Описание</i>	<i>Группа</i>	<i>«отсечка» мсек.</i>
1	CBF1	Пористость связанных флюидов T2 Cutoff 1	Св.вода	1.0
2	CBF2	Пористость связанных флюидов T2 Cutoff 2	Св.вода	3.0
3	CBF3	Пористость связанных флюидов T2 Cutoff 3	Св.вода	10.0
4	CBF4	Пористость связанных флюидов T2 Cutoff 4	Св.вода	33.0
5	CBF5	Пористость связанных флюидов T2 Cutoff 5	Св.вода	100.0
6	CBF6	Пористость связанных флюидов T2 Cutoff 6	Св.вода	300.0
7	CBF7	Пористость связанных флюидов T2 Cutoff 7	Св.вода	1000.0
8	CFF1	Пористость подвижных флюидов T2 Cutoff 1	ИСФ	1.0
9	CFF2	Пористость подвижных флюидов T2 Cutoff 2	ИСФ	3.0
10	CFF3	Пористость подвижных флюидов T2 Cutoff 3	ИСФ	10.0
11	CFF4	Пористость подвижных флюидов T2 Cutoff 4	ИСФ	33.0
12	CFF5	Пористость подвижных флюидов T2 Cutoff 5	ИСФ	100.0
13	CFF6	Пористость подвижных флюидов T2 Cutoff 6	ИСФ	300.0
14	CFF7	Пористость подвижных флюидов T2 Cutoff 7	ИСФ	1000.0
Результаты предварительной обработки методом граничных значений				
15	CMRP_3MS	Пористость CMR при отсечке в 3 мсек	Св.вода	3.0
16	CMFF	Пористость ИСФ CMR	ИСФ	33.0

Таблица 8.5 Мнемоника и граничные значения бинарной пористости суммарного спектра и предварительной обработки CMR-200

<i>i</i>	<i>Мнемоника</i>	<i>Описание</i>
1	CBP1	Бинарная пористость Bin №1
2	CBP2	Бинарная пористость Bin №2
3	CBP3	Бинарная пористость Bin № 3
4	CBP4	Бинарная пористость Bin № 4

5	CBP5	Бинарная пористость Bin № 5
6	CBP6	Бинарная пористость Bin № 6
7	CBP7	Бинарная пористость Bin № 7
8	CBP8	Бинарная пористость Bin № 8
Результаты предварительной обработки		
9	CMRP_T1T2R_MAX	ЯМР-пористость при максимуме T1/T2
10	CMRP_T1T2R_MIN	ЯМР-пористость при минимуме T1/T2
11	KSDR	Проницаемость, модель SDR
12	KTIM	Проницаемость, модель Теймур (Timur)

8.4.3. Пример формата каротажных материалов компании Halliburton

Зонд MRIL-D (Prime) для анализа типа TDA или DIFAN регистрирует три группы сигналов – частичной поляризации (глинистой составляющей), и полной поляризации группы «А» и «В». Из частичной поляризации «используют» бины 01-04, которые составляют основную часть объема связанных флюидов. Из полной поляризации берутся бины 02-10, которые несут в себе информацию о ИСФ, и частично – капиллярно связанной воде. Таким образом суммарный спектр ЯМР пористости состоит из 13 бинов индивидуальных бинов (рис. 8.14). Иногда учитывая специфику разреза последний бин опускают т.к. в нем часто не содержится значимой информации. Графическое распределение времен частичной и полной поляризации и результирующий спектр поперечной релаксации показано на рис (рис. 8.15, пример из Мексиканского залива, скважина компании Anadarko).

Мнемоники отдельных каротажных кривых передаваемых заказчику и их краткое описание приводятся в таблице (таб. 8.6); дополнительные данные и информация приведены в таблицах (таб. 8.10-8.11, Приложение).

Таблица 8.6 Мнемоника и граничные значения бинарной пористости групп частичной поляризации MRIL-D

<i>i</i>	<i>Мнемоника</i>	<i>Описание</i>	<i>Группа</i>	<i>«отсечка» мсек.</i>
1	P1PRF	PR06 BIN #1 фильтрованная пористость	PR06	0.5
2	P2PRF	PR06 BIN #2 фильтрованная пористость	PR06	1.0
3	P3PRF	PR06 BIN #3 фильтрованная пористость	PR06	2.0
4	P4PRF	PR06 BIN #4 фильтрованная пористость	PR06	4.0
5	P5PRF	PR06 BIN #5 фильтрованная пористость	PR06	8.0
6	P6PRF	PR06 BIN #6 фильтрованная пористость	PR06	16.0
7	P7PRF	PR06 BIN #7 фильтрованная пористость	PR06	256.0

Таблица 8.7 Мнемоника и граничные значения бинарной пористости группы «А» полной поляризации MRIL-D

<i>i</i>	<i>Мнемоника</i>	<i>Описание</i>	<i>Группа</i>	<i>«отсечка» мсек.</i>
----------	------------------	-----------------	---------------	------------------------

1	P01AF	Фильтрованная пористость BIN #01	A	1.0
2	P02AF	Фильтрованная пористость BIN #02	A	2.0
3	P1AF	Фильтрованная пористость BIN #1	A	4.0
4	P2AF	Фильтрованная пористость BIN #2	A	8.0
5	P3AF	Фильтрованная пористость BIN #3	A	16.0
6	P4AF	Фильтрованная пористость BIN #4	A	32.0
7	P5AF	Фильтрованная пористость BIN #5	A	64.0
8	P6AF	Фильтрованная пористость BIN #6	A	128.0
9	P7AF	Фильтрованная пористость BIN #7	A	256.0
10	P8AF	Фильтрованная пористость BIN #8	A	512.0
11	P9AF	Фильтрованная пористость BIN #9	A	1024.0
12	P10AF	Фильтрованная пористость BIN #10	A	2048
Результаты предварительной обработки				
13	CBW	Вода микропористости глин	PR06	3.0
14	CBVITA	Капиллярная влага методом граничных значений	A + PR06	33.0
15	MBVITA	Капиллярная влага методом MaxBVI	A + PR06	
16	MPHITA	Эффективная пористость	A + PR06	4.0-2048
17	MSIGTA	Общая (суммарная) пористость	A + PR06	8.0-2048
18	MPERM	Проницаемость, модель Коатеса	A	

При описании объемов включающих капиллярно-связанную воду рекомендуется придерживаться мнемоники указывающую на метод по которому это разделение выполнялось: т.е. граничных значений, спектрального распределения, логарифмического или геометрического среднего и т.д. (несколько возможных примеров приводятся в таблице (таб. 8.11, приложение).

Повторную запись ЯМР рекомендуется выполнять с максимальным временем задержки (T_w), т.е. полной поляризации всех пластовых флюидов, и минимальном времени T_E , чтобы получить максимально возможное число эхо-сигналов. Необходимо так-же, чтобы в интервале повторных измерений находились различные водоносные породы: как коллектора, так и покрывки.

ПРИЛОЖЕНИЯ

8.5. Формулы и мнемоника кривых для предварительных расчетов

Расчеты эффективной и динамической ЯМР-пористостей (*MPHI* и *MFFI*) выполняют по методу фиксированных граничных значений, с использованием стандартных (для терригенного разреза) значений в 3 и 33 мсек (см. рис 8.1 и 8.14).

$$MPHI = MSIG - CBW \quad [8.10]$$

Где *CBW* определяется по $T_{2CUT-OFF}=3.0$ мсек.

$$MFFI = MPHI - BVI \text{ или } MFFI = MSIG - BFV \quad [8.11]$$

Где *BVI* и (*BFV*=*BVI*+*CBW*) определяют при $T_{2CUT-OFF}=33.0$ мсек.

Общая (суммарная) ЯМР-пористость определяется как:

$$MSIG = MFFI + BVI + CBW \quad [8.12]$$

✓ Расчет кумулятивной пористости

Выполняется последовательным суммированием всех бинов:

$$CUM_n = \sum_{n=i}^{n=1} BIN_n \quad [8.13]$$

Число кумулятивных ЯМР-пористостей должно равняться числу бинарных пористостей спектрального распределения.

✓ Оценка стандартного отклонения пористости

Помимо визуального контроля совпадения кривых пористости на участке повторного замера или при регистрации двойных времен, рекомендуется рассчитывать величину стандартного отклонения и повторяемости (*R*):

$$R = \sqrt{\frac{A_A^2 + D_S^2}{2}} \quad [8.13]$$

Где, A_A – среднее арифметическое разницы пористостей, D_S – среднеквадратичная ошибка разницы пористостей. Общепринятым стандартом метода ЯМР считают величину в 1.0 е.п.

✓ Расчет проницаемости

Уравнение Коатеса:

$$K_{COATES} = \left(\left(\frac{MSIG}{C} \right)^2 \times \left(\frac{MFFI}{MBFV} \right) \right)^2 \quad [8.14]$$

Где $C=10.0$ для предварительных расчетов, и в дальнейшем уточняется с учетом лито-фациальных особенностей конкретного разреза; $MBFV = MCBW + MBVI$;

Уравнение Шлюмберже-Долль-Рисёрч

$$K_{SDR} = C \times T_{2GM} \times MSIG^4 \quad [8.15]$$

Где C – константа зависящая от литологии разреза (~ 4.5);

✓ **Связь продольной и поперечной релаксации и вязкости (Zhang, Y. 2002)**

$$\begin{aligned} \frac{1}{T_1} &= w_2 \tau_c \times \left[\frac{2/3}{1 + (\omega_0 \tau_c)^2} + \frac{8/3}{1 + (\omega_0 \tau_c)^2} \right] \\ \frac{1}{T_2} &= w_2 \tau_c \times \left[1 + \frac{5/3}{1 + (\omega_0 \tau_c)^2} + \frac{2/3}{1 + (2\omega_0 \tau_c)^2} \right] \end{aligned} \quad [8.16]$$

$$\begin{aligned} w_2 &= \frac{3(\nu - 1)\gamma^4 h I(I + 1)}{5r^6} \\ \text{Где} \quad \tau_c &= \frac{1}{6D_0} = \frac{4\pi a^3 \eta}{3kT_K} \end{aligned} \quad [8.17]$$

Используемые константы: « I » - число целых спина, « ν » - число протонов в данной молекуле, « r » - расстояние между ядрами в данной молекуле, « ω_0 » - Ларморовская частота, « τ_c » - корреляционное время ротации, « a » - радиус молекулы, « D_0 » - коэффициент диффузии, « η » - вязкость, « T_K » - температура (К), « k » - постоянная Больцмана, « h » - постоянная Планка.

✓ **Связь поперечной релаксации и вязкости (Bryan, J. 2002)**

Для нефти:

$$\eta_{OIL} = \frac{1.15}{(HI_R)^{4.45} T_{2GM}} \quad [8.18]$$

Для водо-нефтяной эмульсии:

$$\eta_{EML} = \frac{1.15}{(HI_R)^{4.45} T_{2GM}} \times \frac{1}{(1 - x_W)^{4.46}} \quad [8.19]$$

Где x_W – доля водной фазы, определяемая по ЯМР, HI_R – относительный водородный индекс флюида определяемый как:

$$HI_R = \frac{AI_{OIL}}{AI_{WATER}} \quad [8.20]$$

AI – амплитудный индекс (относительная амплитуда ЯМР), рассчитанная как отношение суммарной амплитуды ЯМР-сигнала к массе исследуемого образца:

$$AI = \frac{A_{TOT}}{M} \quad [8.21]$$

Тяжелые нефти и битумы состоят из сложных многомолекулярных цепочек, и количество водорода в них, (для образцов одинакового веса) оказывается меньше, чем у воды. Следовательно, относительный водородный индекс HI_R будет так-же меньше единицы.

Таблица 8.8 Временные интервалы распределения амплитуд релаксации

<i>i</i>	<i>Мнемоника</i>	<i>Ti</i>	<i>Ti = Левое гран значение</i>	<i>Ti = Правое гран. значение</i>
1	AMP 01	0.1056	0.0900	0.1212
2	AMP 02	0.1422	0.1212	0.1632
3	AMP 03	0.1915	0.1632	0.2197
4	AMP 04	0.2578	0.2197	0.2959
5	AMP 05	0.3472	0.2959	0.3984
6	AMP 06	0.4675	0.3984	0.5365
7	AMP 07	0.6295	0.5365	0.7225
8	AMP 08	0.8477	0.7225	0.9728
9	AMP 09	1.1414	0.9728	1.3100
10	AMP 10	1.5370	1.3100	1.7640
11	AMP 11	2.0696	1.7640	2.3753
12	AMP 12	2.7869	2.3753	3.1985
13	AMP 13	3.7527	3.1985	4.3069
14	AMP 14	5.0532	4.3069	5.7995
15	AMP 15	6.8045	5.7995	7.8094
16	AMP 16	9.1626	7.8094	10.5158
17	AMP 17	12.3380	10.5158	14.1602
18	AMP 18	16.6139	14.1602	19.0675
19	AMP 19	22.3715	19.0675	25.6755
20	AMP 20	30.1246	25.6755	34.5736
21	AMP 21	40.5645	34.5736	46.5554
22	AMP 22	54.6224	46.5554	62.6895
23	AMP 23	73.5523	62.6895	84.4151
24	AMP 24	99.0424	84.4151	113.6698
25	AMP 25	133.3664	113.6698	153.0630
26	AMP 26	179.5856	153.0630	206.1082
27	AMP 27	241.8224	206.1082	277.5367
28	AMP 28	325.6280	277.5367	373.7193
29	AMP 29	438.4770	373.7193	503.2347
30	AMP 30	590.4348	503.2347	677.6348
31	AMP 31	795.0548	677.6348	912.4747
32	AMP 32	1070.5875	912.4747	1228.7002
33	AMP 33	1441.6082	1228.7002	1654.5163
34	AMP 34	1941.2093	1654.5163	2227.9023
35	AMP 35	2613.9512	2227.9023	3000.0000
36	AMP 36	3519.8372	3000.0000	4039.6744
37	AMP 37	4739.6654	4039.6744	5439.6564
38	AMP 38	6382.2350	5439.6564	7324.8136

Ti – время поперечной релаксации к которому «приписывается» амплитуда интервала;

Таблица 8.9 Временные интервалы распределения бинарной пористости

<i>i</i>	<i>Мнемоника</i>	<i>Ti</i>	<i>Ti</i> = <i>Левое гран</i> <i>значение</i>	<i>Ti</i> = <i>Правое гран.</i> <i>значение</i>
1	BIN 01	0.75	0.5	1.0
2	BIN 02	1.5	1.0	2.0
3	BIN 03	3.0	2.0	4.0
4	BIN 04	6.0	4.0	8.0
5	BIN 05	12.0	8.0	16.0
6	BIN 06	24.0	16.0	32.0
7	BIN 07	48.0	32.0	64.0
8	BIN 08	96.0	64.0	128
9	BIN 09	192	128	256
10	BIN 10	384	256	512
11	BIN 11	768	512	1024
12	BIN 12	1536	1024	2048
Дополнительные бины – используются редко				
13	BIN 13	3072	2048	4096
14	BIN 14	6000	4096	~

Ti – время поперечной релаксации к которому «приписывается» пористость интервала;

Таблица 8.10 Требуемые данные и обязательная информация

№	ЗАГОЛОВОК ФАЙЛА			
1	Дата, месторождение, площадь, альтитуда и номер скважины			
2	Скорость, номер и направление регистрации, интервал записи, дата и время регистрации, шаг измерений и величина приписываемая отсутствию/пропуску параметра (-9999.00)			
3	Температура и давление на забое $P_{ПД}$ (Атм), $T_{ПД}$ (С)			
4	Диаметр долота (мм); если диаметр менялся, то указать интервалы проходки; обсадка и её диаметр;			
5	Буровой раствор или ПЖ, которой была заполнена скважина во время записи: тип (если РНО – искусственный или природный), плотность и солёность, сопротивление, время и дата последней циркуляции; аналогичные параметры для фильтрата БР;			
6	Параметры применяемой активации: T_w , T_E , N_E , RA			
7	Дополнительные комментарии: затяжки, тип и марка подъемника, интервал повторной записи, если скважина наклонно-направленная указать максимальные углы			

№	ПАРАМЕТР	МНЕМОНИКА	МАСШТАБ (единицы)	ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ РЕКОМЕНДАЦИИ (цветокриодировка, положение на диаграмме)
8	ГК	GR	Лин., мкр/час или API	Зеленая сплошная или пунктирная линия, в первой колонке
9	Глубина			Если выполнялись замеры КВ указать зоны размыва, и/или прерывания записи
10	Бинарная пористость	BIN 01-12	Лин 0-60 (%)	Вторая колонка
11	Амплитуды	AMP 01-38	Лог. 0.2-3000 мсек.	Третья колонка
12	Суммарная пористость	MSIG	Лин 0-60 (%)	Зеленая сплошная линия, в четвертой колонке
13	Эффективная пористость	MPHI	Лин 0-60 (%)	Темно-синяя сплошная линия, в четвертой колонке
14	ИСФ пористость	MFFI	Лин 0-60 (%)	Светло-синяя сплошная линия, в четвертой колонке

Таблица 8.11 Дополнительные данные и информация

№	ПАРАМЕТР	МНЕМОНИКА	МАСШТАБ (единицы)	ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ РЕКОМЕНДАЦИИ (цветокодировка, положение на диаграмме)
15	Объем глинисто-связанной влаги	CBW	Лин 0-60 (%)	Указать граничное значение
16	Объем капиллярно-связанной влаги	CBVI	Лин 0-60 (%)	Указать граничное значение
17	Объем капиллярно-связанной влаги	SBVI	Лин 0-60 (%)	Указать какое спектральное распределение использовалось
18	Объем капиллярно-связанной влаги	MBVI = BVI	Лин 0-60 (%)	Указать какой метод использовался
19	Объем связанной влаги	MBFV = BFV	Лин 0-60 (%)	Указать какое BVI использовалось
20	Объем связанной влаги	CBFV	Лин 0-60 (%)	Указать какое граничное значение использовалось
21	Объем связанной влаги	SBFV	Лин 0-60 (%)	Указать какое спектральное распределение использовалось
19	Геометрическое среднее	T_{1GM}/T_{2GM}	Лог. 0.2-2000 мсек.	Показывать контрастным цветом на волновом распределении
19	Логарифмическое среднее/Оптимальная подгонка ⁸	T_{2LM}/T_{2BF}	Лог. 0.2-2000 мсек.	Показывать контрастным цветом на волновом распределении
20	Проницаемость	K_{COATES} COATES	Лог. 0.02-2000 мД.	Масштаб м.б. различен – в зависимости от условий разреза
21	Проницаемость	K_{SDR} KSDR	Лог. 0.02-2000 мД.	Масштаб м.б. различен – в зависимости от условий разреза

⁸ BF= Best Fit - метод «наилучшей подгонки»

8.6. Наиболее типичные причины расхождения ЯМР и нейтрон-плотностной пористости

✓ Аргиллиты и черные сланцы

Суммарная ЯМР-пористость (TCMR/MSIG) ниже чем пористость нейтронного, и сопоставима со значениями пористости плотностного каротажа. Исключение составляют черные сланцы, в которых из-за повышенной поверхностной релаксивности сигнал ЯМР может спадать очень быстро, и чистые (слабоконсолидированные) разности, где общая ЯМР пористость может превышать плотностную. Величина ИСФ значительно меньше суммарных связанных флюидов, а в чистых глинистых пластах может быть равна нулю.

✓ Газовые и газо-конденсатные коллектора

Суммарная ЯМР-пористость (TCMR/MSIG) ниже чем пористость плотностного, и сопоставима или выше значений нейтронного пористости. Значительную роль при этом играет тип и глубина проникновения фильтрата БР, исходное и текущее пластовое давление, водородный индекс и время поляризации T_1 газо-жидкостной смеси в зоне резонанса. При наличии газа рекомендуется совместная интерпретация с акустическим или плотностным каротажем и обработка методиками DMR или AMR⁹.

✓ Разрезы с тяжелой нефтью и/или битумом

Суммарная ЯМР-пористость (TCMR/MSIG) значительно ниже чем пористость плотностного и нейтронного каротажа на участках содержащих тяжелые УВ или битумы. Это связано со снижением водородного индекса среды ниже «1», а так-же со смещением распределения T_2 в область быстрых значений, ниже разрешения современных приборов.

✓ Скважинные условия регистрации

Участки размыва и/или трещиноватости и частичного разрушения стенок скважины, будут характеризоваться повышением суммарной пористости и, как правило, смещением T_2 в область капиллярно-связанной воды. Такой же эффект наблюдается при записи централизованными зондами типа MRIL в эллипсоидных участках ствола. Коррекция ЯМР-сигнала искаженного влиянием скважины невозможно, однако для распознавания таких зон рекомендуется обязательное выполнение стационарного замера сигнала T_2 бурового раствора на поверхности. Если толщина глинистой корки превышает 1.3 см. (0.5 дюйма), то показания CMR искажаются, при этом величина суммарной пористости (TCMR), как правило, существенно ниже истинных значений.

8.7. Датчики напряжения и фазовая коррекция в приборах MRIL

✓ Датчики низкого напряжения

⁹ DMR-Density-Magnetic Resonance; AMR – Acoustic-Magnetic Resonance см. предыдущую монографию, разделы **.***.

Для контроля качества регистрации каротажа ЯМР записывается целая серия показаний датчиков низкого напряжения которые обеспечивают правильную работу электронного блока. Каждый датчик должен иметь характеристики в пределах указанных в таблице (таб. 8.12).

Таблица 8.12 Допустимые отклонения индикаторов шума

Маркировка датчика	Мнемоника на дисплее режима реального времени	отклонение
<i>Ur 15 high</i>	15VUP	19–24
<i>+15 Analog</i>	15V	14.8–15.2
<i>-15 Analog</i>	15VN	-14.8– -15.2
<i>15 Trans</i>	15VT	14.8–15.2
<i>Ur 15 low</i>	15VUM	19–24
<i>Unreg 5 v</i>	5VUM	9.5–12.5
<i>+5 Analog</i>	5VA	4.9–5.1
<i>-5 Analog</i>	5VAN	-4.9– -5.1
<i>+5 Digital</i>	5VD	4.9–5.1

✓ Датчики высокого напряжения

Поверхностная система питания прибора каротажа ЯМР стремится удерживать напряжение в 600 вольт постоянного тока в конденсаторной батарее, что обеспечивает ток высокой частоты необходимый для генерации сигналов Карр-Пурселл-Мейбум-Гилла. Как правило, передаваемого с поверхности тока недостаточно для того, чтобы поддерживать конденсаторы полностью заряженным во время генерации импульсов и в величина напряжения от конденсаторов, во время передачи цикла CPMG, снижается.

Прибор MRIL компенсирует изменения напряжения. Собственно напряжение конденсатора измеряется в начале и в конце цикла импульсов (эхо-сигналов), причем обе величины выводятся в реальном времени. В начале цикла напряжение определяется как N_{Vmax} , а в конце - как N_{Vmin} . В условиях высокого Q при 50 эхо-сигналах и $T_W \geq 1500$ мсек., N_{Vmax} должно быть примерно таким же, как и напряжение указанное на вольтметре панели питания.

Для стандартной записи T_2 с активацией двойного T_W и двойного времени T_E , N_{Vmin} должно быть выше 400 вольт постоянного тока. Если это не достигнуто, прибор не сможет компенсировать недостаток напряжения и V_1 уменьшается. Снижение V_1 обычно приводит к недооценке пористости, что особенно заметно на длинных составляющих T_2 .

При активации общей пористости, последовательно регистрируются две серии сигналов: стандартная активация T_2 для определения эффективной пористости и активация частичной поляризации для определения воды связанной с глинистой компонентой. В этом случае, поскольку запись частичной поляризации следует непосредственно за стандартной активацией T_2 , полученный N_{Vmin} является не только напряжением в конце цикла эхо-сигналов Карр-Пурселл-Мейбум-Гилла для эффективной пористости, но так-же и напряжением в начале активации частичной поляризации. Поэтому при регистрации каротажа общей ЯМР-пористости нельзя допустить, чтобы N_{Vmin} упало ниже 450 вольт.

✓ Информация о фазовой коррекции *PHER*, *PHNO*, и *PHCO*

Регистрируемый антенной сигнал ЯМР, поступает на фазочувствительный детектор дающий на выходе два канала данных (Канал 1 и Канал 2) с разницей в 90°. Поступающие по обоим каналам данные могут быть представлены в качестве функции времени поступления эхо-сигнала, а его величина рассчитана:

$$E_{amp}(i) = \sqrt{E_x^2(i) + E_y^2(i)} \quad [8.22]$$

где $E_{amp}(i)$ является рассчитанной амплитудой для i^{th} эхо-сигнала, а $E_x(i)$ и $E_y(i)$ являются амплитудами i^{th} эхо-сигнала, соответственно, для каналов 1 и 2.

Однако, на этот расчет влияет спрямление и все шумы вносят свой вклад считаясь положительными сигналами. Поэтому кривая спада никогда не доходит до нуля, а остается на некоторой небольшой величине, которая при инверсии преобразовывается в длинные компоненты времени T_2 .

Для того, чтобы избежать проблемы ректификации шума, величина серии эхо-сигналов может быть рассчитана и другим способом предназначенным для получения двух каналов данных: в одном канале сигнал состоит, в основном, из собственно ЯМР, который должен использоваться для дальнейшей обработки данных, а во втором канале - в основном из шума с нулевой средней величиной. При этом угол φ рассчитывается на основе:

$$\varphi = \tan^{-1} \frac{\sum_{i=2}^k E_y(i)}{\sum_{i=2}^k E_x(i)} \quad [8.23]$$

Где i является эхо-сигналом в серии эхо-сигналов спада, а k представляет собой число эхо-сигналов используемых для расчета фазового угла. Обычно $2 \leq k \leq 9$.

Такая коррекция осуществляется после применения метода скользящего среднего. Рассчитанный угол используется затем в качестве фазовой коррекции данных обоих каналов равной вращению данных Канала 1 и Канала 2 через угол φ . После коррекции один канал содержит преимущественно сигнал ЯМР (амплитуда которого является реальной частью серии эхо-сигналов), в то время как другой канал содержит преимущественно шумы (амплитуда которого является кажущейся частью серии эхо-сигналов). Реальная часть серии эхо-сигналов и преобразуется в распределение T_2 .

PHER представляет собой среднюю величину воображаемой части серии эхо-сигналов и, в идеале, равен нулю, на практике *PHER*, при регистрации достоверных данных, должен быть менее единицы. *PHNO* является стандартным отклонением кажущейся части серии эхо-сигналов и по размеру сравним с другими показателями шума. Дополнительно рассчитанный угол фазовой коррекции обозначенный «*PHCO*», так-же может быть представлен как показатель качества. В случае если измеряемый сигнал является слишком слабым, *PHCO* указывает на случайные колебания с глубиной. Если

же измеряемый сигнал имеет достаточную амплитуду, *RHCO* остается стабильным. Для каротажа двойных времен задержки и двойных времен между эхо-сигналами, *RHCOA*, являющийся *RHCO* для длинных времен задержки, должен быть таким же, что и *RHCOB*, являющийся *RHCO* для коротких времени задержки.

8.8. Датчики коррекции и дополнительные кривые в приборах CMR

✓ Кривая фазы сигнала (SPHASE)

Фаза ЯМР-сигнала зависит от пористости, или точнее от величины поступающего сигнала. Она должна быть примерно постоянной и в высокопористых интервалах составлять около (+/- 10%); в низкопористых интервалах (менее 5%) фаза более неустойчива, однако это не является указанием на проблемы регистрации. Например, если значение фазы близко к $+180^\circ$, то при переходе к -180° на дисплее создается обманчивое впечатление резкого скачка.

✓ Кривые шумов прибора CMR (NOISE_TOOL, NOISE_TOOL_WSUM и NOISE_ENV)

Величина шума собственно прибора CMR не связана с окружающей средой и не должна превышать 3 е.п. Регистрируемый параметр NOISE_TOOL не суммируется и нормируется к величине шума прибора на поверхности, которая замеряется в «стандартной» скважине CAT в Хьюстоне. Для приборов серии CMR-200 нормированный шум составляет 2.3 е.п., а для серии CMR+ 1.9 е.п. Случайные всплески напряжений могут приводить к повышению значений NOISE_TOOL, но не влиять на показания пористости. Дополнительный канал NOISE_TOOL_WSUM регистрирует шумы ранних эхо-сигналов (первые 6 сигналов), которые определяют качество спектральной пористости. Зарегистрированный шум должен быть менее 3 е.п.

В общем случае, если $\text{NOISE_TOOL} < 3$ е.п., то зарегистрированные данные хорошего качества, если $\text{NOISE_TOOL} > 3$ е.п., а $\text{NOISE_TOOL_WSUM} < 3$ е.п., данные удовлетворительного качества, а избыток шумов может быть скорректирован подавлением экстремумов. Если оба параметра превышают 3 е.п., (но меньше 6 е.п.) то данные содержат много шума, который может быть устранен подавлением экстремумов и последующим суммированием. Тонирование участков с превышением шумов, выполняется светло-желтым (> 3 е.п.) и красным (> 6 е.п.) цветом.

Кривая NOISE_ENV показывает шумы окружающей среды, её показания зависят от температуры, солёности и других характеристик скважины. Как правило суммирование эхо-сигналов позволяет скомпенсировать эти помехи.

Стандартные отклонения и, следовательно, точность регистрируемой ЯМР-пористости зависит от шумов в каждом эхо-сигнале. Стандартное отклонение обратно пропорционально квадратному корню из числа суммированных спадов. При повторной регистрации степень повторяемости определяется как «1.4» умноженное на

стандартное отклонение пористости. На диаграмме качества записи помещены кривые стандартных отклонений для суммарной, связанной и ИСФ пористостей. Допустимыми считаются следующие отклонения:

- Для суммарной (общей) пористости (TCMR_SIG), при трех-уровневом суммировании, пресном БР и температуре 25°C, отклонение не более 1.25 е.п., а при увеличении температуры до 175°C, не более 3.0 е.п. Отклонения могут быть снижены при увеличении числа суммированных сигналов, при пластовых температурах выше 140°C, рекомендуется суммирование пяти уровней;
- Для ИСФ (динамической) пористости (CMFF_SIG), при трех-уровневом суммировании, пресном БР и температуре 25°C, отклонение не более 0.5 е.п., а при увеличении температуры до 175°C, не более 1.5 е.п., при пластовых температурах выше 140°C, рекомендуется суммирование пяти уровней;
- Для суммарной связанной (т.е. глинистой- и капиллярной) пористости (BFV_SIG), при трех-уровневом суммировании, пресном БР и температуре 25°C, отклонение не более 1.1 е.п., а при увеличении температуры до 175°C, не более 2.5 е.п., при пластовых температурах выше 140°C, рекомендуется суммирование пяти уровней;

Отличия в значениях допустимых отклонений связаны с разным числом эхо-сигналов необходимых для определения пористости. При возрастании пластовой температуры и солёности БР количество шума в каждом эхо-сигнале увеличивается, ухудшая качество получаемого сигнала. Режим регистрации с повышенной точностью (EPM¹⁰), позволяет существенно повысить качество отклонений сигнала TCMR_SIG и BFV_SIG приблизительно на 40%, но для CMFF_SIG оно останется прежним.

✓ Кривые пористости (CMRP_T1T2R_MAX, и CMRP_T1T2R_MIN)

Для контроля уровня поляризации пластовых флюидов регистрируются две кривые пористости CMRP_T1T2R_MAX, и CMRP_T1T2R_MIN. Поправки за поляризацию (неполную или избыточную) вводятся используя, соответственно, максимум и минимум отношения T_1/T_2 . По умолчанию принимаются следующие величины: для кривой CMRP_T1T2R_MAX поправка T_1/T_2+1 , для кривой CMRP_T1T2R_MIN поправка T_1/T_2-1 . Оценивается разница между этими двумя кривыми, обозначаемая «CMR max to min», если она выходит за допустимый интервал значений, то флюиды в зоне резонанса будут поляризованы не полностью, и на диаграмме контроля качества появится флаг «WT Flag». Стандартное граничное значение 1.5 е.п., (ранее принималось 2 е.п.). Если этот индикатор включается при регистрации ЯМР на участках возможных коллекторов, и при этом для времен T_2 , характерны длинные спады, это означает, что объем свободных флюидов поляризован не полностью. В этом случае необходимо обязательное снижение скорости регистрации и, на основании прямого моделирования, смена активации.

✓ Кривые напряжений (HV_LOADED, и HV_PEAK_CUR)

Кривая HV_LOADED представляет собой мгновенные значения напряжений в конце эхо-сигнала. Недостаточное нерегулируемое напряжение может привести к снижению регулируемого высокого напряжения во время генерации импульсов антенной, ниже

¹⁰ EPM-Enhanced Precision Mode;

оптимального уровня в 250 В. В этом случае амплитуды зарегистрированных эхоспадов будут слишком малы, для получения качественного сигнала. При регистрации CMR, на контрольной панели, напротив кривой HV_LOADED появляется флаг, если величина регулируемого напряжения ниже 240 В или выше 260 В.

Во время генерации импульса, ток в передающей антенне максимален. Для контроля этого параметра на дисплей выводится кривая HV_PEAK_CUR показывающая текущую величину тока после каждого 180° импульса. Эта величина будет выше в более солёных БР. Контрольная кривая будет окрашена желтым цветом при значениях выше 5000 мА, и красным при значениях выше 6000 мА. Минимальное значение тока составляет 3000 мА для приборов серии CMR+ и 2000 мА для CMR-200, участки кривой со значениями ниже пороговых так-же указывают на проблемы передающего контура.

ССЫЛКИ

Blanco Yon. CMR-LQC, v 1.5. Schlumberger manual May-2003.

Borgia G C, Brown R J S and Fantazzini P. 1998. Uniform-penalty inversion of multiexponential decay data. J. Magn. Reson. 132 65–77.

Bryan J., Kantzas A., Bellehumeur C. Viscosity Predictions for Crude Oils and Crude Oil Emulsions Using Low Field NMR. Paper SPE 77329, 2002.

Cao Minh C., Gubelin G. Harris R., CMR-Plus Job Planning. Schlumberger manual, 2000.

Coates G R, Xiao L and Prammer M G 1999. NMR Logging Principles and Applications (Houston, TX: Halliburton Energy Services).

CMR Combinable Magnetic Resonance Tool Users Guide, 1997, Schlumberger Wireline & Testing.

Elshahavi H., Samir M., and Fathy K., Correcting for Wettability and Capillary Pressure Effects on Formation Tester Measurements, 2000. Paper SPE 63075

Goelman, G., and Prammer, M.G., 1995, The CMPG pulse sequence in strong magnetic field gradients with applications to oil-well logging: Journal of Magnetic Resonance, Series A, v. 113, p. 11-18.

NMR Job Planning, Data Acquisition and Job Planning Workshop Course Material, NMR Petrophysics, Inc.

Prammer M.G. et.al., Measurement of Clay-Bound Water and Total Porosity by Magnetic Resonance Logging, SPE 36522, 1996 SPE Annual Technical Conference and Exhibition Proceedings.

Stambaugh B., Svor R., and Globe M.: “ Quality Control of NMR Logs, 2000, paper SPE 63212.

Zhang Y., Hirasaki G.J., House W.V. and Kobayashi R.. Oil and gas NMR properties: the light and heavy ends. Paper HHH, in SPWLA 43rd Annual Logging Symposium, June 2-5, 2002.

Библиография. Дополнительные работы

Bernhard Blumich, Sofia Anferova, Renate Pechinig, Hansgeorg Pape, Juliane Arnold and Christoph Clauser, Mobile NMR for porosity analysis of drill core sections J. Geophys. Eng. 1 (2004) 177–180.

Bryan J., Kantzas A., and Moon D.: “In situ Viscosity of Oil Sands Using Low Field NMR”, paper 2003-107? At Petroleum Society’s Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Canada, June 10-12/

Bryan J., A. Kantzas, C. Bellehumeur. Viscosity Predictions for Crude Oils and Crude Oil Emulsions Using Low Field NMR. SPE 77329, 2002.

Deleersnyder, M. In-Situ Heavy-Oil Viscosity Determination Using NMR and Conventional Logs: Application to a Real Example, SPE 86939, 2004

Finol Jose, Carlos Romero, and Pedro Romero. An Intelligent Identification Method of Fuzzy Models and Its Applications to Inversion of NMR Logging Data. SPE 77605, 2002.

Kenyon W.E., D.F. Allen, N. V. Lisitza and Y.Q. Song. Better pore-size distributions from stimulated-echo NMR lab measurements using magnetic susceptibility contrast and small encoding angles. SPWLA 43rd Annual Logging Symposium, June 2-5, 2002. Paper III.

Prabhakar Aadireddy, Coates G. A Real-Time Well Site Log Analysis Application Using MRI Logs, SPE 63264, 2000.

Rabiller Philippe J.Y.M., Frederic Robail, Eduard Remacha, Loic Richard, Fransisco-Javier Sancho-Jaquel, Ferran Climent, Luis Pedro Fernandez. Sequence Stratigraphy Applied to Log Interpretation: Improving Methodology by Means of Signal Processing Techniques and Outcrop Calibration. Paper 81990, AAPG International Conference Barcelona, Spain, September 21-24, 2003.

Soto R.B., Bernal M.C., Silva B., Bejarano A., Cobaleda G., Arango S., Torres F. How to Improve Reservoir Characterization Using intelligent Systems –A Case Study: Toldadj Filed in Colombia. SPE 62938, 2000.

Schon, J.H., Joanneum Research, Leoben, Austria D. T. Georgi: Dispersed Shale, Shaly-Sand Permeability – A Hydraulic Analog to the Waxman-Smiths Equation. SPWLA 44 th Annual Logging Symposium, June 22-25, 2003. Paper S.

Sun Boqin and Keh-Jim Dunn. NMR Inversion Methods for Fluid Typing. SPWLA 44 th Annual Logging Symposium, June 22-25, 2003. Paper GGG.

Рисунок 8.1

Распределение T_2 и модель спектральной пористости

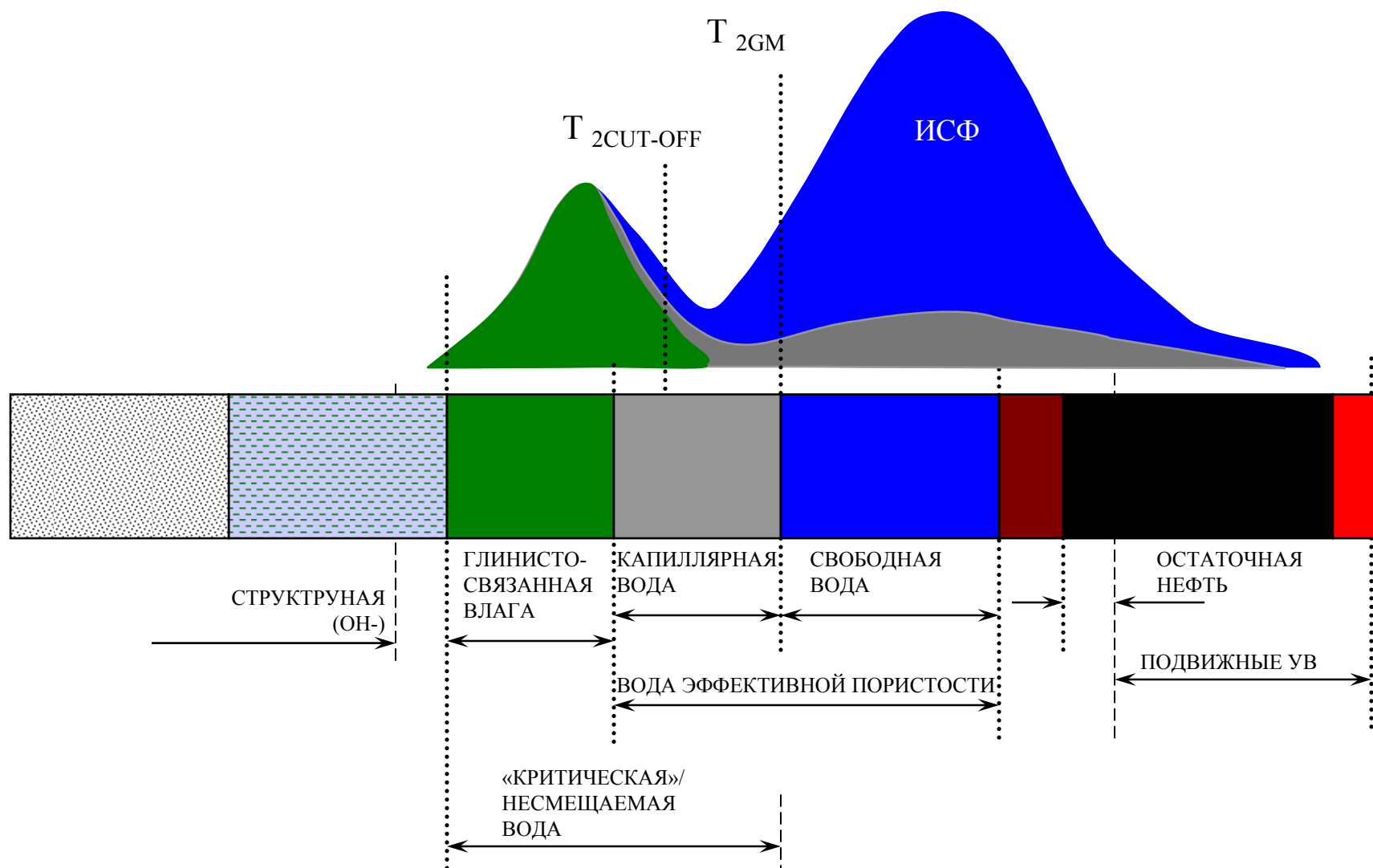
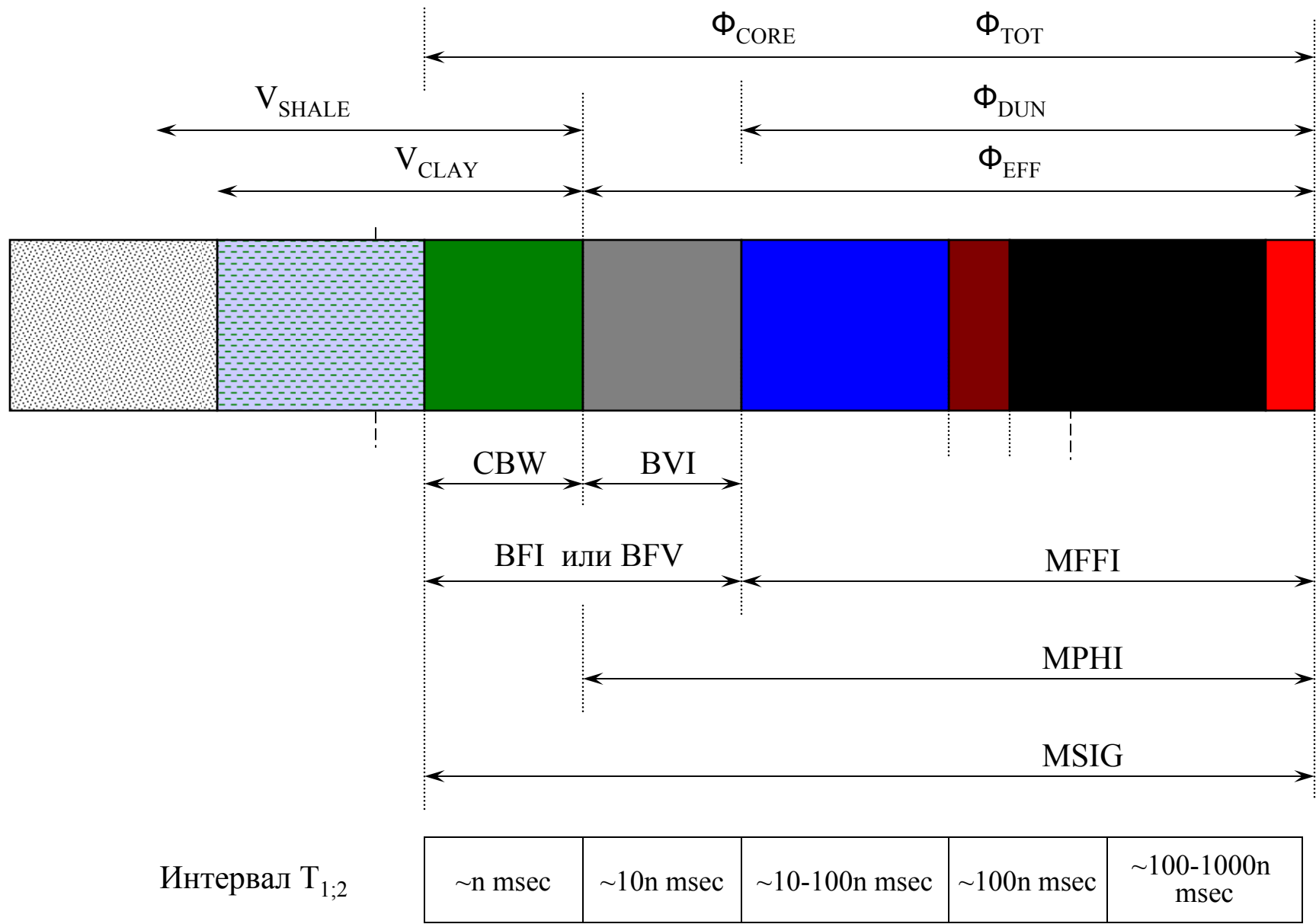
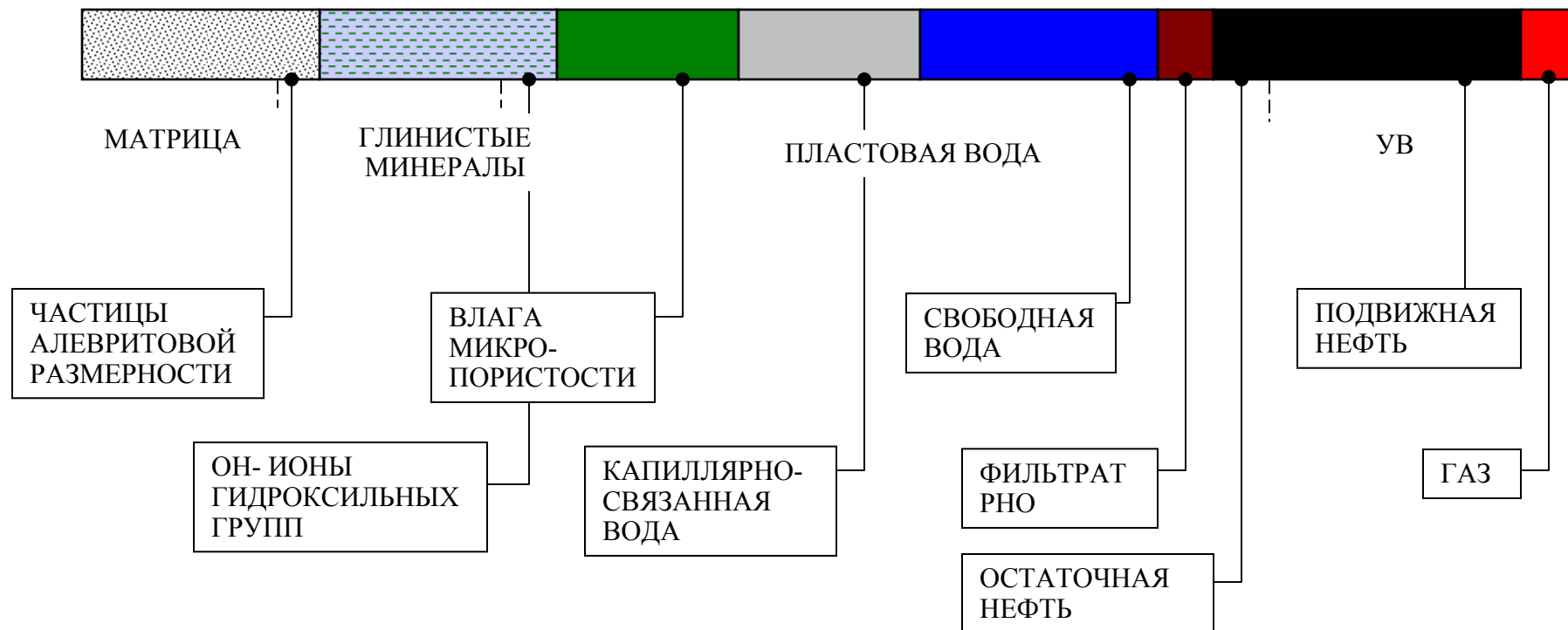


Рисунок 8.2

Модель спектральной пористости, мнемоника ЯМР и интервалы времен $T_{1;2}$



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ К РИС 8.1 и 8.2



GM – ГЕОМЕТРИЧЕСКОЕ СРЕДНЕЕ

CUT-OFF – ФИКСИРОВАННОЕ ГРАНИЧНОЕ ЗНАЧЕНИЕ

VSHALE – ОБЪЕМ ЧАСТИЦ АЛЕВРИТОВОЙ РАЗМЕРНОСТИ

VCLAY – ОБЪЕМ ГЛИНИСТЫХ МИНЕРАЛОВ

ΦCORE – ПОРИСТОСТЬ ПО КЕРНУ

ΦDUN – ДИНАМИЧЕСКАЯ ПОРИСТОСТЬ ИЛИ ИСФ

ΦTOT – ОБЩАЯ (СУММАРНАЯ) ПОРИСТОСТЬ

ΦEFF – ЭФФЕКТИВНАЯ ПОРИСТОСТЬ

Расшифровку остальных мнемоник см в тексте

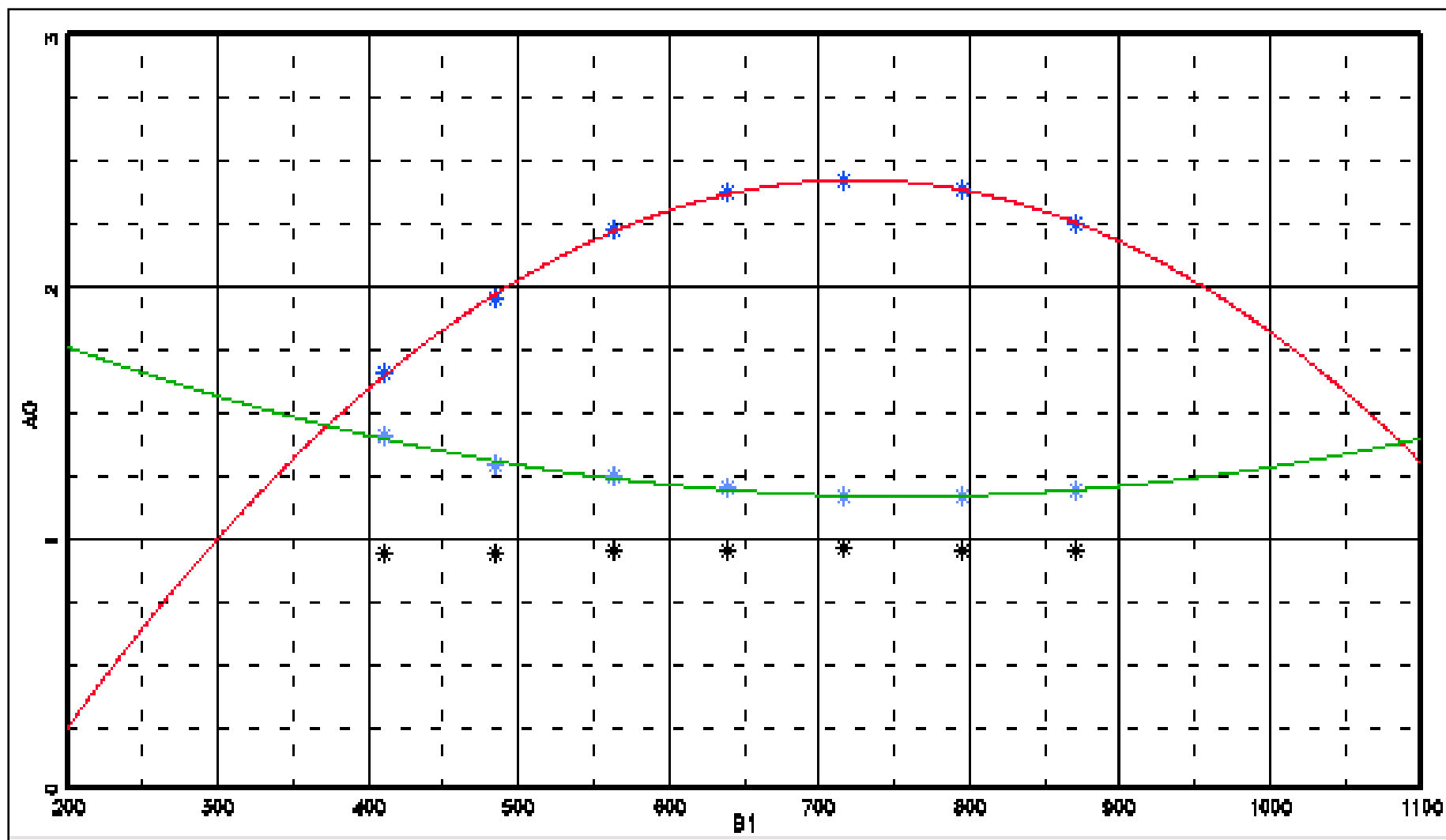


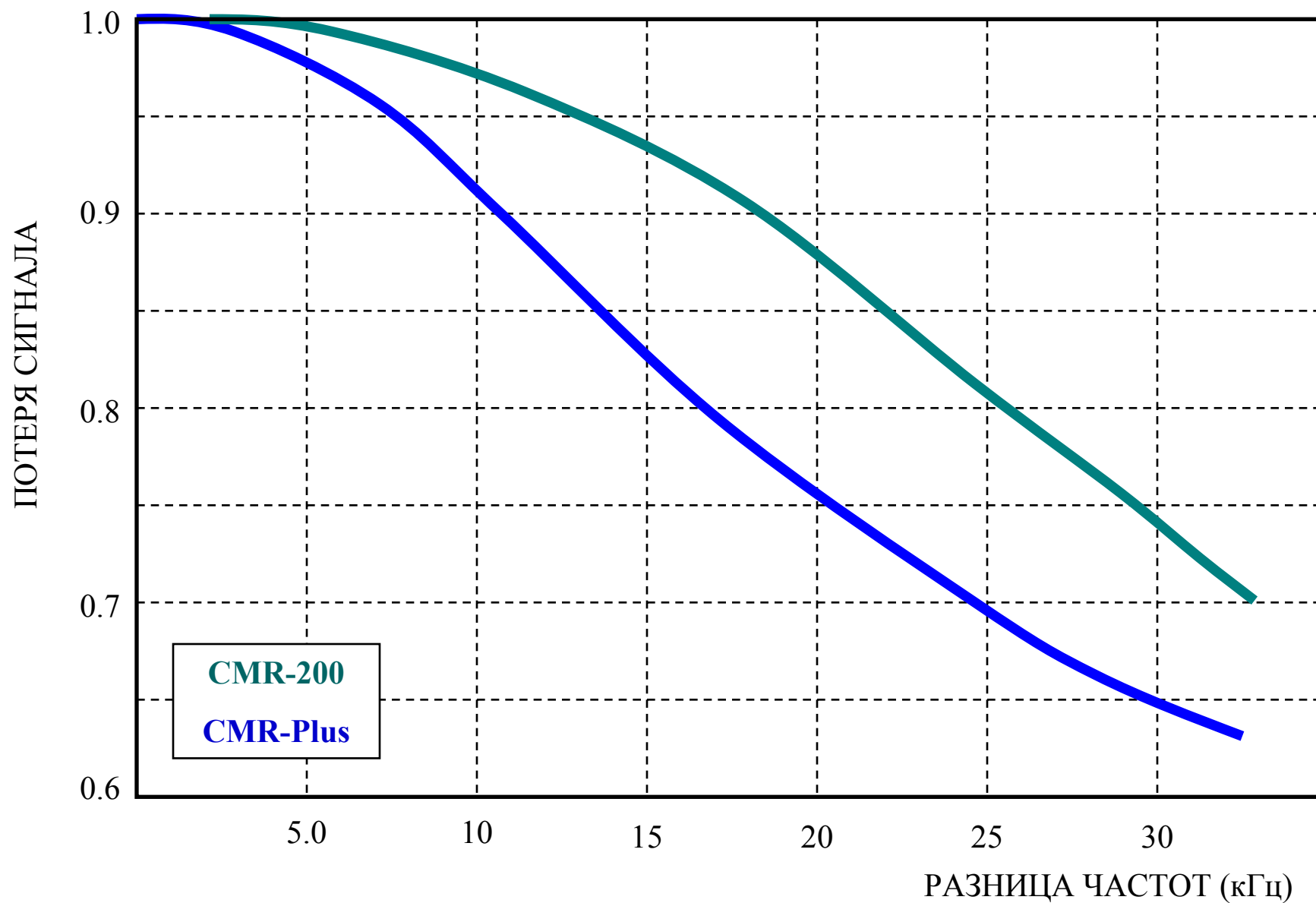
Рисунок 8.3

Основная калибровка MRIL: зависимость оперативной корректировки находят по регрессии B_1 и A_{0mul} (красная линия), отношение коррекции для первого эхо-сигнала по регрессии B_1 E_{1mul} (зеленая линия), а отношение коррекции второго эхо-сигнала - константа (показана черными звездочками).

- Рис 8.4a\в

Рисунок 8.5

Влияние смещения резонансной частоты CMR на сигнал пористости



Calibration

Exit Calibrate

Help

Shop Tank Statistics

Curve	Mean	Std	Max	Min	S/N
MPHI	101.010	0.425	101.365	100.748	237.637
MFFI	87.220	0.322	87.485	87.023	270.644
B1	740.060	0.823	740.807	739.613	899.023
GAIN	623.013	1.270	624.041	621.702	490.633
ALNOISE	1.267	0.444	1.755	1.065	2.852
ALINECHO	1.079	0.136	1.164	1.012	7.937
ALRING	2.367	0.202	2.476	2.253	11.735
ALOFFSET	0.260	0.382	0.560	0.101	0.681
HVMIN	496.359	1.029	497.203	495.610	482.358
HVMAX	596.301	0.672	596.803	596.006	886.967
TEMP1	27.230	0.150	27.308	27.128	181.496
TEMP2	34.000	2.076	35.283	32.756	16.376
15A	14.959	0.001	14.961	14.959	15646.144
15ANEG	-14.999	0.001	-14.998	-14.999	15675.378
UVHI	24.094	0.035	24.127	24.060	690.007
15T	15.028	0.002	15.029	15.028	8940.269
5A	4.992	0.001	4.993	4.992	5383.438
5ANEG	-5.014	0.002	-5.012	-5.015	2640.542
5DIG	5.008	0.001	5.008	5.007	6039.457
ECHO1	98.469	2.607	100.462	96.200	37.775
ECHO2	98.448	1.278	99.525	97.515	77.041
ECHO3	97.822	1.377	98.962	96.750	71.045
T2RS	173.156	1.020	173.893	172.307	169.801
ALOFFSET	1.999	0.383	2.262	1.821	5.219
ALNOISE	1.901	0.354	2.177	1.657	5.369
ALRING	2.416	0.230	2.555	2.301	10.495
ALINECHO	1.094	0.124	1.210	1.049	8.812
BIN1	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
BIN2	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
BIN3	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
BIN4	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
BIN5	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
BIN6	64.533	1.053	65.400	63.821	61.292
BIN7	36.477	0.720	37.013	35.882	50.644
BIN8	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

Setup Start Stop

Freeze

Display area for mri1 statistical data

Рисунок 8.6

Отчет по статистической проверке в калибровочной ёмкости, измеренная пористость МРНІ должна находиться в пределах 2% погрешности от 100 е.п.

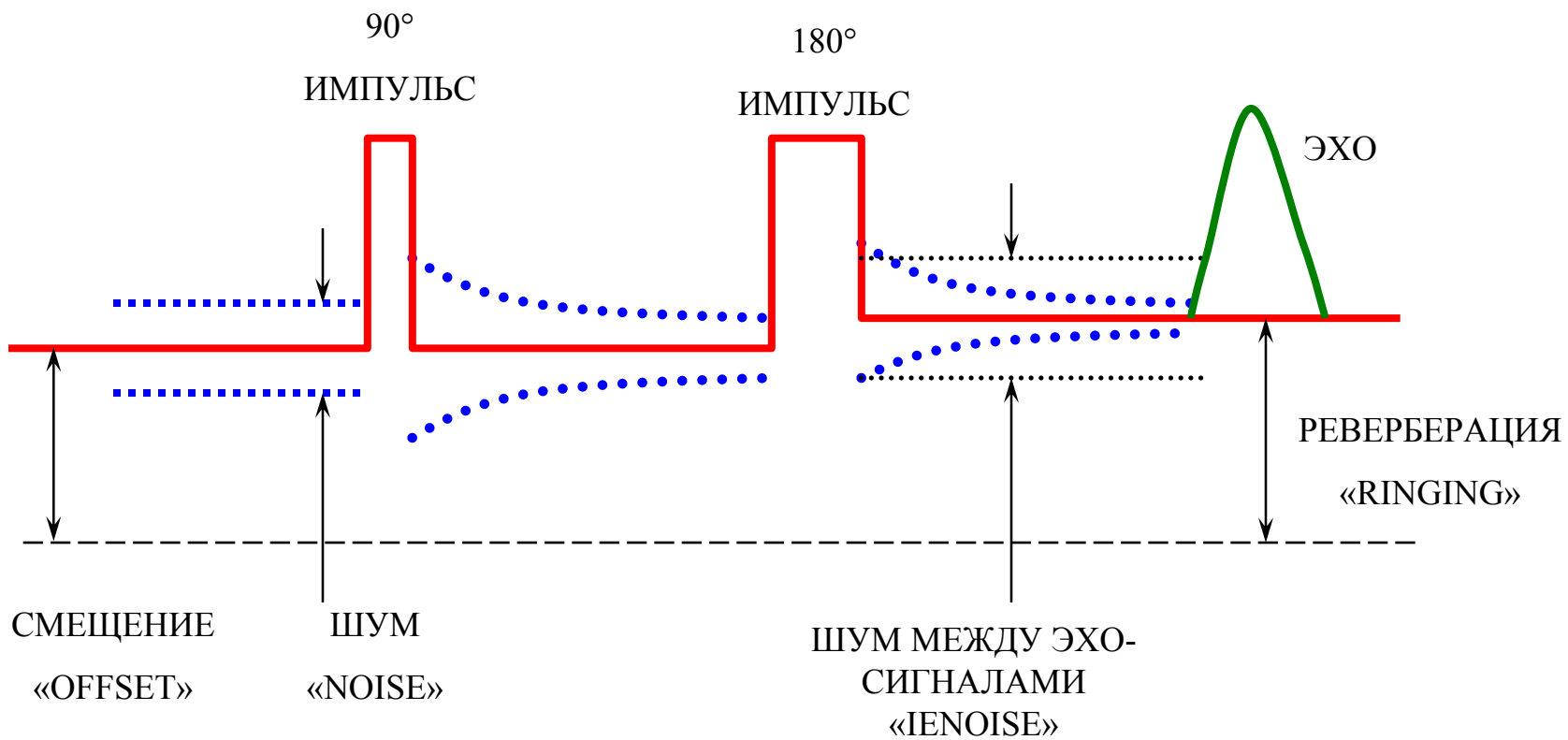


Рисунок 8.7

Четыре основные индикатора шума сигнала в приборе MRIL

- Рис 8.8 и Рис 8.9

Bad Hole Flag	Bit Size (BS)		CMR Temperature (CMR_TEMP)		Standard Deviation of Total Bound Fluid Porosity (BFV_SIG)		CMRP - T1T2max (CMRP_T1T2R_MAX)	
	6	16	60	160	0.1	0	0.4	0
	(IN)		(DEGF)		(V/V)		(V/V)	
Insuff. WT Flag	Cable Speed (CS)		CMR System Gain (CMR_GAIN)		Standard Deviation of Free Fluid Porosity (CMFF_SIG)		CMRP - T1T2min (CMRP_T1T2R_MIN)	
	0	3000	0	1	0.1	0	0.4	0
	(F/HR)		---		(V/V)		(V/V)	
(NO_UPDATE_COUNT)	Tension (TENS)		Delta B0 (DELTA_B0)		Noise per Echo (NOISE_ENV[0])		High Voltage When Loaded (HV_LOADED)	
	10000	0	0.5	0.5	0.1	0	220	270
0	(LBF)		(MTES)		(V/V)		(V)	

	Window Porosity 2 to 3		Signal Phase (SPHASE[0])		Tool Hardware Noise (NOISE_TOOL[0])		High Voltage Peak Current (HV_PEAK_CUR)	
			-100		0.1		0	
			(DEG)		(V/V)		(MA)	
			100		0		10000	
	Window Porosity 1 (CMR_RAW_PHI[0])		Operating Frequency (FREQ_OP)		Tool WSUM Noise (NOISE_TOOL_WSUM[0])		Total CMR Porosity (TCMR)	
	0.4		2100		0.1		0.4	
	(V/V)		(KHZ)		(V/V)		(V/V)	
	0		2300		0		0	
	Window Porosity 2 (CMR_RAW_PHI[1])		Delta B0 Out of Tolerance		Standard Deviation of Total CMR Porosity (TCMR_SIG)		CMRP max to min	
	0.4				0.1			
	(V/V)				(V/V)			
	0				0			
	Window Porosity 3 (CMR_RAW_PHI[2])				Caution Moderate Noise			
	0.4							
	(V/V)							
	0				Noise Out of Tolerance			

Рисунок 8.10

Шапка диаграммы качества каротажа CMR, в формате компании Schlumberger

150	КВ (мм)	550	Проницаемость K_{COATES} (мД)	0.2	T_2 (мсек)	30000	ЯМР-пористость	
0	ГК (мкР/ч)	20					CBVI	
40	ЯМР-пористость МРНІ (бин)	0					MFFI	
			0.2	20			CBW	20

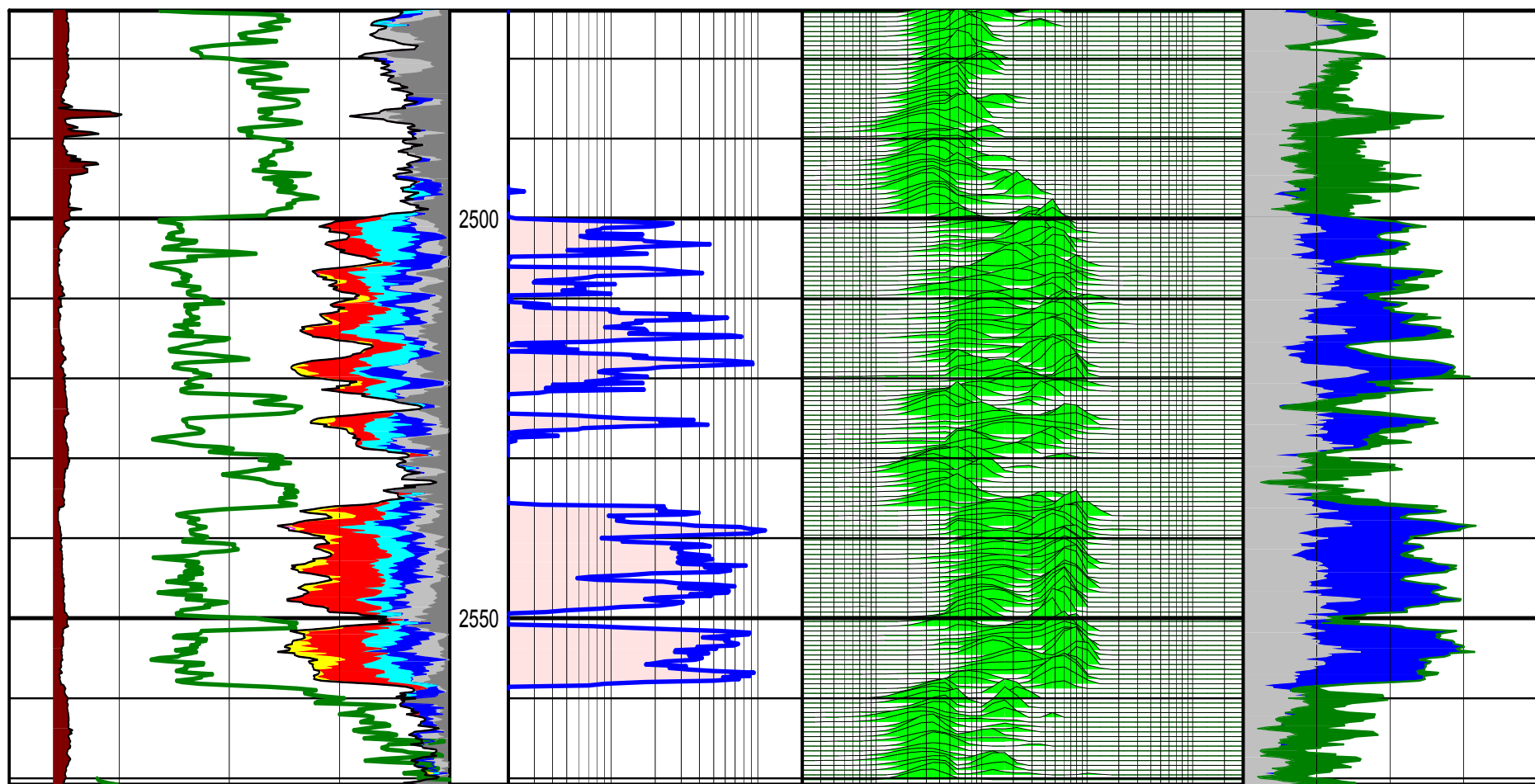
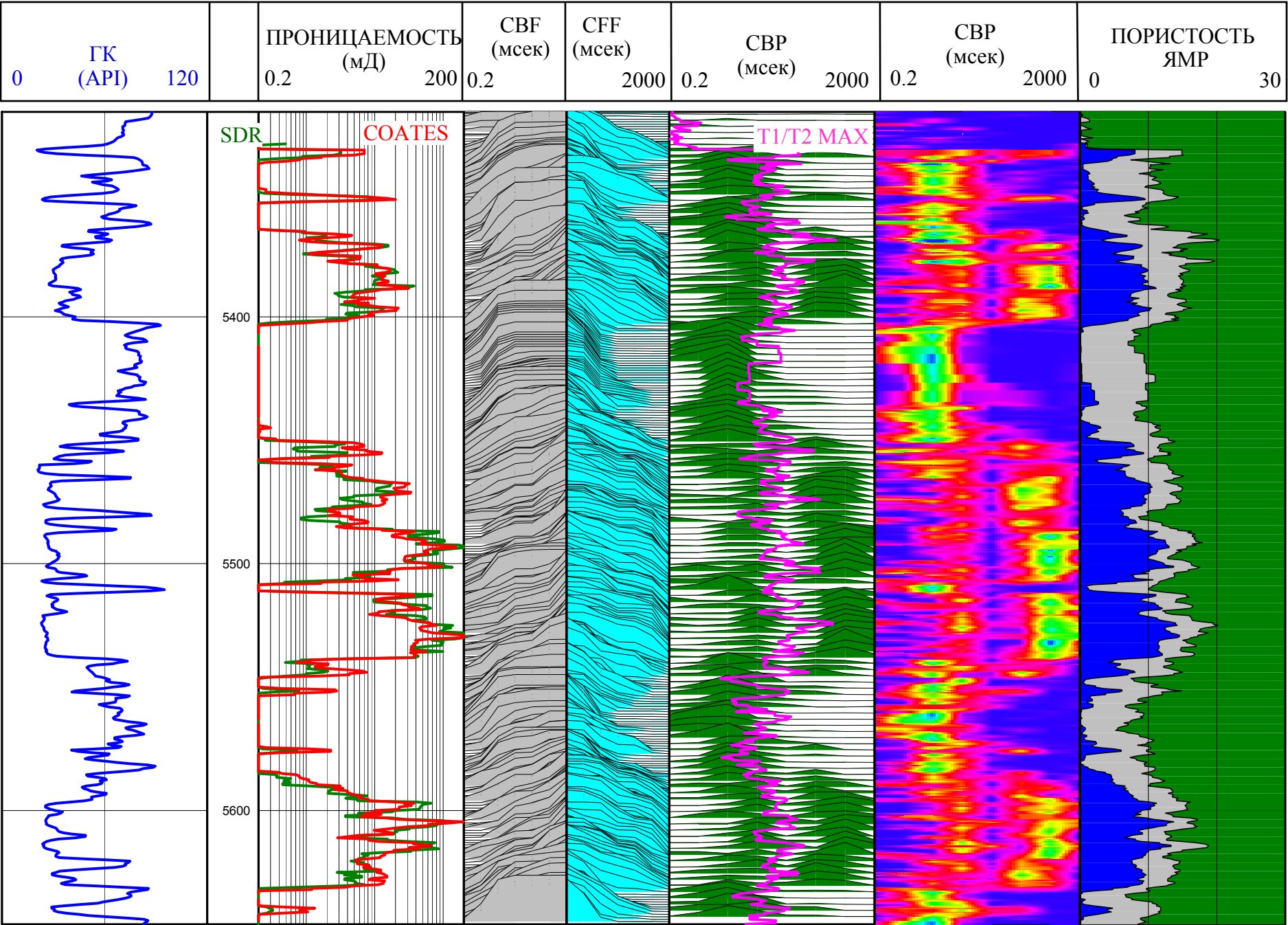


Рисунок 8.11

Пример вывода каротажных материалов ЯМР, для оценки качества: волнового распределения амплитуд (T_2) бинарной (МРНІ) и спектральной (общей) пористости.

Рисунок 8.12 Пример вывода каротажных материалов CMR, для оценки качества CBF, CFF, СВР, пористости и проницаемости



```

#-----
~PARAMETER INFORMATION
#MNEM.UNIT      VALUE      DESCRIPTION
#-----
T2C7 .MS        1000.00000    :T2 Cutoff 7
T2C6 .MS        300.00000    :T2 Cutoff 6
T2C5 .MS        100.00000    :T2 Cutoff 5
T2C4 .MS        33.00000     :T2 Cutoff 4
T2C3 .MS        10.00000     :T2 Cutoff 3
T2C2 .MS        3.00000      :T2 Cutoff 2
T2C1 .MS        1.00000      :T2 Cutoff 1
KTIM_C.         2.00000      :PHI Ratio Exponent for Timur/Coates
Permeability
KTIM_B.         4.00000      :Porosity Exponent for Timur/Coates
Permeability
KTIM_A.MD       1.00000      :Multiplier for Timur/Coates Permeability
KSDR_C.         4.00000      :Porosity Exponent for SDR Permeability
KSDR_B.         2.00000      :T2 Exponent for SDR Permeability
KSDR_A.MD       4.00000      :Multiplier for SDR Permeability
WT_V .S         4.00000      :Wait Times
LFST_TEMP.DEGF  285.99820     :Temperature during LFST
TCP .US         100.00000    :Time between 90X, 180Y Pulses
T2CUT.MS        33.00000    :T2 Cutoff
NECH_V.         3000         :Number of Echo Amplitudes per CPMG
RUN .           1           :RUN NUMBER
PDAT .          MEAN SEA LEVEL :Permanent Datum
EPD .F          0.000000     :Elevation of Permanent Datum above Mean Sea
Level
LMF .           Drillfloor   :Logging Measured From (Name of Logging
Elevation Reference)
APD .F          100.000000    :Elevation of Depth Reference (LMF) above
Permanent Datum
#-----

```

Рисунок 8.13

Пример расшифровки исходных параметров и результатов первичной обработки данных скважины показанной на рисунке 8.13.

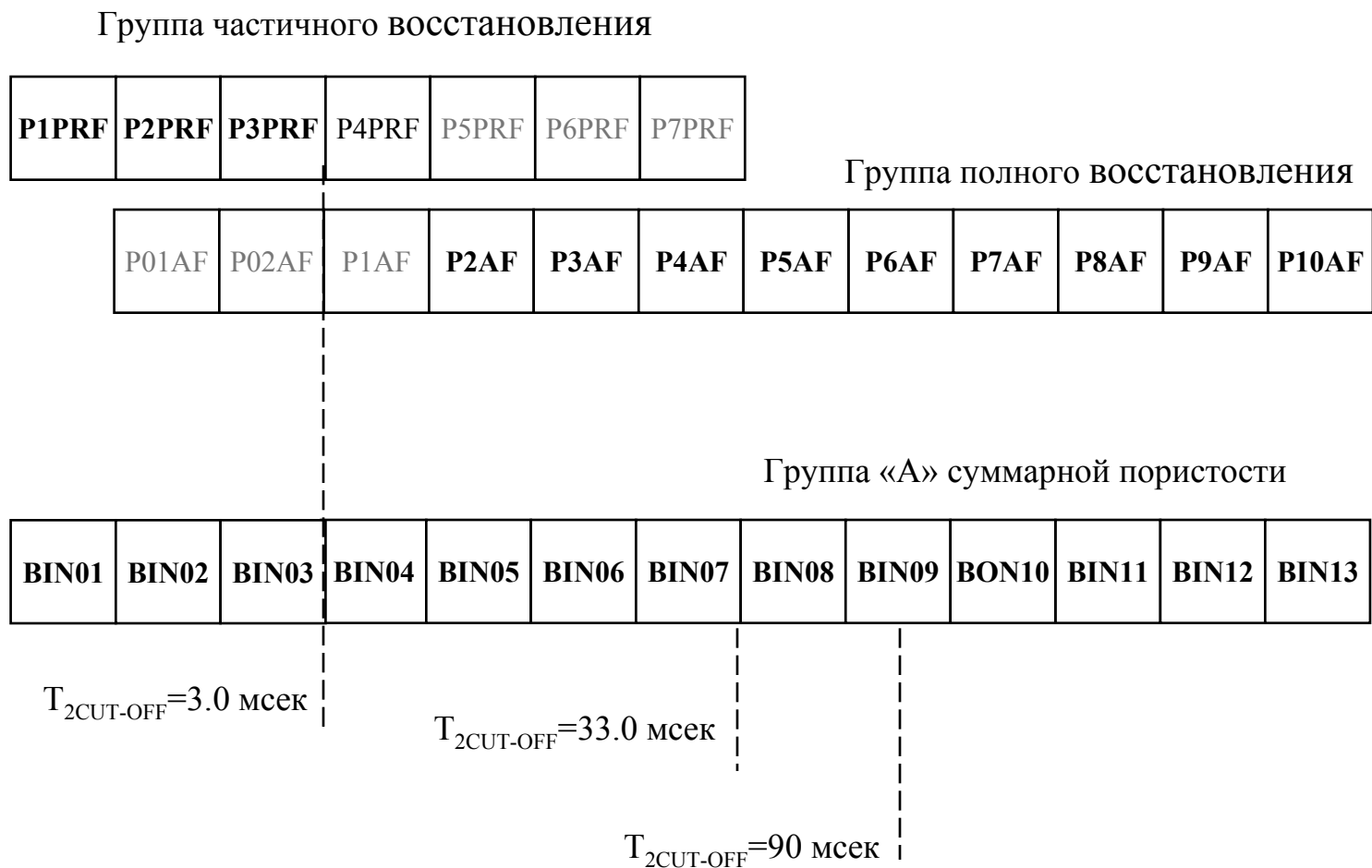
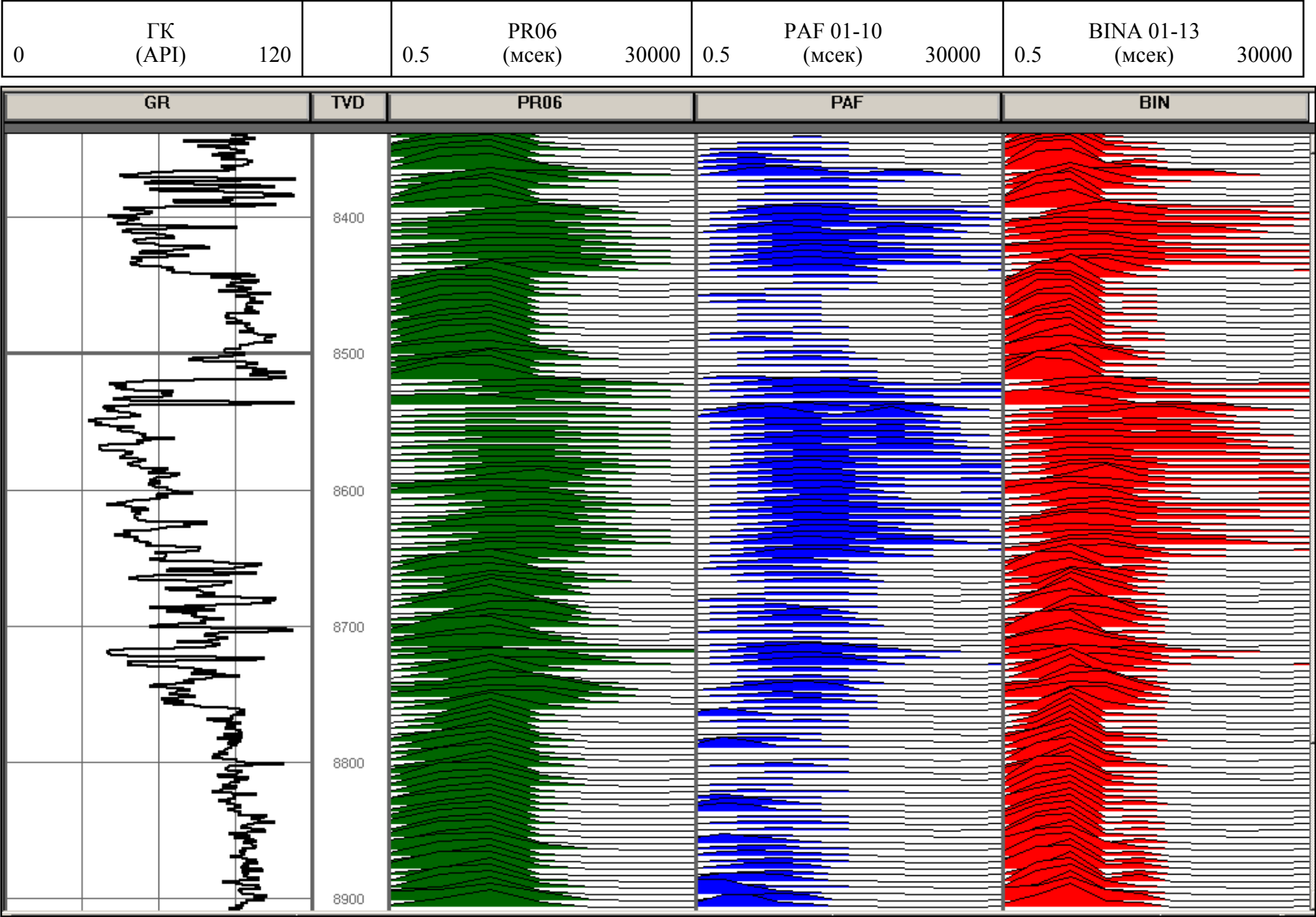


Рисунок 8.14

Пример расшифровки исходных кодировок бинов суммарной ЯМР-пористости активации «А» в приборе MRIL-Prime, и положение стандартных граничных значений. Бины выделенные серым цветом не используют для определения суммарной пористости группы «А». Вывод каротажных материалов по этим трем группам показан на рисунке 8.15.

Рисунок 8.15 Пример каротажных материалов MRIL-Prime для оценки качества регистрации спектра частичного восстановления PR06, эффективной составляющей PAF 01-10, и суммарного спектра времен T2 BINA 01-13



CMRT CALIBRATION REPORT - MASTER Tue Jan 22 16:46:16 2002

a

Cartridge Number 26
Sonde Number 70
DHC Version Number 13

Tool Signal Amplitude 917.892761

	LoLim	Average		LoLim	Standard Deviation		Max Deviation	
		Value	UpLim		Value	UpLim	Value	UpLim
Cal. Fixture Temp.(degc)	10.00	24.22	50.00					
Sonde Temperature(degc)	10.00	25.81	44.00		0.06		0.20	1.00
Cartridge Temp.(degc)	10.00	40.66	50.00		0.19		0.40	4.00
Operating Frequency(kHz)	2130.0	2185.0	2350.0		0.0		0.0	
Tune Word	45.0	69.0	110.0		0.0		0.0	
Tune Word Offset	-7.0	1.0	7.0		0.0		0.0	
Static B0 Field(mtesla)	50.00	51.31	55.00		0.00		0.01	0.04
Regulated HV(v)	245.00	248.07	255.00		0.37		0.77	1.00
Test Loop Amplitude	1700.00	1816.76	2900.00		4.00		8.89	10.00
Signal to Noise Ratio	350.00	810.31	850.00					
RMS Noise(v)	0.0000	0.0399	0.2000					
T2 Log Mean(ms)	45.00	53.69	60.00		0.83			
Calibration Amplitude	25.00000	32.52376	50.00000		0.12881			
Calibration Factor	0.02000	0.03075	0.04000					

CMRT MASTER CALIBRATION HISTORY REPORT - TEST Mon Sep 23 18:05:34 2002

B

Date(dd-mm-yy)	Amplitude	Factor	B0(mtes)	Temp.(degc)	Cal. loop	Freq(kHz)	Change(%)
25-8-2002	33.6492	0.02972	50.8026	31.17	1972.23	2163	-2.14
2-5-2002	31.4109	0.03184	51.1876	30.20	1769.07	2180	1.85
30-4-2002	31.7138	0.03153	51.2423	26.67	1794.07	2182	3.85
17-3-2002	29.7169	0.03365	51.1983	32.79	1784.55	2180	2.85
5-3-2002	29.0706	0.03440	51.1962	31.86	1790.08	2180	-4.19
2-3-2002	30.0839	0.03324	51.1693	33.53	1786.42	2179	0.51
13-2-2002	29.8957	0.03345	51.1932	31.73	1772.15	2180	1.91
8-1-2002	29.4972	0.03390	51.3336	30.42	1764.65	2186	-999.25
4-1-2002	-999.2500	-0.00002	51.1927	15536.00	15536.00	15536	-19810.44
12-12-2001	30.6395	0.03264	51.1927	31.26	1808.05	2180	3.19
3-12-2001	30.1254	0.03319	51.2839	28.15	1809.17	2184	-2.07
3-11-2001	31.7818	0.03146	51.1411	28.45	1881.43	2178	-999.25

Рисунок 8.4.а (верх) и 8.4.в (низ). а) – стандартный отчет основной ; в) – история основных калибровок прибора CMR процедурой EEPROM READ



Version No: 3.47 ; hc:3.0

Data File: 1008_1404_r2420.1.cls

Format File: /field_data/data2/lizhi/qc/mrilc_qc.spc

Plot Time: 10-11-99 09:18:58

Log Time: 01-03-98 00:13:41

Top Depth: 4860.00

Bottom Depth: 5030.00

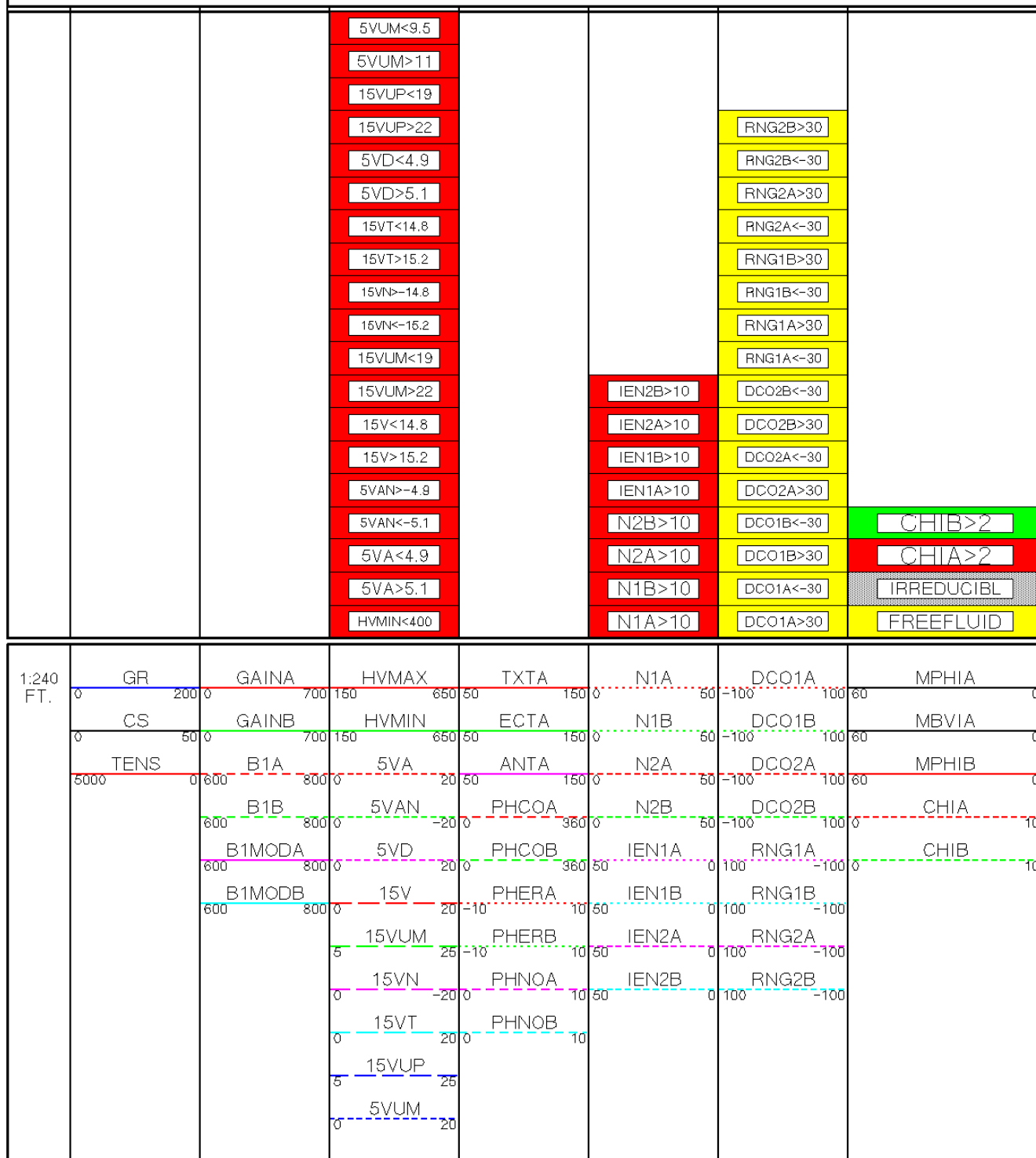


Рисунок 8.8 Дисплей качества каротажа MRIL включает кривые *GAIN*, *B1*, *B1MOD*, данные напряжения датчиков, характеристики фаз эхо-сигналов и шумов, *Chi*, измеренные *MPHI* и *BVI* для различных групп и частот. Если значение любого из этих индикаторов выходит за пределы допустимых значений разброса меняется его цветокодировка.

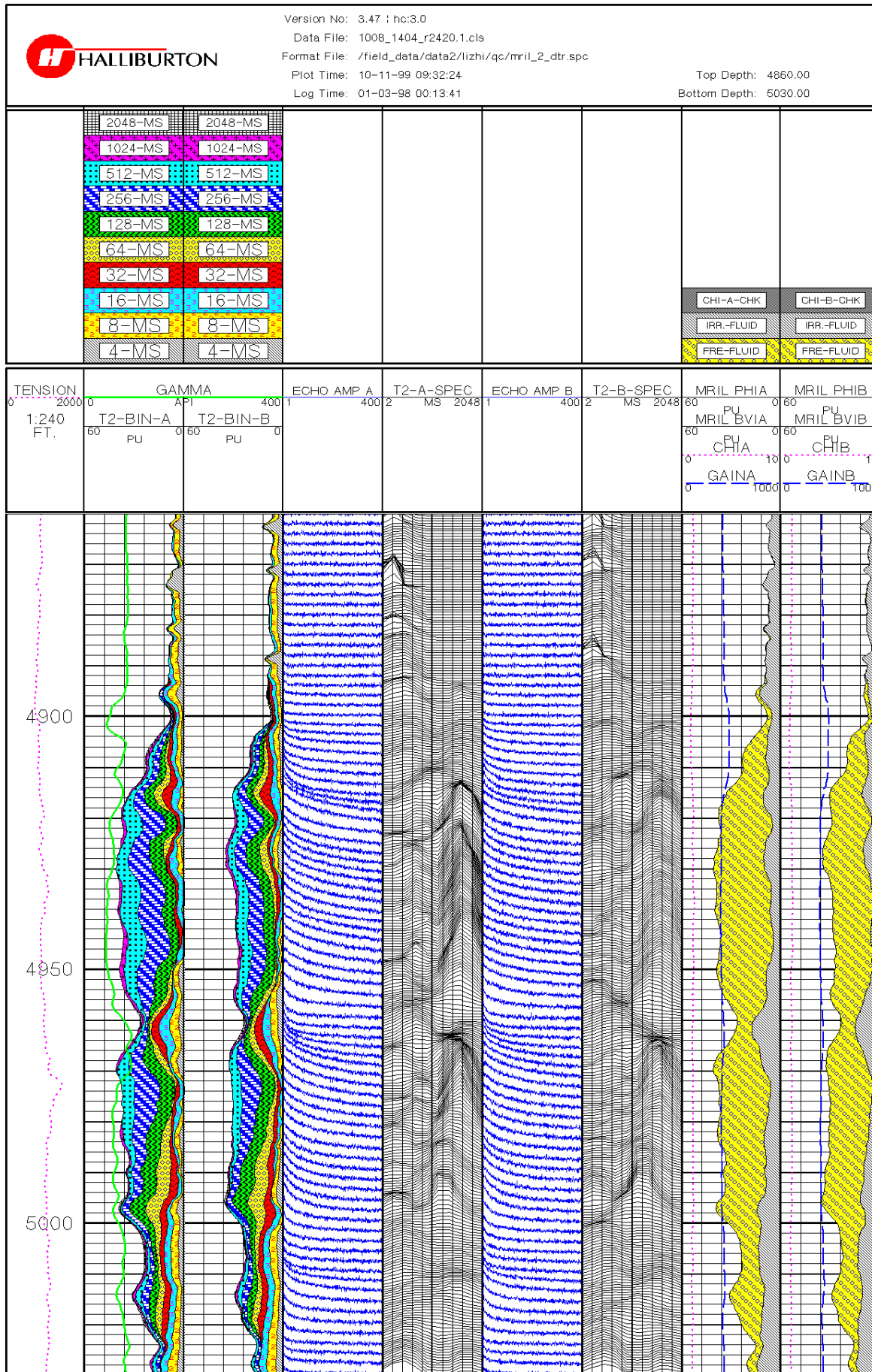


Рисунок 8.9.

Оперативная оценка качества данные записи с двойным временем T_w . Натяжение кабеля в колонке глубин, в колонках 1 и 2 инкрементные распределения, в колонках 3 и 5 спады эхо-сигналов, а в колонках 4 и 6 - волновые распределения T_2 , а в колонках 7 и 8 - параметры Chi , $GAIN$, $MRPI$ и $MBVI$, соответственно для групп А и В. Некоторые проблемы с шумом, например высокое Chi могут быть оценены по собственным спадам эхо-сигналов.

~Curve Information Block

#MNEM.UNIT	API	CODE	Curve Description
#-----	----	----	-----
DEPT.F	00	000 000 000:	
B1 .	00	000 000 000:	
B1M0.	00	000 000 000:	
CBVITA.	00	000 000 000:	CUT-OFF BVI (SPLICED A-GRP P4PR+P2A+...+
GAINA.	00	000 000 000:	
GR .GAPI	00	000 000 000:	NATURAL GAMMA
MBVITA.	00	000 000 000:	MAX.-BVI (MAX(CBVITA,SBVITA))(SPLICED A
MCBW.	00	000 000 000:	CLAY-BOUND WATER (PR06) (0.5+1.0+2.0 BI
MPERM.	00	000 000 000:	PERM-ESTIMATE(COATES MODEL W/MPHITA) TA
MPHITA.	00	000 000 000:	SUM-TOT-POR (P4PR+P2A+...+P10A) (4-2048M
MSIGTA.	00	000 000 000:	SUM-TOT-POR (0.5+1+2+4)PR06, (8+...+2048
P01AF.	00	000 000 000:	A-GRP BIN #01(T2=1.) POROSITY(filtered)
P01BF.	00	000 000 000:	B-GRP BIN #01(T2=1.) POROSITY(filtered)
P01EDF.	00	000 000 000:	ED-GRP BIN #01(T2=1) POROSITY(filtered)
P02AF.	00	000 000 000:	A-GRP BIN #02(T2=2.) POROSITY(filtered)
P02BF.	00	000 000 000:	B-GRP BIN #02(T2=2.) POROSITY(filtered)
P02EDF.	00	000 000 000:	ED-GRP BIN #02(T2=2) POROSITY(filtered)
P10AF.	00	000 000 000:	A-GRP BIN #10(T2=2048.) POROSITY(filter
P10BF.	00	000 000 000:	B-GRP BIN #10(T2=2048.) POROSITY(filter
P10EDF.	00	000 000 000:	ED-GRP BIN #10(T2=2048) POROSITY(filter
P1AF.	00	000 000 000:	A-GRP BIN #1 (T2=4.) POROSITY(filtered)
P1BF.	00	000 000 000:	B-GRP BIN #1 (T2=4.) POROSITY(filtered)
P1EDF.	00	000 000 000:	ED-GRP BIN #1 (T2=4) POROSITY(filtered)
P1PRF.	00	000 000 000:	PR06 BIN #1 (T2=0.5) POROSITY(filtered)
P2AF.	00	000 000 000:	A-GRP BIN #2 (T2=8.) POROSITY(filtered)
P2BF.	00	000 000 000:	B-GRP BIN #2 (T2=8.) POROSITY(filtered)
P2EDF.	00	000 000 000:	ED-GRP BIN #2 (T2=8) POROSITY(filtered)
P2PRF.	00	000 000 000:	PR06 BIN #2 (T2=1.) POROSITY(filtered)
P3AF.	00	000 000 000:	A-GRP BIN #3 (T2=16.) POROSITY(filtered)
P3BF.	00	000 000 000:	B-GRP BIN #3 (T2=16.) POROSITY(filtered)
P3EDF.	00	000 000 000:	ED-GRP BIN #3 (T2=16) POROSITY(filtered)
P3PRF.	00	000 000 000:	PR06 BIN #3 (T2=2.) POROSITY(filtered)
P4AF.	00	000 000 000:	A-GRP BIN #4 (T2=32.) POROSITY(filtered)
P4BF.	00	000 000 000:	B-GRP BIN #4 (T2=32.) POROSITY(filtered)
P4EDF.	00	000 000 000:	ED-GRP BIN #4 (T2=32) POROSITY(filtered)
P4PRF.	00	000 000 000:	PR06 BIN #4 (T2=4.) POROSITY(filtered)
P5AF.	00	000 000 000:	A-GRP BIN #5 (T2=64.) POROSITY(filtered)
P5BF.	00	000 000 000:	B-GRP BIN #5 (T2=64.) POROSITY(filtered)
P5EDF.	00	000 000 000:	ED-GRP BIN #5 (T2=64) POROSITY(filtered)
P5PRF.	00	000 000 000:	PR06 BIN #5 (T2=8.) POROSITY(filtered)
P6AF.	00	000 000 000:	A-GRP BIN #6 (T2=128.) POROSITY(filtere
P6BF.	00	000 000 000:	B-GRP BIN #6 (T2=128.) POROSITY(filtere
P6EDF.	00	000 000 000:	ED-GRP BIN #6 (T2=128) POROSITY(filtere
P6PRF.	00	000 000 000:	PR06 BIN #6 (T2=16.) POROSITY(filtered)
P7AF.	00	000 000 000:	A-GRP BIN #7 (T2=256.) POROSITY(filtere
P7BF.	00	000 000 000:	B-GRP BIN #7 (T2=256.) POROSITY(filtere
P7EDF.	00	000 000 000:	ED-GRP BIN #7 (T2=256) POROSITY(filtere
P7PRF.	00	000 000 000:	PR06 BIN #7 (T2=256.) POROSITY(filtered)
P8AF.	00	000 000 000:	A-GRP BIN #8 (T2=512.) POROSITY(filtere
P8BF.	00	000 000 000:	B-GRP BIN #8 (T2=512.) POROSITY(filtere
P8EDF.	00	000 000 000:	ED-GRP BIN #8 (T2=512) POROSITY(filtere
P9AF.	00	000 000 000:	A-GRP BIN #9 (T2=1024.) POROSITY(filter
P9BF.	00	000 000 000:	B-GRP BIN #9 (T2=1024.) POROSITY(filter
P9EDF.	00	000 000 000:	ED-GRP BIN #9 (T2=1024) POROSITY(filter
DMRCBW.	00	000 000 000:	DMR ESTIMATE OF CLAY-BOUND WATER
DMRBVI.	00	000 000 000:	DMR ESTIMATE OF IRREDUCIBLE WATER
DMRBVW.	00	000 000 000:	DMR ESTIMATE OF BULK WATER
DMRBOIL.	00	000 000 000:	DMR ESTIMATE OF BULK OIL
DMRBGAS.	00	000 000 000:	DMR ESTIMATE OF BULK GAS
DMRP.	00	000 000 000:	TOTAL POROSITY FROM DMR
DMREPHI.	00	000 000 000:	EFFECTIVE POROSITY FROM DMR
DMRSWB.	00	000 000 000:	DMR CLAY-BOUND WATER SATURATION
T2DW.	00	000 000 000:	T2-DIFFUSION WATER LIMIT - LONG TE
BWTR.	00	000 000 000:	TDA ESTIMATE OF BULK WATER
BOIL.	00	000 000 000:	TDA ESTIMATE OF BULK OIL
BGAS.	00	000 000 000:	TDA ESTIMATE OF BULK GAS
TDAMSIG.	00	000 000 000:	POLARIZATION AND HYDROGEN INDEX CORRECT
TDAMPHI.	00	000 000 000:	POLARIZATION AND HYDROGEN INDEX CORRECT
TDAPERM.	00	000 000 000:	PERM-ESTIMATE(COATES MODEL W/TDAMPHI)
FTEMP.DEGF	00	000 000 000:	FORMATION TEMPERATURE
MFFI.	00	000 000 000:	TOTAL FREE FLUID INDEX

Рисунок 8.16. Детальная расшифровка мнемоник всех параметров – исходных и фильтрованных, показанных на рисунках 8.14-8.15 и результатов предварительной обработки методики TDA.