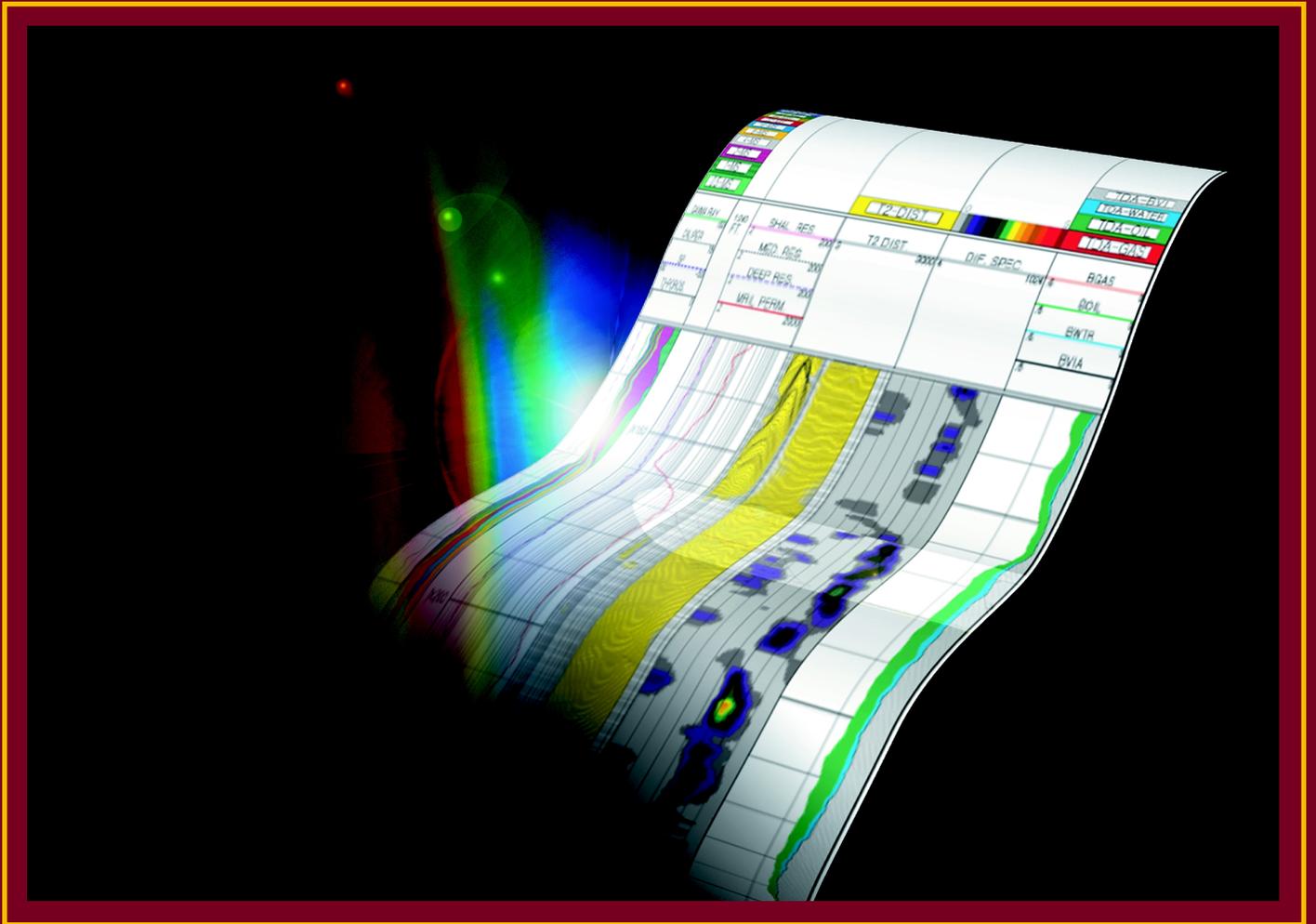


# КАРОТАЖ ЯМР

## ПРИНЦИПЫ И ПРИМЕНЕНИЕ



*GEORGE R. COATES, LIZHI XIAO, AND MANFRED G. PRAMMER*

---

# **Каротаж ЯМР**

## **Принципы и применение**

**Джордж Р. Коатес, Ли Чи Хиао и Манфред Д. Праммер**

**Халлибуртон Энерджи Сервисес  
Хьюстон**

---

ISBN 0-9679026-0-6



Предоставление продукции и услуг компании Халлибуртон будет осуществляться исключительно в соответствии с условиями конкретного договора заключенного между Халлибуртон и заказчиком.

© 2001 Халлибуртон Энерджи Сервисес. Все права защищены.

Издано в США

Публикация Халлибуртон Энерджи Сервисес H02308

---

*Перевод с английского и техническая редакция  
Сынгаевского П Е*

Краткая биографическая справка

Сынгаевский Павел Евгениевич в 1986 г. окончил Московскую Академию нефти и газа имени И.М. Губкина с присвоением квалификации горный инженер-геофизик. В 1994 г. защитил кандидатскую диссертацию по специальности «Геология, поиски и разведка месторождений полезных ископаемых». В 2000 г. окончил докторантуру кафедры инженеров-нефтяников Государственного Университета Луизианы. Работал геологом и петрофизиком в различных нефтегазоносных бассейнах Мира: Западной Сибири, Прикаспии, Вьет-наме, Мексиканском заливе и Индонезии. Автор и со-автор 24 научно-технических публикаций, член общества Геологов Нового Орлеана (NOGS) с 1997 года, член общества Инженеров – Нефтяников (SPE) с 1999 года.

С ноября 2000 г. сотрудник компании NUMAR, занимается вопросами применения многочастотного метода ЯМР для характеристики состава и распределения пластовых флюидов и расширения возможностей интерпретации скважинных данных.

10200 Bellaire Boulevard 1SE 15M  
Houston, TX 77072-5299  
Tel. 281.575.3018  
Cell. 281.851.3208  
Fax. 281.575.5473

 E-mail [pavel.syngaevsky@halliburton.com](mailto:pavel.syngaevsky@halliburton.com)

---

---

## Содержание

---

<b>Предисловие</b> .....	<i>vii</i>
<b>Введение</b> .....	<i>viii</i>
<b>Редакторы и Редакционный совет обзора</b> .....	<i>ix</i>
<b>Благодарности</b> .....	<i>x</i>
<b>Глава 1 Краткое изложение применения метода ЯМР и его преимуществ</b> .....	<b>2</b>
ЯМР в медицине .....	2
ЯМР каротажа .....	4
Сравнение зонда <i>MRIL</i> с другими скважинными приборами .....	5
Количество флюидов	
Свойства флюидов	
Размер пор и пористость	
Полевые материалы ЯМР каротажа .....	11
Пористость по ЯМР .....	13
Распределение $T_2$ по ЯМР .....	15
Индекс свободного флюида (ИСФ) и суммарный объем остаточной воды по ЯМР .....	16
Проницаемость по ЯМР .....	20
ЯМР-свойства пластовых флюидов .....	23
Типизация углеводородов по ЯМР .....	23
Расширение интерпретации водонасыщенности по ЯМР комплексированием с методом сопротивлений .....	26
Примеры использования ЯМР .....	28
Пористость и проницаемость по ЯМР	
Анализ низкоомного продуктивного коллектора	
Запись данных прибором <i>MRIL</i> .....	38

	Влияние неоднородностей ствола скважины на показания <i>MRIL</i> .....	39
	Выводы по применению каротажа ЯМР .....	42
	Ссылки	
<b>Глава 2</b>	<b>Физика ЯМР</b> .....	<b>48</b>
	Ядерный магнетизм .....	48
	Поляризация .....	49
	Поворот вектора намагниченности и спад свободной индукции .....	55
	Регистрация эхо-сигнала спина .....	59
	Времена при измерении ЯМР .....	60
	Ссылки	
<b>Глава 3</b>	<b>Основы петрофизики ЯМР</b> .....	<b>66</b>
	Механизмы релаксации ЯМР поровых флюидов .....	66
	Объемная релаксация	
	Поверхностная релаксация	
	Релаксация вызванная диффузией	
	Много-экспонентный спад .....	73
	Эмпирический подбор эхо-сигналов под распределение $T_2$ .....	77
	Распределение пор по размерам .....	79
	Определение суммарной связанной воды <i>BVI</i> .....	82
	Граничное значение <i>BVI</i>	
	Спектральный <i>BVI</i>	
	Модель проницаемости <i>MRIL</i> .....	93
	Модель свободного флюида	
	Модель среднего значения $T_2$	
	Модель пористости методом <i>MRIL</i> .....	96
	Ссылки	
<b>Глава 4</b>	<b>Основы типизации углеводородов методом ЯМР</b> .....	<b>108</b>
	ЯМР-свойства углеводородов .....	108
	Типизация углеводородов ЯМР .....	115
	Распределение $T_2$ в частично насыщенной породе	
	Контраст в релаксации $T_1$	
	Контраст в диффузии	
	Численное моделирование	
	Влияние нефти на распределение $T_2$ .....	118
	Вода и легкая нефть	
	Вода и вязкая нефть	
	Влияние вязкости и смачиваемости на нефтяной сигнал в распределении $T_2$	
	Влияние газа на распределение $T_2$ в различных условиях .....	124
	Вода и газ	

Вода, легкая нефть и газ  
Ссылки

<b>Глава 5</b>	<b>Принципы скважинного прибора <i>MRIL</i></b> .....	<b>132</b>
	Поляризация .....	132
	Поворот магнетизации и выделение эхо-сигналов спинов .....	133
	Скорость записи и вертикальное разрешение .....	136
	Глубина исследования .....	137
	Многочастотные измерения и полоса частот радио импульсов .....	144
	Наведенный сигнал (реверберация) .....	149
	Отношение сигнал-помеха и скользящее среднее .....	154
	Активации .....	154
	Конфигурация прибора .....	159
	Ссылки	
<b>Глава 6</b>	<b>Результаты интерпретации собственно данных <i>MRIL</i></b> .....	<b>164</b>
	Анализ временной составляющей .....	164
	Концепция	
	Принцип	
	Метод разницы спектров	
	Метод анализа временной составляющей	
	Регистрация данных .....	167
	Применение .....	170
	Пример 1	
	Пример 2	
	Пример 3	
	Анализ диффузии .....	175
	Концепция	
	Регистрация данных	
	Метод сдвига спектра	
	Количественный анализ диффузии: <i>DIFAN</i>	
	Метод усиления диффузии	
	Дополнение: Математическая модель <i>TDA</i> .....	190
	Ссылки	
<b>Глава 7</b>	<b>Результаты интерпретации <i>MRIL</i> в сочетании с другими методами ГИС</b> .....	<b>196</b>
	Концепция <i>MRIAN</i> .....	197
	Принципы <i>MRIAN</i> .....	197
	Модель двойной воды	
	Определение $S_{wb}$ для модели двойной воды	
	Контроль качества рассчитанного $S_{wb}$	
	Определение экспоненты $W$ в <i>MRIAN</i>	

	Расчет $S_{wt}$ в <i>MRIAN</i>	
	Параметры, влияющие на расчеты в <i>MRIAN</i>	
	Запись данных прибором <i>MRIL</i> для <i>MRIAN</i> .....	204
	Применение <i>MRIAN</i> .....	207
	Низкоомный продуктивный коллектор 1	
	Низкоомный продуктивный коллектор 2	
	Мониторинг наличия газа прибором <i>MRIL</i> в карбонатах Арабского залива	
	Оценка коллекторских свойств глинистого песчаника, «туффового» состава с нефтью средней вязкости <i>MRIAN</i> в скважине с легкими углеводородами	
	Заканчивание скважины, на основании данных <i>MRIL: StiMRIL</i> .....	223
	Ссылки	
<b>Глава 8</b>	<b>Планирование выполнения работ прибором <i>MRIL</i> .....</b>	<b>232</b>
	Определение ЯМР-свойств пластовых флюидов .....	234
	Пример 1: РНО, газ	
	Описание скважины	
	Пример 1, шаг 1: определение ЯМР-свойств флюидов	
	Оценка ожидаемых спектров спада пластовых флюидов в коллекторе ..	237
	Пример 1, шаг 2а: оценка ожидаемого сигнала ЯМР (распределения $T_2$ )	
	Оценка ожидаемой кажущейся пористости ЯМР коллектора .....	240
	Пример 1, шаг 2б: оценка ожидаемого сигнала ЯМР (кажущейся пористости)	
	Выбор цикла активации .....	241
	Стандартная активация $T_2$	
	Активация двойного времени $TW$	
	Активация двойного времени $TE$	
	Определение цикла активации и параметров записи .....	245
	Стандартные активации $T_2$	
	Пример 1, шаг 3: определение подходящих параметров ( $TE$ , $TW$ , $NE$ ) для стандартной активации $T_2$	
	Активации двойного времени $TW$ .....	249
	Пример 1б шаг 3: определение подходящих параметров ( $TW_L$ , $TW_S$ , $TE$ и $NE$ ) для активации двойного времени $TW$	
	Пример 2: РНО, двойное время $TW$	
	Активации двойного времени $TE$ .....	255
	Пример 3: РВО, вязкая нефть, двойное время $TE$	
	Описание скважины	
	Шаг 1: определение ЯМР-свойств пластовых флюидов	
	Шаг 2: оценка ожидаемых результатов ЯМР	
	Шаг 3: определение подходящих параметров ( $TE_L$ , $TE_S$ , $TW$ и $NE$ ) для активизации двойного времени	

	Двойное $TW$ -двойное $TE$ (исследование пласта с неизвестными параметрами) .....	259
	Шаг 1: определение ЯМР-свойств пластовых флюидов	
	Шаг 2: оценка ожидаемых результатов ЯМР	
	Шаг 3: определение подходящих параметров ( $TW_L$ , $TW_S$ , $TE_L$ , $TE_S$ , $NE_L$ и $NE$ )	
	Пример 4: РНО, газ, двойное $TW$ , $TE$ .....	262
	Описание скважины	
	Шаг 1: определение ЯМР-свойств пластовых флюидов	
	Шаг 2: оценка ожидаемых результатов ЯМР	
	Шаг 3: определение подходящих параметров ( $TW_i$ , $TE_i$ , $NE_i$ )	
	Другие соображения при планировании работ прибором $MRIL$ .....	267
	Тип коллектора (песчаник, карбонаты, мел, диатомит)	
	Смачиваемость	
	Тип бурового раствора (РВО, РНО)	
	Компромисс между параметрами: скорость записи $\Leftrightarrow$ точность (сигнал/шум, частота измерений) $\Leftrightarrow$ тип и детальность получаемой информации	
	Ссылки	
<b>Глава 9</b>	<b>Контроль качества каротажа <math>MRIL</math> .....</b>	<b>274</b>
	Концепции и определения .....	274
	Приращение и уровень $Q$	
	$V_I$ и $V_{I\text{mod}}$	
	$Chi$ « $\chi$ - Кай»	
	Индикаторы шума: $OFFSET$ (смещение), $NOISE$ (шум), $RINGING$ (реверберация) $IENoise$ (шумы между эхо-сигналами)	
	Датчики низкого напряжения	
	Датчики высокого напряжения	
	Информация о фазовой коррекции $PHER$ , $PHNO$ , и $PHCO$	
	Температура	
	Калибровка и проверка перед записью в скважине .....	282
	Процедура калибровки	
	Проверка качания частоты	
	Эталонирование	
	Статистическая проверка в ёмкости	
	Проверка электроники	
	Контроль качества во время записи .....	294
	Рабочая частота	
	Скорость записи и скользящее среднее	
	Настройка $V_I$ к скважинным условиям	
	Мониторинг качества во время записи	
	Визуальное воспроизведение показателей качества записи	
	Проверка качества после выполнения работ .....	303
	Отношение $MPHI$ к $MSIG$ на кривых общей пористости	

Отношение  $MPHI\ TW_S$  к  $MPHI\ TW_L$  на кривых двойного времени  $TW$

Отношение  $MPHI\ TE_S$  к  $MPHI\ TE_L$  на кривых двойного времени  $TE$

Совпадение между  $MPHI$  и пористостью нейтрон-плотностного кросс-плота

Влияние углеводородного индекса и времени поляризации на  $MPHI$

Ссылки

<b>Словарь</b> .....	<b>308</b>
<b>Алфавитный указатель</b> .....	<b>339</b>

---

## Предисловие

Компания "*Халлибуртон Энерджи Сервисез*" рада предоставить вниманию сообщества нефтяной промышленности настоящее техническое исследование в области скважинного метода ядерно-магнитного резонанса. ЯМР каротаж вызвал настоящую революцию в области оценки коллекторских свойств, как этой новой технологией, так и по результатам её комплексирования со стандартными методами ГИС. С момента приобретения компании *Ньюмар* в 1997 году "*Халлибуртон*" сосредоточила свои усилия на исследованиях возможностей расширения использования метода ядерно-магнитного резонанса, и интерпретации стандартного комплекса с точки зрения методологии ЯМР с целью расширения области его применения. Для этого был создан новый скважинный прибор, разработаны современные методы регистрации и обработки сигналов, и для нужд нефтяной индустрии внедрены пакеты интерпретации (такие как обработка в режиме реального времени). Кроме объяснения основных принципов и методов применения ЯМР, данная монография способствует осмыслению и освоению последних достижений в области каротажа ядерно-магнитного резонанса.

Эта книга была написана тремя нашими ведущими специалистами в области технологии ЯМР и рассмотрена многими признанными профессионалами нашей компании, из организаций клиентов и из других учреждений. Я особенно признателен за увлеченность и преданность делу г-ну Джорджу Р. Коатесу, директору отдела разработки месторождений хьюстонского технологического центра компании "*Халлибуртон*", доктору Ли Чи Хиао, старшему научному сотруднику и руководителю данного проекта, доктору Манфреду Праммеру, президенту компании *Ньюмар Корпорейшн*, а также редакторам: доктору Ричарду Сигалу и г-ну Стиву Боличу.

Будучи крупнейшей сервисной компанией в Мире, специализирующейся в области обслуживания нефтяных компаний, "*Халлибуртон*" предоставляет ценные услуги самого высокого качества не только в области поставок оборудования, но и в области разработки и внедрения передовых наукоемких технологий. Настоящая книга представляет собой яркий пример такой деятельности, и я надеюсь, что вы найдете её в высшей степени полезной для оценки возможностей и преимуществ, которые может дать вам ЯМР.

**Дик Чейни**  
**Президент компании "Халлибуртон"**

---

## Введение

Промысловая геофизика и методы экономической оценки коллекторов были заметно усовершенствованы в вопросах определения пористости и насыщения флюидами, но не в области систематического определения проницаемости. Именно эта проблема и вызвала интерес, который нефтяная промышленность проявляет к ядерно-магнитному резонансу с тех пор, как в 1960 году были опубликованы материалы первого научного исследования, показавшие взаимосвязь между ЯМР и проницаемостью.

К сожалению, этот интерес оставался неудовлетворенным на протяжении примерно 30 летнего периода – в ожидании надежного измерения релаксации ЯМР в стволе скважины. В 1992 году, когда компания *Ньюмар* предложила выполнение каротажных работ методом на основе ядерно-магнитного резонанса, этому ожиданию пришел конец, и вскоре была доказана возможность надежного определения проницаемости, особенно в сильно глинистых песчаных коллекторах.

Однако эти достижения в области проницаемости не единственное преимущество, которое дает, основанный на регистрации эхо-сигналов, каротаж ЯМР. Так-же оказалась доступной и петрофизическая информация о многих других параметрах: суммарной пористости не зависящей от литологии, водо- газо- и нефтенасыщенности, определяемых в отсутствие данных других методов ГИС, а также вязкости нефти. Кроме того стали возможны для анализа и другие характеристики коллектора, и мы уверены в том, что новый метод измерений на основе ЯМР каротажа станет одним из богатейших источников информации об составе, свойствах и распределении пластовых флюидов.

Настоящая книга готовилась как средство ознакомления специалистов-нефтяников с выдающимися достижениями в этой области и поддержки всех тех, кто действительно заинтересован в передовой технологии оценки коллекторских свойств.

**Джордж Коатес**

**Директор отдела разработки месторождений "Халлибуртон Энерджи Сервисез"**

---

## Редакторы

Ричард Сигал и Стив Боллич

## Редакционный совет обзора

### Члены совета

Прабхакар Аадиредди  
Роннел Баллиет  
Рон Бонни  
Джеймс Букенен  
Рон Черри  
Питер Дэй  
Боб Ингельман  
Магет Фам

Гари Фрисч  
Джим Галфорд  
Джон Гарднер  
Дэйв Маршалл  
Дэниель Миллер  
Мустафа Ораби  
Ник Виилер

### Приглашенные члены совета

Ридван Аккурт  
Роберт Браун  
Дэйв Херрик  
Джастин Фриман  
Джоржд Хирасаки

Джаспер Джексон  
Джеймс Клейн  
Алкн Лукас  
Дункан Мардон  
Стефан Менглер

---

## **Благодарности**

В дополнение к той благодарности которую мы выразили рецензионной комиссии, хотелось бы высказать нашу самую искреннюю признательность тем людям, которые помогли нам в работе над этой книгой:

Дженнифер Вуд переработала бóльшую часть данных по каротажу визуализации ядерно-магнитного резонанса для приведенных в книге примеров. Карен Кэмпбелл подготовила множество диаграмм и рисунков. Сандра Мойнихэн и отдел по связям координировали конечный процесс работы. Хорхе Веласко, Рамсин И. Эйваздех, Фернандо Саласар, Грег Штрассер и Джим Витковски предоставили многочисленные полевые материалы и выполняли обработку и переинтерпретацию данных ЯМР. Генеральный менеджер выполнения работ каротажом визуализации магнитного резонанса Чарли Сейсс обеспечил средства и всемерную поддержку настоящего издания.

Многочисленные слова благодарности нефтяным компаниям, предоставившим разнообразные данные для этой монографии. И наконец, большое спасибо научно-исследовательскому центру в г. Дункан, штат Оклахома за подготовку этой книги к публикации.

**Коллектив авторов и редакторов  
Хьюстон, Техас  
18 сентября 1999 г.**

---

## Глава 1

### Краткое изложение применения метода ЯМР и его преимуществ

---

После своего открытия в 1946 году, ядерно-магнитный резонанс стал важным инструментом в физике, химии, биологии и медицине. С изобретением каротажных приборов ЯМР использующих постоянные магниты и радиочастотные импульсы стало возможным применение сложных петрофизических методик измерения свойств пластовых флюидов в природных условиях. Эти способности метода ЯМР открыли новую эру в оценке коллекторских свойств и анализе керна, и стали только введением в революционные изменения, которые он внес в выше перечисленные области. В данной главе суммируются возможности применения и результаты каротажа ЯМР для оценки петрофизических свойств.

#### ЯМР в медицине

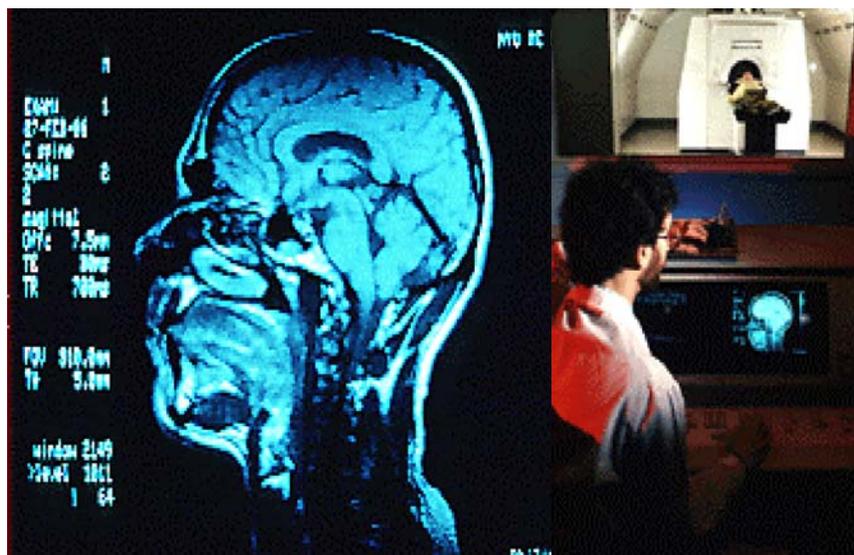
Метод визуализации магнитным резонансом (*MRI*) является одним из наиболее значимых инструментов клинической диагностики в современной медицине. Пациент помещается в изолированную камеру системы *MRI*, после этого, от определенного участка, могут быть зарегистрированы сигналы ядер водорода, которые затем используются для изображения внутренней структуры тела. На этих изображениях могут быть обнаружены различные

физические аномалии и, таким образом, улучшена диагностика заболевания или участка поражения.

Фотография «среза» человеческой головы, полученной с помощью томографа, приводится на рисунке 1.1 и иллюстрирует два важных свойства ЯМР. Во-первых, сигналы, используемые для изображения «среза» получены от четко определенного объема, обычно тонкого сечения объекта исследования. Из-за физики явления ядерного резонанса, изображение получается резким и содержит только информацию от ограниченного участка, при этом объемы вещества перед- или за областью исследования остаются «невидимыми». Во-вторых, видны только флюиды (такие как кровеносные сосуды, полости и мягкие ткани), а твердые компоненты (кости) генерируют сигнал который, как правило, спадает слишком быстро и не может регистрироваться. Используя преимущества этих двух свойств метода, врачи могут диагностировать заболевания, не вникая в сложности принципов физики ЯМР.

### Рисунок 1.1

Это изображение среза человеческой головы, иллюстрирует принцип работы медицинского ЯМР. На фотографии более светлым цветом показаны ткани, в которых содержится большое количество жидкости (например вещество мозга), в то время как темные области соответствуют тканям с низким содержанием жидкости (например кости черепа). Как правило, толщина слоя данных, используемого в каждом разрезе, для визуализации, во много раз больше размера отдельного объекта, который может быть представлен на разрезе.



Те-же самые принципы ЯМР, что используются для медицинской диагностики аномалий человеческого тела, могут применяться для анализа флюидов, содержащихся в поровом пространстве пород коллекторов. И так-же как медикам, для использования изображений «срезов» нет необходимости быть специалистами в области ЯМР, так и геологам, геофизикам, петрофизикам и инженерам-нефтяникам совсем не обязательно разбираться в деталях ядерной физики, чтобы успешно применять данные метода визуализации магнитного резонанса для интерпретации коллекторских свойств.

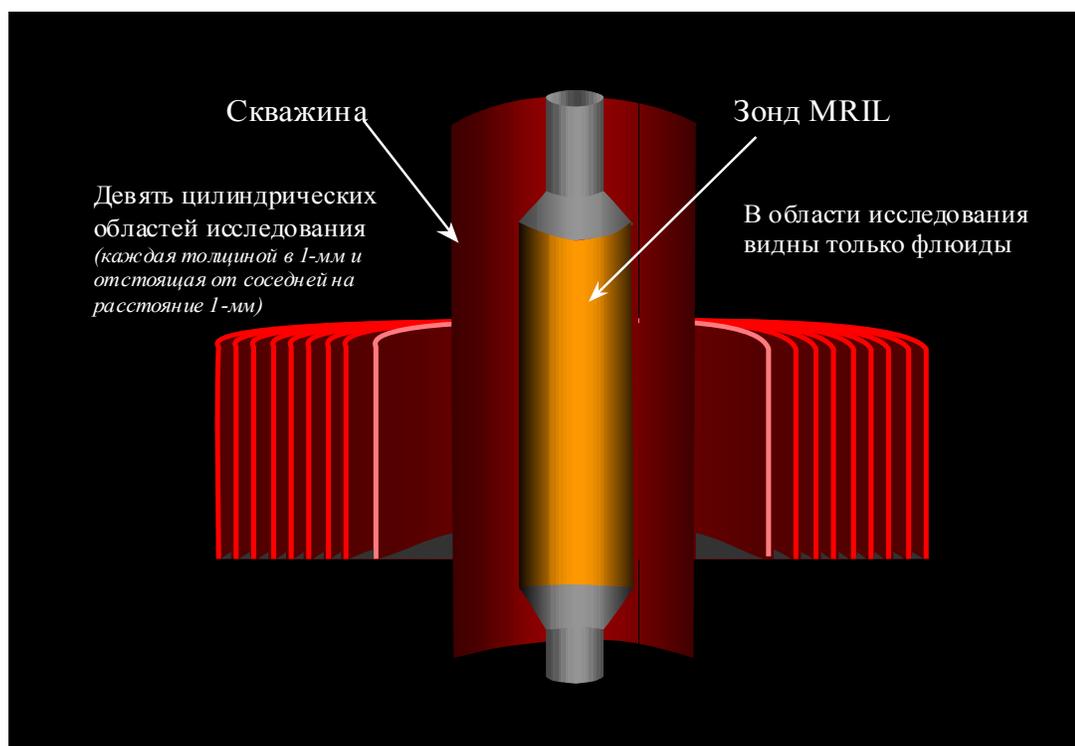
### **ЯМР каротаж**

Метод визуализации магнитного резонанса (*MRIL*®) был внедрен компаний *NUMAR* в 1991 г.<sup>1</sup>, при этом за основу был взят принцип медицинской томографии, или лабораторных измерений ЯМР и вывернут «наизнанку». Таким образом, вместо того, чтобы помещать объект исследования в центр инструмента, сам прибор помещается в ствол скважины вскрывающей анализируемые отложения.

В середине зонда *MRIL* расположен постоянный магнит который создает поле воздействующее на компоненты породы. Антенна, навитая вокруг магнита, через точно отмеренные промежутки времени посылает в пласт импульсы в диапазоне радиочастот, в форме осциллирующего магнитного поля. В промежутках между этими импульсами, антенна используется для измерения спада «эхо» сигнала от тех протонов водорода, которые вошли в резонанс с полем постоянного магнита.

Поскольку существует линейная зависимость между частотой резонанса протонов и силой поля постоянного магнита, частота передаваемой и принимаемой энергии, может быть настроена на исследование цилиндрических объемов разного диаметра вокруг зонда *MRIL*. Эта настройка приборов ЯМР на определенную частоту, позволяет получать сигнал (изображение) от узких полос «срезов» либо пациента в госпитале, либо породы.

На рисунке 1.2 показаны цилиндрические «объемы исследования» прибора *MRIL-Prime*<sup>2</sup> который был разработан в 1998 году. Диаметр и толщина каждого из цилиндров задается выбором основной частоты и шириной полосы пропускания, на которые настраиваются приемное и передающее устройства зонда *MRIL*. Диаметры этих цилиндров зависят от температуры, но как правило находятся в пределах от 14 до 16 дюймов.



**Рисунок 1.2** Прибор *MRIL-Prime* может работать на девяти частотах одновременно. Использование многочастотных измерений позволяет получать независимые данные из многочисленных концентрических областей цилиндрической формы; таким образом улучшается отношение сигнал/шум, увеличивается скорость записи и появляется возможность применения различных циклов активации для сложных случаев.

### Сравнение зонда *MRIL* с другими скважинными приборами

Поскольку сигнал магнитного резонанса приходит только от флюидов<sup>3</sup>, свойства матрицы породы не оказывают влияние на пористость измеренную *MRIL*, и соответственно не требуется предварительной калибровки на литологию коллектора. Эти свойства

принципиально отличают зонд *MRIL* обычных приборов пористости ГИС. Данные стандартных методов, таких как нейтронный, плотностной и акустика (время пробега) зависят от всех параметров породы-коллектора.<sup>4,5</sup> Поскольку коллектора, как правило, содержат больше матрицы, чем заполненной жидкой фазой пористости, зонды стандартного комплекса имеют тенденцию в значительно большей степени регистрировать сигнал от породы, чем от собственно флюидов. Зонды стандартного комплекса сопротивлений, хотя исключительно чувствительны к заполненному флюидами пространству и традиционно используются для оценки количества воды в коллекторах, не могут считаться истинно методом регистрации флюидов. Их показания сильно зависят от присутствия проводящих минералов и для корректной интерпретации необходимо знание свойств и пластовой воды и, собственно, породы-коллектора.

Зонды *MRIL* дают информацию трех типов, каждый из которых делает этот метод уникальным, среди всего семейства каротажных приборов:

- информацию о количестве флюидов в породе;
- информацию о свойствах этих флюидов;
- информацию о распределении флюидов по порам разного размера;

### **Количество флюидов**

Прибор *MRIL* может измерять непосредственно плотность содержания ядер водорода в поровых флюидах.<sup>6</sup> Поскольку известна плотность содержания ядер водорода в воде, данные *MRIL* могут быть пересчитаны в кажущуюся водонасыщенную пористость. Эта конверсия делается без дополнительной информации о минеральном составе обломочной части породы и без учета возможности присутствия микроэлементов (например бора), которые могут вносить помехи в измерения пористости нейтронным методом.

### **Свойства флюидов**

Медицинская томография основана на возможности связи специфичных медицинских характеристик или свойств органов тела с различным поведением ЯМР сигнала.

Аналогичный подход может быть реализован приборами *MRIL*, для анализа флюидов в тонкой зоне на глубине в несколько дюймов от стенки скважины. Зондом *MRIL* можно определять наличие и количество различных пластовых флюидов (вода, нефть и газ),<sup>7-11</sup> равно как и их некоторые специфичные свойства (например вязкость)<sup>12</sup>. Оба устройства – и медицинский и скважинный - *MRIL* проводят свои измерения при помощи особых серий импульсов или «активаций», которые усиливают их возможности распознавания конкретных характеристик флюидов.

### Размер пор и пористость

ЯМР свойства флюида в поровом пространстве заметно отличаются от свойств жидкости в объеме. При уменьшении размера пор содержащих воду возрастает разница между кажущимися свойствами поровой и свободной воды.<sup>13</sup> Для получения информации о распределении пор по размерам, необходимой для расчетов таких исключительно важных петрофизических параметров как проницаемость и объем капиллярно-связанной воды, применяются сравнительно простые методики<sup>14,15</sup>.

Микро-пористость связанная с глинами и некоторыми другими минералами, обычно содержит воду которая, с точки зрения ЯМР, ведет себя практически как твердое вещество. Вода, находящаяся в этих порах обладает очень быстрым «временем релаксации». Из-за этих быстрых времен, такую воду сложнее распознать, чем например, подвижную воду, находящуюся в крупных порах. Ранние поколения приборов не могли регистрировать сигнал от микопор и, поскольку, в основном в ней содержалась вода связанная с глинистой компонентой, измеренная пористость часто характеризовалась как «эффективная». Современные каротажные зонды *MRIL*, обязательно регистрируют все флюиды порового пространства и измерения пористости выполняемые ими называются измерениями «общей или суммарной пористости». Данные о распределении пор по размеру, получаемые от этих приборов, используются для расчета эффективной пористости, которая имитирует пористость, измеренную предыдущими поколениями приборов ЯМР.<sup>16</sup>

В дополнение, одной из ключевой позиций в философии ЯМР является возможность дублирования измерений, проведенных зондом в скважине, лабораторными данными, полученными на образцах керна. Эта возможность проведения повторных измерений при различных условиях, позволяет исследователям осуществлять калибровку ЯМР-сигналов, а остальным пользователям - количественно оценивать интересующие параметры (такие как размер пор).<sup>17-19</sup>

На рисунке 1.3 приводится сравнение сигнала *MRIL* и данных получаемых зондами стандартного комплекса.<sup>20</sup> Обычная объемная модель используемая в сравнении состоит из двух компонент – матрицы и поровых флюидов. Матрица состоит из глинистых и неглинистых минералов, а флюидная компонента – из воды и углеводородов. В общем случае, поровые флюиды могут быть подразделены на воду связанную с глинистой компонентой, капиллярно-связанную и подвижную воду, газ, легкую, средней вязкости и тяжелую нефть.

Несмотря на то, что методы стандартного комплекса, такие как нейтронный, плотностной и акустический дают объемный сигнал от всех компонент модели, они значительно более чувствительны к материалу матрицы, чем к поровым флюидам. Кроме того, на результаты этих методов сильное влияние оказывает скважина и глинистая корка, а их объемы измерений далеко не так хорошо определены, как у прибора *MRIL*.

Показания приборов сопротивления, таких как индукционный зонд и БКЗ, зависят от наличия проводящих флюидов: глинисто-связанной, капиллярной и подвижной воды. На основании контраста проводимостей между 1) глинисто-связанной и 2) капиллярно-связанной водой, для более достоверной оценки водонасыщенности, были разработаны модели двойной воды и Ваксмана-Смита. Однако даже с их применением, выделение продуктивных интервалов по-прежнему вызывает сложности, т.к. нет возможности разделения в проводимости свободной и капиллярно-связанной воды. Так-же как и в случае с зондами пористости, приборы сопротивления весьма чувствительны к условиям скважины и наличию глинистой корки, а их объемы исследования определены нечетко.

Для расчета пористости и водонасыщенности коллектора, при интерпретации стандартного каротажа, используются данные методов пористости и сопротивления, с введенными поправками за условия измерения. Оценка точности измерений выполняемых зондами, выбор соответствующих значений констант уравнений и приведение в соответствие различных величин вертикального разрешения и глубин исследования приборов – добавляет сложности при их обработке. Кроме того, разделение нефти на легкую, средней вязкости и тяжелую, по данным стандартного комплекса невозможно.

Как показано на рисунке 1.3, пористость *MRIL* не зависит от состава матрицы, т.е. определяется только флюидами находящимися в порах. Различия в ЯМР-свойствах флюидов, таких как времена релаксации ( $T_1$  и  $T_2$ ) и диффузивность ( $D$ ) позволяют выделять (в зоне исследования) связанную и свободную воду, газ, легкую, средней вязкости и тяжелую нефть. Объем исследования у прибора *MRIL* определен очень четко, следовательно, если глинистая корка и неоднородности ствола скважины не попадают в него, то они совершенно не влияют на измерения ЯМР.

Объемная модель на рисунке 1.3 не включает остальные параметры, которые можно определять по данным *MRIL*, такие как: размер пор, проницаемость коллектора, наличие глин, каверн и трещин; и свойства углеводородов такие как: вязкость и состав. Эти факторы воздействуют на измерения *MRIL*, а их влияние может быть оценено количественно и используется для получения исключительно важной информации при описании и характеристике коллектора. Стандартные методы к ним нечувствительны.

Концептуальная объемная модель	МАТРИЦА	Флюиды в порах						Дополнительная информация ЯМР	
		ВОДА			УГЛЕВОДОРОДЫ				
Данные каротажа и результаты интерпретации	Минералы и сухая глина	CBW	BVI	BVW	Газ	Легкая нефть	Вязкая нефть	<ul style="list-style-type: none"> <li>Размер пор</li> <li>Проницаемость</li> <li>Свойства углеводородов</li> <li>Наличие глин</li> <li>Каверны</li> <li>Размер зерен</li> </ul>	
Данные методов пористости									Влияние ствола скважины и глинистой корки, слабо определен объем исследования
После поправок кроссплотов									
Данные методов сопротивления									Влияние ствола скважины и глинистой корки, слабо определен объем исследования
После поправок за глинистость									
Стандартная интерпретация								<b>Возможные осложнения</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Сопоставление глубины исследования</li> <li>Сопоставление вертикального разрешения</li> <li>Зависимость точности измерений</li> <li>Зависимость от выбранной модели</li> </ul>
Пористость и насыщение флюидами									
Данные <i>MRIL</i>									
Из-за наличия разницы в значениях $T_1$ , $T_2$ и $D$ у различных флюидов, пористость, насыщенность и проницаемость могут быть измерены количественно.									Объем исследования четко определен; скважина и глинистая корка не оказывают влияния, если не находятся в радиусе исследования

**Рисунок 1.3** Данные *MRIL* принципиально отличаются от остальных каротажных методов. Пористость ЯМР не зависит от литологии матрицы, а суммарный сигнал определяется свойствами флюидов. Благодаря наличию разности во временах релаксации и/или диффузии флюидов, результаты *MRIL* могут использоваться для разделения воды на глинисто-, капиллярно-связанную и подвижную, выделения газоносных интервалов, коллекторов с легкой и вязкой нефтью. Часто можно получать дополнительную информацию: распределение пор по размерам, проницаемость, свойства УВ; наличие каверн, трещин и размер зерен обломочной части, так-же могут быть получены, поскольку четко определен объем исследования. Неоднородности ствола скважины, и свойства БР оказывают незначительное влияние на измерения *MRIL*.

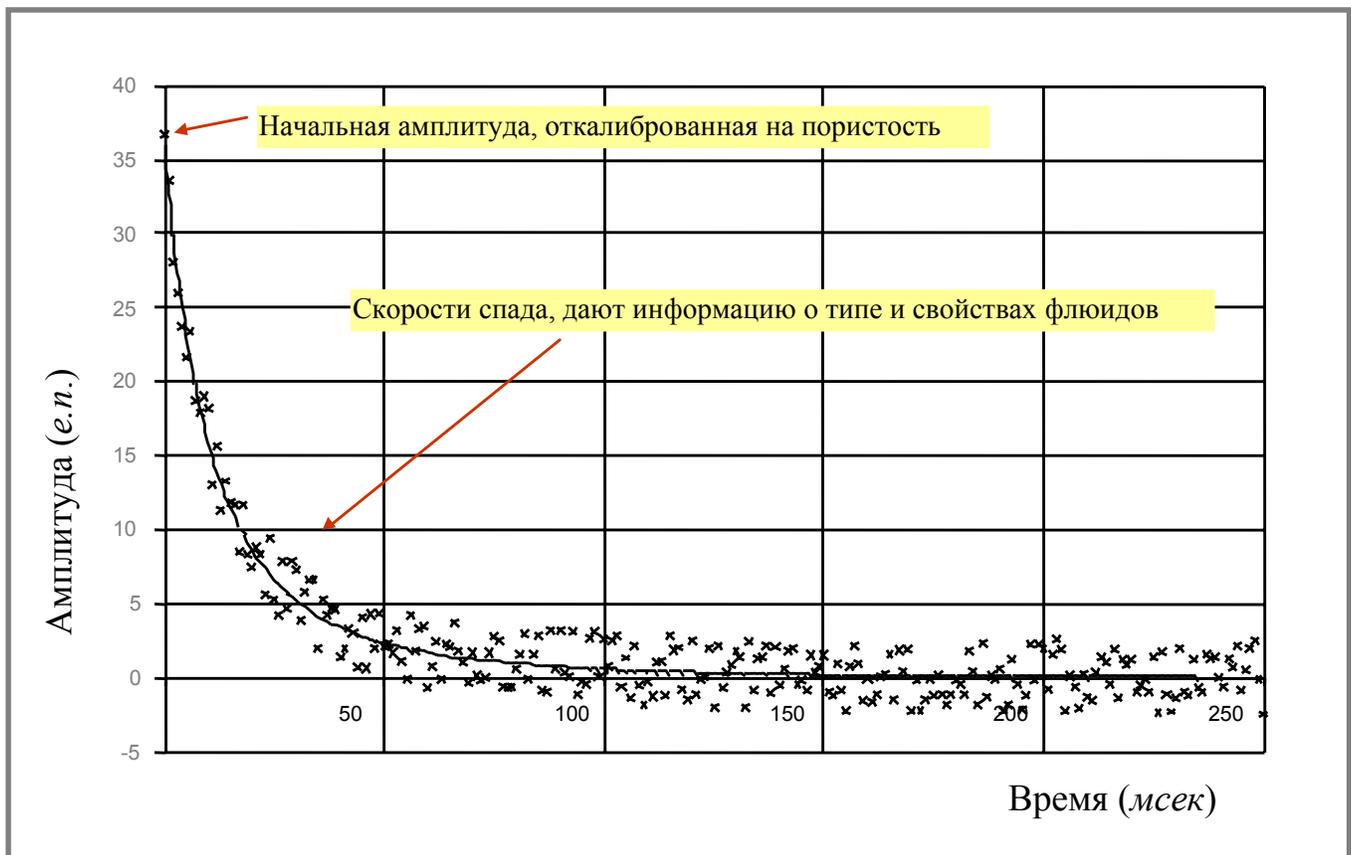
## Полевые материалы каротажа ЯМР

До того момента, как в коллекторе проводится ЯМР-каротаж, протоны поровых флюидов ориентированы случайным образом. Когда зонд проходит через слой породы, он создает в нем магнитное поле, которое активизирует протоны. Сначала, поле от постоянных магнитов поворачивает или поляризует оси спинов в заданном направлении. Затем включается осциллирующее поле скважинного прибора, которое разворачивает эти протоны выводя их из равновесного состояния. После прекращения действия осциллирующего поля, протоны начинают разворачиваться обратно или релаксировать, возвращаясь в свое первоначальное состояние соответствующее направлению статичного поля.<sup>21</sup> Используются специально разработанные последовательности (циклы) импульсов, для генерирования серий так называемых эхо-сигналов спинов, которые затем измеряются прибором ЯМР и могут быть изображены на каротажных диаграммах как спад эхо-сигналов. Эти спады эхо-сигналов являются основным полевыми данными ЯМР.

Для генерации спада эхо-сигнала, показанного на рисунке 1.4, скважинный прибор ЯМР регистрирует амплитуды отдельных эхо-импульсов от спинов во времени. Поскольку эхо-сигнал записывается в течении очень малого промежутка времени, зонд *MRIL* продвигается не более, чем на несколько дюймов по скважине во время их регистрации. Записанные эхо-сигналы могут быть изображены на каротажной диаграмме как функция глубин.

Начальная амплитуда спада эхо-сигнала прямо пропорциональна числу ядер водорода, связанных с поровыми флюидами, находящимися в чувствительном объеме. Следовательно, эта амплитуда может быть откалибрована на пористость. Регистрируемый эхо-сигнал можно сопоставлять как с параметрами записи, так и со свойствами поровых флюидов, попавших в зону исследования. Параметры записи включают в себя время между эхо-сигналами (*TE*) и время поляризации (*TW*). *TE* – это промежуток времени между отдельными эхо-импульсами в сигнале спада, а *TW* – время между прекращением измерения одного эхо-сигнала и началом измерения следующего. Оба времени *TE* - и *TW* могут меняться для корректировки информации содержащейся в регистрируемых данных.

Свойства поровых флюидов влияющие на эхо-сигналы это : углеводородный индекс ( $HI$ ), время продольной релаксации ( $T_1$ ), время поперечной релаксации ( $T_2$ ) и диффузивность ( $D$ ).  $HI$  – мера плотности атомов водорода, находящихся во флюиде.  $T_1$  – показатель того, как быстро развернутые потоны флюида релаксируют в продольном направлении (по отношению к оси статичного магнитного поля), а  $T_2$  – соответственно показатель поперечной релаксации (опять-же, по отношению к оси статичного магнитного поля),  $D$  – мера величины случайного смещения молекулы флюида.



**Рисунок 1.4** Спад эхо-сигналов, который зависит от количества и распределения водорода во флюидах, измеряется записью снижения амплитуды релаксации во времени. Петрофизики могут использовать данные о скорости спада, для типизации поровых флюидов и характеристики их распределения по порам. В этом примере, эхо-сигналы были записаны со временем TE равным 1 мсек. Отдельные точки показывают собственно полевые данные, а сплошная кривая - их осреднение.

## Пористость по ЯМР

Начальная амплитуда спада полевого эхо-сигнала пропорциональна числу поляризованных ядер водорода в поровом флюиде. Полевая пористость равняется отношению этой амплитуды к величине сигнала прибора помещенного в ёмкость, заполненную водой (т.е. среду со 100% водонасыщенностью). Эта пористость не зависит от литологии матрицы породы и может быть проверена сопоставлением ЯМР-измерений на керне со стандартными измерениями в лабораторных условиях.

Точность полевых измерений пористости, в основном, определяется тремя факторами:<sup>17</sup>

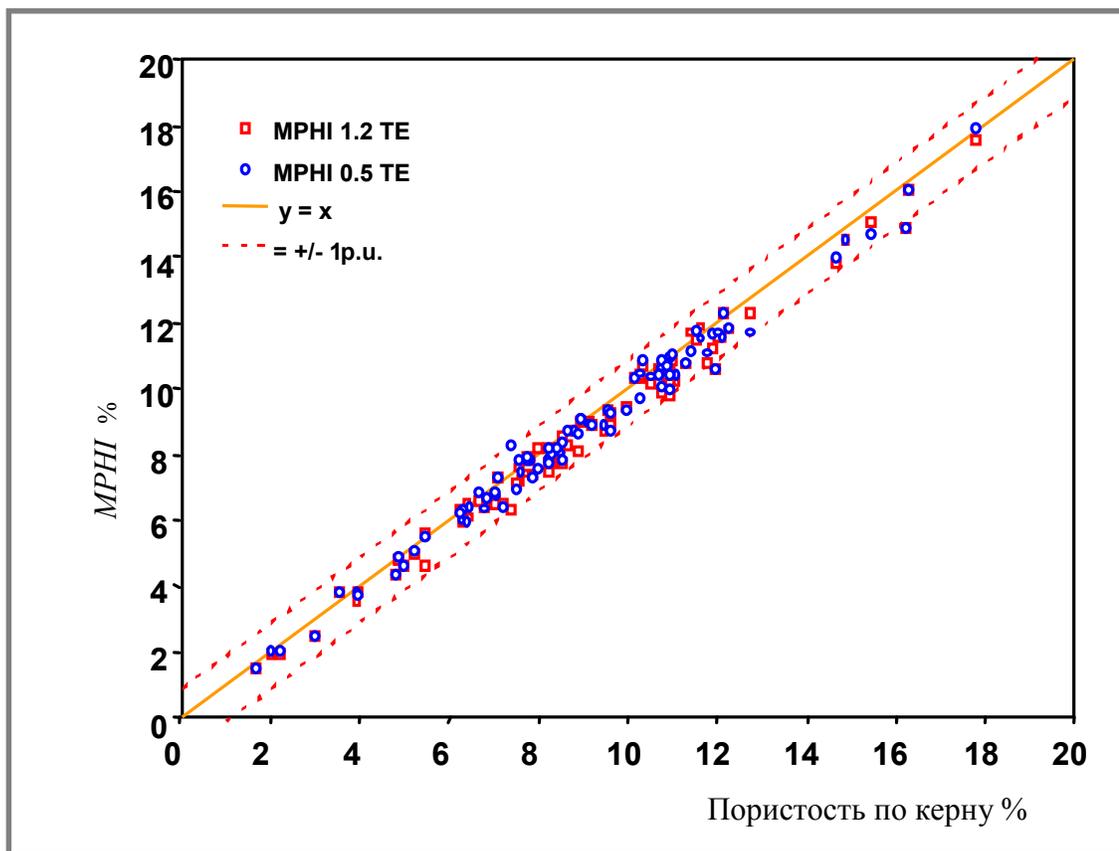
- достаточно длинным временем  $TW$ , чтобы во флюиде была достигнута полная поляризация ядер водорода ;
- достаточно коротким временем  $TE$ , чтобы был получен спад от флюидов, связанных с пористостью глин и остальными порами малых размеров ;
- соответствием числа ядер водорода во флюиде этому параметру в равном объеме воды, т.е.  $HI = 1$  ;

При условии, что выполнены перечисленные выше условия, пористость ЯМР является наиболее точным измерением, которое можно получить в современной скважинной геофизике.

Первый и третий фактор требуют особого внимания только если речь идет о газе или легких углеводородах. В этих случаях необходимо использовать специально разработанные активации, которые позволяют получать дополнительную информацию, для ввода поправок. Второй фактор являлся проблемой для приборов ранних поколений, которые, в общем случае, не могли «видеть» воду связанную с глинистыми минералами. Поскольку при анализе глинистых песчаников, пористость не связанная с глинистой компонентой, называлась «эффективной» пористостью, исторически сложилось, что ЯМР пористость ( $MPHI$ ) так-же называлась «эффективной». Современные приборы  $MRIL$  используя короткое время  $TE$  (0.6 мсек.) с частичной поляризацией и длинное  $TE$  (1.2 мсек.) с полной поляризацией, меряют суммарную пористость ( $MSIG$ ). Это деление пористости полезно при петрофизических анализах и часто соответствует другим

змерениям эффективной пористости и глинисто связанной воды. Разделение пористости на эффективную и глинисто-связанную, в некоторой степени, зависит от используемого метода, поэтому другие разделения могут отличаться от используемого в ЯМР.

Выполнение ЯМР измерений на керне – вполне обычная процедура для лабораторных анализов. Пористость может быть измерена с достаточно короткими временами  $TE$  и достаточно длинными  $TW$ , чтобы получить данные от всего порового пространства доступного ЯМР. Тысячи измерений проведенных в лабораторных условиях подтверждают наличие исключительно хорошего совпадения (лучше 1%) между пористостью по ЯМР и пористостью по гелию. На рисунке 1.5 показан пример такой корреляции.



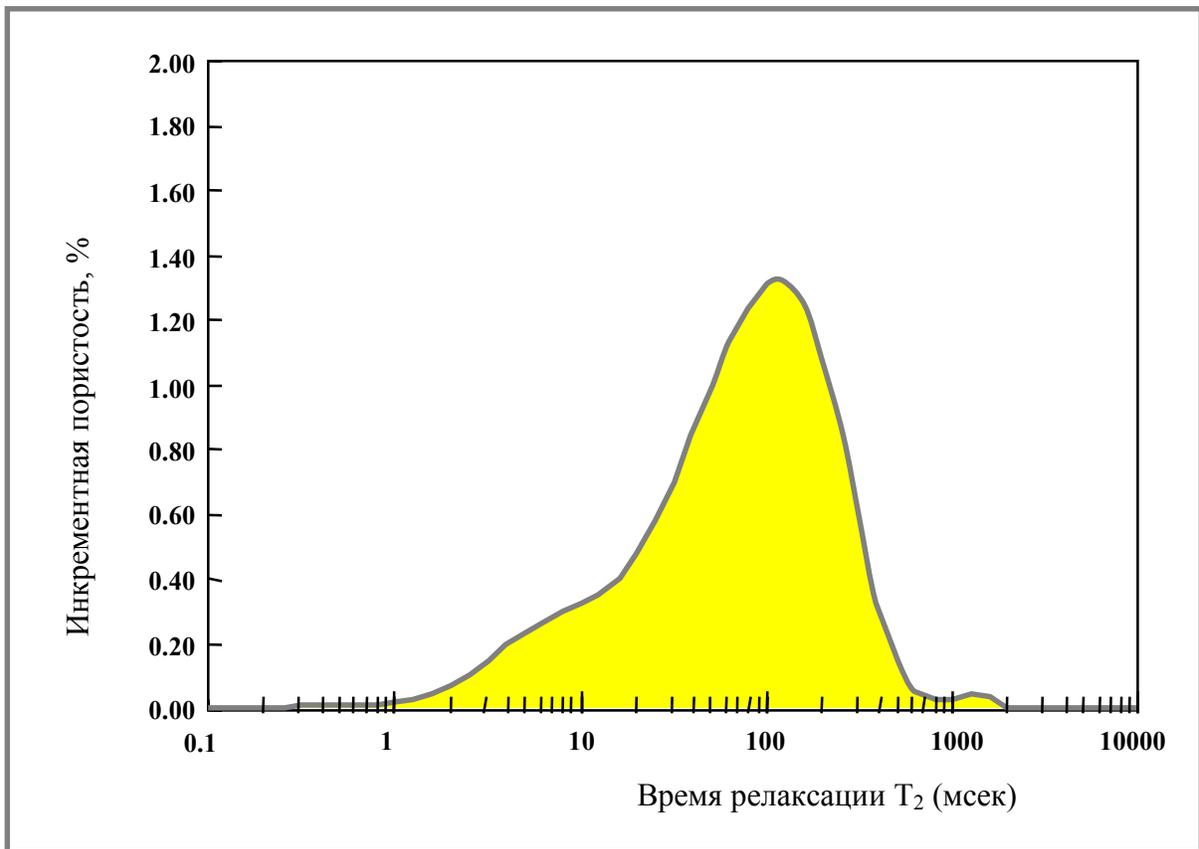
**Рисунок 1.5** Пример хорошего совпадения пористости чистых песчаников, померянной в лабораторных условиях методом ЯМР и стандартных измерений. Разброс значений ЯМР-пористости, как правило, находится в пределах  $\pm 1$  е.п., от обычных измерений. Показаны ЯМР данные, измеренные при двух значениях  $TE$  соответственно 0.5 и 1.2 мсек. Сравнение данных керна и ЯМР может указывать на наличие микропористости (флюиды в микропорах обладают быстрыми временами, которые наблюдаются при  $TE = 0.5$  мсек., но не могут регистрироваться при  $TE = 1.2$  мсек.). В данном случае, микропористость отсутствует, поэтому “эффективная” пористость  $MPHI$  и суммарная  $MSIG$  одинаковы.

## Распределение $T_2$ по ЯМР

Амплитуда спада эхо-сигнала спина, может быть хорошо описана серией экспоненциальных функций, с различными декрементами. Набор коэффициентов затухания образует спектр затухания (спада) или распределение времени поперечной релаксации ( $T_2$ ). Для водонасыщенной породы можно математически доказать, что кривая спада связанная с одиночной порой будет описываться одной экспонентой, декремент (коэффициент) которой будет пропорционален размеру поры; таким образом, маленьким порам будут соответствовать меньшие значения  $T_2$ , а у более крупным – большие.<sup>13,22</sup> В любом интервале скважины, участок породы, исследуемый прибором *MRIL*, будет содержать поры разного размера. Следовательно, на заданном участке, распределение пористости будет описываться много-экспонентным спадом, с каждым значением  $T_2$  соответствующим своему размеру поры. На рисунке **1.6** показано распределение времени  $T_2$  полученное от спада эхо-сигнала, изображенного на рисунке **1.4**.

Если область под кривой распределения  $T_2$  определена правильно, то она соответствует начальной амплитуде эхо-сигнала. Следовательно, распределение времени  $T_2$  может быть непосредственно откалибровано на пористость. По существу, основная задача прибора ЯМР и связанного с ним программного обеспечения регистрации данных - обеспечить точное описание распределения времени релаксации  $T_2$ , на каждой заданной глубине скважины. С точки зрения этого распределения, *MPHI* представляет собой область под кривой со значениями  $T_2 \geq 4$ мсек., *MCBW* - область со значениями  $T_2 < 4$ мсек., и *MSIG* – соответствует общей области.

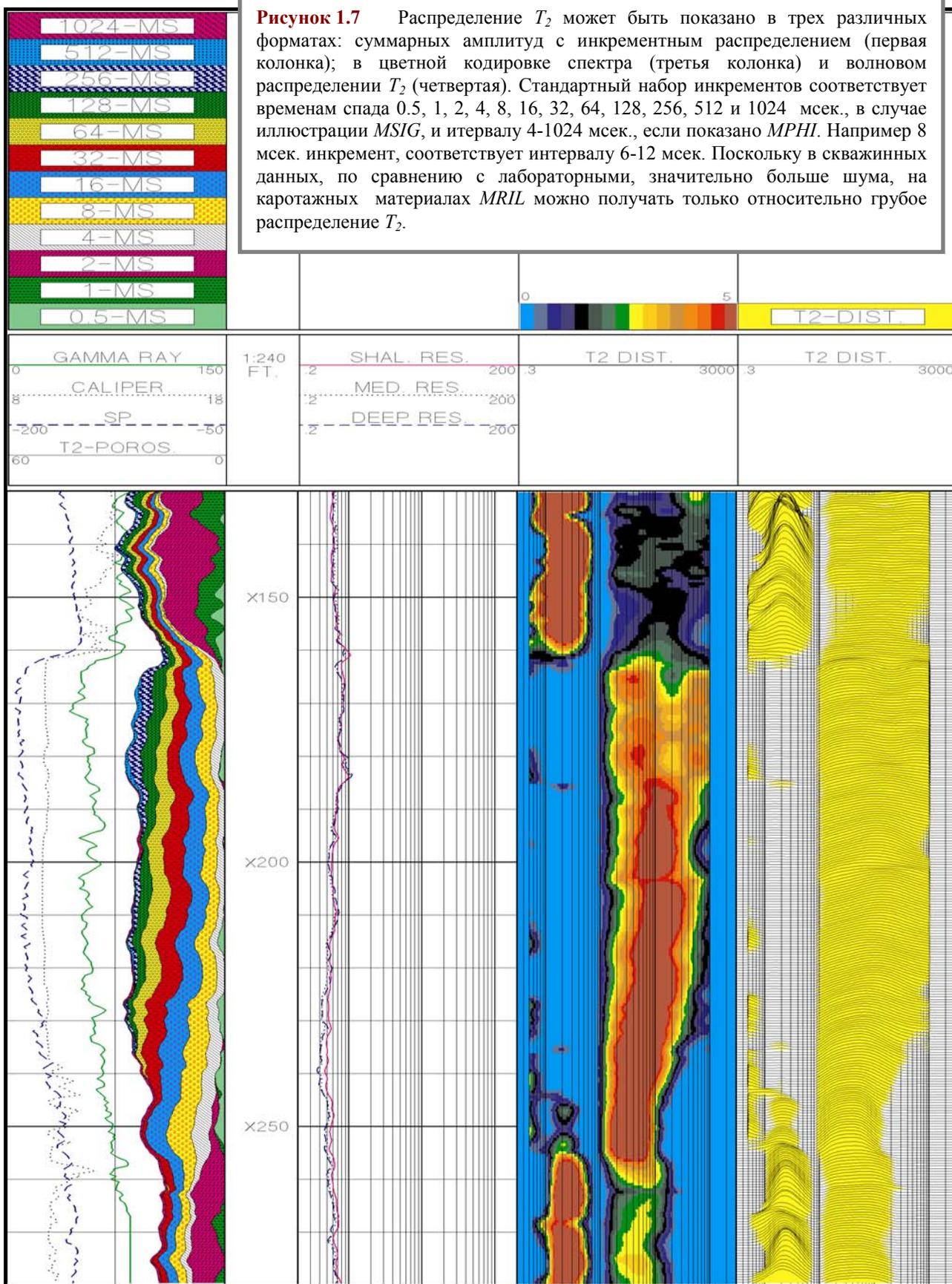
Распределение  $T_2$  в ЯМР может быть представлено в трех различных видах записи: волновым распределением, спектральной визуализации и инкрементным (бинарным) распределением. Каждый из них представляет собой график пористости от значения  $T_2$  и, следовательно, от размера пор. Эти три вида представляют собой различные изображения одного и того-же набора данных. На рисунке **1.7** приводится пример изображения видов записи.



**Рисунок 1.6** При помощи математического процесса называемого инверсией, данные спада эхо-сигналов могут быть конвертированы в распределение  $T_2$ . Такое распределение, является “наиболее вероятным” решением, которое дает соответствующий спад. (Распределение  $T_2$ , показанное на этом рисунке, соответствует спаду эхо-сигналов, помещенному на рисунке 1.4). При соответствующей калибровке, область, под кривой распределения соответствует пористости. Данное распределение соответствует полностью (100%) водонасыщенной породе. Если в поровом пространстве, присутствуют углеводороды, то распределение  $T_2$  будет меняться в зависимости от типа УВ, их вязкости и количества.

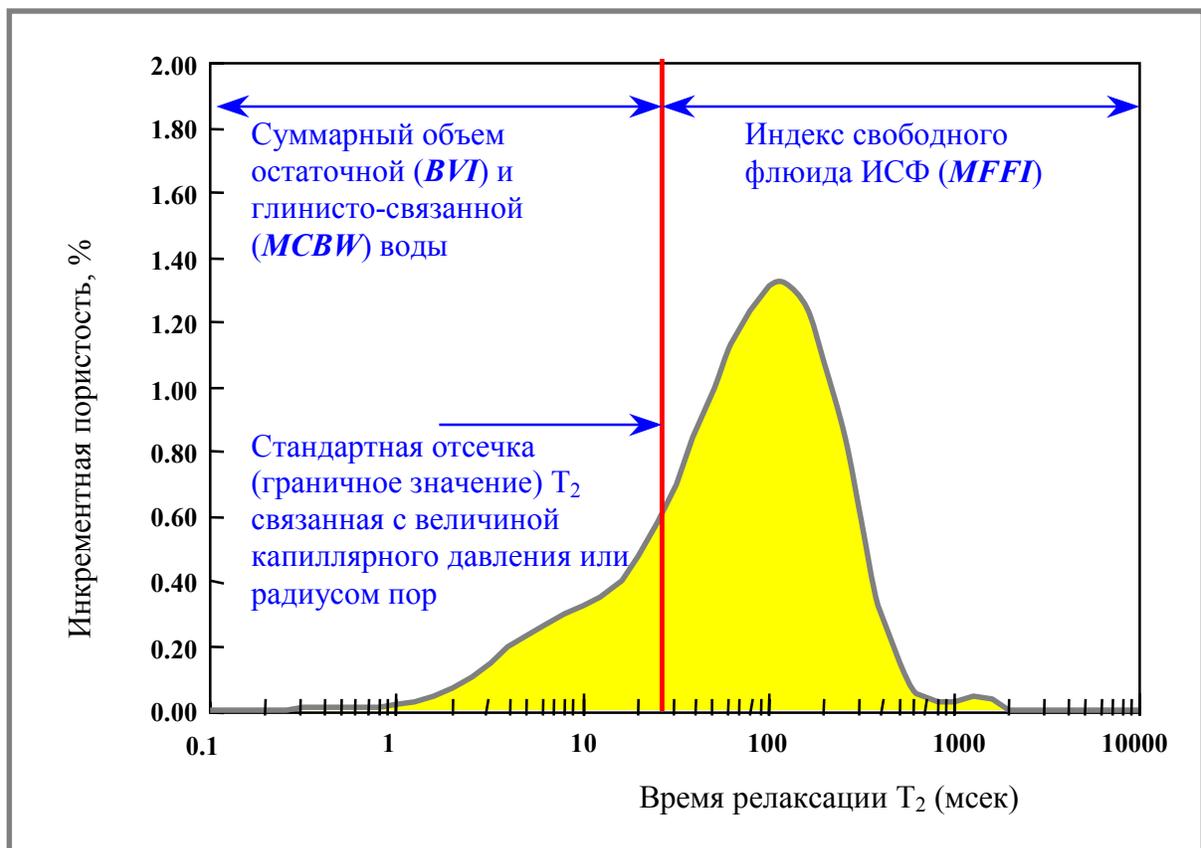
## Индекс свободного флюида (ИСФ) и суммарный объем остаточной воды по ЯМР

Пористость и данные о распределении пор по размерам полученные по ЯМР, могут быть использованы для оценки проницаемости и пористости которая, в принципе, может отдавать флюиды (т.е. объема подвижных флюидов).

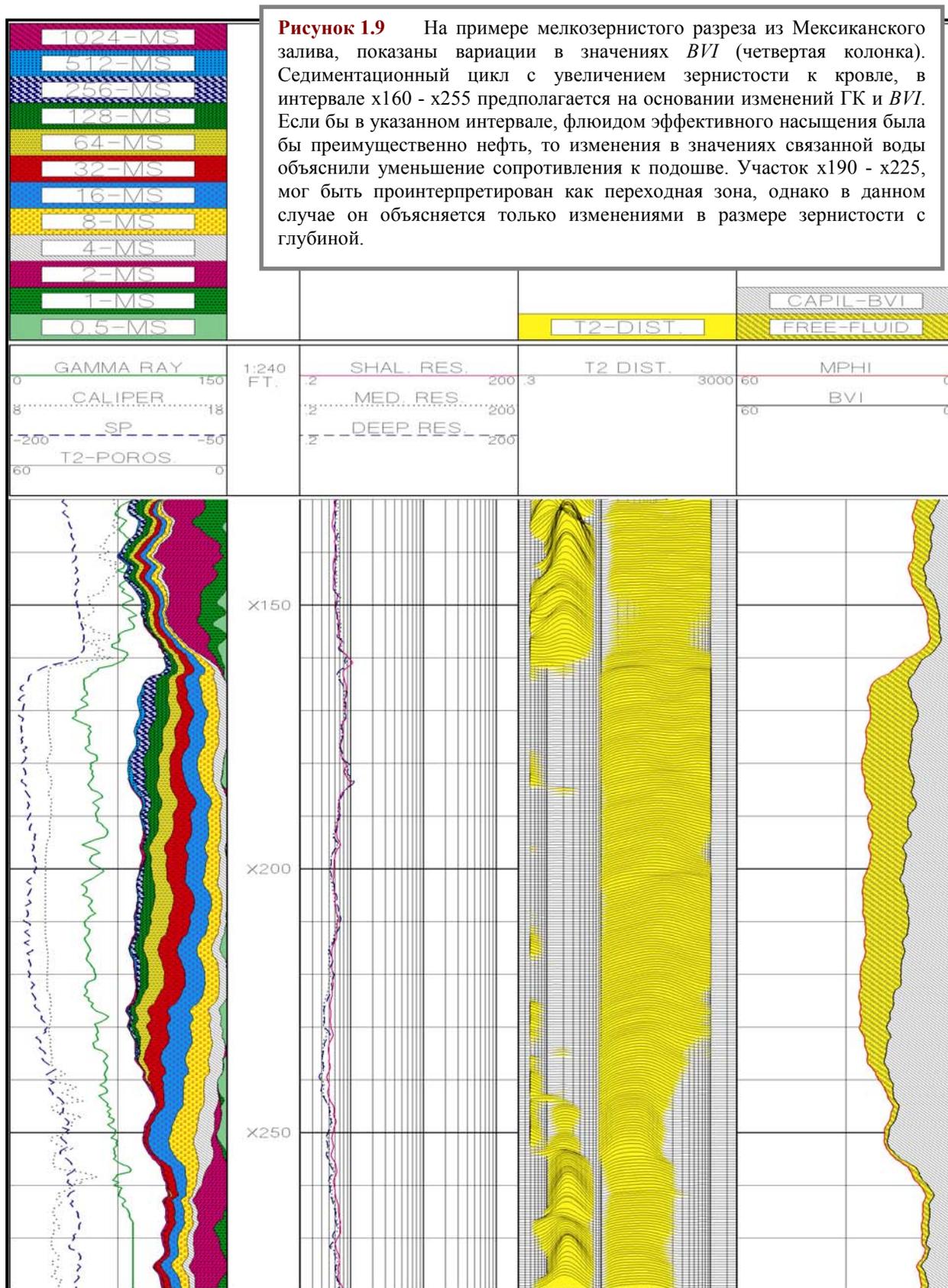


Оцененная по ЯМР пористость, содержащая подвижные флюиды, называется индексом свободного флюида (*MFFI* или ИСФ). Оценка ИСФ основана на предположении, что подвижные флюиды находятся в крупных порах, а связанные - в порах малого размера. Поскольку значения  $T_2$  коррелируются с размером пор, можно выбрать такую величину, ниже которой все флюиды будут находиться в микропорах, а выше – в порах крупного размера. Это значение  $T_2$  называется граничным значением или величиной «отсечки» ( $T_{2cutoff}$ ).<sup>23,24</sup>

При разделении распределения  $T_2$ , параметр  $T_{2cutoff}$  так-же делит величину *MPHI* на индекс свободного флюида (*MFFI*) и пористость связанных флюидов, или суммарный остаточный объем (*BVI*), как это показано на рисунках 1.8 и 1.9.



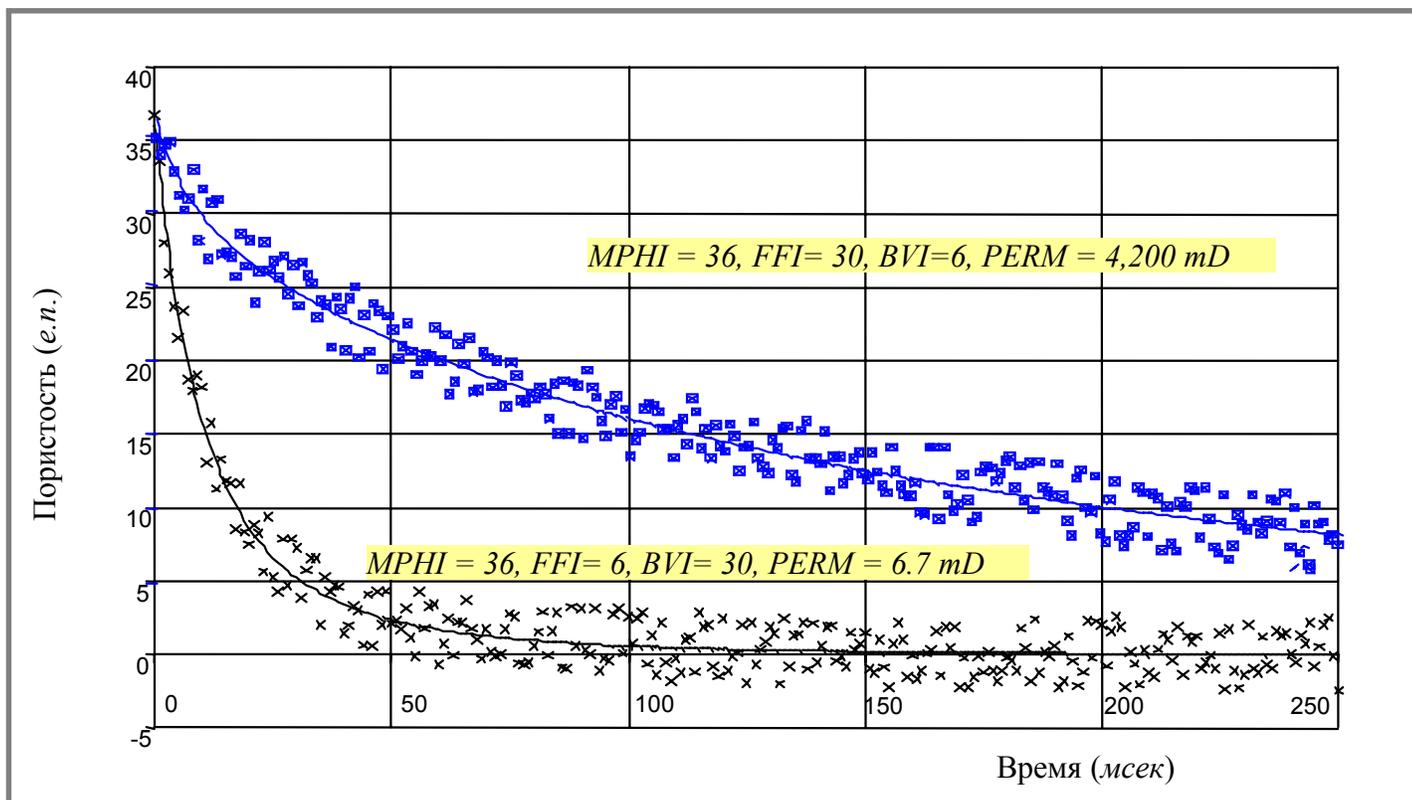
**Рисунок 1.8** Распределение состоит из подвижной (*MFFI*) и неподвижных (*BVI* и *MCBW*) компонент. Поскольку основным фактором контролирующим количество флюидов способных двигаться, является размер пор, а спектр  $T_2$  часто связывается с распределением пор по размерам, граничное значение (отсечка)  $T_2$  должно соответствовать непосредственно размеру пор при котором, (и меньше которого), флюиды не будут течь. Эта информация служит основой для разложения *MPHI* на *MFFI* и *BVI*.



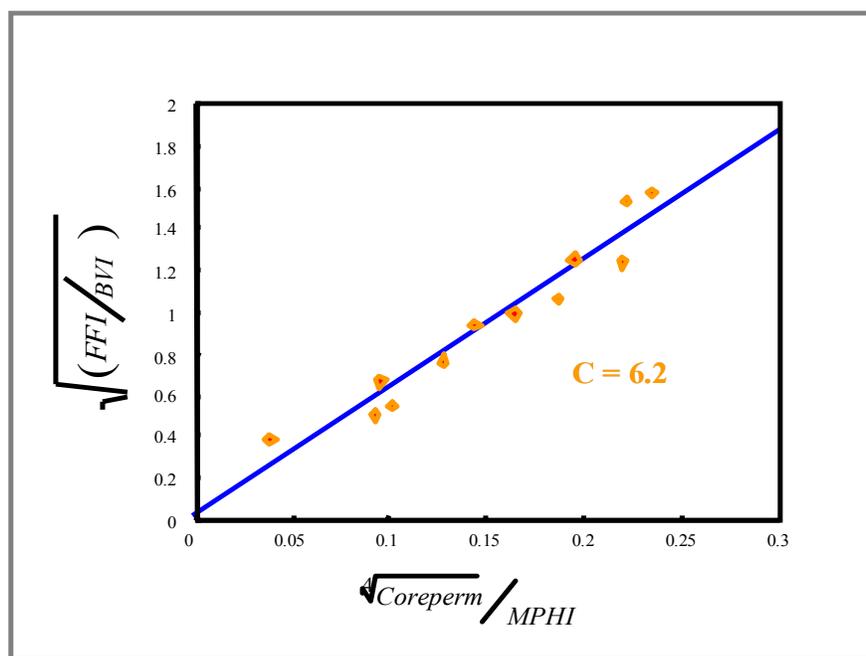
Граничное значение  $T_{2cutoff}$  может быть определено в лабораторных условиях на полностью водонасыщенных образцах керна. В частности, проводится сравнение между распределениями  $T_2$  от полностью и частично водонасыщенного образца; последнее состояние, как правило достигается центрифугированием образца керна при заданном капиллярном давлении воздух-вода.<sup>23</sup> Хотя на значения отсечки  $T_{2cutoff}$  влияют капиллярное давление, литология и характеристики порового пространства, обычно используемая практика – устанавливать собственные величины граничных значений, для конкретных месторождений. Так например, для Мексиканского залива величина  $T_{2cutoff}$  равна 33 и 92 мсек., соответственно для песков и карбонатов.<sup>23</sup> Как правило, наиболее точные величины граничных значений получают на образцах керна, отобранных из интервала где так-же был записан каротаж прибором *MRIL*.

## Проницаемость по ЯМР

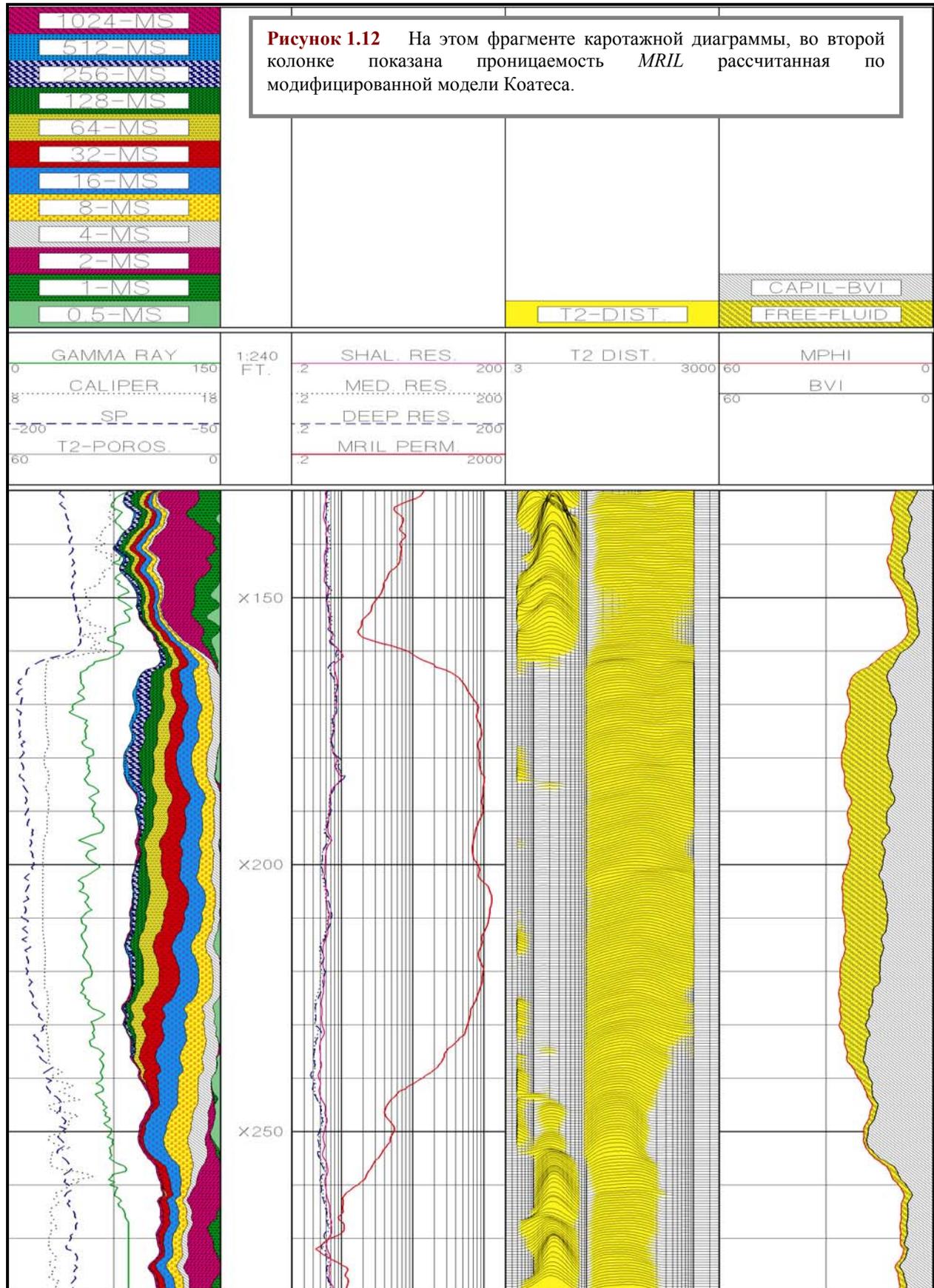
Свойства релаксации ЯМР на образцах породы, зависят от пористости, размера пор, взаимодействий флюид-пора и минералогии. Расчет проницаемости по ЯМР основывается на теоретических моделях, которые связывают увеличение проницаемости с возрастанием пористости и размера пор.<sup>24-29</sup> Были разработаны два связанных между собой класса моделей проницаемости. Модель свободных флюидов или модель Коатеса, может применяться в случаях когда коллектор содержит воду и/или углеводороды. Модель средних значений  $T_2$  применима к поровым системам содержащим только воду.<sup>30</sup> Для создания собственной локальной модели необходимы измерения на керне и их корректировка. На рисунке **1.10** показано, что спад эхо-сигнала несет в себе информацию о проницаемости породы. Рисунок **1.11** иллюстрирует как модель Коатеса может быть откалибрована с помощью лабораторных данных керна. На рисунке **1.12** показана проницаемость *MRIL* полученная по скорректированной модели Коатеса.



**Рисунок 1.10** Две серии эхо-сигналов были получены на образцах с разной проницаемостью. Обе породы имели одинаковую пористость, но различались по размеру пор. Это различие привело к сдвигу распределения  $T_2$  и, следовательно, к различным значениям отношения  $MFFI$  к  $BVI$ . Проницаемости, значения которых так-же показаны на рисунке, были рассчитаны по модели Коатеса,  $\{k = [(MPHI/C)^2(MFFI/BVI)]^2$ , где  $k$ - проницаемость породы, а  $C$ - константа, зависящая от типа коллектора}.



**Рисунок 1.11** Кроссплот использующий данные ядра для определения константы  $C$  в модели Коатеса.



## ЯМР-свойства пластовых флюидов

Вода связанная с глинистой компонентой, капиллярно-связанная и свободная вода занимают различные места и находятся в порах разного размера. Жидкие углеводороды отличаются от воды по положению в поровом пространстве и, обычно, сосредоточены в относительно крупных порах. Они так-же отличаются друг-от-друга и от воды по величине вязкости и диффузии. Каротаж ЯМР использует эти различия для определения типа и распространения флюидов в порах. На рисунке **1.13** показаны качественные характеристики ЯМР-свойств различных флюидов в породе.<sup>31-34</sup> В общем случае, связанные флюиды имеют очень короткие времена  $T_1$  и  $T_2$ , при замедленной диффузивности ( $D$ ), которая связана с ограниченной возможностью движения отдельных молекул в порах малого размера. Свободная вода, как правило, дает средние значения  $T_1$ ,  $T_2$  и  $D$ . Углеводороды, такие как природный газ, легкая, средняя и тяжелая нефть обладают весьма различными ЯМР-характеристиками. У природных газов очень длинные времена  $T_1$  при очень коротких  $T_2$  и релаксациях описываемых моно-экспонентными спадами. ЯМР характеристики нефтей разнятся очень сильно и в значительной мере зависят от их вязкостей. Легкие нефти обладают большей диффузией, у них более длинные времена  $T_1$  и  $T_2$  и релаксация нередко происходит по моно-экспонентному спаду. При возрастании вязкости, смесь углеводородов становится все более сложной, диффузивность уменьшается, так-же как и времена  $T_1$  и  $T_2$ , и с этими событиями связаны сложные много-экспонентные спады. Основываясь на уникальных ЯМР свойствах, содержащихся в сигналах получаемых от поровых флюидов, были разработаны методики определения типа, а в ряде случаев и количественной характеристики углеводородов.

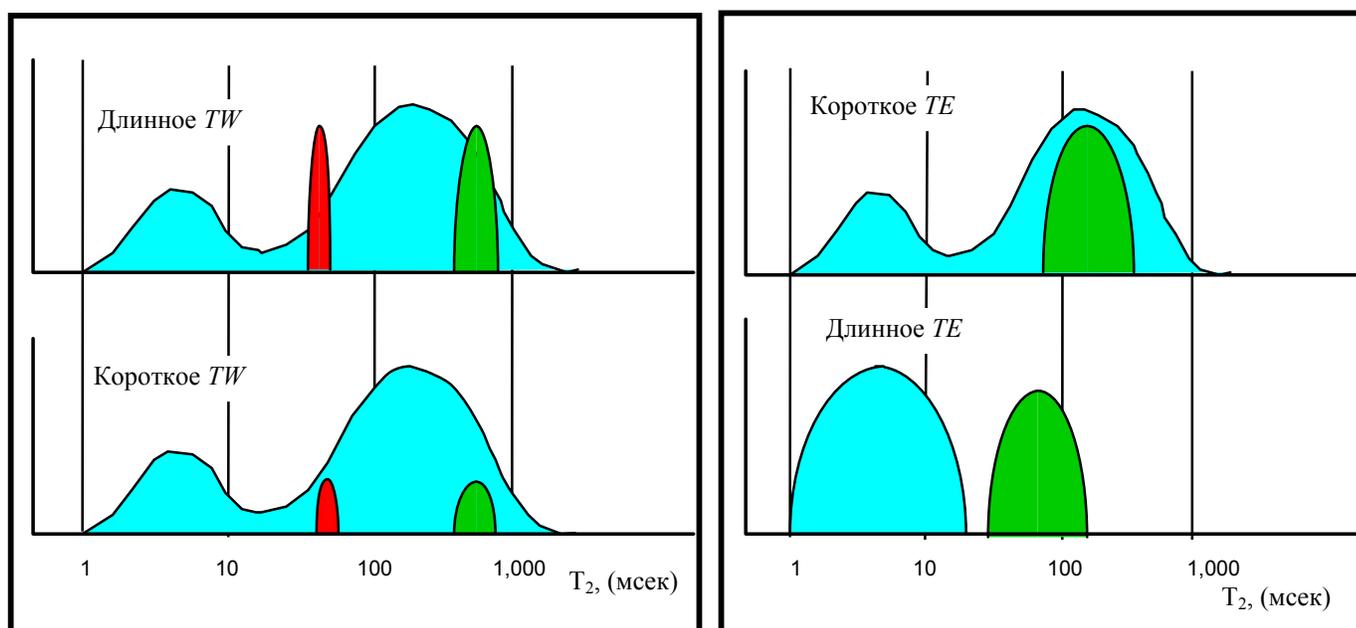
## Типизация углеводородов по ЯМР

Несмотря на изменчивость ЯМР свойств флюидов, положение сигналов от флюидов разных типов на распределении времени  $T_2$  часто может быть предсказано, или определено, если в наличии есть данные лабораторных измерений. Это дает важную информацию для обработки ЯМР и позволяет использовать различные методики интерпретации.



**Рисунок 1.13** Типичная качественная оценка значений  $T_1$ ,  $T_2$  и  $D$  для различных флюидов и размеров пор показывает разнообразие и сложности измерений релаксаций  $T_1$  и  $T_2$ .

На рисунке 1.14 показаны два метода применяемые при разделении флюидов. В первом методе, для разделения легких углеводородов (легкая нефть или газ или их смесь) и воды, используются различные значения  $TW$  и механизм оценки вклада  $T_1$ . Во втором методе, для разделения вязкой нефти и воды или газа и жидкости, применяются разные значения  $TE$  в сочетании с механизмом оценки вклада диффузии в условиях четко определенной величины градиентного магнитного поля.

(a) Запись с двойным  $-TW$ , усиленное  $T_1$ (b) Запись с двойным  $-TE$ , усиленное  $D$ 

**Рисунок 1.14** (a) Из записи с различными временами  $TW$ , получают разнообразные распределения  $T_2$ . В данном случае, для разделения сигналов от углеводов и воды используется механизм усиления  $T_1$ . (b) Аналогично, различные распределения  $T_2$ , могут быть получены при вариации значений  $TE$ . В этом примере, механизм усиления вклада диффузионной составляющей был использован для отделения вязкой нефти от воды, или газа от жидкостей.

Метод разности спектров ( $DSM$ ) является примером механизма оценки вклада  $T_1$  при котором в интервале записываются два эхо-сигнала, с различными временами поляризации. Эхо-спад, записанный после короткого времени  $TW$ , содержит практически все сигналы от воды, но сигнал от легких углеводов - только частично. Однако, в эхо-спаде, записанном после длинного времени  $TW$ , содержатся сигналы и от воды и от легких углеводов. Спектр разности, содержащий только углеводородную компоненту, можно получить вычитанием двух распределений  $T_2$ , которые рассчитываются независимо из двух эхо-спадов, записанных с различным временем поляризации.<sup>7-9</sup>

Эхо-спады, которые используются для расчета распределения  $T_2$ , так-же могут вычитаться друг-из-друга, а полученный при этом эхо-сигнал обрабатывается методом получившим название анализа временной компоненты или домена ( $TDA^{TM}$ )<sup>35</sup>. Обработка

в *TDA* начинается с разрешения экспонентных спадов, связанных с легкими углеводородами (нефть и/или газ), таким образом подтверждается наличие этих флюидов, а затем проводится оценка их объемов. Процесс *TDA* дает более точные результаты, чем *DSM*.

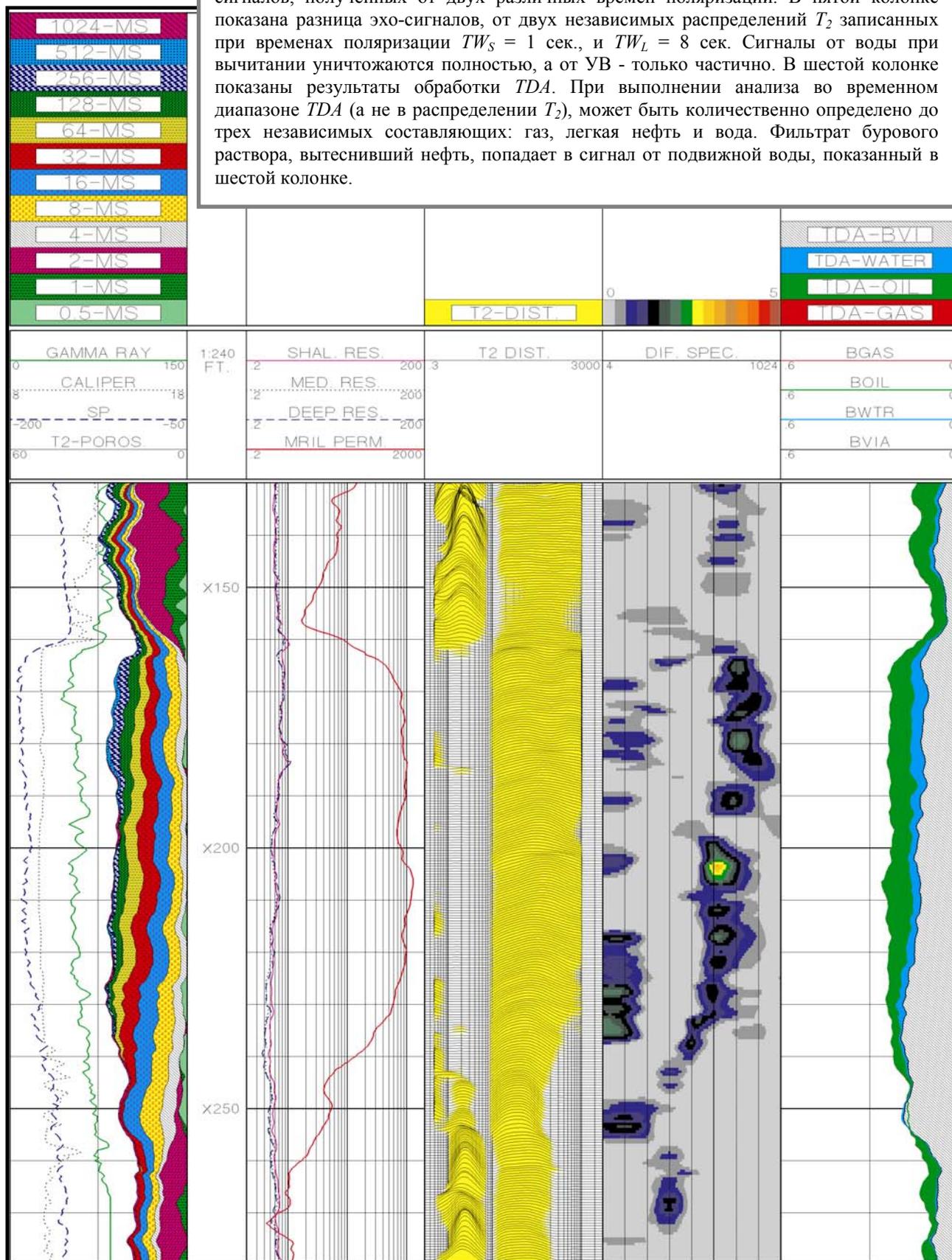
Фрагмент каротажной диаграммы, на рисунке **1.15**, показывает пример совместной обработки результатов *TDA* и *DSM*. Поскольку собственно анализ ЯМР для расчета водонасыщенности не зависит от проводимости пластовой воды, в условиях смешанной или неизвестной солености он имеет преимущества над анализами со стандартным сопротивлением. Это свойство метода может быть исключительно полезно при проектах, связанных с заводнением, для оценки остаточной нефтенасыщенности или при анализе пропущенных продуктивных интервалов.

## **Расширение интерпретации водонасыщенности ЯМР комплексированием с методом сопротивлений**

Поскольку у зондов сопротивления глубина исследования значительно больше, модели оценки водонасыщенности, учитывающие данные метода сопротивлений, являются предпочтительными при анализе насыщений неизменной части пласта-коллектора. Отметим однако, что измерения сопротивления не могут различать капиллярно-связанную и подвижную воду. Отсутствие контраста в значениях делает сложным выделение низкоомных продуктивных коллекторов по данным стандартного комплекса ГИС.

Уникальная петрофизическая информация такая как *BVI* и *МСВW*, получаемая по данным ЯМР каротажа, может значительно усилить определение водонасыщенности методом сопротивлений и существенно помочь при выделении продуктивных коллекторов, которые дадут безводный продукт.

**Рисунок 1.15** Легкие углеводороды могут выделяться при вычитании эхо-сигналов, полученных от двух различных времен поляризации. В пятой колонке показана разница эхо-сигналов, от двух независимых распределений  $T_2$  записанных при временах поляризации  $TW_S = 1$  сек., и  $TW_L = 8$  сек. Сигналы от воды при вычитании уничтожаются полностью, а от УВ - только частично. В шестой колонке показаны результаты обработки TDA. При выполнении анализа во временном диапазоне TDA (а не в распределении  $T_2$ ), может быть количественно определено до трех независимых составляющих: газ, легкая нефть и вода. Фильтрат бурового раствора, вытеснивший нефть, попадает в сигнал от подвижной воды, показанный в шестой колонке.



При анализе, называемым *MRI* или «*MRIAN*<sup>TM</sup>»,<sup>36</sup> ЯМР комплексруется с данными глубокого сопротивления и оценивает наличие свободной воды в неизменной зоне, или возможность того, что интервал с высокой водонасыщенностью может, на самом деле, дать приток безводных углеводородов. Фрагмент каротажной диаграммы, показанный на рисунке 1.16 включает результаты обработки *MRIAN*.

## Примеры использования ЯМР

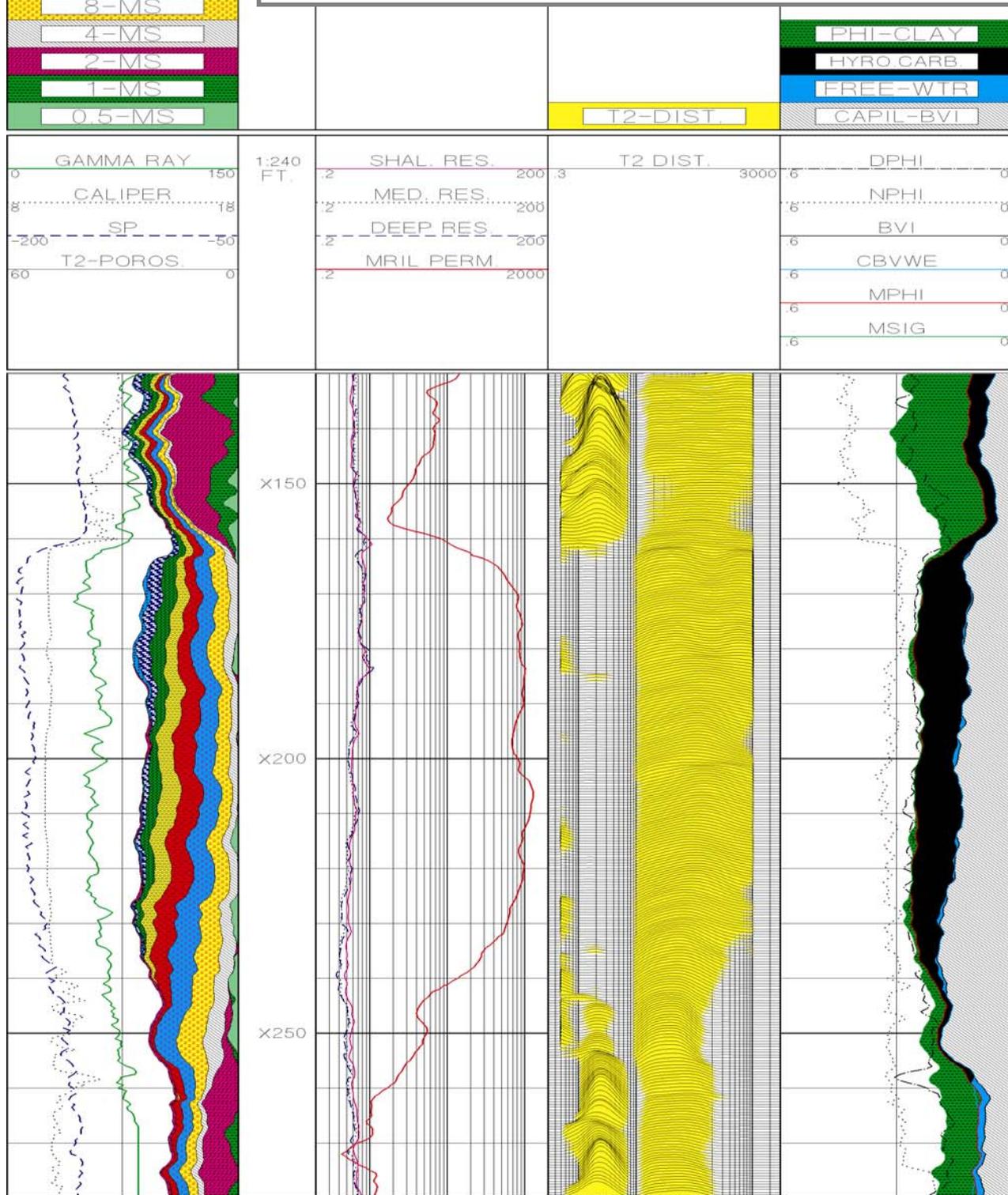
### Пористость и проницаемость по ЯМР

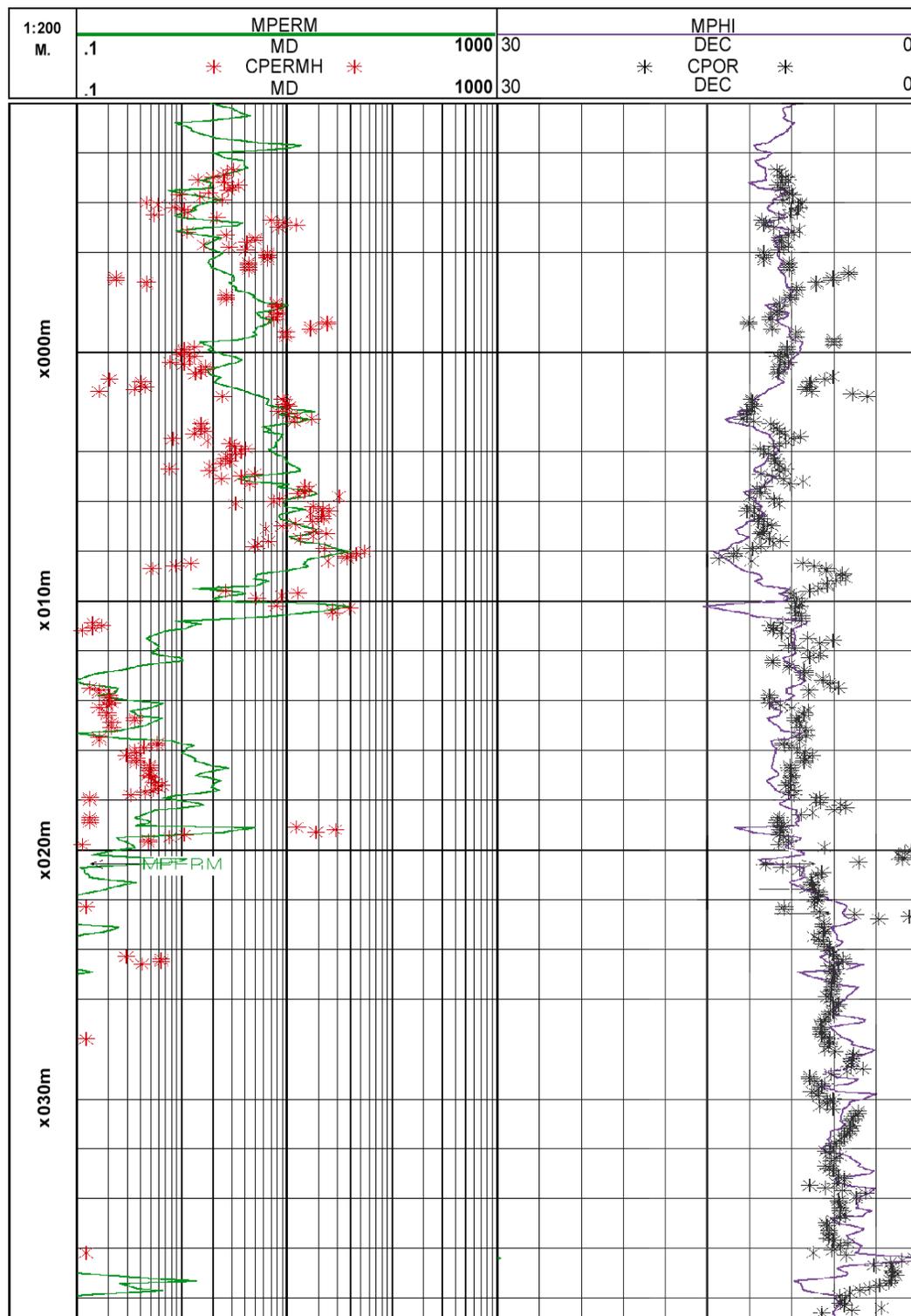
На рисунке 1.17 показаны материалы разреза из Египта с сильно глинистыми песчаниками. В первую колонку помещены данные проницаемости по *MRIL* (зеленая кривая) и по керну (красные звездочки). Во второй колонке – данные пористости по *MRIL* (синяя кривая) и по керну (черные звездочки). В этом коллекторе большие различия в размере зернистости привели к существенной разности в проницаемости коллектора. Измерения капиллярного давления, выполненные на образцах керна, показали хорошую корреляцию между размером пор и структурой поровых каналов. Эта корреляция доказывает, что распределение  $T_2$  сигнала ЯМР, находится в хорошем соответствии с распределением поровых каналов, при условии, что поровое пространство полностью заполнено водой.

На рисунке 1.18 показан фрагмент каротажной диаграммы *MRIL* записанной в массивном песчаном коллекторе с низкой пористостью (около 10 %) и низкой проницаемостью (примерно от 1 до 100 мДарси), из бассейна Купер в Австралии (*Cooper basin*).<sup>23</sup> В первой колонке показаны кривые ГК и кавернометрии, во второй – кривые метода сопротивлений большой и малой глубинности. В третьей колонке помещена проницаемость рассчитанная по *MRIL* и померенная по керну. В четвертой колонке – данные пористости *MRIL*, а так-же показания плотностного и нейтронного метода, (рассчитанные для песчаной матрицы) и пористость по керну. Эта скважина была пробурена на кальций-хлоровом полимерном растворе (эквивалент 48-кppт натрий-хлора *NaCl*), 8<sup>1/2</sup> дюймовым долотом. Запись данных *MRIL* была произведена с  $TW = 12$  сек., и  $TE = 1.2$  мсек.



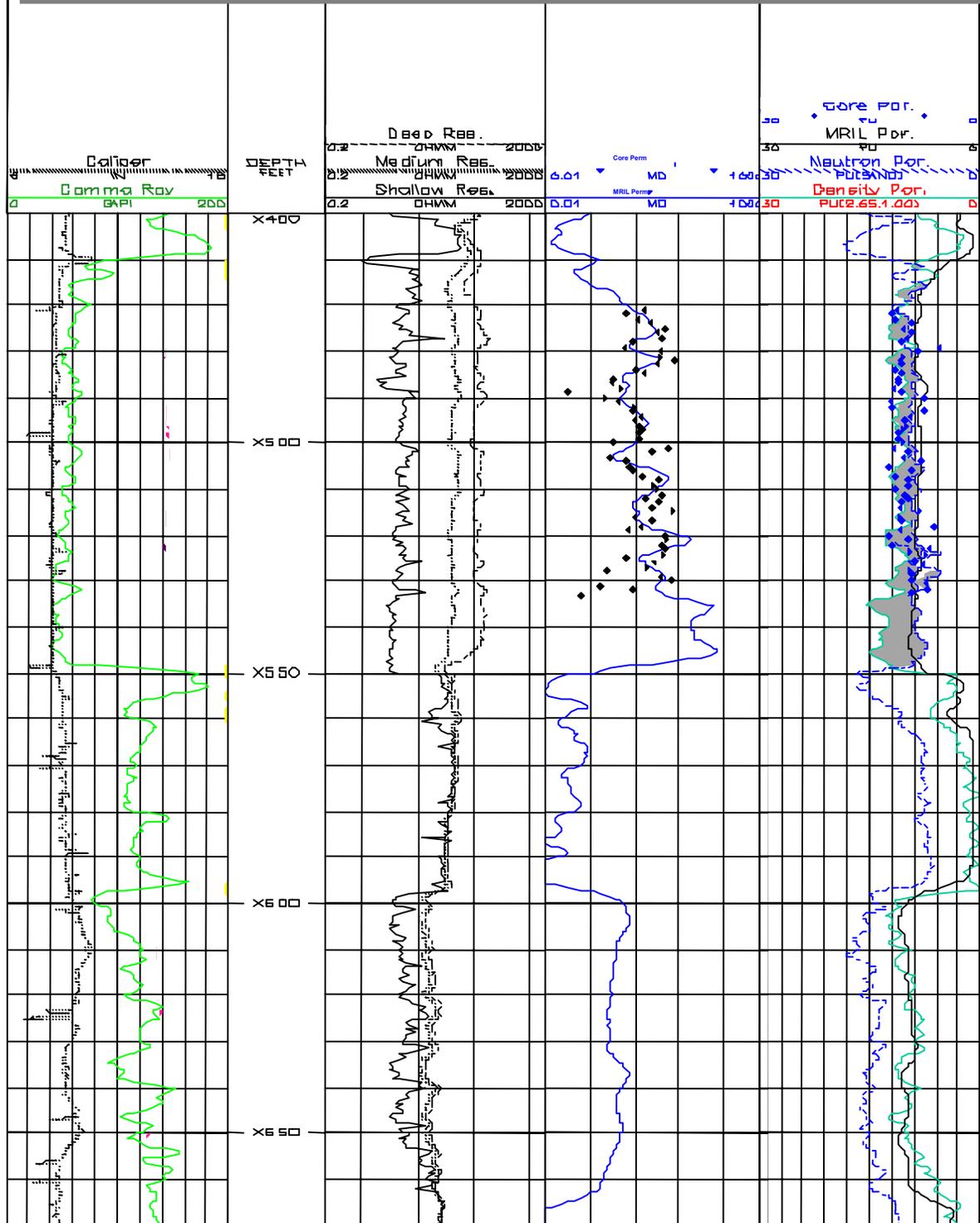
**Рисунок 1.16** Сочетание метода стандартного сопротивления (большой глубинности) с ЯМР параметрами *MCBW*, *BVI*, *MFFI* и *MPhi* может существенно усилить петрофизическую интерпретацию эффективных объемов, обводненности пласта и проницаемости. Данные анализа *MRIAN* в пятой колонке, показывают, что во всем интервале x160 - x255 значения *BVI* практически идентичны интерпретации метода сопротивлений. Из-за высокого значения *BVI* из этой зоны, скорее всего будет получен безводный продукт.



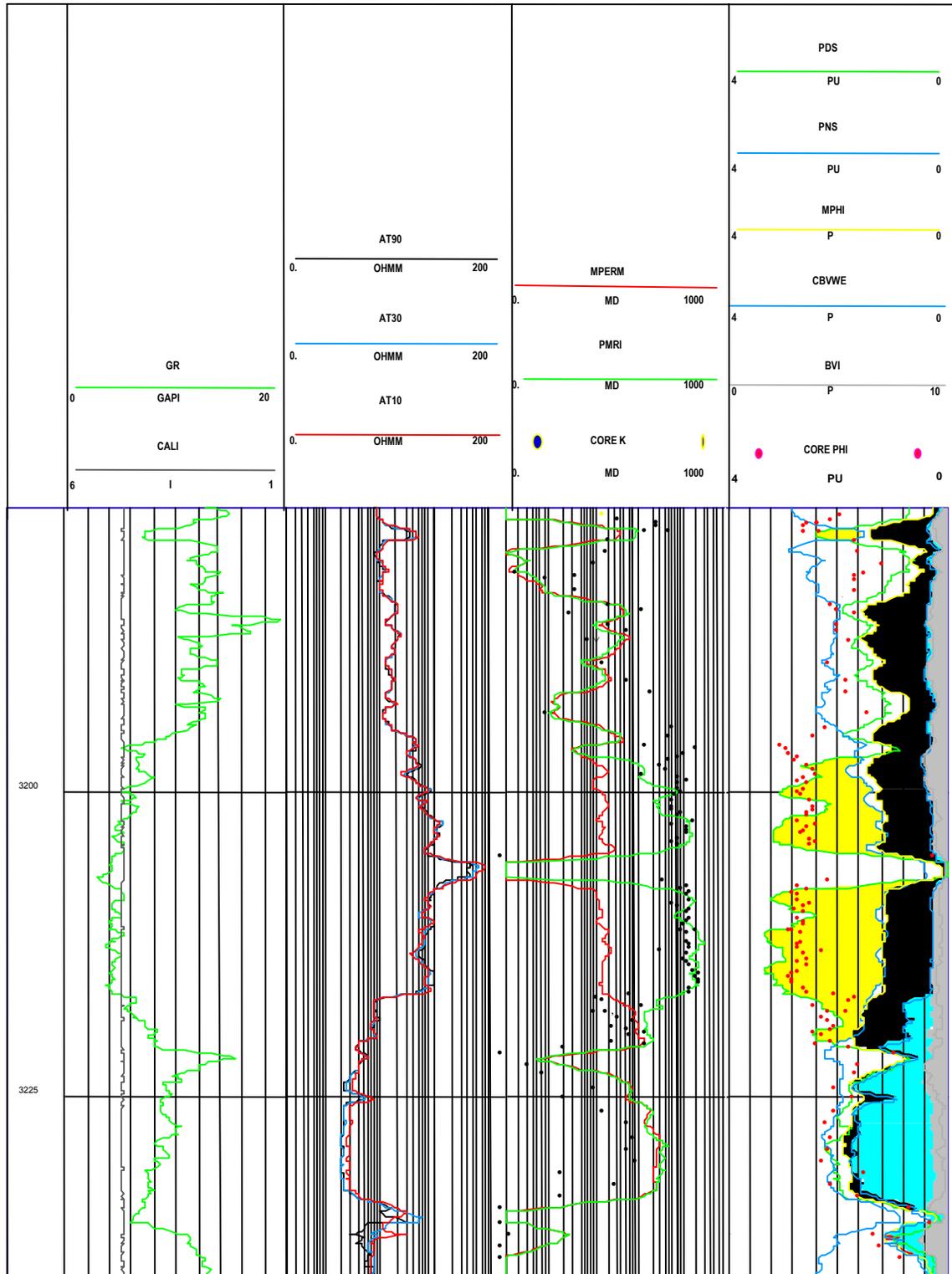


**Рисунок 1.17** Данные разреза с глинистыми песчаниками из скважины в Египте, показывают хорошее совпадение пористости и проницаемости по керну и по *MRIL*.

**Рисунок 1.18** Разрез с низкой пористостью и проницаемостью, из скважины в южной Австралии, показывает хорошее совпадение лабораторных анализов керна и результатов *MRII*.



**Рисунок 1.19** В газоносном коллекторе на пористость *MRIL* оказывает влияние углеводородный индекс поровых флюидов. Для расчета проницаемости необходимо использовать либо скорректированную за *HI* пористость *MPHI*, либо данные другого метода, например нейтронного каротажа.



На выбранном для иллюстрации интервале, каротаж показывает относительно чистый песчаник в верхней части, глинистый песчаник внизу и разделяющий их преимущественно глинистый прослой. Данные  $MPHI$  и пористости по керну хорошо согласуются между собой. Незначительное занижение  $MPHI$  пористости по сравнению с керном, объясняется присутствием остаточного газа в промытой зоне. Кривая проницаемости  $MRIL$  была рассчитана по модели, разработанной специально для этого региона и хорошо совпадает с данными полученными по керну.

На рисунке 1.19 показан фрагмент диаграммы записанной в газоносном коллекторе, на котором сравниваются данные пористости и проницаемости  $MRIL$  и керна.<sup>23</sup> В первой колонке показаны кривые ГК и кавернограмма, во второй – сопротивление зондов: большой и малой глубинности. В третьей колонке сравнивается проницаемость рассчитанная по  $MRIL$  и керну. В четвертой колонке – пористость по керну,  $MRIL$  пористость –  $MPHI$ , нейтронная и плотностная пористости (на матрице песчаника),  $BVI$  по модели, разработанной для этого коллектора и суммарный объем воды ( $CBVWE$ ) по данным сопротивления. Запись данных  $MRIL$ , в этом примере, была произведена с  $TW = 10$  сек.,  $TE = 1.2$  мсек., и  $NE = 500$ , где  $NE$  - число индивидуальных регистраций в эхо-сигнале.

ГВК (контакт газ-вода) четко выделяется по данным метода сопротивлений на отметке x220. Сразу над ним отмечается перекрытие диаграмм (показано желтым) нейтронного и плотностного методов, соответствующее эффекту от газа. Отмечаемое снижение пористости  $MRIL$ , объясняется эффектом от углеводородного индекса газа оставшегося в зоне проникновения. Получение точных измерений  $BVI$  и  $MFFI$  является важным для расчета проницаемости по модели Коатеса. Кривая  $MPEM$  показанная в третьей колонке, была рассчитана по этой модели, пористость бралась по данным  $MPHI$ , а разница между  $MPHI$  и  $BVI$  использовалась как  $MFFI$ . При таком применении модель Коатеса даст приемлимые результаты при оценке проницаемости, если на пористость  $MRIL$  не влияет газ. Если пористость  $MRIL$  не скорректирована за газ, то проницаемость коллектора будет занижена, поскольку разница  $MPHI$  и  $BVI$  будет недооценивать  $MFFI$ . В таком случае использование разницы в значениях нейтронного метода и  $BVI$  даст более надежное

значение *MFFI* для расчета проницаемости. Таким образом была рассчитана кривая *PMRI*. Это более корректный подход для оценки проницаемости газоносного коллектора и в данном случае его результаты хорошо совпадают с измерениями выполненными на керне. Ниже отметки ГВК пористость и проницаемость *MRIL* хорошо коррелируется с данными керна.

### **Анализ низкоомного продуктивного коллектора**

Интервал из скважины в Мексиканском заливе уже несколько раз использовался в этой главе для иллюстрации различных измерений выполненных *MRIL* (см. рисунки 1.7, 1.9, 1.12, 1.15, и 1.16). Тот-же разрез будет рассмотрен ниже для иллюстрации примера специального анализа.

Отложения, вскрытые скважиной, представлены массивными средне- и мелкозернистыми песчаниками, сформированными осадками морского шельфа, отмечается их интенсивная биотурбация. Проницаемость по воздуху находится в пределах от 1 до 200 миллиДарси, а пористость померенная по керну составляет от 20 до 30 %. В верхней части (зона А), коллектор обладает сравнительно высоким сопротивлением (КС около 1 омм), по сравнению с нижней частью (зона В, где КС примерно 0.5 омм). Коллектор дает легкую нефть с вязкостью от 1 до 2 сантиПуаз. Скважина пробурена на РВО, стандартный каротаж показан на рисунке **1.20**, а результаты обработки *MRIL* методами *TDA* и *MRIAN* - на рисунке **1.21**.

Оператор был озабочен фактом снижения сопротивления в нижней части коллектора. Стоял вопрос, связано ли это снижение со структурными особенностями (меньшим размером зернистости осадка, в этом случае скважина может дать безводный приток), или с увеличением объема подвижной воды. Возможность обоснованного ответа на этот вопрос могла так-же иметь значительное влияние на подсчет запасов, различные варианты заканчивания скважины и решения по будущей разработке. В дополнение, одним из ключевых моментов, являясь тот факт, что реальная добыча, нередко значительно превышала начальные извлекаемые запасы, основанные на расчетах с граничным

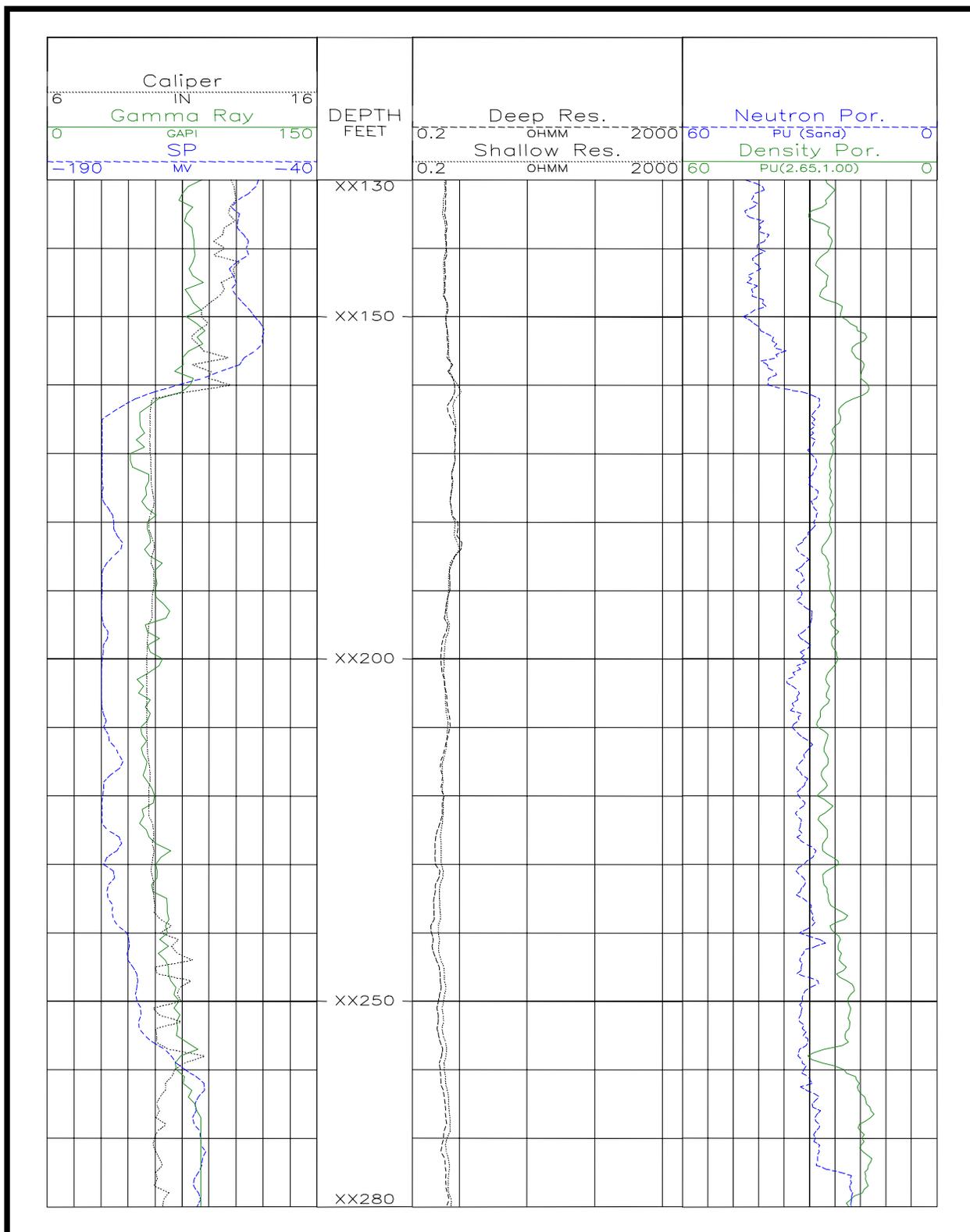
значением водонасыщенности в 60%. Если вся вода в зоне вызывающей сомнение, относиться к несмещаемой, то суммарный нефтенасыщенный интервал мог быть увеличен с 25 до 70 футов. Соответствующее относительное увеличение суммарной нефтенасыщенности составило бы порядка 200% и извлекаемые запасы так-же существенно возросли. Каротаж *MRIL* был включен в набор методов для решения двух основных задач:

1. разделить нефтеносные зоны от вероятно водоносных, оценив суммарный объем связанной воды (*BVI*) и объем свободных флюидов (*MFFI*);
2. улучшить оценку извлекаемых запасов, определив работающий интервал;

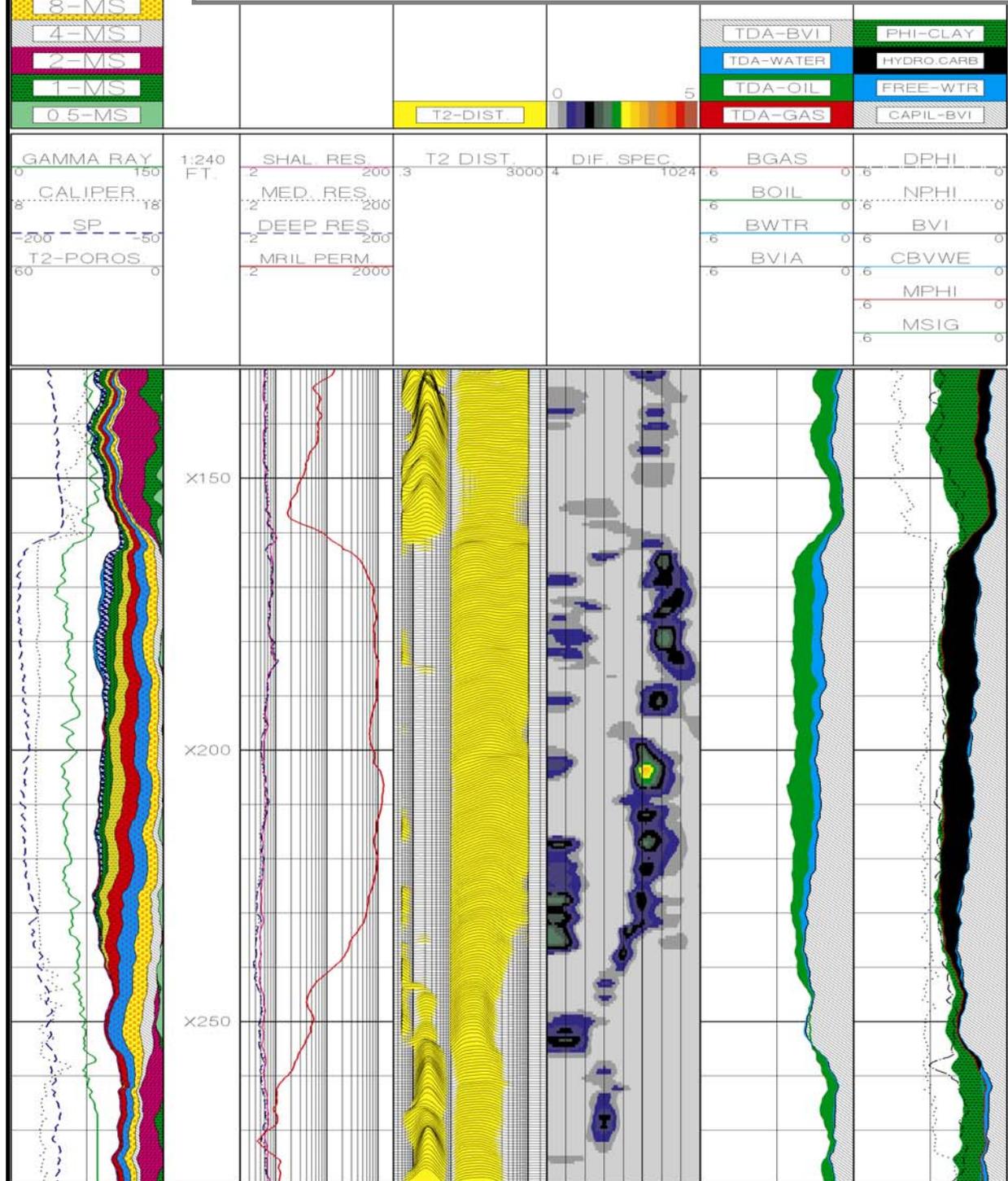
Данные *MRIL* записанные в этой скважине должны были включать общую пористость, для определения глинисто- и капиллярно-связанной воды и объема свободных флюидов. Также должна была применяться запись с двойным временем задержки *TW*, для выделения и количественной оценки содержания углеводородов.

Интерпертация результатов *MRIL*, показанная на рисунке 1.21, свидетельствует о том, что снижение сопротивления происходило благодаря изменениям размера зернистости породы, а не появлению свободной воды. Низкое сопротивление может быть вызвано двумя типами остаточной воды: связанной с глинистой компонентой (этот объем обозначается *MCBW*) и капиллярно-связанной водой (*BVI*). Измерения глинисто-связанной воды, по данным *MRIL* (в третьей колонке) показывают, что во всем интервале у коллектора весьма низкие значения *MCBW*. Кривая *BVI* полученная по данным *MRIL* (в седьмой колонке) свидетельствует о наличии цикла с укрупнением зернистости к кровле (т.к. *BVI* возрастает с глубиной). Следовательно, возрастание величины *BVI* и соответствующее падение сопротивления связаны с изменениями структуры породы. Совместная интерпертация результатов *TDA* (в шестой колонке) и *TDA/MRIAN* (в седьмой колонке), позволяет сделать вывод о том, что данный коллектор не содержит заметного количества свободной воды, а вся влага находящаяся в нем – связанная. На основании этих результатов оператор проперфорировал интервал хх163 – хх234. Начальный приток безводной нефти составил 2,000 *BOPD* (баррелей нефти в день), и таким образом интерпертация *MRIL* была подтверждена.

**Рисунок 1.20** На основании материалов стандартного каротажа (ПС, сопротивление, плотностной и нейтронный методы), предполагается, что верхняя часть песчаника (xx160 - xx185), скорее всего, даст существенно обводненный продукт, и что нижняя часть (xx185-xx257) водоносна.



**Рисунок 1.21** Данные скважины, показанные на рисунке 1.20, обрабатывались методиками *DSM*, *TDA* и *MRIAN*. Результаты *MRIAN* показанные в седьмой колонке, говорят о том, что и верхний и нижний интервал содержат значительное количество воды, но эта вода связанная. Следовательно, интервал не может отдавать пластовую воду. Весь участок характеризуется проницаемостью превышающей 100 мДарси (вторая колонка). Результаты *TDA* в шестой колонке показывают наличие нефти в промытой зоне в пределах 35-45%. По этим данным оператор проперфорировал весь интервал и получил приток безводной нефти 2,000 *BOPD* (баррелей нефти в день).



Отмечается разница в результатах интерпретации *TDA* и *TDA/MRIAN* представленных на рисунке 1.21. Данные *TDA* показывают наличие двух составляющих индекса свободного флюида – легкой нефти и воды, а *TDA/MRIAN* говорит о том, что все свободные флюиды представлены углеводородами. Это кажущееся противоречие объясняется различиями в глубинах исследования каротажных методов. Насыщения определенные по *TDA* отражают ситуацию в зоне проникновения, которая может меряться приборами *MRIL*. А насыщенности по совместной интерпретации *TDA/MRIAN*, определены с учетом показаний глубокого метода сопротивлений и соответствуют неизменной части коллектора. Поскольку эта скважина бурилась на РВО, часть углеводородов была вытеснена из зоны проникновения фильтратом бурового раствора.

### Запись данных прибором *MRIL*

Уникальная способность каротажного зонда *MRIL* измерять многочисленные параметры, необходимые для оценки продуктивности и моделирования коллектора, зависит от различных ЯМР-измерений от «одного» объема породы, при использовании разных активаций. При записи многочастотным прибором, таким как *MRIL-Prime*, набор различных активаций может быть задействован во время одной СПО (спуско-подъемной операции).<sup>2</sup> Обычно используются активации трех основных классов: общей пористости, двойного времени *TW* и двойного времени *TE*.

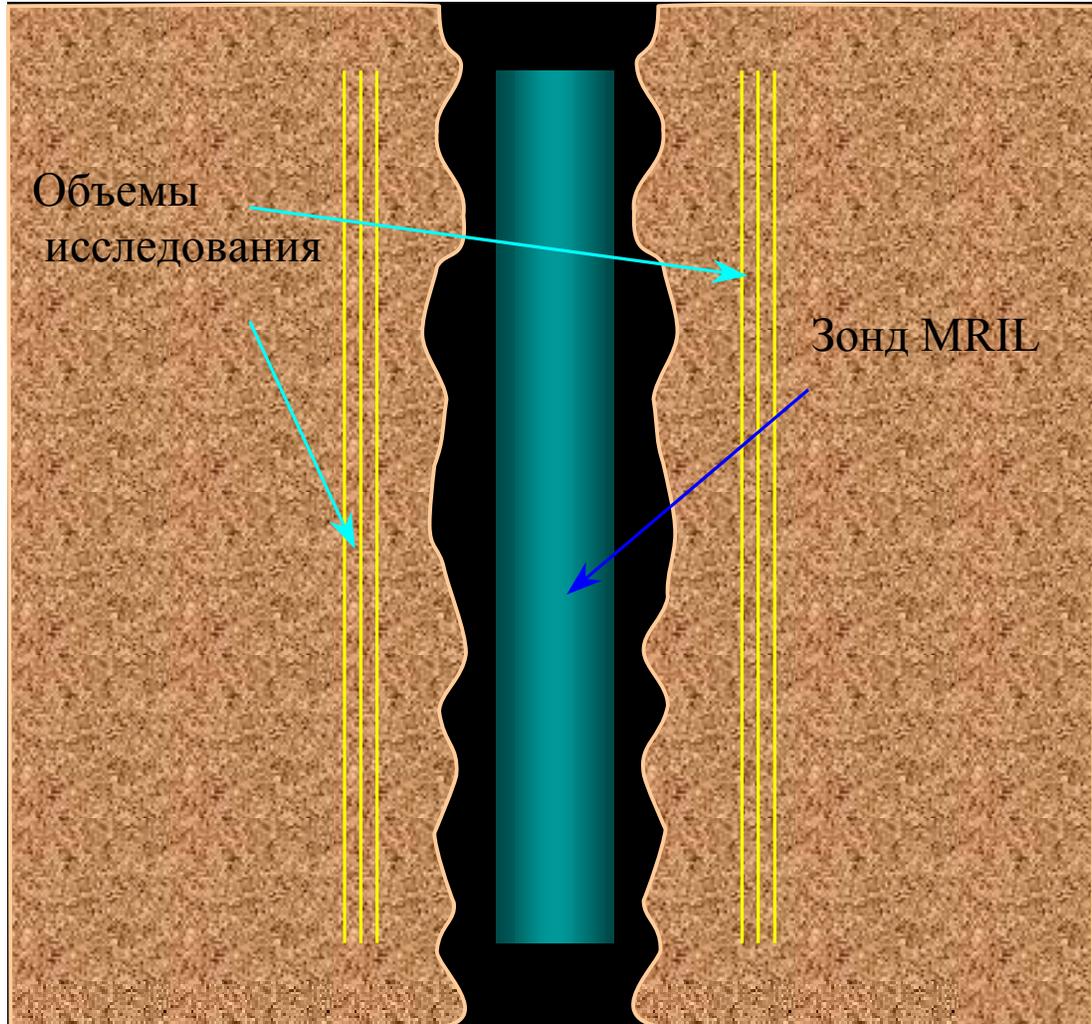
При записи с активацией общей пористости, для получения величины суммарной пористости *MSIG*, регистрируются два эхо-сигнала. При записи первого эхо-сигнала используется  $TE = 0.6$  или  $1.2$  мсек., и длинное время *TW*, чтобы достичь полной поляризации. Этот эхо-сигнал дает «эффективную пористость» *MPHI*. При записи второго эхо-сигнала используется  $TE = 0.6$  и короткое время *TW*, которое позволяет полностью поляризовать флюиды, находящиеся только в маленьких порах. Регистрация второго эхо-сигнала дает возможность измерения пористости *MCBW*, т.е. оценивает вклад микропористости или пор соответствующих размерам пустот в глинах.<sup>16</sup>

Активации двойного времени  $TW$  используются, в основном, для выделения легких углеводородов (газ и легкая нефть). Обычно измерения выполняются с  $TW = 1$  и 8 сек., и  $TE = 0.9$  или 1.2 мсек. Сигнал от воды содержится в результатах полученных от обоих активаций, а сигнал легких углеводородов (у которых длинные времена  $T_1$ ) будет в значительной степени подавлен в активации с  $TW = 1$  сек. Наличие сигнала в разности проведенных измерений, является точным индикатором присутствия в разрезе газа или легкой нефти.<sup>37</sup>

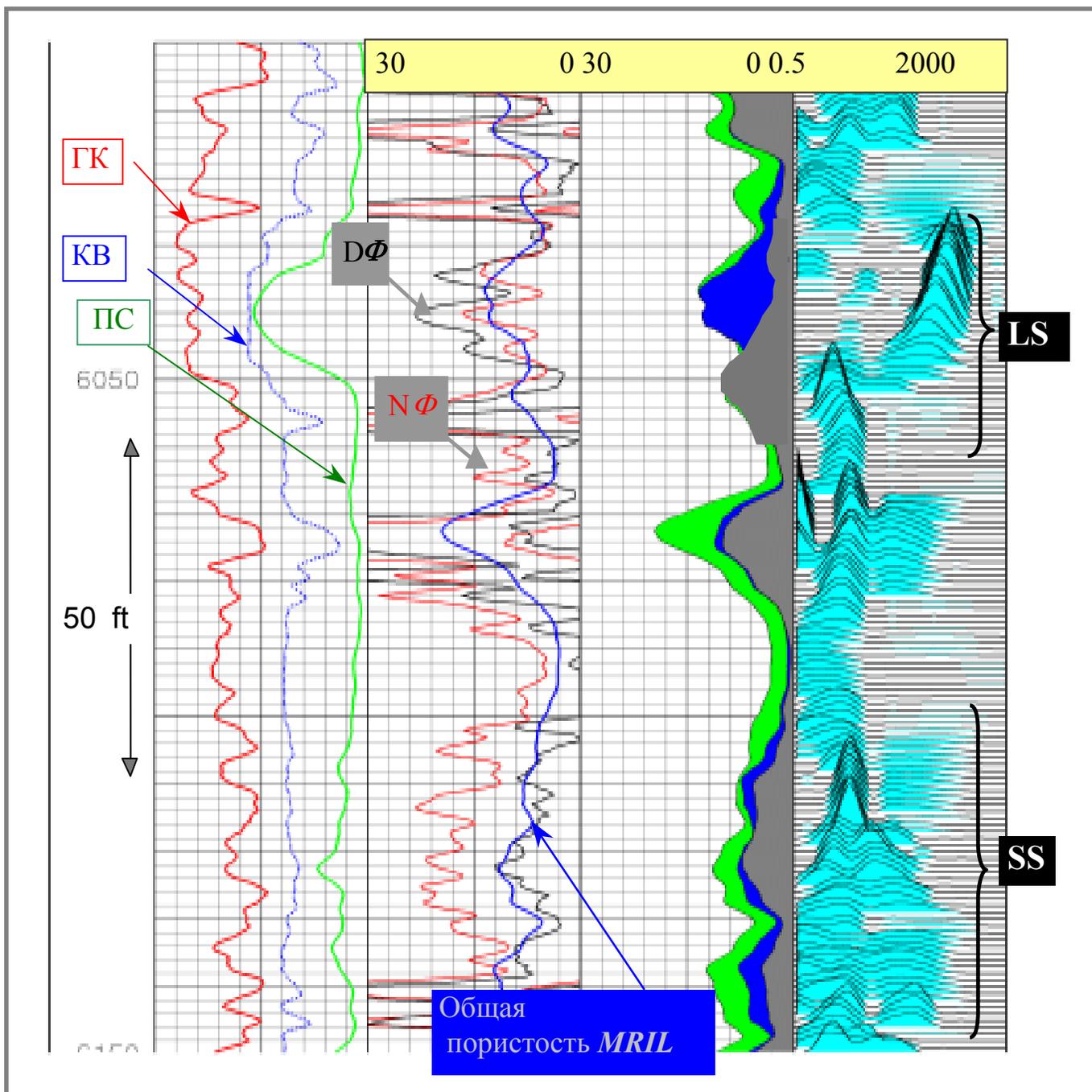
Активации двойного времени  $TE$ , как правило, применяются для выделения высоковязких нефтей, у которых коэффициент диффузии значительно меньше, чем у воды. У этой активации длинное время  $TW$ , а пары значений  $TE$  соответственно = 0.9 или 1.2 мсек., и 3.6 или 4.8 мсек. При этом наборе активаций, у флюида с более высоким значением диффузии (вода) сдвиг спектров будет более заметен на ранних временах, чем у флюида с низким значением диффузии (вязкая нефть). Наличие спектра в области с минимальным сдвигом, позволяет выделить коллектора с высоковязкой нефтью.<sup>38,39</sup>

### **Влияние неоднородностей ствола скважины на показания *MRIL***

Как показано на рисунке **1.22**, показания зонда *MRIL* зависят от веществ, находящихся в серии цилиндрических слоев, толщина каждого из которых около 1 мм. Порода или флюиды находящиеся за пределами этих слоев не оказывают влияния на измерения, здесь складывается ситуация, похожая на измерения медицинским *MRI*. Таким образом, если прибор *MRIL* располагается по центру скважины и диаметр каверны меньше диаметра внутреннего слоя зоны исследования, то зонд будет регистрировать ЯМР сигнал только от породы. Другими словами, неоднородности ствола скважины и каверны (размывы) среднего диаметра не оказывают влияния на показания прибора *MRIL*. На рисунке **1.23** приводится пример выполнения работ зондом *MRIL* в скважине с неоднородным стволом.



**Рисунок 1.22** Глубина исследования прибора *MRIL* составляет около 18 дюймов (45 см.), при работе на низких частотах и 16 дюймов (41 см.) на высоких, таким образом, в скважине с диаметром 12 дюймов, неоднородности размером до 2 дюймов не влияют на регистрируемый сигнал *MRIL*.



**Рисунок 1.23** Прибор *MRIL* нередко дает надежную информацию в сильно нарушенной (кавернами) скважине, когда традиционные методы оказываются бессильны. На этом фрагменте показано, что неоднородность ствола сказывается на данных нейтронного и плотностного методов, и только *MRIL* дает правильные измерения пористости. Кроме того, поскольку ЯМР измерения не зависят от литологии обломочной части, смена известняков (в верхней части) на песчаники (в нижней) не влияет на точность определения. Для регистрации этих данных, запись была выполнена прибором *MRIL-Prime*, со скоростью 24 фута/минуту.

Диаметры слоев зоны исследования прибора *MRIL* зависят от операционной частоты и температуры прибора. Для зонда *MRIL* наиболее высокое значение операционной частоты 750 кГц, что при температуре в 100°F, соответствует приблизительно глубине исследования в 16 дюймов. При самой низкой операционной частоте в 600 кГц, и температуре в 100°F, диаметр исследования приблизительно 18 дюймов. Опубликованы альбомы палеток, устанавливающих связь величины глубины исследования с операционной частотой и температурой прибора.<sup>40,41</sup>

## Выводы по применению каротажа ЯМР

Теория и практика работ показывают, что приборы *MRIL* дают весьма ценный материал для:

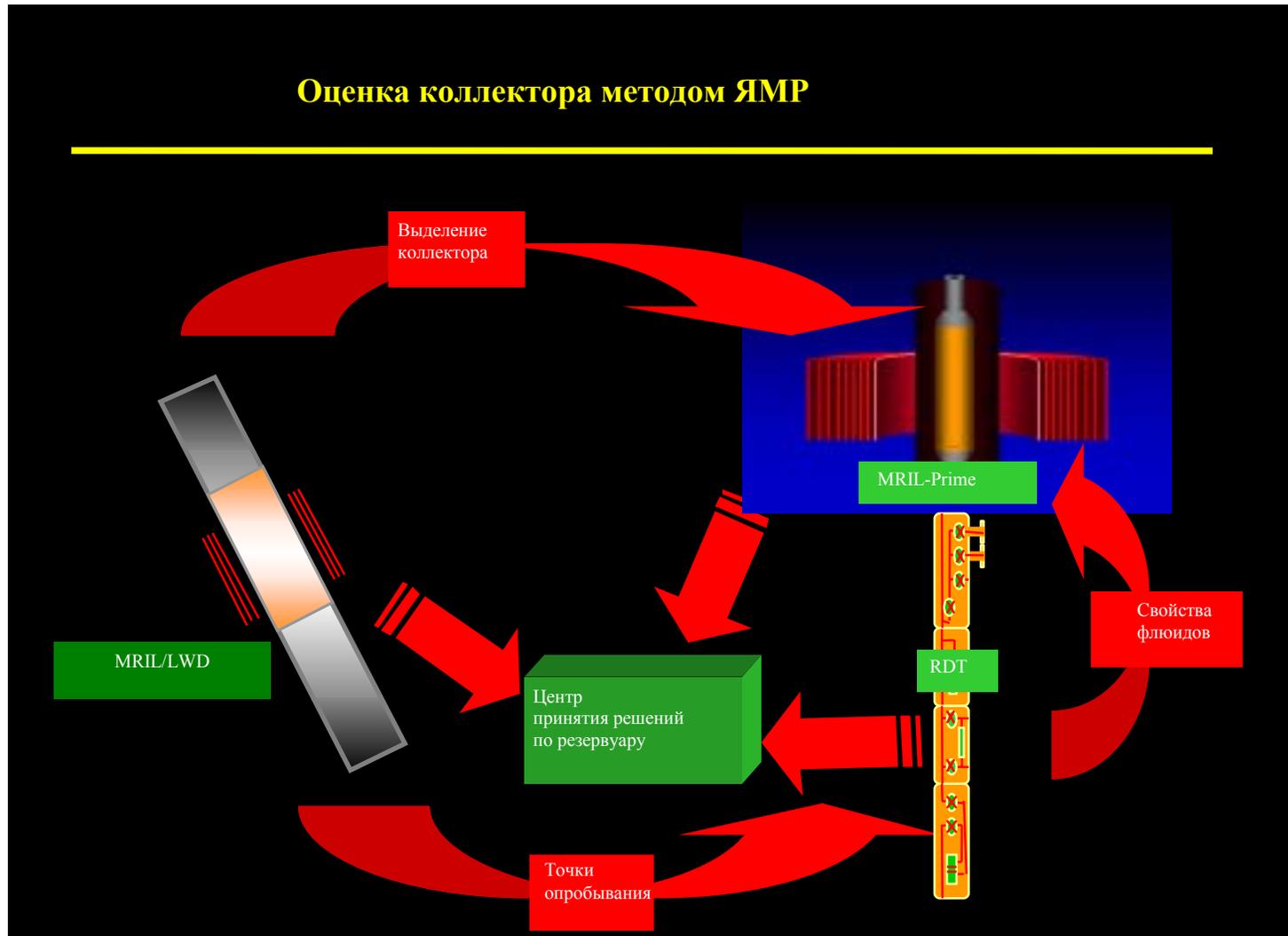
- Выделения продуктивных низкоомных коллекторов;
- Оценки нефте- и/или газоносных пластов со сложной литологией;
- Выделения разрезов с углеводородами высокой- и средней вязкости;
- Изучения коллекторов с низкой пористостью/проницаемостью;
- Определения остаточного нефтенасыщения;
- Оптимизации планирования стимулирования пласта;

В частности, данные метода ЯМР дают следующую важную информацию:

- Пористость не зависящую от литологии матрицы;
- Распределение пористости, дополненное распределением пор по размерам в водоносных коллекторах;
- Суммарный объем связанной воды и свободных флюидов при наличии надежного граничного значения  $T_{2cutoff}$ ;

- Проницаемость, рассчитанную по данным индекса свободных флюидов и суммарного объема связанной воды или среднего  $T_2$  ;
- Типизацию углеводородов при использовании (1) контраста средних значений  $T_1$  для воды, газа и/или легких нефтей, (2) контраста значений диффузии для воды и вязкой нефти и (3) при повышении достоверности расчетов водонасыщенности в неизменной зоне по данным собственно ЯМР;

Несмотря на то, что данная монография рассматривает в основном вопросы ЯМР каротажа, приборы этого типа так-же применяются в других областях поиска углеводородов и характеристики коллекторских свойств резервуаров. Сюда включаются приборы регистрации ЯМР во время бурения (*LWD*), служащие для раннего распознавания присутствия коллекторов и оценки их свойств; и ЯМР-зонд, встроенный в прибор описания коллектора (*RDT<sup>TM</sup>*) - пластоиспытатель-анализатор флюидов с расширенными возможностями. Прибор *LWD* использует тот-же принцип, что и зонд *MRIL*, но позволяет получать данные раньше и от непромытых коллекторов. Пластоиспытатель *RDT* позволяет получать информацию о свойствах флюидов находящихся в пластовых условиях. Весь набор данных, полученных ЯМР прибором *LWD*, зондом *MRIL* и ЯМР пластоиспытателем *RDT*, может быть затем интегрирован в комплексное описание резервуара в центре по принятию решений, для получения наиболее достоверных результатов. Примерный процесс схематически представлен на рисунке 1.24.



**Рисунок 1.24** Прибор регистрации ЯМР на колонне *LWD* дает информацию о наличии коллекторов непосредственно во время бурения. Скважинный прибор *MRIL-Prime* позволяет оценить продуктивность и добывные возможности пласта после проникновения фильтрат; а опробователь ЯМР - *RDT* данные о ЯМР-свойствах поровых флюидов непосредственно в пластовых условиях.

## Ссылки

1. Coates, G.R., et al., 1991, The MRIL in Conoco 33-1—an investigation of a new magnetic resonance imaging log, paper DD, *32nd Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*, 24 p.
2. Prammer, M.G., et al., 1998, A new multiband generation of NMR logging tools, SPE 49011, *1998 SPE Annual Technical Conference and Exhibition Proceedings*, p. 237–243.
3. Vinegar, H.J., 1986, X-ray CT and NMR imaging of rocks, SPE 15277, *Journal of Petroleum Technology*, v. 38, no. 3, p. 257–259. Later reprinted in 1994 in *Petrophysics*, SPE Reprint Series No. 39, p. 115–117.
4. Hearst, J.R., and Nelson, P.H., 1985, *Well logging for physical properties*, McGraw-Hill Book Company, New York.
5. Bassiouni, Z., 1994, *Theory, measurement, and interpretation of well logs*, SPE Textbook Series, v. 4.
6. Miller, M.N., et al., 1990, Spin-echo magnetic-resonance logging—porosity and free-fluid index, SPE 20561, *1990 SPE Annual Technical Conference and Exhibition Proceedings*, v.  $\Omega$  (Formation evaluation and reservoir geology), p. 321–334.
7. Akkurt, R., et al., 1995, NMR logging of natural gas reservoirs, paper N, *36th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*, 12 p. Also published in 1996 in *The Log Analyst*, v. 37, no. 5, p. 33–42.
8. Prammer, M.G., et al., 1995, Lithology-independent gas detection by gradient-NMR logging, SPE 30562, *1995 SPE Annual Technical Conference and Exhibition Proceedings*, v.  $\Omega$  (Formation evaluation and reservoir geology), p. 325–336.
9. Moore, M.A., and Akkurt, R., 1996, Nuclear magnetic resonance applied to gas detection in a highly laminated Gulf of Mexico turbidite invaded with synthetic oil filtrate, SPE 36521, *1996 SPE Annual Technical Conference and Exhibition Proceedings*, v.  $\Omega$  (Formation evaluation and reservoir geology), p. 305–310.
10. Mardon, D., et al., 1996, Characterization of light hydrocarbon-bearing reservoirs by gradient NMR well logging—a Gulf of Mexico case study, SPE 36520, *1996 SPE Annual Technical Conference and Exhibition Proceedings*, v.  $\Omega$  (Formation evaluation and reservoir geology), p. 295–304. Also published in 1996 in condensed form in *Journal of Petroleum Technology*, v. 48, no. 11, p. 1035–1036.
11. Looyestijn, W., 1996, Determination of oil saturation from diffusion NMR logs, paper SS, *37th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*, 14 p.
12. Morriss, C.E., et al., 1994, Hydrocarbon saturation and viscosity estimation from NMR logging in the Belridge diatomite, paper C, *35th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*, 24 p. Later published in 1997 in *The Log Analyst*, v. 38, no. 2, p. 44–59.
13. Brownstein, K.R., and Tarr, C.E., 1979, Importance of classical diffusion in NMR studies of water in biological cells, *Physical Review*, Series A, v. 19, p. 2446–2453.
14. Prammer, M.G., 1994, NMR pore size distributions and permeability at the well site, SPE 28368, *1994 SPE Annual Technical Conference and Exhibition Proceedings*, v.  $\Omega$  (Formation evaluation and reservoir geology), p. 55–64.
15. Sandor, R.K.J., and Looyestijn, W.J., 1995, NMR logging—the new measurement, Shell International Petroleum Maatschappij, The Hague, The Netherlands, 8 p.

16. Prammer, M.G., et al., 1996, Measurements of clay-bound water and total porosity by magnetic resonance logging, SPE 36522, *1996 SPE Annual Technical Conference and Exhibition Proceedings*, v.  $\Omega$  (Formation evaluation and reservoir geology), p. 111–118. Also published in 1996 in *The Log Analyst*, v. 37, no. 5, p. 61–69.
17. Murphy, D.P., 1995, NMR logging and core analysis—simplified, *World Oil*, v. 216, no. 4, p. 65–70.
18. Cherry, R., 1997, Magnetic resonance technology and its applications in the oil and gas industry, part 1, *Petroleum Engineer International*, v. 70, no. 3, p. 29–35.
19. Marschall, D., 1997, Magnetic resonance technology and its applications in the oil and gas industry, part 2, *Petroleum Engineer International*, v. 70, no. 4, p. 65–70.
20. Xiao, L.Z., 1998, *NMR Imaging Logging Principles and Applications* (in Chinese), Science Press, Beijing.
21. Fukushima, E., and Roeder, S.B.W., 1981, *Experimental Pulse NMR: A Nuts and Bolts Approach*, Addison-Wesley Publishing Company, Advanced Book Program, Reading, Massachusetts, U.S.A.
22. Kenyon, W.E., 1992, Nuclear magnetic resonance as a petrophysical measurement, *Nuclear Geophysics*, v. 6, no. 2, p. 153–171. Later revised and published in 1997 under the title, Petrophysical principles of applications of NMR logging, in *The Log Analyst*, v. 38, no. 2, p. 21–43.
23. Coates, G., et al., 1997, A new characterization of bulk-volume irreducible using magnetic resonance, paper QQ, *38th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*, 14 p. Also published in 1997 in *DiaLog* (London Petrophysical Society), v. 5, no. 6, p. 9–16. Later revised and published in *The Log Analyst*, v. 39, no. 1, p. 51–63.
24. Timur, A., 1967, Pulsed nuclear magnetic resonance studies of porosity, movable fluid and permeability of sandstones, SPE 2045, 42nd Annual Meeting preprint, SPE. Later published in 1969 in *Journal of Petroleum Technology*, v. 21, no. 6, p. 775–786.
25. Timur, A., 1968, An investigation of permeability, porosity, and residual water saturation relationships for sandstone reservoirs, paper J, *9th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*, 18 p. Later published in 1968 in *The Log Analyst*, v. 9, no. 4, July–August, p. 8–17. Later reprinted in 1994 in *Petrophysics*, SPE Reprint Series No. 39, p. 128–137.
26. Timur, A., 1968, Effective porosity and permeability of sandstones investigated through nuclear magnetic principles, paper K, *9th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*, 18 p. Later published in 1969 in *The Log Analyst*, v. 10, no. 1, January–February, p. 3–11.
27. Ahmed, U., Crary, S.F., and Coates, G.R., 1989, Permeability estimation; the various sources and their interrelationship, SPE 19604, *1989 SPE Annual Technical Conference and Exhibition Proceedings*, v.  $\Omega$  (Formation evaluation and reservoir geology), p. 649–662. Later published in 1990 under the title, The interrelationship between various permeability measurements, paper I, *1990 International Well Logging Symposium Transactions*, SPWLA, Beijing Chapter, 21 p. Later published in 1991 in *Journal of Petroleum Technology*, v. 43, no. 5, p. 578–587. Later reprinted in 1994 in *Petrophysics*, SPE Reprint Series No. 39, p. 118–127.
28. Allen, D., et al., 1988, Probing for permeability—An introduction of measurements, *The Technical Review*, v. 36, no. 1, p. 6–20.
29. Thompson, A., Katz, A.J., and Krohn, C.E., 1987, The microgeometry and transport properties of sedimentary rock, *Advances in Physics*, Vol. 36.

30. Marschall, D., Gardner, J., and Curby, F.M., 1997, MR laboratory measurements—requirements to assure successful measurements that will enhance MRI log interpretation, paper SCA 9704, *1997 International Symposium Proceedings*, SPWLA, Society of Core Analysts Chapter-at-Large, 12 p.
31. Morriss, C.E., et al., 1994, Hydrocarbon saturation and viscosity estimation from NMR logging in the Belridge diatomite, paper C, *35th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*, 24 p. Later published in 1997 in *The Log Analyst*, v. 38, no. 2, p. 44–59.
32. Kleinberg, R.L., and Vinegar, H.J., 1996, NMR properties of reservoir fluids, *The Log Analyst*, v. 37, no. 6, p. 20–32.
33. Gerritsma, C.J., Oosting, P.H., and Trappeniers, N.J., 1971, Proton spin-lattice relaxation and self-diffusion in methane, part 2—Experimental results for proton spin-lattice relaxation times, *Physica*, v. 51, p. 381–394.
34. Gerritsma, C.J., and Trappeniers, N.J., 1971, Proton spin-lattice relaxation and self-diffusion in methanes, part 1, Spin-echo spectrometer and preparation of the methane samples, *Physica*, v. 51, p. 365–380.
35. Akkurt, R., Moore, A., and Freeman, J., 1997, Impact of NMR in the development of a deepwater turbidite field, paper SS, *38th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*, 14 p.
36. Coates, G.R., Gardner, J.S., and Miller, D.L., 1994, Applying pulse-echo NMR to shaly sand formation evaluation, paper B, *35th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*, 22 p.
37. Akkurt, R., Prammer, M., and Moore, A., 1996, Selection of optimal acquisition parameters for MRIL logs, paper TT, *37th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*, 13 p. Later published in 1996 in *The Log Analyst*, v. 37, no. 6, p. 43–52.
38. Akkurt, R., et al., 1998, Enhanced diffusion: expanding the range of NMR direct hydrocarbon-typing applications, paper GG, *39th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*, 14 p.
39. Akkurt, R., et al., 1998, Determination of residual oil saturation using enhanced diffusion, SPE 49014, *1998 SPE Annual Technical Conference and Exhibition Proceedings*, v.  $\Omega$  (Formation evaluation and reservoir geology), 11 p.
40. Chandler, R.N., et al., 1994, Improved log quality with a dual-frequency pulsed NMR tool, SPE 28365, *1994 SPE Annual Technical Conference and Exhibition Proceedings*, v.  $\Omega$  (Formation evaluation and reservoir geology), p. 23–35.
41. *MRIL Operation Manual*, Halliburton, 1998.

---

## Глава 2

### Физика

### ЯМР

---

ЯМР каротаж основывается на сложных физических принципах. Измерения скважинного ядерно-магнитного резонанса и интерпретация его данных могут быть выполнены только при условии знания ряда базисных понятий ЯМР. Эти понятия включают ядерный магнетизм, поляризацию, время релаксации  $T_1$ , поворот векторов намагниченности, спад свободной индукции, эхо спинов, время релаксации  $T_2$ , а также цикл CPMG. Настоящая глава посвящена обсуждению этих понятий. Более полный и подробный анализ основных вопросов физики ЯМР дан в работах перечисленных в конце главы.

### Ядерный магнетизм

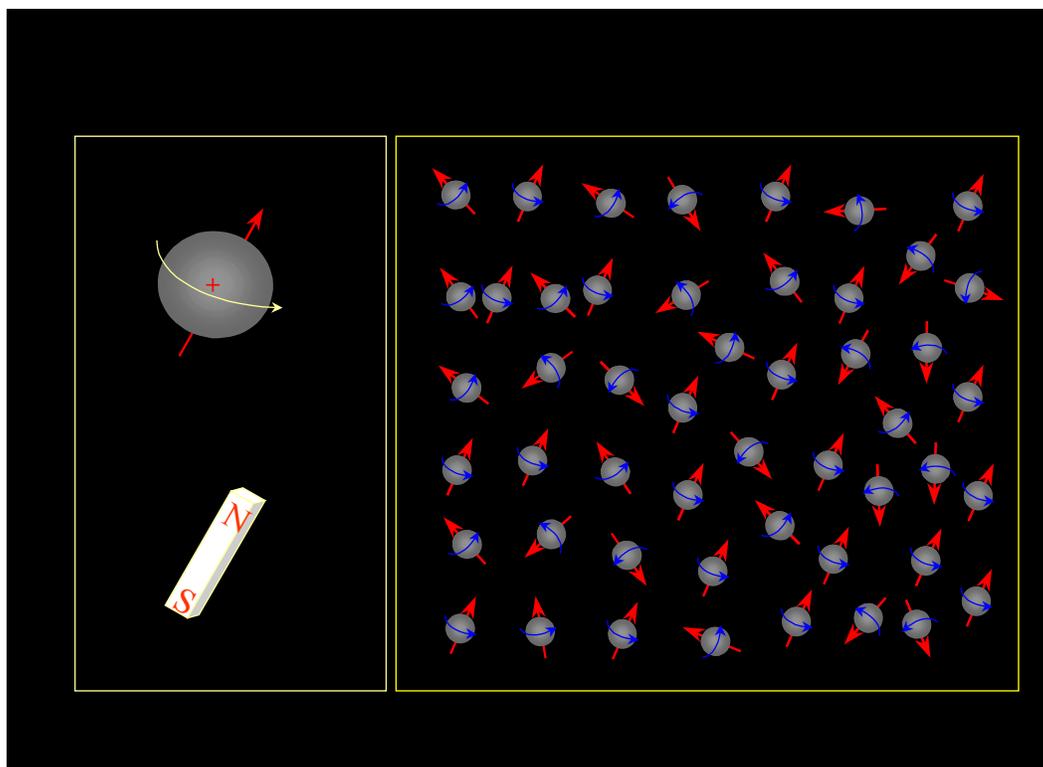
Ядерно-магнитный резонанс (ЯМР) основан на реакции атомных ядер на действие магнитных полей. Многие ядра обладают результирующим магнитным моментом, а также вращательным моментом или спином. В присутствии внешнего магнитного поля ядра прецессируют вокруг вектора направления поля точно так же, как гироскоп прецессирует вокруг гравитационного поля Земли. При взаимодействии этих вращающихся магнитных ядер с внешним полем могут возникать измеряемые сигналы.

ЯМР-измерения могут производиться на любом ядре имеющем нечетное количество протонов или нейтронов или и тех и других, как например, ядро водорода ( $^1\text{H}$ ), углерода ( $^{13}\text{C}$ ) или натрия ( $^{23}\text{Na}$ ). В большинстве ядер находящихся в земных породах ядерный магнитный сигнал, вызванный внешним магнитным полем, слишком слаб, чтобы его можно зарегистрировать с помощью скважинного прибора. Однако, водород имеющий только один протон и ни одного нейтрона, в изобилии встречающийся в воде и углеводородах, имеет сравнительно большой магнитный момент и создает достаточно сильный сигнал. По имеющимся данным, на настоящий момент, почти все исследования в области каротажа визуализации ядерно-магнитного резонанса и изучения пород с помощью ЯМР основаны на реакции ядра атома водорода. По этой причине иногда слово «ядерный» опускается в выражении «ядерный магнитный резонанс» и используется термин «каротаж магнитного резонанса» ( $MR$ ) или «метод визуализации магнитного резонанса» ( $MRI$ ). В этом разделе говорится исключительно о методе протонного (т.е. водородного) ядерно-магнитного резонанса.

Ядро атома водорода является протоном, то есть крошечной положительно заряженной частицей, обладающей кинетическим моментом или спином. Вращающийся протон представляет собой обычный электрический контур, создающий магнитное поле (или магнитный момент) с двумя полюсами (северным и южным), расположенными вдоль оси спина. Следовательно, ядро водорода может считаться своего рода магнитом, ось которого расположена вдоль оси спина ядра, как это показано на рисунке 2.1 (слева). В случае если имеется множество атомов водорода, но при этом нет магнитного поля, спиновые оси расположены хаотично, как показано на рисунке 2.2 (справа).

### Поляризация

Первое что нужно сделать, чтобы произвести измерения на основе метода ЯМР, это установить магнитные ядра в соответствии со статическим магнитным полем  $\mathbf{B}_0$ . При приложении  $\mathbf{B}_0$  к магнитному ядру поле создает в нем момент силы который способствует повороту оси спина ядра в соответствии с  $\mathbf{B}_0$ .

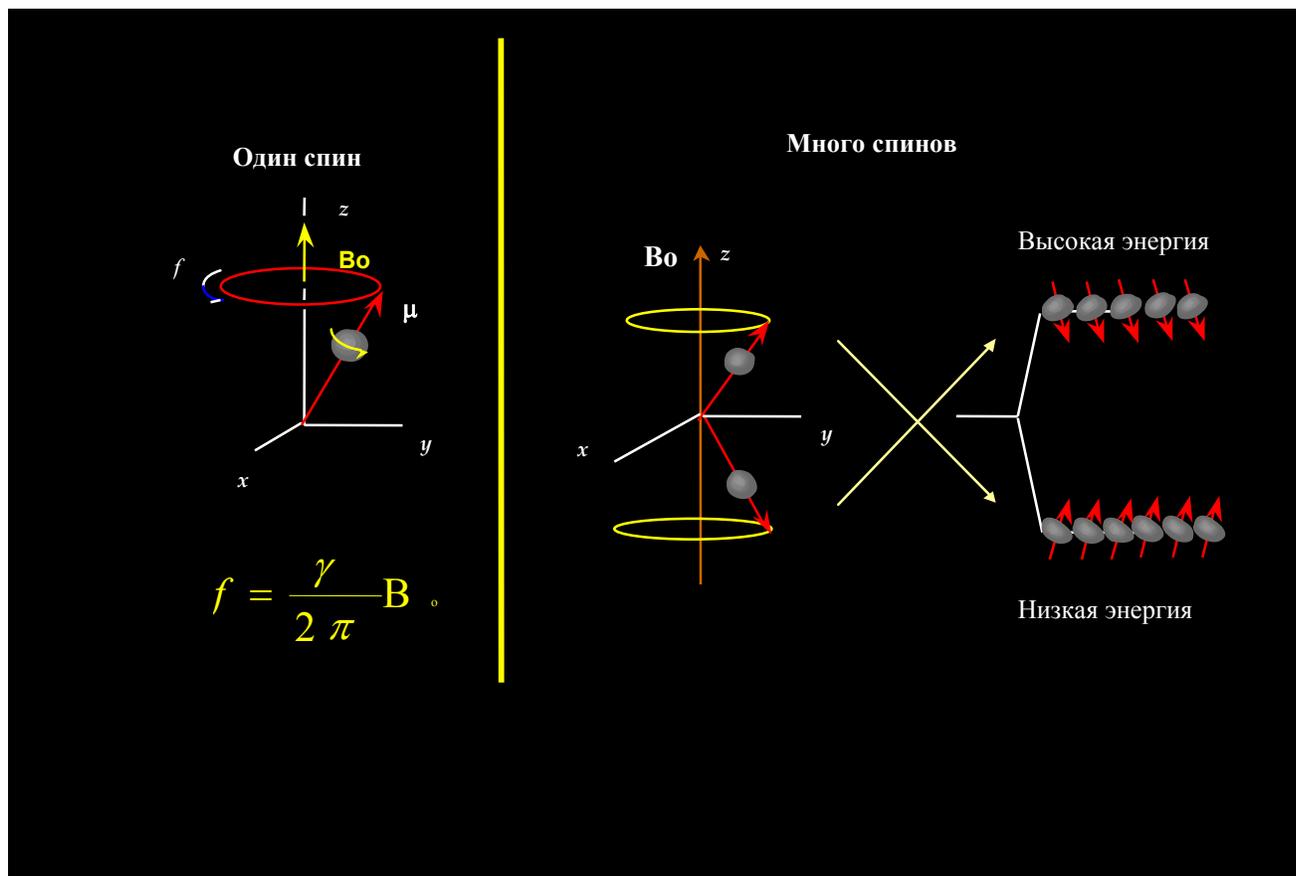


**Рисунок 2.1** В результате унаследованного ядерного магнетизма, ядро водорода (на рисунке слева) ведет себя как маленький двухполюсный магнит, с моментом, совпадающим с направлением оси вращения ядра. В случае отсутствия внешнего (наложенного) магнитного поля, магнитные моменты ядер ориентированы в пространстве хаотично.

При применении момента силы к вращающемуся объекту ось этого объекта перемещается перпендикулярно моменту силы в движении, которое называется прецессией, как это показано на рисунке 2.2 (слева). Таким образом, в случае приложения  $\mathbf{B}_0$  к магнитному ядру оно начинает прецессировать вокруг  $\mathbf{B}_0$ . Частота прецессии ( $f$ ), которая называется Ларморовской частотой, определяется по следующей формуле:

$$f = \frac{\gamma B_0}{2\pi} \quad (2.1)$$

где  $\gamma$  означает гиромагнитное отношение, представляющее собой меру силы ядерного магнетизма. В отношении водорода эта формула будет такой:  $\gamma/2\pi = 42.58$  мГц/Тл. Другие ядра, соответственно, имеют отличные величины  $\gamma$ .<sup>1</sup>

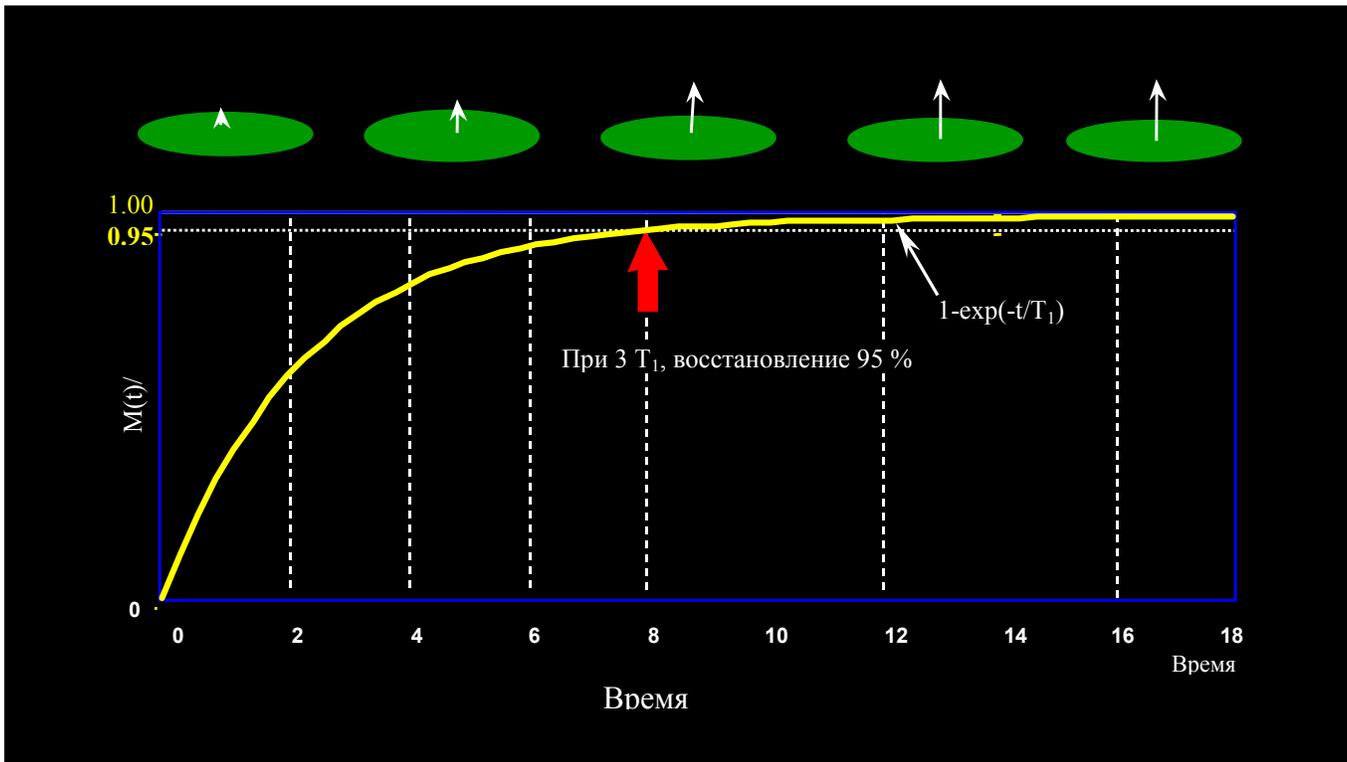
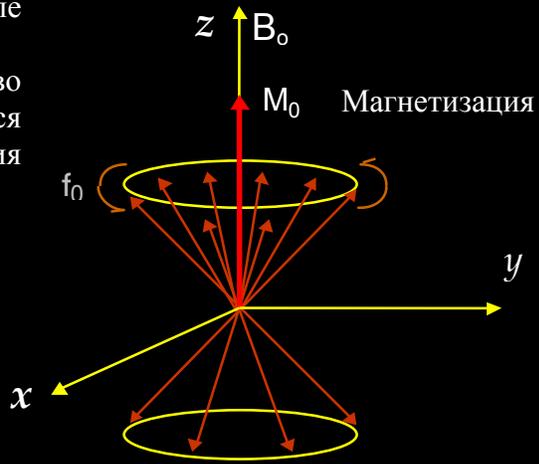


**Рисунок 2.2** При наличии внешнего магнитного поля (на рисунке слева), частота прецессии зависит от гиромагнитной постоянной ядер и силы внешнего поля. Положение осей прецессии магнитных моментов, по отношению к направлению действия магнитного поля (на рисунке справа) определяет энергетическое состояние ядер.

Как видно из уравнения 2.1, Ларморовская частота определенного ядра пропорциональна силе статического магнитного поля и гиромагнитному отношению данного ядра. Для данного  $B_0$  различные виды атомов имеют разную Ларморовскую частоту (из-за разности их гиромагнитных отношений) и, следовательно, отличаются по частотам.

**Рисунок 2.3**

Когда во внешнем магнитном поле прецессирует большое количество протонов создается новая магнетизация ( $M_0$ )



**Рисунок 2.4** Кривые релаксации  $T_1$  (поляризации), показывают степень соосности, или магнетизации как функцию времени, в течении которого семейство протонов подвергалось воздействию внешнего поля.

Иными словами, в ядрах элементов такого типа как водород гиромагнитное отношение имеет постоянную величину, а Ларморовская частота, согласно уравнению 2.2, представляет собой функцию силы статического магнитного поля. В случае если сила магнитного поля зависит от его положения, Ларморовская частота так-же связанная с ядром является функцией положения ядра. Это наблюдение имеет важное значение для визуализации магнитного резонанса, измерений в области медицины и каротажа ЯМР, применяемого на месторождениях углеводородов.

В обоих случаях – и в области медицинской визуализации резонанса и при каротаже ЯМР, используется градиентное магнитное поле. Так как сила этого поля зависит от положения, Ларморовская частота ядра будет представлять собой функцию позиции ядра. В медицине линейные градиентные поля (по большей части пульсационные) используются в широких масштабах для оценки распределения жидкостей в трехмерных (3D) пространствах. В нефтяной промышленности прибор *MRIL* создает первичное статическое градиентное поле, сила которого является функцией расстояния от поверхности прибора.<sup>2</sup> Следовательно, положение области пространства изучаемой с помощью прибора, определяется Ларморовской частотой которую генерирует прибор *MRIL*.

Согласно квантовой механике когда протон подвергается воздействию внешнего магнитного поля, он переходит в одно из энергетических состояний. Как показано на рисунке 2.2 (справа), энергетическое состояние отдельного протона зависит от направления оси прецессии по отношению к внешнему полю. В случае если ось параллельна  $\mathbf{B}_0$ , протон находится в низкоэнергетическом состоянии, которое является наиболее устойчивым. Если же ось прецессии не параллельна  $\mathbf{B}_0$ , протон находится в высокоэнергетическом состоянии. Продольное направление обозначается как  $\mathbf{B}_0$ .

В случае если вокруг  $\mathbf{B}_0$  прецессирует большое количество вращающихся протонов, как показано на рисунке 2.3, параллельно  $\mathbf{B}_0$  прецессирует большее количество спинов, нежели не параллельно. Разница между количеством протонов, расположенных параллельно и количеством протонов, расположенных не параллельно к полю  $\mathbf{B}_0$ ,

приводит к объемной магнетизации  $M_0$ , которая и дает сигнал, измеряемый приборами *NMR* и *MRI*.

Макроскопическая магнетизация  $M_0$  определяется как результирующий магнитный момент конкретного объема. Для энного количества ядер на удельный объем, магнетизация определяется по закону Кюри как : <sup>3</sup>

$$M_0 = N \cdot \frac{\gamma^2 \hbar^2 I(I+1)}{3(4\pi^2)kT} \cdot B_0$$

где

$k$  = постоянная Больцмана

$T$  = абсолютная температура в градусах Кельвина

$\hbar$  = постоянная Планка

$I$  = квантованное число спинов ядра

Наблюдаемое  $M_0$  согласно уравнению 2.2, прямо пропорционально количеству протонов, величине применяемого магнитного поля и обратно пропорционально абсолютной температуре.

После того как протоны «выстроились» в статическом магнитном поле, считается, что они поляризованы. Поляризация происходит постепенно и её степень возрастает с постоянной времени, которая является временем продольной релаксации  $T_1$  :

$$M_z(t) = M_0(1 - e^{-\frac{t}{T_1}}) \quad (2.3)$$

где

$t$  = время, в течении которого на протоны воздействует магнитное поле  $B_0$ ;

$M_z(t)$  = величина магнетизации на время  $t$ , когда направление поля  $B_0$  принимает положение совпадающее с осью  $z$ ;

$M_0$  = окончательная и максимальная величина магнетизации данного поля;

$T_1$  означает период, в течение которого магнетизация достигает 63% своего окончательного значения, причем трехкратное  $T_1$  означает время, за которое достигается 95% поляризации. Кривая релаксации или поляризации  $T_1$  показана на рисунке 2.4.

Различные флюиды такие как вода, нефть и газ имеют, соответственно, различные времена релаксации  $T_1$ .

### Поворот вектора намагниченности и спад свободной индукции

Следующий шаг который необходимо сделать во время измерений ядерно-магнитного резонанса, состоит в переводе магнетизации из продольного направления в поперечную плоскость. Этот перевод осуществляется с помощью осциллирующего магнитного поля ( $\mathbf{B}_1$ ), перпендикулярного статическому полю  $\mathbf{B}_0$ . Для достижения более эффективного изменения направления частота  $\mathbf{B}_1$  должна быть равна Ларморовской частоте протонов по отношению к  $\mathbf{B}_0$ .

Процесс взаимодействия осциллирующего магнитного поля с протонами, показан на рисунке 2.5. С точки зрения квантовой механики, если протон находится в низкоэнергетическом состоянии, то он может поглощать энергию которую дает  $\mathbf{B}_1$  и переходить в высокоэнергетическое состояние. Применение  $\mathbf{B}_1$  способствует также тому, что фазы протонов прецессируют по отношению друг к другу. Такое изменение состояния энергии, а так-же прецессия фазы, происходящие при воздействии  $\mathbf{B}_1$ , называется ядерно-магнитным резонансом.

На макроскопическом уровне этот резонанс выражается в изменении направления магнетизации прецессирующей вокруг  $\mathbf{B}_0$  при Ларморовской частоте. Угол, при котором изменяется направление магнетизация, определяется по формуле :<sup>5,6</sup>

$$\theta = \gamma B_1 \tau \quad (2.4)$$

где

$\theta$  = угол поворота в градусах

$B_1$  = амплитуда осциллирующего поля

$\tau$  = время, в течении которого прилагалось осциллирующее поле

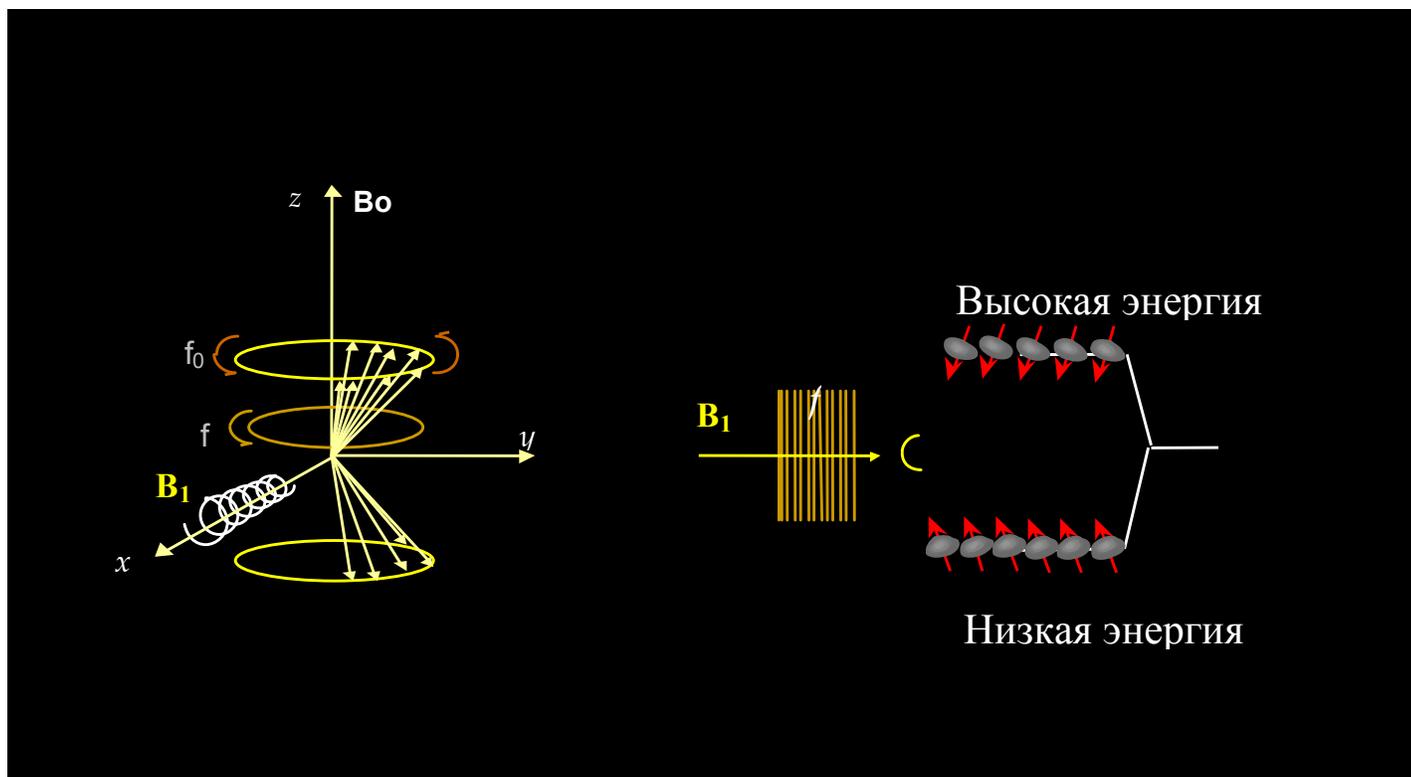
Таким образом, угол изменения направления пропорционален произведению  $B_1 \tau$ , отражающему энергию которую  $\mathbf{B}_1$  придает спиновой системе протона, увеличивая при

этом силу осциллирующего поля или увеличивая время, в течение которого осциллирующее поле применяется и увеличивая угол изменения направления. Отношение изменения направление-угол (уравнение 2.4) показано на рисунке 2.6.

Поле  $\mathbf{B}_1$  используемое в промышленной геофизике представляет собой пульсационное осциллирующее магнитное поле. Термины угол-импульс, такие как импульс  $\pi$  (или стовосьмидесятиградусный импульс) и импульс  $\pi/2$  (или девяностоградусный импульс), относятся к углу, на который осуществляется изменение направления магнетизации с помощью  $\mathbf{B}_1$ .

В случае если прибор ЯМР использует импульс  $90^\circ$  поля  $\mathbf{B}_1$  воздействующий на семейство протонов поляризованных прибором, последние прецессируют в поперечных плоскостях (относительно  $\mathbf{B}_0$ ). В макроскопическом отношении магнетизация при этом меняет направление на  $90^\circ$  и, затем, прецессирует в поперечном плане.

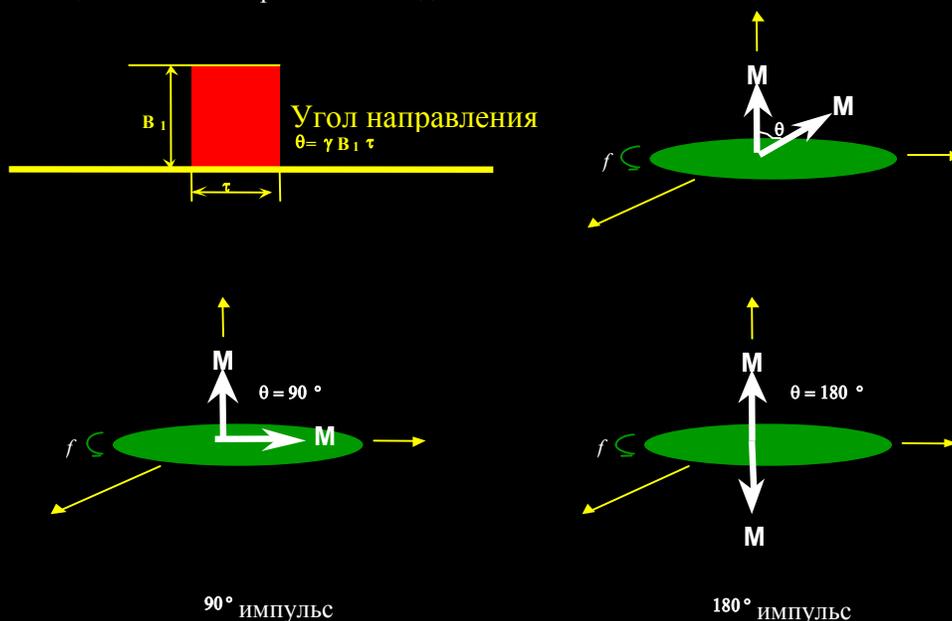
В случае если поле  $\mathbf{B}_1$  выключено, протоны начинают смещаться по фазе или терять фазовую когерентность, то есть, протоны в состоянии прецессии больше не находятся в фазе друг с другом. Следовательно, если это дефазирование продолжится, общая магнетизация снизится. В такой ситуации катушка приемника, измеряющая магнетизацию в поперечном направлении обнаружит сигнал затухания (рисунок 2.7). Это затухание, как правило, является экспоненциальным и называется спадом свободной индукции (*ССИ FID*). Константа времени спада свободной индукции ( $T_2^*$ ) очень коротка – всего лишь несколько десятков микросекунд. Спад свободной индукции вызван неоднородностью магнитного поля возникающего под действием градиента поля и некоторых процессов на молекулярном уровне, проходящих в исследуемом объеме. По причине неоднородности поля  $\mathbf{B}_0$  расположенные в разных точках протоны начинают прецессировать с различными Ларморовскими частотами, таким образом ускоряя процесс спада.



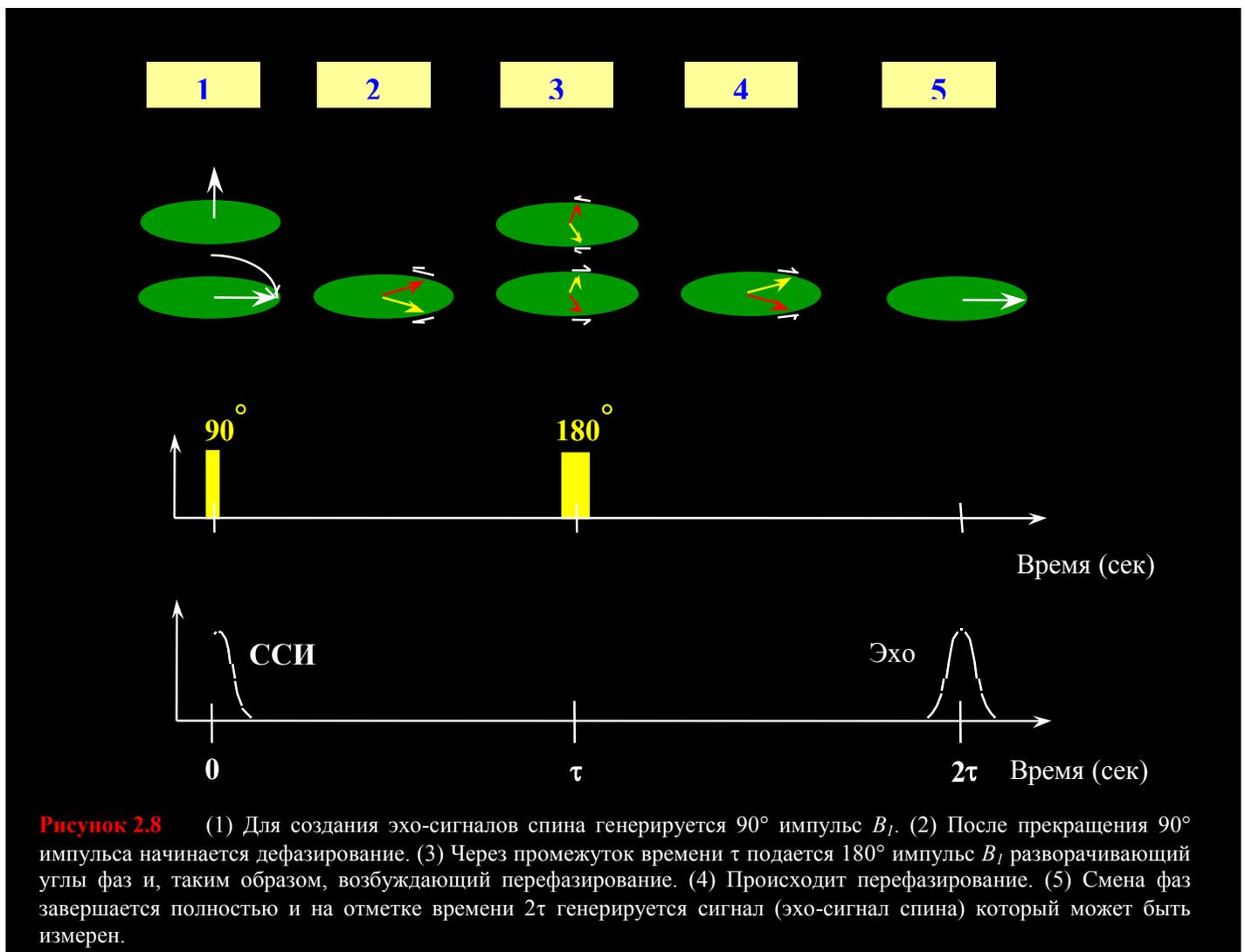
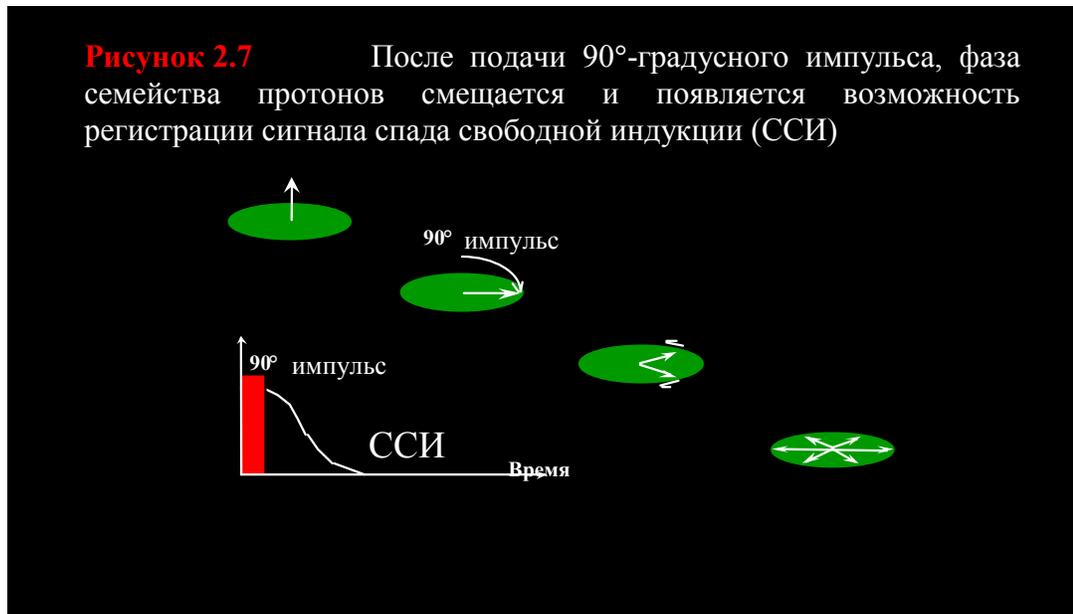
**Рисунок 2.5** Для эффективного взаимодействия с протонами (на рисунке слева), осциллирующее магнитное поле  $B_1$  должно иметь существенную компоненту, перпендикулярную статичному полю  $B_0$  и частоту  $f$ , равную Ларморовской частоте статичного поля  $f_0$ . В этом случае (на рисунке справа), протоны будут прецессировать синфазно и смогут поглощать энергию осциллирующего поля, переходя при этом в высокоэнергетичное состояние. Таким образом происходит ядерно-магнитный резонанс ЯМР.

**Рисунок 2.6**

Угол направления манетизации  $\theta$  зависит от силы осциллирующего поля  $B_1$  и от времени  $\tau$ , в течении которого это поля действовало



**Рисунок 2.7** После подачи  $90^\circ$ -градусного импульса, фаза семейства протонов смещается и появляется возможность регистрации сигнала спада свободной индукции (ССИ)



**Рисунок 2.8** (1) Для создания эхо-сигналов спина генерируется  $90^\circ$  импульс  $V_I$ . (2) После прекращения  $90^\circ$  импульса начинается дефазирование. (3) Через промежуток времени  $\tau$  подается  $180^\circ$  импульс  $V_I$  разворачивающий углы фаз и, таким образом, возбуждающий перефазирование. (4) Происходит перефазирование. (5) Смена фаз завершается полностью и на отметке времени  $2\tau$  генерируется сигнал (эхо-сигнал спина) который может быть измерен.

## Регистрация эхо-сигнала спина

Дефазирование возникающее в результате неоднородности статического магнитного поля  $\mathbf{B}_0$  является обратимым. Векторы магнетизации протонов в поперечных плоскостях могут поменять фазы при применении  $180^\circ$  импульсов поля  $\mathbf{B}_0$ . В случае если поперечный вектор магнетизации имеет фазовый угол  $\alpha$ , применение импульса  $180^\circ$  поля  $\mathbf{B}_0$  приведет к изменению фазового угла который будет обозначаться  $-\alpha$ . В сущности, фазовый порядок векторов поперечной магнетизации протоположен и более медленные вектора (совпадающие с направлением фазы) оказываются впереди более быстрых. Когда быстрые векторы обгоняют более медленные происходит смена фазы и возникает сигнал регистрируемый обмоткой приемника. Этот сигнал называется эхо-сигналом спина.<sup>7</sup> Если время  $\tau$  (но не то время, что указано в уравнении 2.4) находится между импульсом  $90^\circ$  поля  $\mathbf{B}_1$  и  $180^\circ$  поля  $\mathbf{B}_1$ , то же самое время  $\tau$  будет проходить между импульсом  $180^\circ$  поля  $\mathbf{B}_1$  и пиком эхо спина. То есть время изменения фазы равно времени дефазировки, а пик эхо-сигнала спина происходит во времени  $2\tau$ , которое обозначается как TE. Образование эхо спина проиллюстрировано на рисунке 2.8.

Несмотря на то, что эхо спина затухает очень быстро, стовосьмидесятиградусные импульсы могут возникать неоднократно изменяя фазу магнетизации и порождая серию эхо-сигналов. Таким образом может быть зарегистрирован целый цикл эхо-сигналов спина, как это показано на рисунке 2.9. Эхо формируется между каждой парой стовосьмидесятиградусных импульсов. Интервал между эхо-спадами представляет собой отрезок времени между соседними сигналами. Количество импульсов в серии цикла составляет NE. Целый последовательный ряд импульсов, то есть  $90^\circ$  импульс за которым следует серия  $180^\circ$  импульсов называется последовательность CPMG по имени их изобретателей: Карра, Пурселла, Мейбума и Гилла.

Последовательность импульсов Карр-Пурселл-Мейбум-Гилла снимает дефазировку возникающую из-за неоднородности поля  $B_0$ ; даже допуская, что принципом диффузии можно пренебречь, остается, дефазировка вызванная взаимодействием между молекулами и диффузией, которая является необратимой. Как только происходит это необратимое дефазирование протоны не могут быть полностью ре-ориентированы, поэтому серия эхо

спина *CPMG* начинает затухать. Как показано на рисунке **2.10**, скважинный прибор ядерно-магнитного резонанса измеряет амплитуду эхо-спина в последовательности *CPMG* с целью регистрации спада поперечной магнетизации и, следовательно, необратимого дефазирования.

Константа времени спада поперечной магнетизации называется временем поперечной релаксации и обозначается как  $T_2$ . Амплитуда серии эхо-спина при времени  $t$ , являющаяся амплитудой поперечной магнетизации  $M_x(t)$ , вычисляется по<sup>9</sup>

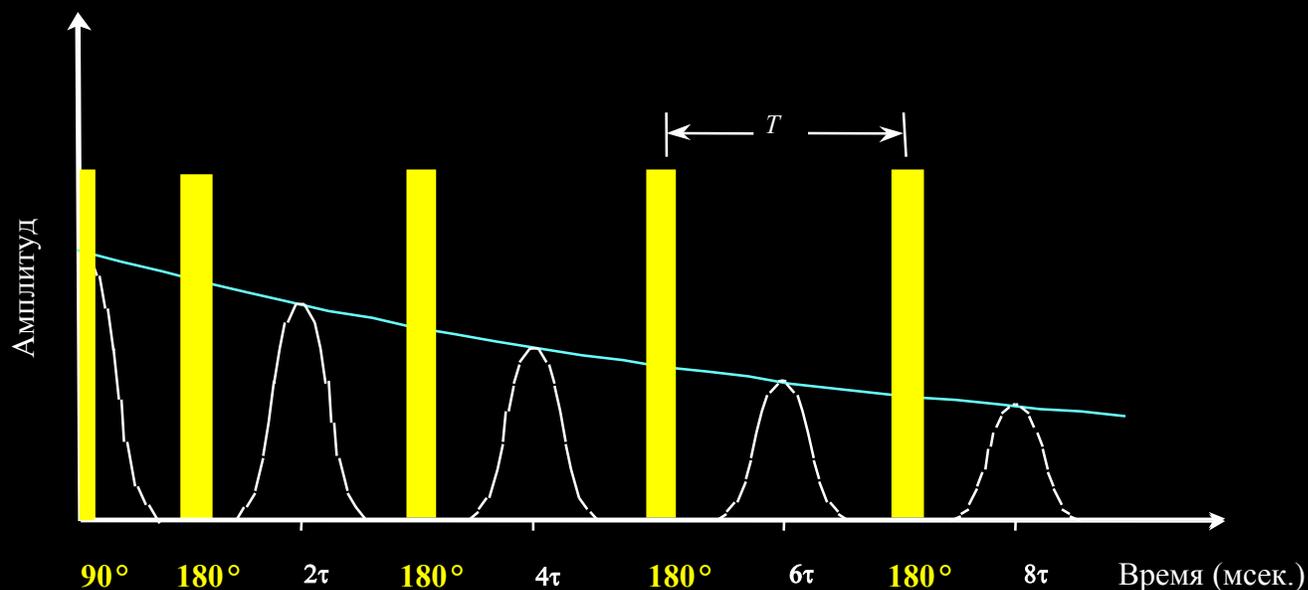
$$M_x(t) = M_{0x} e^{-\frac{t}{T_2}} \quad (2.5)$$

где  $M_{0x}$  является величиной поперечной магнетизации при  $t = 0$  (время, при котором заканчивается  $90^\circ$  импульс). Спад  $T_2$  от пласта содержит большую часть петрофизической информации получаемой методом скважинного ЯМР и, следовательно, представляет собой основную цель измерений. Как уже было сказано в начале Главы 1 необработанные данные, полученные в результате каротажа ядерно-магнитного резонанса относятся к сериям эхо-сигналов спинов.

## Времена при измерении ЯМР

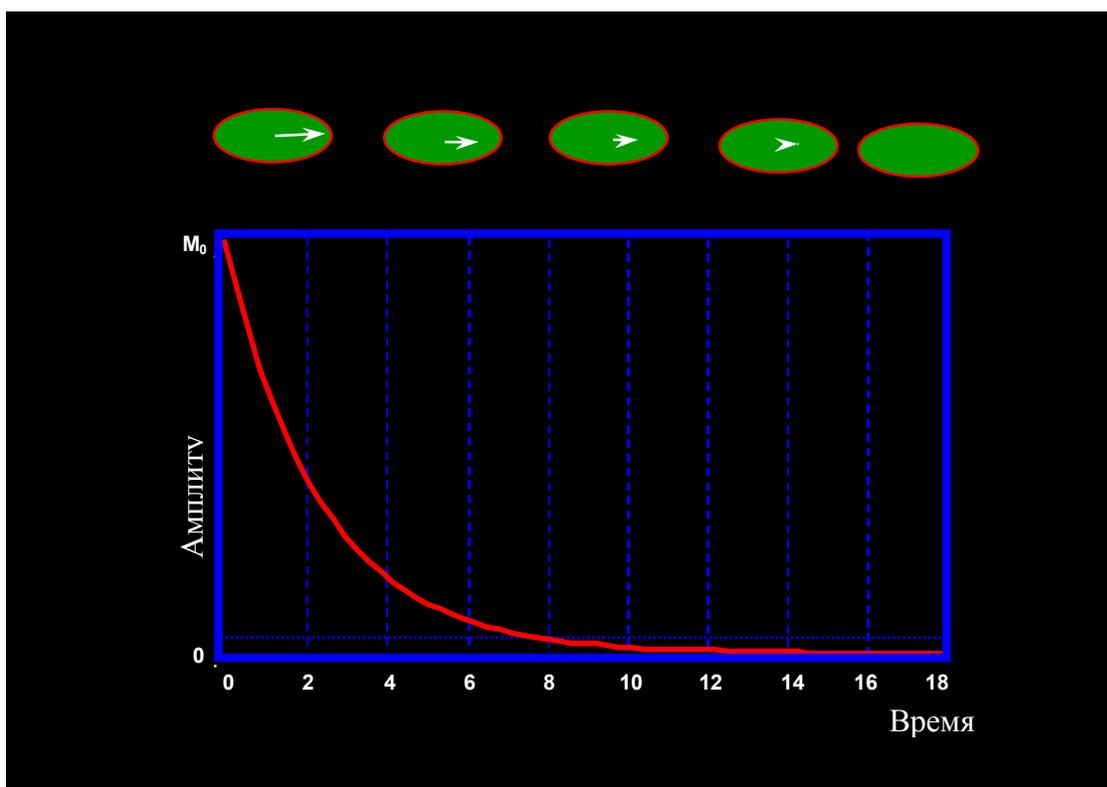
По окончании периода времени в несколько раз большего, чем  $T_2$ , спад поперечной магнетизации, в основном, завершен и дальнейшее изменение фаз уже невозможно. За время цикла *CPMG*  $90^\circ$  импульс переориентирует протоны с тем, чтобы больше не происходило продольной поляризации (при этом  $180^\circ$  импульсы подавляют рост новой продольной поляризации). Отсюда следует, что в конце серии импульсов *CPMG* протоны оказываются ориентированы случайно. Для того, чтобы начать новую серию импульсов *CPMG* они должны быть снова поляризованы. Таким образом, между окончанием одной серии измерений и началом следующей, обязательно должно быть время задержки, в течение которого происходит поляризация.

**Рисунок 2.9** Для регистрации эхо-сигнала спина генерируется последовательность импульсов *CPMG* которая состоит из  $90^\circ$  импульса  $B_1$  за которым следует серия  $180^\circ$  импульсов. Эхо-сигналы уменьшающейся амплитуды, следуют за  $180^\circ$ -ми импульсами  $B_1$ .



**Рисунок 2.10**

Амплитуды спада эхо-сигналов, описываются экспоненциальной зависимостью кривой спада с постоянной времени  $T_2$ .

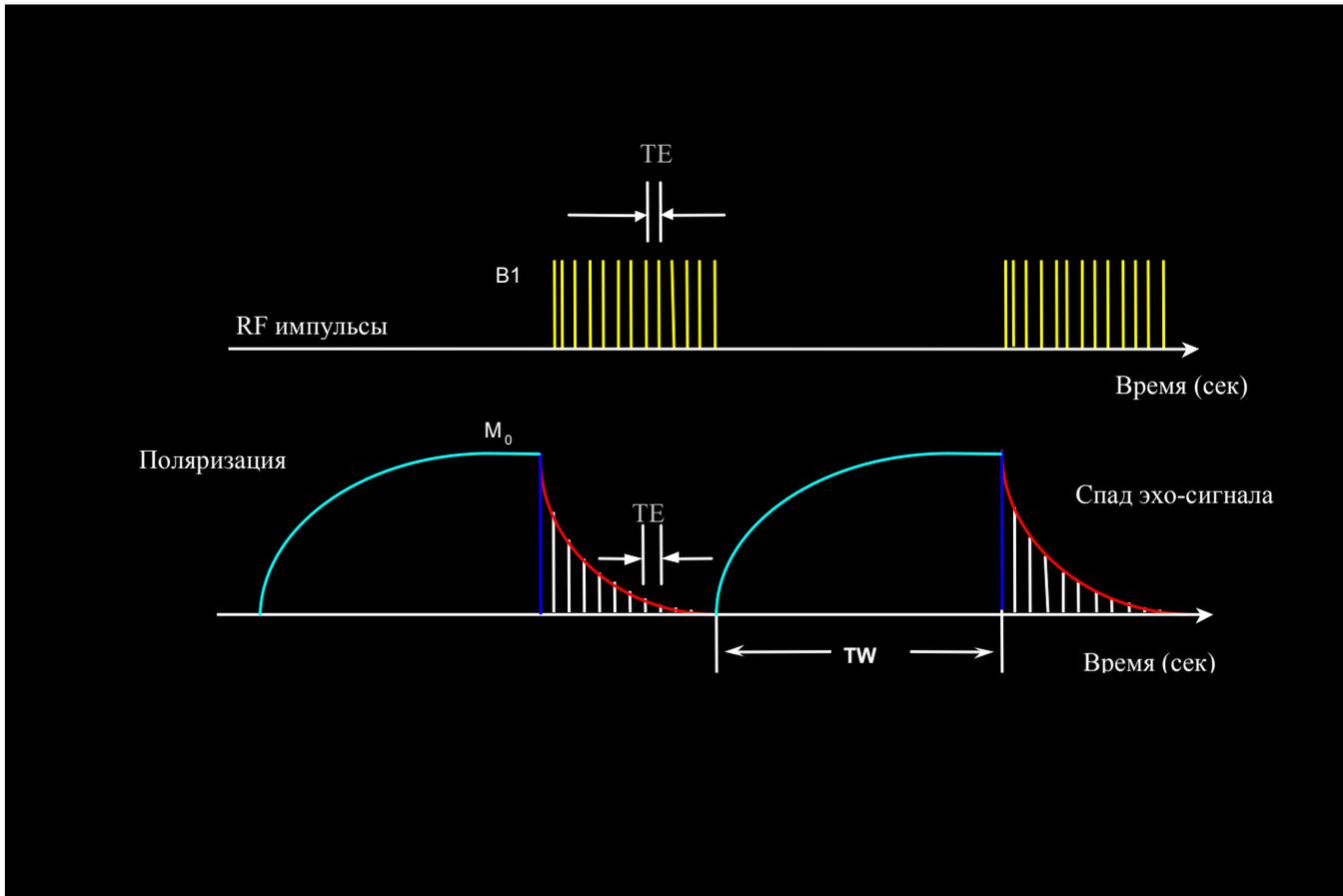


На рисунке 2.11 показана типичная схема положения времен для измерений ядерно-магнитного резонанса. В верхней части рисунка находятся две серии импульсов *CPMG*, каждая из которых состоит из одного  $90^\circ$  импульса  $\mathbf{B}_1$ , за которым следует серия  $180^\circ$  импульсов. В нижней части рисунка показан процесс поляризации (кривые релаксации  $T_1$ ), а так-же серии эхо-сигналов (кривые релаксации  $T_2$ ), относящиеся к двум сериям *CPMG*. Время поляризации ( $TW$  время задержки), интервалы между эхо-сигналами ( $TE$ ) и количество эхо-сигналов ( $NE$ ) могут контролироваться вручную.

Для того чтобы измерить величину  $M_0$ , в результате регистрации эхо-сигналов спина определяется амплитуда серии эхо-спада при  $t = 0$ . А чтобы избежать недооценки  $M_0$  необходима полная или почти полная (95%) поляризация. Для достижения 95% поляризации время задержки  $TW$  должно в три раза превосходить время  $T_1$ .

При сокращении времени между импульсами ( $TE$ ), эхо-сигналы будут возникать и улавливаться раньше и быстрее, причем соотношение сигнал-шум увеличивается в связи с большей плотностью начальных измерений. При увеличении числа сигналов ( $NE$ ), эхо-спады будут возникать и регистрироваться гораздо дольше, но при этом требуется больше мощности поля  $\mathbf{B}_1$ .

Серии измерений *CPMG* всегда проводятся попарно. После получения одной серии необходимо получить вторую серию с таким сдвигом фазы импульса передатчика, который позволит придать эхо спина отрицательную амплитуду. Вторая серия затем вычисляется из первой для того чтобы создать противофазную пару. В этом случае сохраняется сигнал и отфильтровывается низкочастотный электронный шум.



**Рисунок 2.11**

Диаграмма времен измерений ЯМР показывает (верхняя часть рисунка) *CPMG* цикл, кривые поляризации (релаксации  $T_1$ ) и записи спадов эхо-сигналов (нижняя часть).

---

**Ссылки**

1. Cowan, B., 1997, *Nuclear magnetic resonance and relaxation*, Cambridge University Press, Cambridge, U.K., p. 7.
2. Miller, M.N., et al., 1990, Spin-echo magnetic-resonance logging—porosity and free-fluid index, SPE 20561, in SPE Annual Technical Conference and Exhibition Proceedings, v.  $\Omega$ , p. 321–324.
3. Cowan, *Nuclear magnetic resonance and relaxation*, p. 21–22, 128–129.
4. Fukushima, E. and Roeder, S.B.W., 1981, *Experimental Pulse NMR: A Nuts and Bolts Approach*, Addison-Wesley Publishing Company, Advanced Book Program, Reading, Massachusetts, U.S.A., p. 22, 164, 242.
5. Cowan, *Nuclear magnetic resonance and relaxation*, p. 33–37.
6. Fukushima and Roeder, *Experimental Pulse NMR*, p. 54.
7. Cowan, *Nuclear magnetic resonance and relaxation*, p. 100–103.



---

## Глава 3

---

# ОСНОВЫ ПЕТРОФИЗИКИ ЯМР

---

Петрофизическая информация такая как пористость, распределение пор по размерам, количество связанной воды и проницаемость, может быть получена при измерении релаксации ЯМР-сигналов. Для правильного применения метода ЯМР при геофизической интерпретации, исключительно важным является понимание природы релаксации сигнала в поровых флюидах. В этой главе рассматриваются вопросы связанные с физикой ЯМР и некоторые модели, используемые для получения коллекторских свойств при ЯМР-измерениях.

### Механизмы релаксации ЯМР поровых флюидов

Продольная ( $T_1$ ) и поперечная ( $T_2$ ) релаксации вызываются магнитными взаимодействиями между протонами. С атомарной точки зрения релаксация  $T_1$  происходит когда прецессирующая система протона передает энергию ее окружению. Протон-источник релаксирует до достижения своего низкоэнергетического состояния в котором он прецессирует с направлением  $B_0$ . Этот переход так-же влияет и на релаксацию  $T_2$ . В дополнение к этому, в релаксацию  $T_2$  вносит вклад смещение по фазе, однако этот процесс происходит без обмена энергией с окружающей средой. Таким образом, поперечная релаксация всегда происходит быстрее, чем продольная; следовательно, время  $T_2$  всегда меньше или равно  $T_1$ .<sup>1</sup> В общем случае:

- Для протонов в твердой фазе,  $T_2$  значительно меньше, чем  $T_1$ ;<sup>2</sup>

- Для протонов в пластовых флюидах,
  - когда флюид находится в однородном постоянном магнитном поле, время  $T_2$  примерно равно  $T_1$ ;
  - Когда флюид находится в градиентном поле и для измерения используется цикл *CPMG*, время  $T_2$  меньше чем  $T_1$ . Разница времен зависит в основном от градиента поля, времени между эхо-сигналами и диффузивностью флюида;<sup>3</sup>
- Когда смачивающий флюид заполняет пористую среду, например породу, оба времени  $T_2$  и  $T_1$ , стремительно уменьшаются, а механизмы релаксации протонов принципиально отличаются от аналогичных процессов в твердой или жидкой фазах;

В релаксации флюидов, находящихся в поровом пространстве породы участвуют три процесса:

- Объемные процессы флюидов влияющие на релаксацию  $T_1$  и  $T_2$ ;
- Поверхностная релаксация влияющая на релаксацию  $T_1$  и  $T_2$ ;
- Диффузия, при наличии градиентов магнитного поля, которая влияет только на релаксацию  $T_2$ ;

Все три процесса действуют одновременно и, следовательно, времена  $T_1$  и  $T_2$  поровых флюидов выражаются как:<sup>4</sup>

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{2bulk}} + \frac{1}{T_{2surface}} + \frac{1}{T_{2diffusion}} \quad (3.1)$$

$$\frac{1}{T_1} = \frac{1}{T_{1bulk}} + \frac{1}{T_{1surface}} \quad (3.2)$$

где

$T_2$  = время поперечной релаксации порового флюида, померянное циклом *CPMG*;  
 $T_{2bulk}$  = время  $T_2$  релаксации порового флюида, соответствующее времени релаксации, померенному в резервуаре настолько большом, что влиянием собственно резервуара можно пренебречь;

$T_{2surface}$  = время  $T_2$  релаксации порового флюида связанное с релаксацией на поверхности;

$T_{2diffusion}$  = время  $T_2$  релаксации порового флюида вызванной диффузией в градиентном магнитном поле;

$T_1$  = измеренное время продольной релаксации порового флюида;

$T_{1bulk}$  = время  $T_1$  релаксации порового флюида, соответствующее времени померенному в резервуаре настолько большом, что влиянием собственно резервуара можно пренебречь;

$T_{1surface}$  = время  $T_1$  релаксации порового флюида связанное с релаксацией на поверхности;

Относительный вклад каждого из механизмов, зависит от типа флюида в порах (вода, нефть или газ), размера пор, силы поверхностной релаксации и смачиваемости поверхности породы. В общем случае для гидрофильного коллектора:

- Для рассола время  $T_2$  определяется, в основном,  $T_{2surface}$ ;
- Для высоковязкой нефти на время  $T_2$ , основной вклад оказывает  $T_{2bulk}$ ;
- Для нефтей средней вязкости и легких разностей  $T_2$  - комбинация  $T_{2bulk}$  и  $T_{2diffusion}$ ; и так-же зависит от величины вязкости;
- Для газа время  $T_2$  определяется, в основном,  $T_{2diffusion}$ ;

### Объемная релаксация

Объемная релаксация является свойством собственной релаксации флюида и зависит от его физических свойств таких как вязкость и химический состав. Она может быть измерена, если флюид помещен в достаточно большой резервуар (таким образом, исключается поверхностная релаксация) и затем его подвергают воздействию однородного магнитного поля и серии импульсов *CPMG*. На объемную релаксацию флюида так-же влияют остальные параметры окружающей среды такие как температура и давление. Времена объемной релаксации (в секундах) могут быть рассчитаны по следующим формулам:

### Вода <sup>5</sup>

$$T_{1\text{bulk}} \cong 3 \left( \frac{T_K}{298\eta} \right) \quad (3.3)$$

$$T_{2\text{bulk}} \cong T_{1\text{bulk}} \quad (3.4)$$

### Газ <sup>6</sup>

$$T_{1\text{bulk}} \cong 2.5 \times 10^4 \left( \frac{\rho_g}{T_K^{1.17}} \right) \quad (3.5)$$

$$T_{2\text{bulk}} \cong T_{1\text{bulk}} \quad (3.6)$$

### «Мертвая» нефть <sup>7</sup>

$$T_{1\text{bulk}} \cong 0.00713 \frac{T_K}{\eta} \quad (3.7)$$

$$T_{2\text{bulk}} \cong T_{1\text{bulk}} \quad (3.8)$$

где

- $T_K$  = температура (°К)
- $\eta$  = вязкость флюида (сантиПуаз)
- $\rho_g$  = плотность газа(г/см<sup>3</sup>)

### Поверхностная релаксация

Поверхностная релаксация происходит на границе раздела между жидкостью и твердым телом, т.е. на поверхности зерен породы. Теоретические исследования показали, что при условии ограниченности быстрой диффузии<sup>†</sup> доминирующая составляющая поверхностной релаксации  $T_1$  и  $T_2$  рассчитывается:

$$\frac{1}{T_{2\text{surface}}} = \rho_2 \left( \frac{S}{V} \right)_{\text{pore}} \quad (3.9)$$

$$\frac{1}{T_{1\text{surface}}} = \rho_1 \left( \frac{S}{V} \right)_{\text{pore}} \quad (3.10)$$

---

<sup>†</sup> Ограничение быстрой диффузии постулирует, что поры достаточно малы, а механизмы поверхностной релаксации достаточно медленны, чтобы типичная молекула пересекла пространство поры несколько раз, прежде чем она полностью релаксирует.

где

$\rho_2$  = поверхностная релаксивность  $T_2$  (сила релаксации  $T_2$  на поверхностях зерен)

$\rho_1$  = поверхностная релаксивность  $T_1$  (сила релаксации  $T_1$  на поверхностях зерен)

$(S/V)_{pore}$  = отношение величины поверхности пор к объему флюидов (удельная поверхность)

Для простых форм  $(S/V)$  связано с размером пор. Например, для сферы отношение величины поверхности к объему равно  $3/r$ , где  $r$  - радиус сферы.

Поверхностная релаксация зависит от минералогического состава. Например, на карбонатных поверхностях она слабее, чем на кварце.<sup>10</sup> Оценка величины поверхностной релаксации производится в лабораторных условиях. Флюиды, контролируемые поверхностной релаксацией, характеризуются временами  $T_2$  не зависящими от температуры и давления.<sup>11</sup> Поэтому лабораторные измерения, выполненные при атмосферных условиях, часто используют при калибровке формул для расчета таких петрофизических параметров, как проницаемость и связанная вода. Поскольку процессы измерения-записи на лабораторном оборудовании идентичны процессам в скважинном приборе, модели разработанные на их основе, могут непосредственно применяться для обработки скважинных данных ЯМР, значительно упрощая процесс интерпретации.

### **Релаксация вызванная диффузией**

Газ, легкие нефти и некоторые нефти средней вязкости обладают значительной релаксацией, связанной с диффузией, при условии, что они находятся в градиентном поле и подвержены воздействию цикла *CPMG* с длинным временем между эхо-сигналами. Для таких флюидов, время релаксации  $T_{2diffusion}$  постоянно связано с механизмом диффузии и становится важным инструментом для их распознавания. Когда в статическом магнитном поле существует значительный градиент, диффузия молекул вызывает дополнительное фазовое смещение и, следовательно, увеличивает скорость релаксации  $T_2$  ( $1/T_2$ ). Это смещение вызывается молекулами перешедшими в область в которой сила

магнитного поля отлична и, соответственно, отличны скорости прецессии. Диффузия не сказывается на скорости релаксации сигнала  $T_1$  ( $1/T_1$ ).

Скорость релаксации связанной с диффузией ( $1/T_{2diffusion}$ ) рассчитывается по: <sup>3</sup>

$$\frac{1}{T_{2diffusion}} = \frac{D(\gamma GE)^2}{12} \quad (3.11)$$

где

$D$  = коэффициент молекулярной диффузии;

$\gamma$  = гиромагнитная частота протона;

$G$  = градиент магнитного поля (Гаусс/см);

$TE$  = время между эхо-сигналами, используемое в цикле *CPMG*;

Как и при объемной релаксации, физические свойства такие как вязкость и молекулярный состав контролируют коэффициент диффузии. На неё так-же оказывают влияние параметры окружающей среды – температура и давление. У воды, при комнатной температуре, коэффициент около  $2 \times 10^{-5}$  см<sup>2</sup>/сек. Коэффициенты диффузии газа, нефти и воды рассчитываются по следующим формулам:

**Газ** <sup>6</sup>

$$D_g \cong 8.5 \times 10^{-2} \left( \frac{T_K^{0.9}}{\rho_g} \right) \times 10^{-5} \text{ cm}^2 / \text{s} \quad (3.12)$$

**Нефть** <sup>12</sup>

$$D_0 \cong 1.3 \left( \frac{T_K}{298\eta} \right) \times 10^{-5} \text{ cm}^2 / \text{s} \quad (3.13)$$

**Вода** <sup>12</sup>

$$D_w \cong 1.2 \left( \frac{T_K}{298\eta} \right) \times 10^{-5} \text{ cm}^2 / \text{s} \quad (3.14)$$

Как показано в уравнениях 3.12 – 3.14, коэффициенты диффузии газа, нефти и воды возрастают с возрастанием температуры (т.к. при увеличении температуры снижается вязкость  $\eta$ ). Коэффициент диффузии газа снижается при возрастании давления, поскольку при этом возрастает его плотность. Коэффициенты диффузии нефтей меняются

в широких пределах, т.к. нефти весьма разнятся по молекулярному составу и, следовательно, по вязкости.

При записи каротажа прибором ЯМР три фактора контролируют силу градиента магнитного поля  $G$  в породе. Первый из них является функцией конструкции скважинного прибора и его конфигурации (т.е. размера и несущей частоты). Второй позволяет учитывать изменения свойств окружающей среды, например температуры. Эти два параметра берутся из опубликованных, для каждого прибора ЯМР, палеток градиентов. Возможность применения методик оценки диффузии, для типизации углеводородов, обеспечивается высокой степенью охарактеризованности полевых градиентов. Третий фактор связан с градиентами наведенными приложенным полем  $B_0$ . Эти градиенты возникают при наличии разности в магнитной восприимчивости зерен породы и поровых флюидов.<sup>13</sup> Они известны как внутренние градиенты и могут приводить к дальнейшему уменьшению времен релаксации.

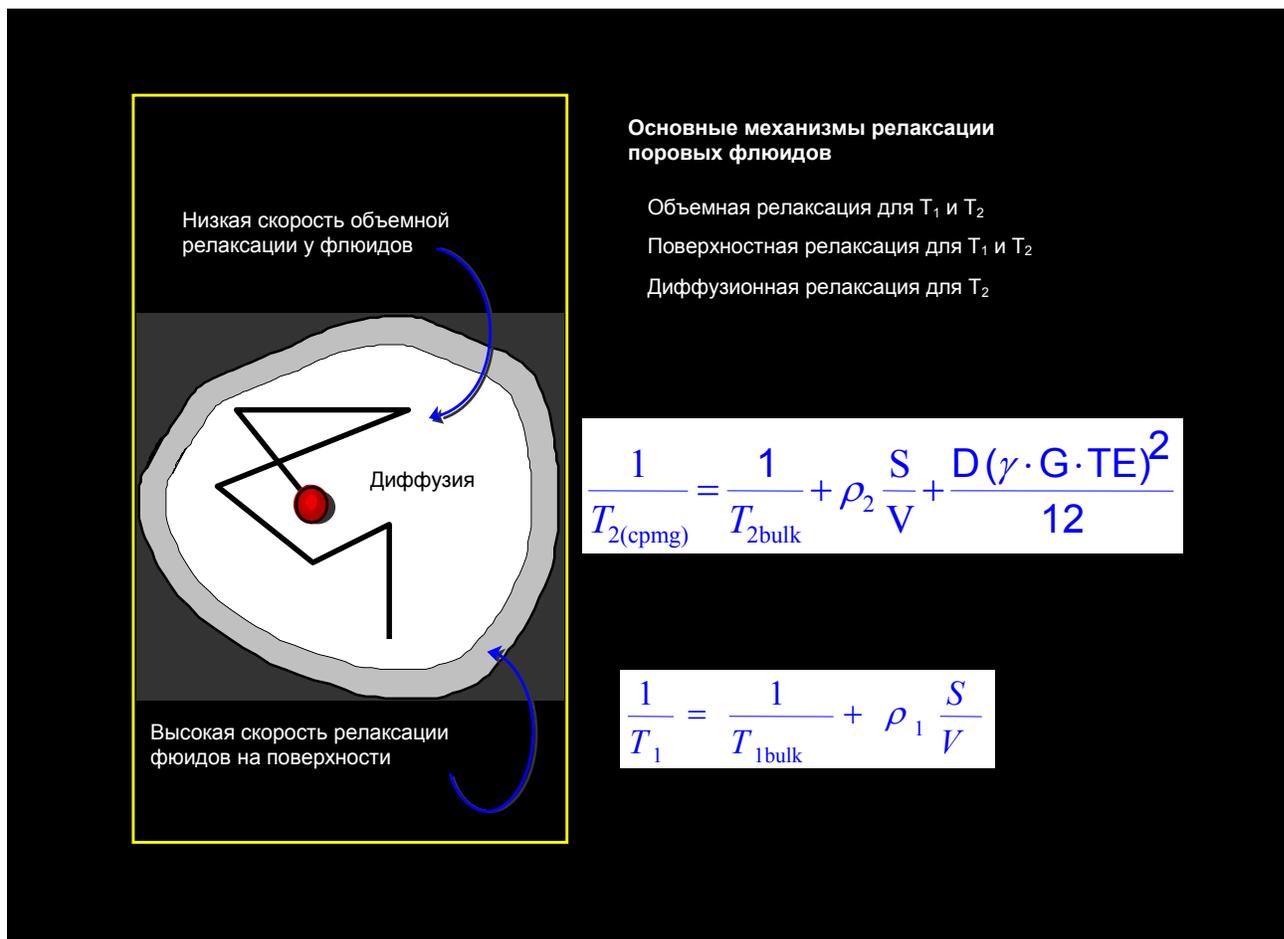
Движение молекул в смачивающих жидкостях часто затруднено на границе между зернами породы и флюидами и/или натяжением на поверхности раздела между флюидами. Из-за этих ограничений, коэффициент диффузии флюида в породе отличается от объемного коэффициента диффузии флюида при одинаковых температуре и давлении.<sup>6</sup> Эффекты диффузии, для большинства жидкостей, становятся заметными на коротких временах между эхо-сигналами; исключение представляет газ, у которого диффузия проявляется даже при небольших временах. Время между эхо-сигналами является параметром цикла  $CPMG$ , который может задаваться инженером-каротажником при планировании работ методом ЯМР. При необходимости, с помощью выбора соответствующего времени между эхо-сигналами, эффекты от диффузии могут быть усилены или минимизированы – в зависимости от требований методики интерпретации.

Объединение уравнений 3.3, 3.4 и 3.1, 3.2, приводит к:

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{2bulk}} + \rho_2 \left( \frac{S}{V} \right)_{pore} + \frac{D(\gamma GTE)^2}{12} \quad (3.15)$$

$$\frac{1}{T_1} = \frac{1}{T_{1bulk}} + \rho_1 \left( \frac{S}{V} \right)_{pore} \quad (3.16)$$

На рисунке 3.1 показаны основные механизмы релаксации.



**Рисунок 3.1** Релаксация поровых флюидов в результате объемного, поверхностного и диффузионного механизмов.

### Много-экспонентный спад

Коллектора, как правило, содержат набор пор разного размера и нередко насыщены более чем одним типом флюидов. Поэтому сигнал эхо-спина (измерения поперечной

магнетизации) записанный при цикле *CPMG* не спадает с единым значением  $T_2$ , а представлен распределением  $T_2$ , которое описывается уравнением 3.17.<sup>14</sup>

$$M(t) = \sum M_i(0) e^{-\frac{t}{T_{2i}}} \quad (3.17)$$

где

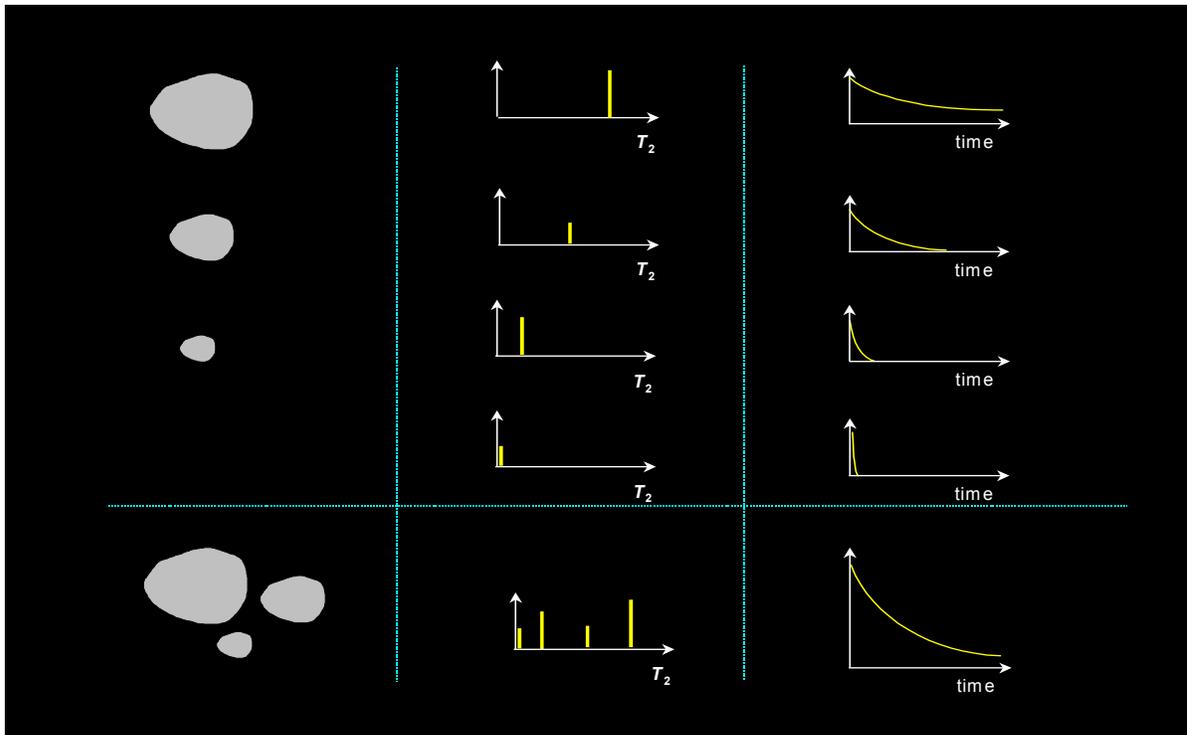
$M(t)$  = магнетизация, измеренная во время  $t$ ;

$M_i(0)$  = собственная магнетизация  $i^{th}$  - компоненты релаксации;

$T_{2i}$  = постоянная спада для  $i^{th}$  - компоненты поперечной релаксации;

Суммирование производится по всему образцу т.е. складываются все поры и различные типы флюидов.

На рисунке 3.2 показаны много-экспонентные спады характерные для пор различного размера заполненных одной смачивающей жидкой фазой.



**Рисунок. 3.2** У полностью воднасыщенных (100%) одиночных пор (сверху слева) одно значение времени  $T_2$  (верх, центр) зависящее от размера поры, соответственно, спад эхо-сигналов (верх, справа) описывается одной экспонентой которая так-же зависит от размера поры. У набора различных пор (снизу, слева), так-же воднасыщенных на 100%, многочисленны значения  $T_2$  (низ, центр) зависящие от размера пор и, соответственно, спад эхо-сигналов (низ, справа), описывается много-экспонентной зависимостью определяемой размерами пор.

При использовании коротких времен между эхо-сигналами и, при условии, что коллектор заполнен только водой, поверхностная релаксация становится доминирующей. В таком случае,  $T_2$  прямо пропорционален размеру пор. Если все поры предполагаются одинаковой формы, то самые большие из них (левая колонка на рисунке 3.2) имеют маленькие значения  $S/V$  и, следовательно, самое длинное  $T_2$ . Поры среднего размера имеют пониженные  $S/V$ , что приводит к средним значениям  $T_2$ . У самых маленьких пор наиболее высокое отношение  $S/V$  и наиболее короткие времена  $T_2$ . Для единичной поры сигнал магнетизации спадает по экспоненте и его амплитуда описывается: <sup>15</sup>

$$M(t) = M_0 e^{-\rho_2 \left(\frac{S}{V}\right) t} \quad (3.18)$$

Величина  $M_0$  пропорциональна объему флюида в поре. Если рассматривать полное распределение различных пор полностью насыщенных водой (нижняя левая часть рисунка 3.2), то они обладают набором значений  $T_2$  (нижняя центральная часть рисунка 3.2). Соответствующая амплитуда сигнала представляет собой сумму амплитуд сигналов поступающих от флюидов в отдельных порах (нижняя правая часть рисунка 3.2) и определяется:

$$M(t) = \sum M_{0i} e^{-\rho_2 \left(\frac{S}{V}\right)_i t} \quad (3.19)$$

где  $(S/V)_i$  отношение поверхности к объему (удельная поверхность) для  $i$  - поры. Представляется очевидным что:

$$M(0) = \sum M_{0i} \quad (3.20)$$

Если известно значение  $M_{100\%}(0)$  (измеренная магнетизация для 100% объема воды, при том-же объеме исследования), то  $M(0)$  и  $M_{0i}$  могут быть откалиброваны на пористость:

$$\phi = \frac{M(0)}{M_{100\%}(0)} = \frac{\sum M_{0i}}{M_{100\%}(0)} = \sum \frac{M_{0i}}{M_{100\%}(0)} = \sum \phi_i$$

где

$\phi$  = калиброванная пористость породы;

$\phi_i$  = калиброванная пористость породы связанная с порами  $i^{th}$  – размера (так-же известная под названием инкрементной пористости);

Таким образом, распределение  $T_2$  (представленное в форме амплитуд  $M_{0i}$  связанных с постоянными  $T_{2i}$ ) откалибровано к распределению пористости (индивидуальным порам  $\phi$  с постоянными  $T_{2i}$ ).

В порах частично заполненных водой, т.е. содержащих дополнительно некоторое количество нефти или газа, сигнал может быть описан в виде:

$$M(t) = \sum M_{0i} e^{-\rho_2 \left(\frac{S}{V}\right)_i t} + M_{oil} e^{-\frac{t}{T_{2oil}}} + M_{gas} e^{-\frac{t}{T_{2gas}}} \quad (3.22)$$

где

$M_{oil}$  = магнетизация, наведенная в поре протонами нефти;

$M_{gas}$  = магнетизация, наведенная в поре протонами газа;

$T_{2oil}$  = время нефти  $T_2$ , померенное циклом *CPMG*;

$T_{2gas}$  = время газа  $T_2$ , померенное циклом *CPMG*;

В уравнении 3.22 предполагается что порода – гидрофильна и для нефти и газа спады эхо-сигнало от спина, могут быть аппроксимированы моно-экспонентной зависимостью, которая будет представлять результат объемной и диффузионной релаксации несмачивающих флюидов. На самом деле, многие «сырые» нефти состоят из набора многочисленных углеводородов и, следовательно, должны иметь сложный спектр спада который обязан содержать много-экспонентную сумму. Более того, если нефть или газ, занимают часть порового пространства то, соответственно, уменьшается объем занимаемый водой. Поскольку объем воды уменьшается, а площадь поверхности пор остается неизменной, то отношение  $V/S$  так-же уменьшается. А т.к. сигнал  $T_2$  от водной фазы пропорционально связан с  $V/S$ , он так-же уменьшается. Следовательно, если присутствуют несмачивающие жидкости то спектр  $T_2$  больше не является отражением распределения пор по размеру поскольку он содержит сигнал объемной релаксации от несмачивающей жидкости. Пory содержащие такие жидкости появляются на спектре распределения либо в областях более ранних времен, либо, если приповерхностный слой очень тонок, не появляются вообще. Пористость в таких коллекторах рассчитывается исходя из объемной релаксации, т.е. хотя распределение сигнала нарушается, измеренная пористость остается без изменений.

Поскольку на практике учесть вклад индивидуальных пор сложно, все поры с примерно равной величиной удельной поверхности, содержащие несмачивающие флюиды и имеющие сходные значения  $T_2$ , объединяются вместе. После такой группировки для решения уравнений магнетизации, получают поддающееся обработке количество составляющих.

### Эмпирический подбор эхо-сигналов под распределение $T_2$

Одним из самых важных шагов при обработке данных ЯМР, является определение распределения  $T_2$  которое создает наблюдаемую магнетизацию. Этот процесс называется эмпирическим подбором или картированием и является математической инверсией. На рисунке 3.3 показаны исходные данные (эхо-сигналы) и результат (распределение  $T_2$ ) процесса картирования. Система уравнений 3.23 описывает отдельные эхо-сигналы. Обычно распределение  $T_2$  в породе – непрерывная функция. Однако, для упрощения процесса эмпирического подбора эхо-сигналов используется много-экспонентная модель в которой предполагается, что распределение  $T_2$  состоит из  $m$  – числа отдельных времен релаксации  $T_{2i}$  с соответствующими компонентами  $\phi_i$ . Инкременты значений  $T_{2i}$  задаются заранее (например 0.5, 1, 2, 4, 8, 16, 32, 64, 128, 256, 512, 1024 мсек.,....) и процесс картирования концентрируется на расчете составляющих пористости в каждом из распределений.

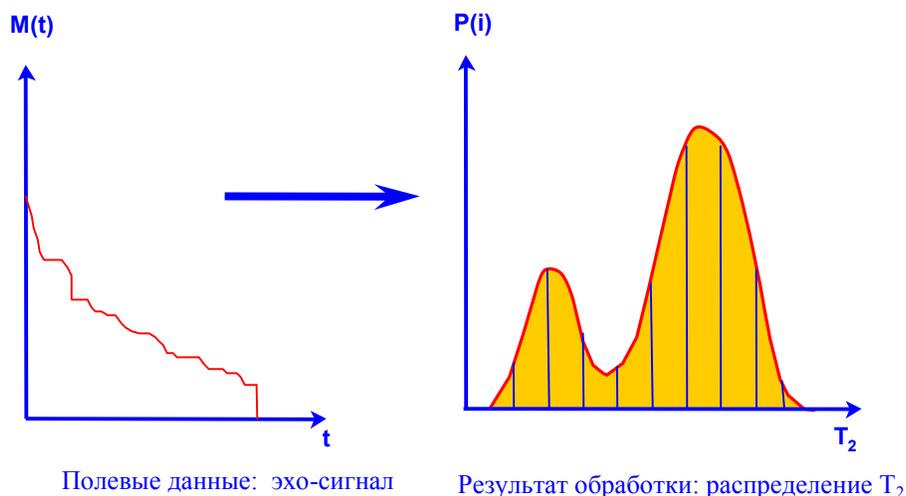
$$\begin{aligned}
 \text{echo}(1) &= \phi_1 e^{-\left[\frac{t(1)}{T_{2,1}}\right]} + \phi_2 e^{-\left[\frac{t(1)}{T_{2,2}}\right]} + \phi_3 e^{-\left[\frac{t(1)}{T_{2,3}}\right]} \dots \dots + \phi_m e^{-\left[\frac{t(1)}{T_{2,m}}\right]} + \text{noise} \\
 \text{echo}(2) &= \phi_1 e^{-\left[\frac{t(2)}{T_{2,1}}\right]} + \phi_2 e^{-\left[\frac{t(2)}{T_{2,2}}\right]} + \phi_3 e^{-\left[\frac{t(2)}{T_{2,3}}\right]} \dots \dots + \phi_m e^{-\left[\frac{t(2)}{T_{2,m}}\right]} + \text{noise} \\
 &\vdots \\
 \text{echo}(n) &= \phi_1 e^{-\left[\frac{t(n)}{T_{2,1}}\right]} + \phi_2 e^{-\left[\frac{t(n)}{T_{2,2}}\right]} + \phi_3 e^{-\left[\frac{t(n)}{T_{2,3}}\right]} \dots \dots + \phi_m e^{-\left[\frac{t(n)}{T_{2,m}}\right]} + \text{noise}
 \end{aligned} \tag{3.23}$$

где

$$t(i) = i \text{ TE} , i = 1, \dots n, \text{ время записи } i\text{-ой компоненты} ;$$

Уравнение 3.23 является системой из  $n$  – линейных уравнений с  $m$  – неизвестными  $\phi_1, \dots, \phi_m$ , где  $n$  значительно больше, чем  $m$ . Обычно  $m$ , число значений  $T_2$  или инкрементов, находится между 2 – для некоторых каротажных данных, до 50 в высококачественных лабораторных измерениях. Число эхо-сигналов  $n$  варьируется от 10 для измерений с частичной поляризацией связанной воды, до нескольких тысяч, в лабораторных анализах. Существуют многочисленные методы инверсии позволяющие получить наилучшее совпадение для  $\phi_i$ .<sup>16</sup> Решение уравнения 3.23 осложняется тем фактом, что  $\phi_i$  должно быть равно или больше нуля и тем, что совпадение с множеством экспонент неустойчиво. Следовательно, инверсия для уравнения 3.23 должна включать процесс регуляризации для стабильности решения. Таким образом, обратный процесс будет зависеть от измеренных данных эхо-сигналов и выбранной регуляризации, т.е. выбранного для инверсии «сглаживания». Регуляризация, по крайней мере частично, контролируется отношением сигнал/шум в данных. В следствии этого, набор значений  $\phi_i$  не является единственно возможным (т.е. распределения различной формы могут одинаково хорошо подходить для кривой спада); поэтому нужно быть особенно внимательным при детальной интерпретации распределения. Несмотря на это, в общем случае, площадь области под кривой (эта область соответствует пористости) и положение инкрементов наиболее крупных пор считаются определенными достаточно точно.

**Рисунок. 3.3** При помощи подборки экспоненты эхо-сигнал (амплитуда эхо-сигнала как функция времени) конвертируется в распределение  $T_2$  (пористость как функция  $T_2$ ).

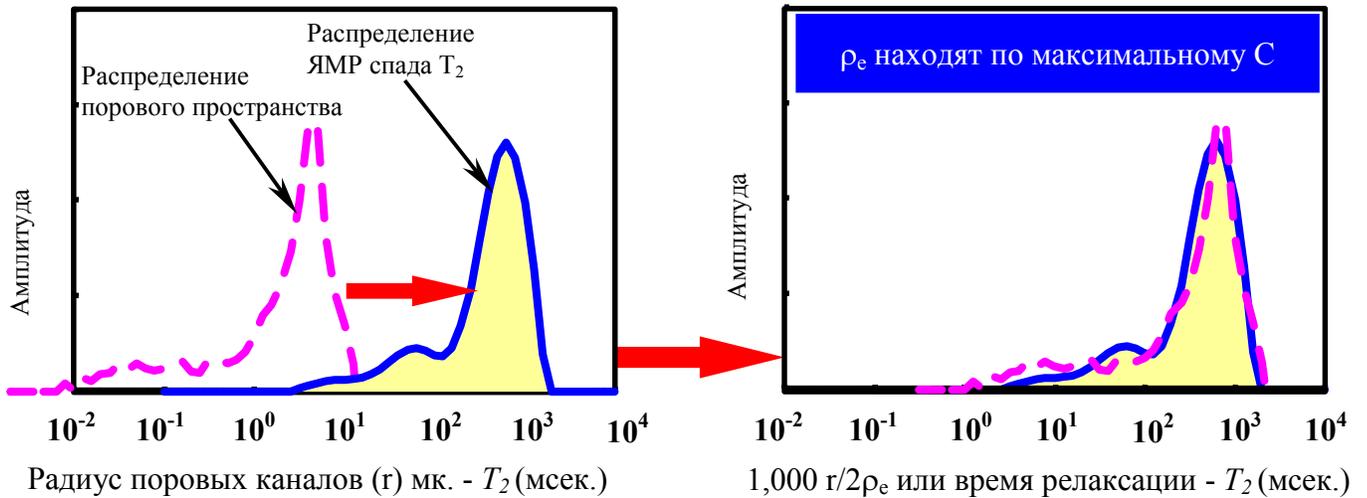


## Распределение пор по размерам

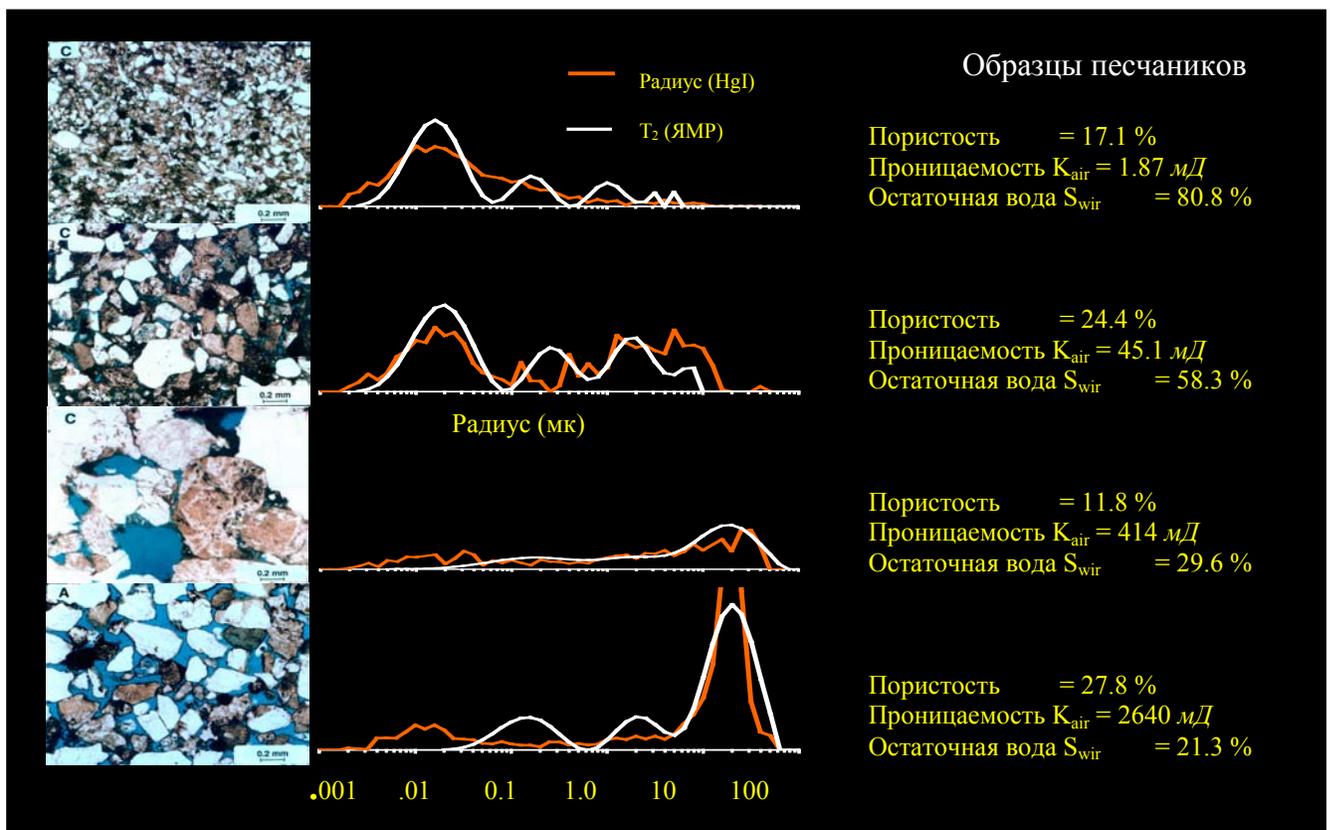
Как описывалось ранее, в случае если гидрофильная порода полностью заполнена водой, величина  $T_2$  от единичной поры пропорциональна её удельной поверхности, которая является мерой размера поры. Таким образом, наблюдаемое распределение сигнала  $T_2$ , является отображением распределения порового пространства породы. На рисунке 3.4 показано сравнение распределений  $T_2$  водонасыщенной породы и размера поровых каналов, померенного ртутным методом. Данные ртутного метода при инкрементном насыщении трудно оценить количественно, но в целом размер поровых каналов пропорционален размеру пор которые они соединяют. Как видно на левой половине рисунка, после сдвига данных ртутной порометрии, связанного с такими факторами как поверхностная релаксация, распределение  $T_2$  удивительно хорошо совпадает с данными размера поровых каналов. Хотя распределения ЯМР и порометрии нередко должны «сдвигаться» - чтобы добиться лучшего совпадения, они все-же отражают разные характеристики породы. Их хорошее «количественное» совпадение объясняется тесной корреляцией этих параметров, наблюдаемой в осадочных породах.

Картирование, как показано на рисунке 3.4, приводит к определению эффективной релаксивности ( $\rho_e$ ). Понятие эффективной релаксивности вводится чтобы учитывать тот факт, что ЯМР работает с размером «тела» поры, а ртутное давление насыщения, в основном, - с размером поровых каналов. Следовательно, величина  $\rho_e$  пропорциональна результату собственно поверхностной релаксивности  $\rho$  и величине отношения размера поровых каналов к размеру поры.<sup>17</sup>

На рисунке 3.5, для трех литологий, показано сравнение распределений времен спада и распределений пор по размеру. Релаксация в песчаниках, как правило, выше чем в карбонатах, что заметно на данных образцов приведенных в примере. Распределение  $T_2$  по данным ЯМР дает хорошую оценку распределения пористости, при условии, что порода на 100% насыщена водой, как показано на примерах песчаника и карбонатов на рисунке 3.6. Даже в случае присутствия углеводородов *BVI* позволяет отделить мелко-зернистые песчаники от крупно-зернистых. Эта информация является весьма полезной при оценке качества коллектора или определении обстановки его осадконакопления.



**Рисунок 3.4** После сдвига обусловленного эффективной поверхностной релаксацией, распределение пор по размерам, полученное по данным ртутной порометрии, практически совпадает с распределением  $T_2$  по данным ЯМР



**Рисунок 3.6a** Корреляция между результатами ртутной порометрии и распределением  $T_2$  позволяет с уверенностью предположить, что по нему можно судить о структуре порового пространства, при условии, что порода насыщена водой на 100%.

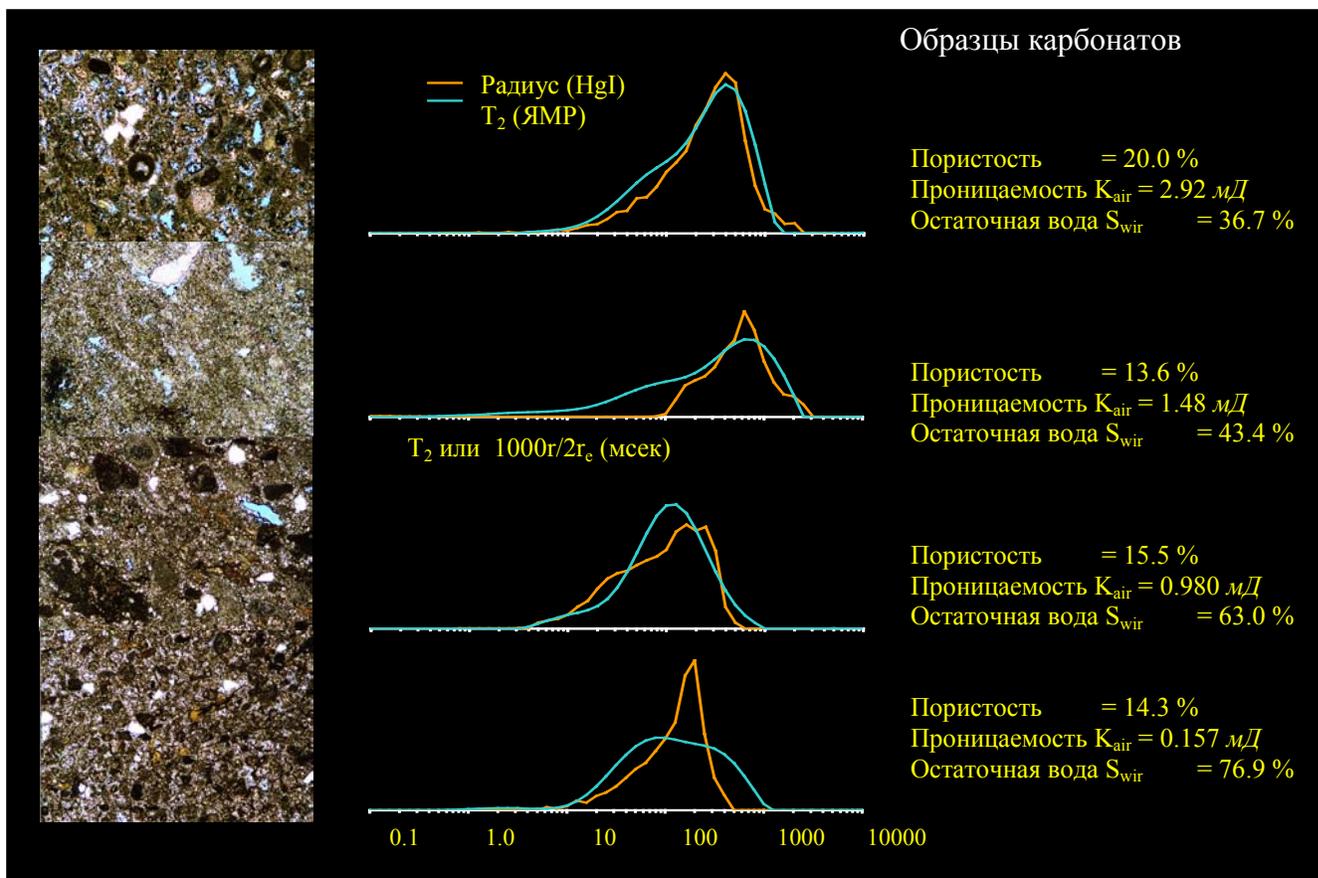
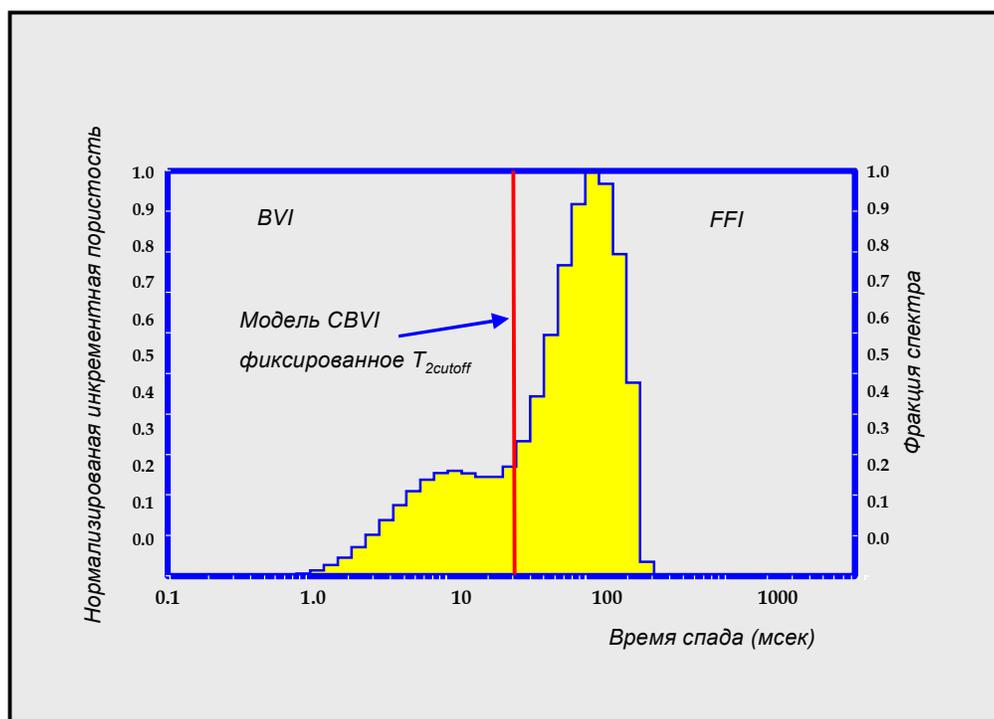


Рисунок 3.6 б



**Рисунок 3.7** Использование модели *CBVI* при интерпретации каротажа ЯМР; для расчета *BVI* выбирается фиксированное значение  $T_{2cutoff}$ .

## Определение суммарной связанной воды $BVI$

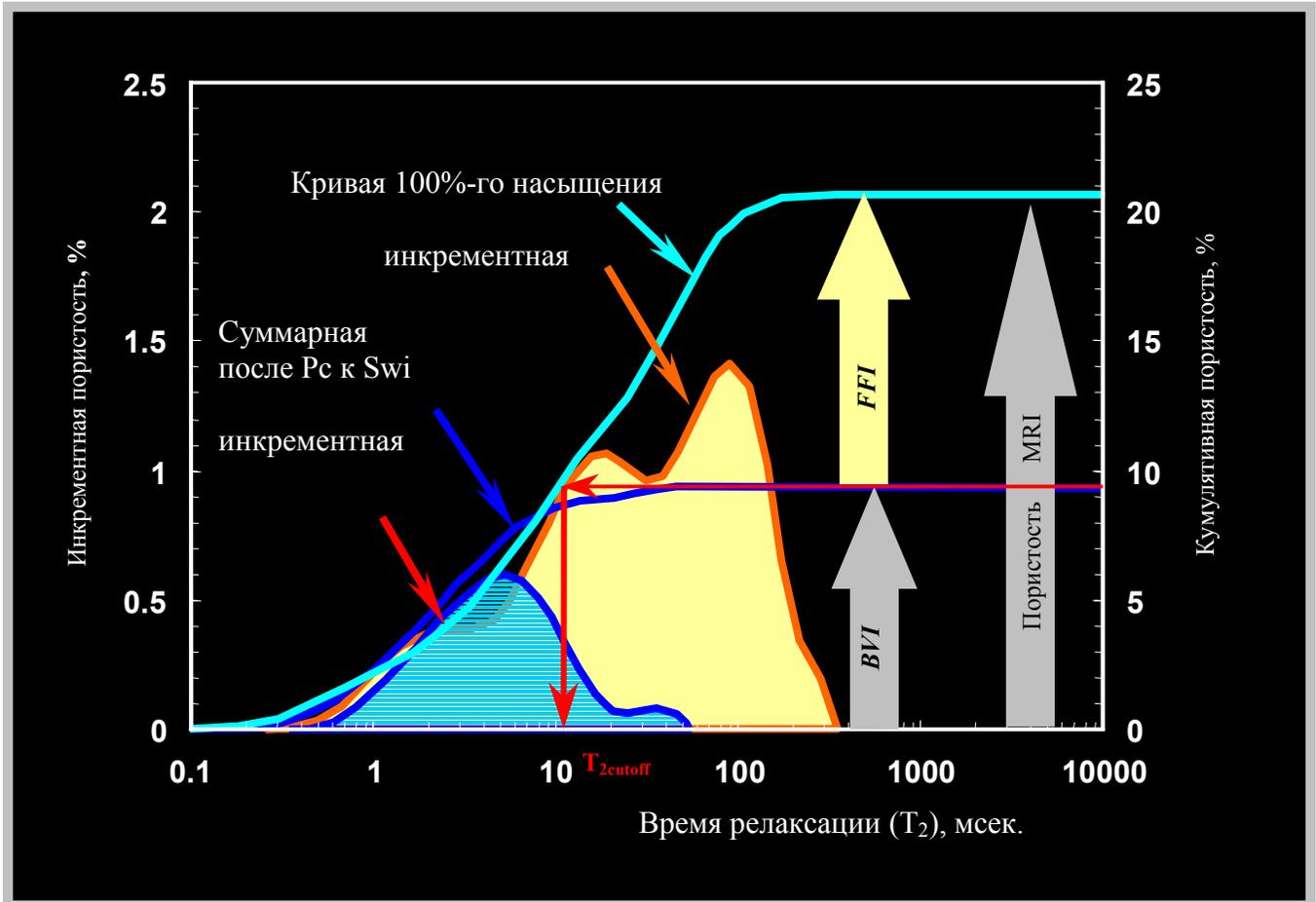
Определение суммарной связанной воды  $BVI$  породы - одно из наиболее ранних достижений скважинного ЯМР и в настоящее время остается самым распространенным его результатом. Существует два метода для определения  $BVI$ . Первый из них – граничного значения  $BVI$  ( $CBVI$ ) основан на постоянном значении времени  $T_2$  ( $T_{2cutoff}$ ), которое разделяет распределение сигнала на две составляющие: одну – содержащую поры малого размера со связанной водой, и другую – с крупными порами, содержащими свободные флюиды. Второй метод определения  $BVI$  называется спектральным  $BVI$  ( $SBVI$ ), и основан на признании наличия двух составляющих – свободной и связанной влаги в порах данного размера.

В публикациях о ЯМР, при описании концепции связанной воды ( $BVI$ ) применяют два определения. Первое считает связанной воду, содержащуюся в коллекторе, которая при процессе добычи не будет поступать в ствол скважины. Объем такой воды, точно рассчитывается только в результате измерений относительной проницаемости, но так-же может быть оценен по данным кривой капиллярного давления. Этот объем влаги, в основном, является собственно характеристикой породы и условий смачиваемости. Второе определение, характеризует  $BVI$  как объем воды не вытесненной углеводородами во время заполнения ими порового пространства. Этот объем зависит как от капиллярного давления так и от высоты над уровнем свободной воды. В переходной зоне, в этот объем входит вода, которая может добываться. Однако, при достаточном удалении от поверхности свободной воды, силы капиллярного давления, отождут всю влагу способную течь и при этом относительная проницаемость воды будет равна нулю. Во многих залежах переходная зона занимает незначительный объем от всей колонны углеводородов, а высота залежи углеводородов не достаточно велика, чтобы иметь существенную разницу в значениях двух различных  $BVI$ . Если же величины  $BVI$  существенно различны, то необходимо определить используется ли объем связанной воды для оценки обводненности или для расчетов проницаемости. Для оценки проницаемости, особенно в случае бурения на РНО, в  $BVI$  обязательно должно входить количество воды не смещенной нефтью.

### Граничное значение $BVI$

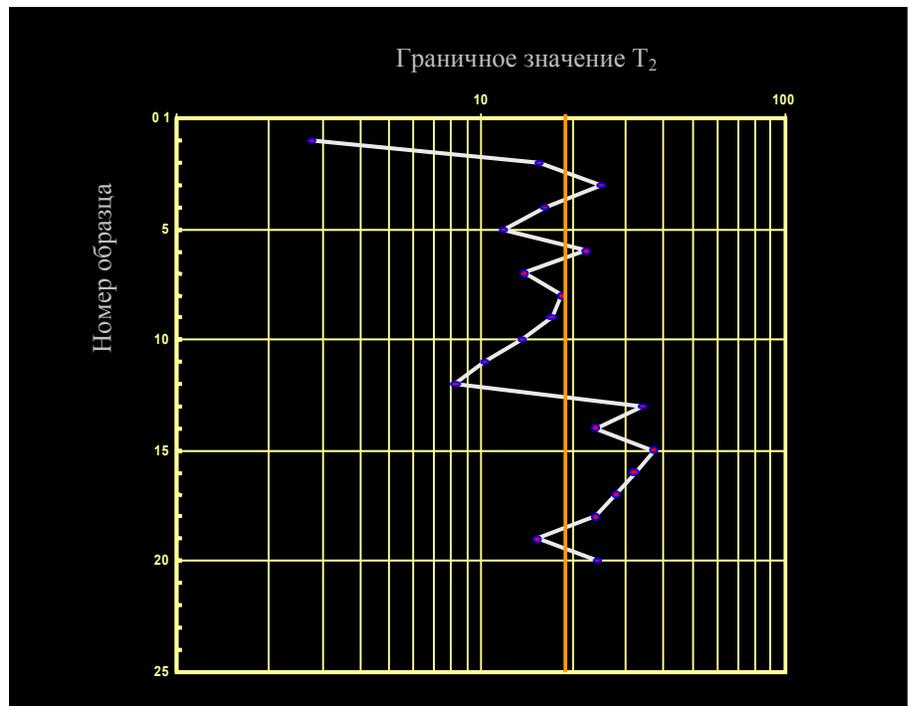
На рисунке 3.7 изображена концепция  $CBVI$ . Определение  $BVI$  по ЯМР основано на предположении, что связанная жидкость находится в малых порах, а свободная – в больших. Это предположение базируется на наличии связи между размером пор и поровых каналов, которая часто имеет место. Поскольку значения  $T_2$  могут быть увязаны с размером собственно «тела» поры, то может быть выбрано такое  $T_2$ , ниже которого все флюиды будут находиться в порах малого размера и, следовательно, быть неподвижны, а выше него флюиды будут располагаться в крупных порах и, соответственно, смогут свободно двигаться. Такое значение времени называется граничным  $T_2$  или отсечки  $T_{2cutoff}$ . При разделении распределения  $T_2$ , отсечка  $T_{2cutoff}$  разбивает  $MPHI$  на две части :  $BVI$  и  $FFI$ , как это показано на рисунке 3.7.  $BVI$  часть в дальнейшем называется граничным значением  $BVI$  или ( $CBVI$ ).<sup>18</sup>

Вместо предположения о значении величины  $T_{2cutoff}$  она может быть измерена в лабораторных условиях ЯМР методом на керне. В этом случае на образце снимаются показания при двух насыщениях:  $S_w = 100\%$  и (после установления соответствующего значения насыщенности по кривой порового давления или непосредственной отгонки до определенного давления) при  $S_w = irreducible$  (остаточной). Для достижения такой величины и получения второго насыщения используется центрифугирование образца или техника измерения на пористой мембране при заданном давлении. Распределения  $T_2$  сравниваются, как это показано на рисунке 3.8. Оба распределения изображены в виде двух кривых – кумулятивной пористости и инкрементной. (Кумулятивное значение пористости в конкретном распределении  $T_2$ , например, скажем  $T_{2U}$ , является интегральной суммой всех значений инкрементной пористости  $T_2$  со значениями меньше чем, или равным  $T_{2U}$ ). Для определения граничного значения  $T_{2cutoff}$  по зависимости  $T_2$  - кумулятивная пористость, на оси пористости откладывается значение пористости, при которой в образце находится только остаточная влага. От этого значения проводится горизонтальная линия, до пересечения с кривой распределения кумулятивной пористости снятой при условии  $S_w = 100\%$ . При пересечении с этой кривой проводится вертикальная линия до пересечения с осью  $T_2$ . Значение  $T_2$  снятое по этой оси является граничным  $T_{2cutoff}$ .<sup>18</sup>



**Рисунок 3.8** Для определения граничного значения (отсечки)  $T_{2\text{cutoff}}$  и его последующего применения в модели *CBVI*, используются ЯМР-измерения на полностью водонасыщенных образцах ядра ( $S_w = 100\%$ ) и на образцах с остаточной водонасыщенностью ( $S_{wi}$ ).

**Рисунок. 3.9** В образцах ядра из визуально однородного коллектора, граничные значения  $T_{2\text{cutoff}}$  полученные лабораторным методом могут различаться. Красной линией показано положение среднего значения величины отсечки.



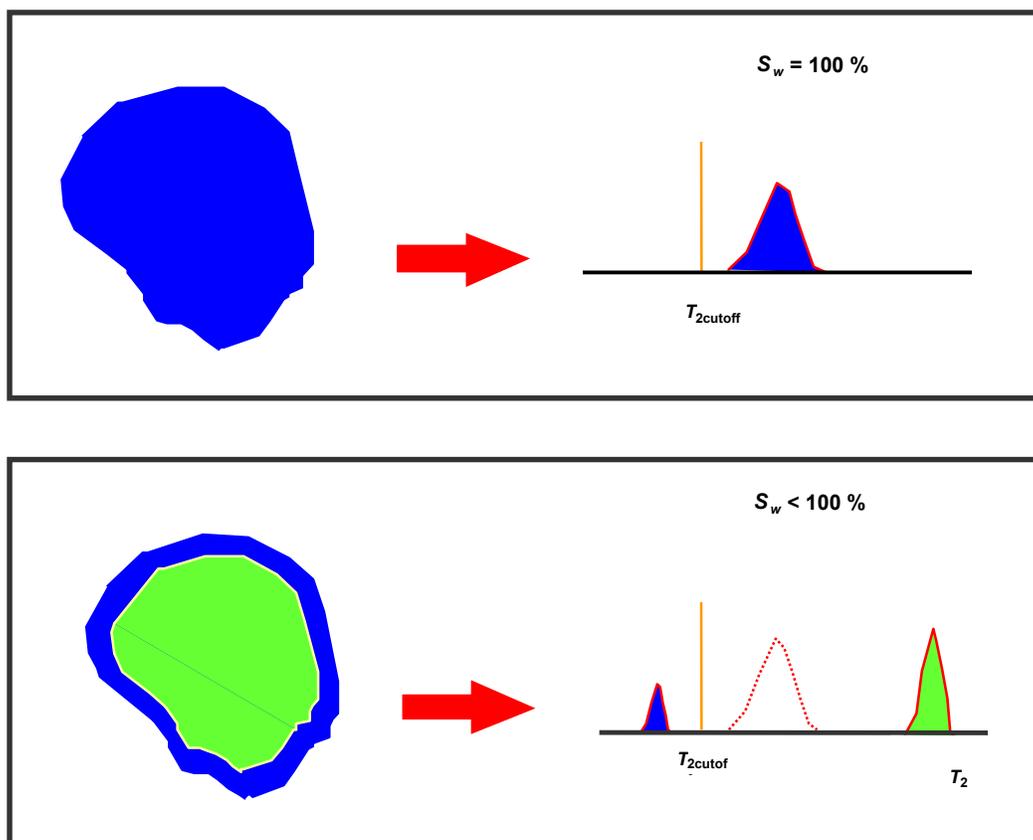
При отсутствии данных лабораторных измерений граничные значения  $T_{2cutoff}$  задаются исходя из литологии коллектора. Для песчаников  $T_{2cutoff} = 33$  мсек., а для карбонатов эта величина составляет 92 мсек. Такие значения хорошо работают в районе Мексиканского залива. Однако, величина граничного значения  $T_{2cutoff}$  зависит не только от литологии, на нее влияют такие параметры как химический состав стенок пор, незначительное количество парамагнитных и ферромагнитных включений, структура породы, отношение размера поровых каналов к размеру поры, и другие, пока еще не вполне понятые факторы. Все это приводит к колебанию  $T_{2cutoff}$  померенному на образцах с одинаковым литологическим составом, как это показано на рисунке **3.9**.

Зная, что  $T_2$  прямопропорционально размеру пор, величина  $T_{2cutoff}$  представляет собой граничное значение в размерности пор или капиллярном давлении. Следовательно, значения  $T_{2cutoff}$  зависят от капиллярного давления и поверхностной релаксивности. Лабораторные исследования образцов керна для определения граничного значения  $T_{2cutoff}$  методом показанным на рисунке 3.8, зависят от величины капиллярного давления, выбранного для остаточного насыщения. Это давление зависит от того используется ли  $BVI$  для оценки обводненности или для расчета проницаемости. Во втором случае, оно вместе с кривой порового давления коллектора зависит от высоты над уровнем свободной воды.

Несмотря на то, что может быть определено значение  $T_{2cutoff}$  которое лучше всего будет подходить для определения остаточной водонасыщенности данной породы при соответствующем капиллярном давлении, это одно значение может быть неверным для остаточной воды в другой породе. Одной из причин такого несоответствия значений  $T_{2cutoff}$  является различие в капиллярных давлениях, при которых породы доходят до состояния остаточной воды. Это положение иллюстрируется примером на рисунке **3.10**. На этом рисунке капиллярное давление, соответствующее породе А-типа, оказывается слишком маленьким для породы В-типа. Таким образом, применение граничного значения  $T_{2cutoff}$  определенного по данным капиллярного давления породы В-типа, даст чрезмерно большую остаточную водонасыщенность. Оцененная величина  $T_{2cutoff}$  при использовании капиллярного давления пород В-типа не может совпадать с величиной для А-типа.

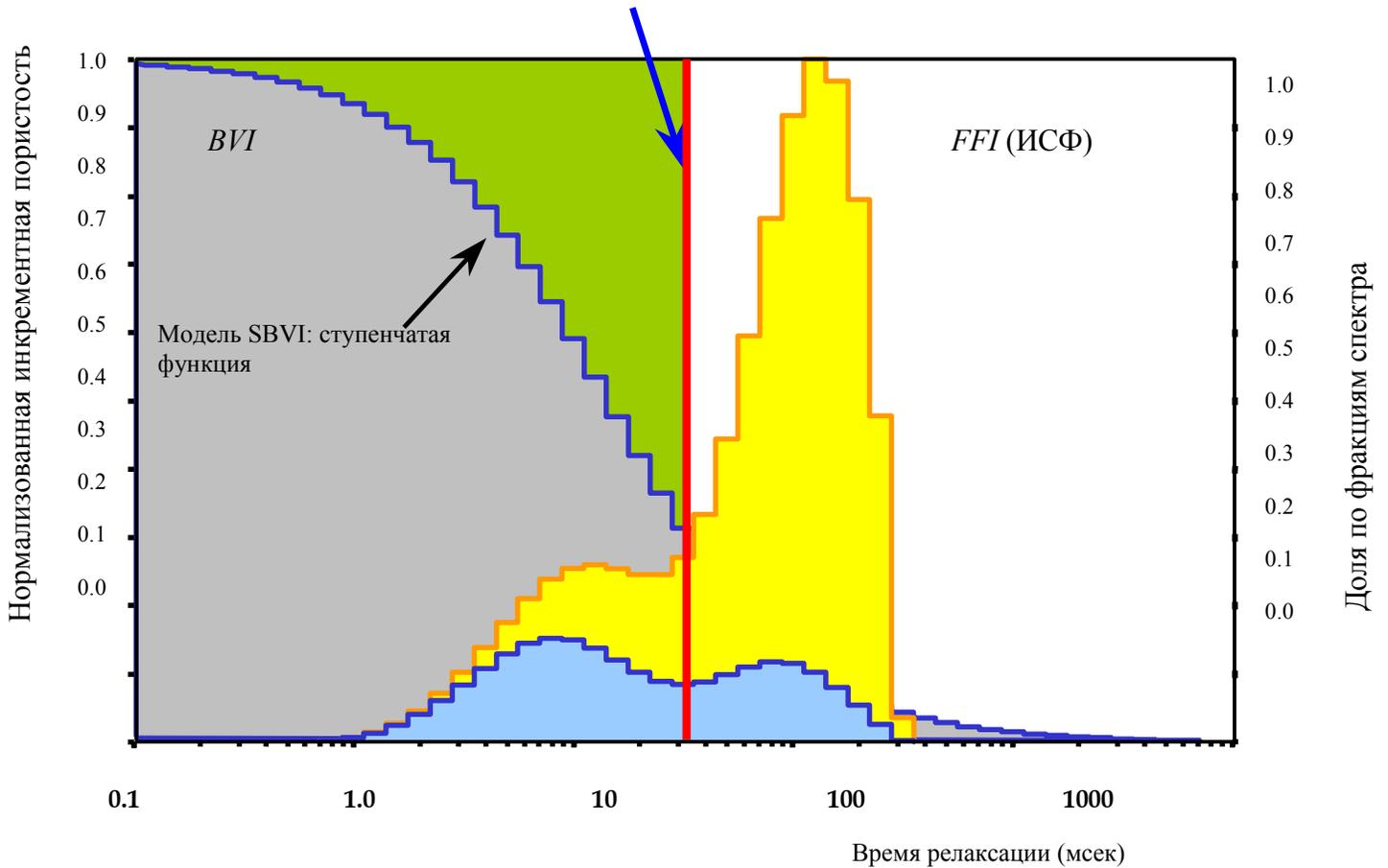


**Рисунок. 3.10** Корректная интерпретация ЯМР нередко требует данных капиллярметрии для выбора величины давления, которое будет соответствовать количеству остаточной воды. Однако даже при наличии такой информации, возможна ситуация, когда одним значением нельзя будет охарактеризовать коллектора всех типов.



**Рисунок. 3.11** (Верхняя часть) В крупно-зернистом коллекторе который полностью насыщен водой, распределение  $T_2$  будет представлено одним хорошо выраженным пиком. Ниже граничного значения  $T_{2cutoff}$  сигнала не наблюдается, следовательно,  $CBVI = 0$ . (Нижняя часть) После того как нефть вытеснила большую часть подвижной воды, в распределении  $T_2$  от той-же поры появляется два пика. Один - ниже граничного значения  $T_{2cutoff}$  и связан с остаточной водой расположенной на поверхности поры. Другой - от нефти и расположен выше граничного значения. Значение  $T_2$  второго пика близко к  $T_2$  объемной релаксации нефти. Таким образом,  $CBVI$  может быть рассчитано только после того как большая часть воды отжата из поры.

### Модель SBVI: стандартное граничное значение



**Рисунок. 3.12** Для заданного  $T_2$ , весовой фактор *SBVI* дает фракционный объем связанных флюидов в порах чей размер описывается временем  $T_2$ . Показанная на рисунке модель - ступенчатая функция и часто используется для описания весовых факторов.

### Спектральный *BVI*

Применение фиксированного граничного значения  $T_{2cutoff}$  на спектрах 100%-ой водонасыщенности может, иногда, давать весьма ошибочное определение величины *BVI*. Эти ошибки возникают из-за того, что реальные поры не являются простыми геометрическими формами такими как шар и цилиндр. Поверхности пор могут быть шероховатыми, а сами поры содержать различные неоднородности. ЯМР видит все пространство, в котором диффузируют молекулы воды поровых флюидов перед релаксацией и взаимодействием со стенками, как единую пору. Таким образом, микропористость, связанная с шероховатостями и включениями, нередко может быть включена ЯМР-измерениями в суммарной объем крупной поры. Однако, если углеводороды вытесняют воду, или если флюиды фильтруются через породу, эта часть влаги, как правило, остается на месте и должна включаться в *BVI*. Кроме того, во время отжатия воды из гидрофильной породы на стенках пор всегда остается тонкая пленка воды. Эта часть влаги так-же должна быть включена в *BVI*. В модели с фиксированным граничным значением, эти проблемы частично могут решаться применением несколько завышенного параметра отсечки, но нередко лучшие результаты получают при использовании спектрального подхода.

Модель стандартного граничного значения не работает наиболее разительно в случаях, когда ЯМР-сигнал от 100%-но насыщенной породы, обладает узким спектром, который может достаточно хорошо быть аппроксимирован одной экспонентой. Такие ошибки наблюдались в грубо-зернистых песчаниках с высокой проницаемостью и в диатомитах Северного моря, со сравнительно мелкими порами.<sup>18</sup> Анализы данных сканирующей электронной микроскопии (*SEM*) показали, что у диатомитов однородно шероховатые стенки пор. На рисунке 3.11 приведена типичная ситуация наблюдаемая в породах Северного моря. После заполнения углеводородами диатомитового коллектора или грубо-зернистого песчаника, микропористость проявится на ЯМР-измерениях в виде небольшого пика значений, которого не было видно на спектре от 100%-но насыщенной породы. Этот эффект менее заметен в случае, когда изначальный спектр полностью водонасыщенной породы достаточно широк и, следовательно, содержит поры такого-же размера как и микропористость которая становится видимой при отжатии воды.

Для решения проблем с которыми столкнулся метод фиксированного граничного значения  $BVI$ , был разработан спектральный метод  $BVI$  ( $SBVI$ ).<sup>18</sup> В основном он применялся для количественного определения свободной воды, но так-же используется и для расчета проницаемости. В этом методе предполагается, что поры любого размера, наблюдаемые в спектре полностью водонасыщенной породы, содержат некоторое количество связанной воды. Это определяется функцией смачиваемости  $W(T_{2,i})$ , где  $0 \leq W(T_{2,i}) \leq 1$ , которая оценивает долю связанной воды в порах каждого размера, как показано на рисунке 3.12. В литературе предложены различные методики для получения таких взвешенных средних значений.<sup>19,20</sup> Одна группа методов основана на моделях в которых поры простой геометрической формы, а связанная вода формирует тонкую пленку на их поверхности. В этих моделях для описания, простым порам даются сходные средневзвешенные значения функций. Однако все методы этой группы страдают излишним упрощением используемых моделей.

Другая группа методов использует более феноменологический подход. Сравнение формул для расчета проницаемости, оценка моделей распределения тонкого слоя пленочной воды, анализ экспериментальных данных и общие положения позволили предположить функцию влажности в следующей форме:

$$\frac{1}{W_i} = mT_{2,i} + b \quad (3.24)$$

Где  $T_{2,i}$  время релаксации,  $T_2$  связанное с  $i$ - инкрементом, а  $m$  и  $b$  параметры зависящие от геометрии порового пространства и определенные по керну методом капиллярного давления и ЯМР-методом на частично насыщенных образцах. В этом случае:

$$SBVI = \sum_{i=1}^n W_i \phi_i \quad (3.25)$$

где  $n$  – число инкрементов, а  $\phi_i$  – пористость каждого инкремента.

Рисунок 3.13 служит объяснением уравнения 3.24. Для данного набора образцов керна рисунок показывает наличие линейной зависимости  $1/S_{wirr}$  и  $T_{2gm}$ , где  $S_{wirr}$  –

водонасыщенность при заданном капиллярном давлении, а  $T_{2gm}$  – геометрическое среднее спектра релаксации. Такая форма для взвешенной функции имеет смысл только при ограничении величины малых и крупных пор.

Практически для любой реальной модели пористости при увеличении размера поры процент связанной влаги уменьшается. В наиболее функционально простом виде это свойство может быть представлено как:

$$\frac{1}{W_i} \sim T_{2,i} \quad (3.26)$$

Для микропор существует такой размер ниже которого  $W_i$  должно быть равно 1.

Таким образом, для всех значений  $T_2$  выше определенного малого значения, к правой части простого уравнения 3.26, должна быть добавлена постоянная величина  $b$ . Условие  $b = 1$  означает, что каждая пора содержит подвижную воду, однако это предположение оказывается неверным в зонах, расположенных выше уровня свободной воды.

В общем случае, для конкретных значений  $m$  и  $b$  существует величина  $k$  такая, что  $W_k$  будет равна 1 во время инкремента  $T_{2,k}$ . Затем для всех  $T_{2,i}$  меньше, чем  $T_{2,k}$   $W_i$  считается равным 1. Хотя для определения констант  $m$  и  $b$ , наиболее надежными являются измерения на керне из скважины где выполнялся каротаж ЯМР, общие значения были установлены в работе Коатеса<sup>18</sup>, где анализировались данные по 340 образцам песчаника и 71 карбонатов. В этой работе  $b$  принималось равным 1, а значения  $m$  для песчаников и известняков были определены равными соответственно 0.0618/мсек., и 0.0113/мсек.

Модели с  $b = 1$  наиболее подвержены влиянию ошибок в случаях когда в маленьких порах существует значительная пористость (например в глинах), которая должна быть оценена как единица.

Методом для определения обоих параметров -  $m$  и  $b$  при лабораторных измерениях на  $s$  – числе образцов керна является решение системы уравнений 3.27.

$$\begin{aligned}
S_{wirr,1}\phi_1 &= W_1 \phi_{1,1} + W_2 \phi_{1,2} + \dots + W_n \phi_{1,n} \\
S_{wirr,2}\phi_2 &= W_1 \phi_{2,1} + W_2 \phi_{2,2} + \dots + W_n \phi_{2,n} \\
&\vdots \\
S_{wirr,s}\phi_s &= W_1 \phi_{s,1} + W_2 \phi_{s,2} + \dots + W_n \phi_{s,n}
\end{aligned}
\tag{3.27}$$

$W_i$ ,  $i = 1, \dots, n$ , являются функциями средневзвешенного.  $S_{wirr,i}$ ,  $i = 1, \dots, s$ , значения водонасыщенности образцов при выбранных капиллярных давлениях.  $\phi_i$ ,  $i = 1, \dots, s$ , значения пористости образцов.  $\phi_{i,j}$ ,  $j = 1, \dots, n$ , значения вкладов пористости  $i$ -го образца  $j$ -ый инкремент  $m$ - экспонентного совпадения с кривой спада ЯМР. Уравнение 3.25 может так-же быть решено для других видов функции средневзвешенного. В общем случае, для полностью водонасыщенной породы определение  $SBVI$  с корректно заданным набором средневзвешенных функций является предпочтительным методом получения значения связанной воды по данным ЯМР.

Если поры содержат и углеводороды и воду, то использование метода  $SBVI$  становится более сложным. В случае гидрофильной породы, необходимо учитывать два основных эффекта. Во-первых, поскольку функции средневзвешенного, в довольно широком диапазоне времен релаксации отличны от нуля, углеводороды скорее всего будут выглядеть связанной водой, что приведет к завышению  $SBVI$ . Во-вторых, хотя поры маленького размера, которые появятся на спектре распределения ЯМР, когда углеводороды заполнят центральную часть поры, должны считаться на 100% водонасыщенными, модель может связать их сигнал со средневзвешенным меньше 1, что приведет к занижению  $SBVI$ . Этот эффект особенно важен в случае, когда в зоне исследования скважинного прибора находится только связанная вода. Связанная влага может быть принята за подвижную только в случае, когда функции средневзвешенного используются некорректно для данного типа коллектора, или для положения над уровнем свободной воды. В настоящее время предлагается следующая практика: величины  $BVI$  рассчитываются по обоим методикам – и по граничному значению и по  $SBVI$ , а затем из двух выбирают наибольшую величину. Необходимо отметить, что такая практика сильно зависит от используемых функций средневзвешенного и основывается на работах, где коэффициент функций  $b = 1$ .

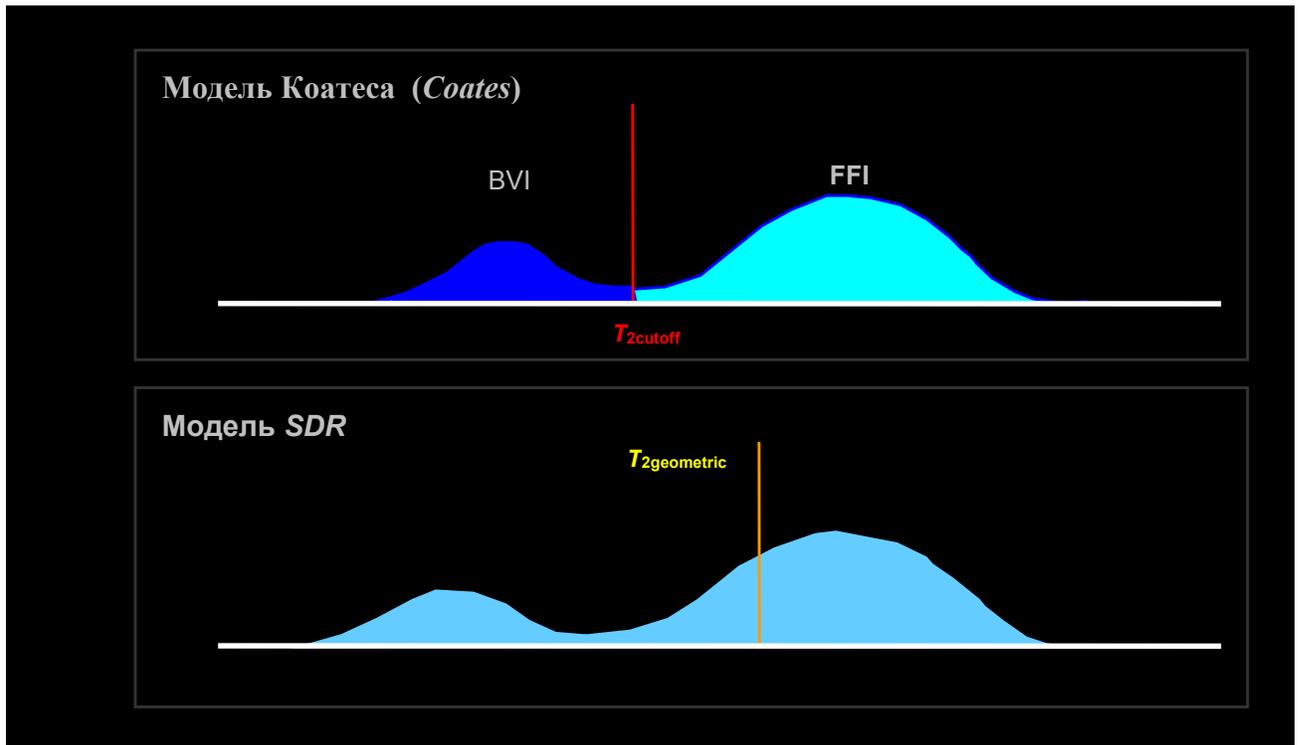
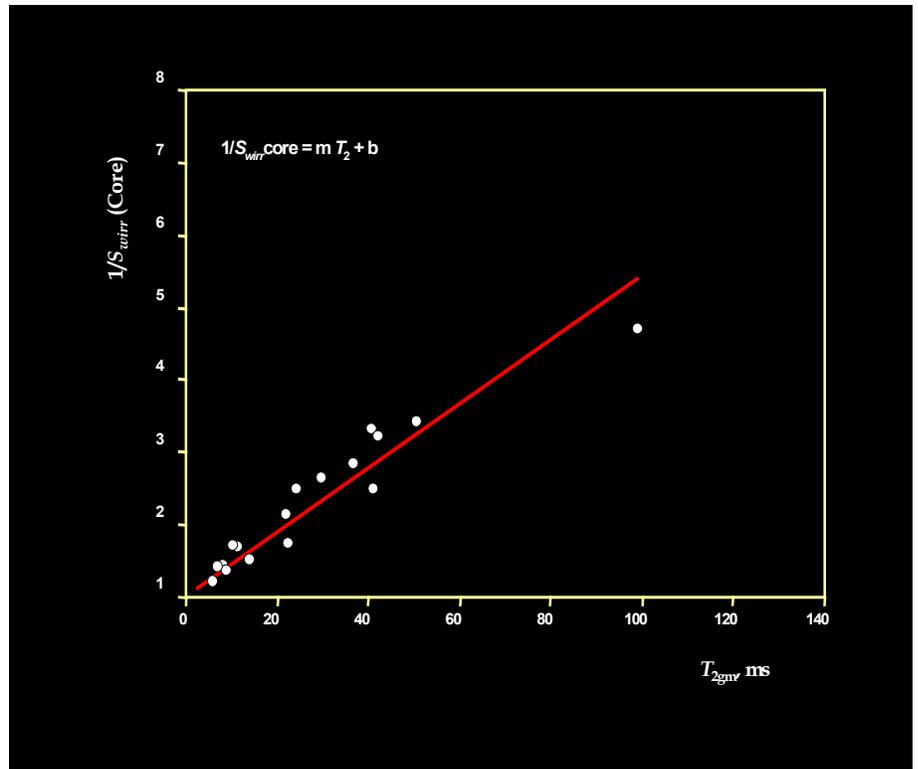
## Модель проницаемости *MRIL*

Расчет проницаемости по данным ЯМР основан на сочетании экспериментальных и теоретических моделей и зависимостей.<sup>14</sup> Когда в этих моделях все остальные составляющие постоянны, проницаемость возрастает с возрастанием эффективной пористости. Единица проницаемости, Дарси имеет размерность площади, и с практической точки зрения для петрофизики, проницаемость можно считать пропорциональной квадрату некоторой геометрической величины. Корреляция между кривыми капиллярного давления и проницаемостью дает веские основания полагать, что подходящий параметр - размер капиллярных каналов.<sup>21,22</sup> ЯМР меряет размер собственно пор, но практически во всех песчаниках и в некоторых карбонатах, существует хорошая корреляция между их размером и диаметром поровых каналов.

Две наиболее часто применяемые зависимости для проницаемости связаны с пористостью в четвертой степени:  $\phi^4$ . Величина степени задается несколько произвольно, и она слабо связана с уравнением Арчи, корреляцией проницаемости и сопротивления породы, и с дополнительным коэффициентом позволяющим учитывать тот факт, что ЯМР меряет величину собственно пор, а не соединяющих их каналов. В одном из уравнений (модель индекса свободного флюида или модель Коатеса) параметр размера получают непосредственно применением  $T_{2cutoff}$  который определяет соотношение  $FFI$  к  $BVI$ , где  $FFI$  - объем свободных флюида и  $FFI = \phi - BVI$ . В другом уравнении, среднего значения  $T_2$  (или модель *SDR*), параметр размера рассчитывают как геометрическое среднее спектра релаксации  $T_{2gm}$ <sup>4</sup>. Использование именно этих параметров размера в уравнениях основано на эмпирических соображениях. Применяются так-же и другие определения параметров размера. Обе модели показаны на рисунке 3.14. Оба эти подхода хорошо коррелируются с данными проницаемости определенными в лабораторных условиях на полностью водонасыщенных образцах. Отметим однако, что модель средних значений  $T_2$  перестает работать в случаях когда поры содержат некоторое количество углеводородов, поскольку  $T_{2gm}$  зависит не только от размер пор.

**Рисунок. 3.13**

Сравнение остаточной водонасыщенности ( $1/S_{wirr}$ ) померенной на керне и геометрического среднего ( $T_{2gm}$ ) спектра  $T_2$ , показывает наличие линейной связи между временем релаксации и  $1/S_{wirr}$ .



**Рисунок. 3.14** Верхняя часть - модель проницаемости Коатеса, для описания изменений величины удельной поверхности (соотношения поверхность-объем) использует отношение  $FFI/BVI$ . Нижняя часть - модель проницаемости  $SDR$ , для описания изменений отношения поверхность-объем, использует среднее геометрическое значение времени  $T_2$ .

### Модель свободного флюида

В модели свободного флюида (модели Коатеса), в его наиболее простой форме, проницаемость может быть выражена как:

$$k = \left[ \left( \frac{\phi}{C} \right)^2 \left( \frac{FFI}{BVI} \right) \right]^2 \quad (3.26)$$

*МРНИ* (пористость *MRIL* которая будет рассмотрена в следующем разделе) обычно используется для расчета  $\phi$ , а *BVI* получают методом *CBVI* или *SBVI*.<sup>18</sup> Коэффициент *C*, является переменной зависящей от специфических условий отложений и может различаться в зависимости от района.

Практические результаты показывают, что модель Коатеса является более гибкой по сравнению с моделью среднего  $T_2$ . После внимательной калибровки по данным керна, модель Коатеса была успешно адаптирована к различным условиям и успешно применялась для описания разнообразных коллекторов. До той поры пока в *BVI* не включен сигнал от углеводородов, *BVI* не зависит от присутствия дополнительной жидкой фазы такой как нефть или фильтрат РНО, что очень важно при анализе продуктивных интервалов.

В не полностью промытых газоносных коллекторах *МРНИ* используемое в формуле Коатеса может быть занижено из-за пониженного углеводородного индекса. Следовательно, необходимо либо скорректировать *МРНИ* за газ, либо использовать другой источник данных пористости. Зоны содержащие высокий уровень остаточного газа, при достаточном пластовом давлении, будут иметь завышенные значения *SBVI* и *CBVI* и, следовательно, в некоторой степени, приведут к незначительному занижению проницаемости. Тяжелые углеводороды у которых, как правило, сигнал  $T_2$  имеет очень короткие значения, могут приниматься за *BVI* и, таким образом, так-же занижать рассчитанную проницаемость.

### Модель среднего значения $T_2$

Модель среднего геометрического значения  $T_2$  (или *SDR* модель) описывается как:

$$k = a T_{2gm}^2 \phi^4 \quad (3.29)$$

В уравнении 3.29 эффективная пористость ЯМР заменяется на  $\phi$ , как и раньше,  $T_{2gm}$  - геометрическое среднее распределения  $T_2$ . Как и в уравнении Коатеса, величина  $a$  – коэффициент зависящий от типа коллектора.

Опыт работ показывает, что модель среднего значения  $T_2$  хорошо работает в коллекторах полностью заполненных водой. Однако, в случае присутствия нефти или фильтрата РНО, среднее  $T_2$  смещается в сторону суммарного  $T_2$ , и рассчитанная проницаемость становится ошибочной. В не полностью промытых, газоносных коллекторах средние значения  $T_2$ , по сравнению с промытой газоносной зоной занижены и проницаемость, соответственно, недооценивается. Поскольку модель среднего  $T_{2gm}$  не позволяет вводить поправки за присутствие углеводородов, в продуктивных отложениях определения проницаемости ошибочны.

В трещиноватых породах значения проницаемости рассчитанные и по модели Коатеса и по *SDR* оказываются заниженными, поскольку обе эти модели разрабатывались для коллекторов матричного типа.

### Модель пористости методом *MRIL*

Начальная амплитуда ЯМР эхо-сигнала, или область под кривой распределения  $T_2$ , пропорциональна числу протонов водорода содержащихся в поровых флюидах в зоне исследования. Следовательно, эта амплитуда может быть откалибрована для измерений величины пористости. На рисунке 3.15 приводится ЯМР модель для гидрофильного коллектора. В верхней части рисунка показана типичная модель распределения объемов пластовых жидкостей в неизменной части пласта, которая состоит из матрицы и сухих глинистых минералов, воды связанной с глинистой компонентой, капиллярно-связанной воды, свободной воды, нефти и газа. Средняя часть рисунка соответствует объемной

модели зоны проникновения, т.е. той части пласта, где производятся измерения *MRIL*. Все элементы остаются прежними, за исключением появления фильтрата бурового раствора, который замещает часть подвижной воды, нефти и газа. Нижняя часть рисунка показывает различные измерения пористости по данным *MRIL*. Отметим, что *MFFI* характеризует тот-же объем, что и *FFI*, а *MPHI* не включает в себя сигнал от воды связанной с глинистой компонентой и, вероятно, с другими микропорами глинистой размерности.

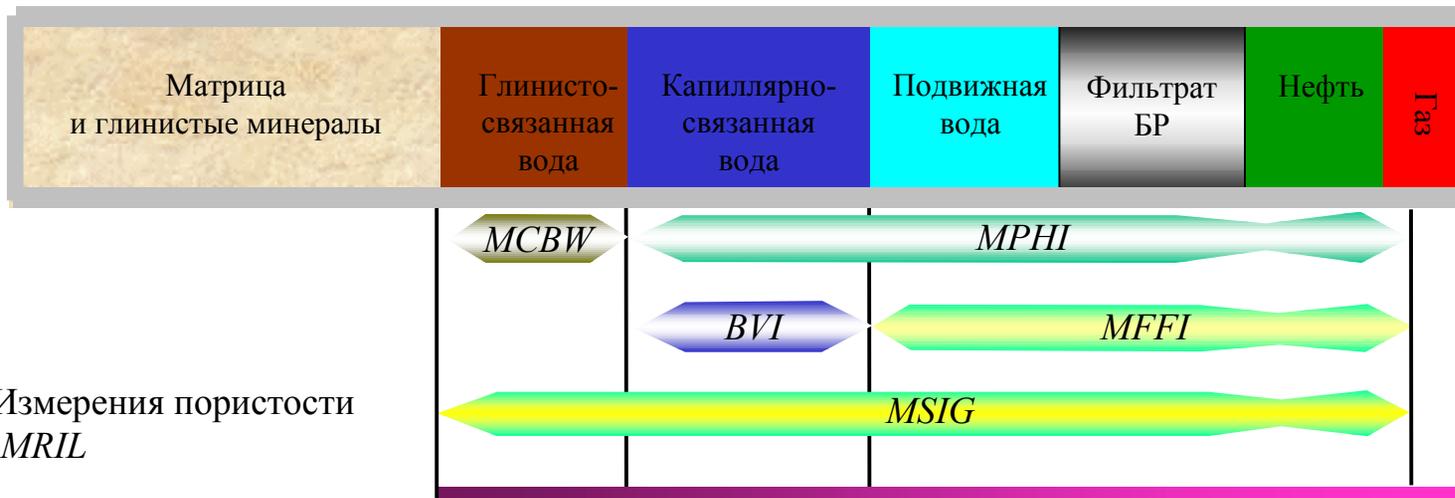
На рисунке 3.15 показаны четкие границы отделяющие элементы модели пористости связанные с *MFFI*, *BVI* и *MCBW*. Эти границы обязательно соответствуют четко выраженным составляющим спектра  $T_2$ . Для *BVI* это рассматривалось в деталях ранее. В случае с глинами вода связанная с микропористостью имеет интервал значений времен спада, который может перекрывать времена от капиллярно-связанной воды; в этом случае, в спектре значений времен  $T_2$  может не быть четкой границы между *BVI* и *MCBW*.

И минералы матрицы и глинистые минералы содержат атомы водорода в виде гидроксильных групп (ОН). Поскольку времена их продольной релаксации  $T_1$  слишком длинные, чтобы быть полностью поляризованными движущимся прибором *MRIL*, а времена  $T_2$  слишком короткие, чтобы быть записаны, водород воды гидратации и ОН-групп «невидим» для прибора *MRIL*.<sup>23</sup> Ядра водорода глинисто-связанной воды адсорбированы на поверхностях глинистых минералов. Протоны этих ядер могут быть поляризованы, а сигнал от них может быть получен, при условии применения достаточно коротких времен  $TE$ . Вода глинистой компоненты меряется в *MRIL* циклом *CPMG* с  $TE=0.6$ мсек., и временем поляризации  $TW$ , установленным для частичного или полного восстановления. Результаты измерений этой составляющей общей пористости обозначаются как *MCBW* и позволяют оценить количество воды связанной с глинистой компонентой. Аналогично, существуют протоны водорода в капиллярно-связанной воде и подвижных флюидах, таких как свободная вода, фильтрат бурового раствора, нефть и газ. Эти протоны водорода меряются с использованием стандартной записи  $T_2$  циклом *CPMG*, с  $TE = 1.2$  мсек., и с установкой  $TW$  на полную поляризацию. Такие измерения приводят к определению *MPHI*.

## Объемная модель неизменной части пласта



## Объемная модель зоны проникновения



**Рисунок. 3.15** Измерения прибором *MRIL* в зоне проникновения (нижняя объемная модель); фильтрат БР вытесняет часть свободных флюидов которые находились в неизменном коллекторе (верхняя модель). Измерения *MRIL* (нижняя модель) зависят от флюидов, а не от материалов матрицы или сухой глины. Пористость *MRIL* зависит от углеводородного индекса *HI*, времени поляризации *TW* и времени между эхосигналами *TE*.

Измеренная амплитуда эхо-сигналов и, следовательно,  $MPHI$  зависят от углеводородного индекса  $HI$  флюидов. Параметр  $MPHI$  откалиброван на число протонов в воде, у которой индекс равен единице. Если углеводородный индекс любого из пластовых флюидов сильно отличается от единицы, то для расчета  $MPHI$  необходимо ведение поправок.

Обе величины – и  $MPHI$  и  $MCBW$  зависят от времени поляризации  $TW$ . И у легких нефтей и у газа время релаксации  $T_1$  очень длинное. При недостаточном времени поляризации,  $MPHI$  может недооценивать величину эффективной пористости.

Обе величины – и  $MPHI$  и  $MCBW$  зависят от времени между эхо-сигналами  $TE$ . При уменьшении  $TE$  регистрируются более быстрые компоненты релаксации  $T_2$ , следовательно, увеличение времени  $TE$  приводит к потере быстрых времен  $T_2$ , что, в свою очередь, занижает значения  $MPHI$  и  $MCBW$ .

Кроме того, на оба измерения – и  $MPHI$  и  $MCBW$  оказывает влияние импульс  $90^\circ B_1$  циклов  $CPMG$ . Если угол импульса меньше  $90^\circ$ , то магнетизация будет «недогружена», а измеренная амплитуда слишком мала и величины  $MPHI$  и  $MCBW$  – недооценены. Если углы импульсов окажутся больше  $90^\circ$ , то магнетизация будет «перегружена», измеренная амплитуда опять будет мала и, соответственно, величины  $MPHI$  и  $MCBW$  – снова недооценены. Эта проблема, как правило, решается калибровкой прибора.

### Ссылки

1. Cowan, B., 1997, *Nuclear magnetic resonance and relaxation*, Cambridge, Cambridge University Press, Cambridge, U.K., p. 207–234.
2. Guimaraes, A.P., 1998, *Magnetism and magnetic resonance in solids*, New York, John Wiley & Sons, Inc., New York, p. 203–225.
3. Bendel, P., 1990, Spin-echo attenuation by diffusion in non-uniform field gradients, *Journal of Magnetic Resonance*, v. 86, p. 509–515.
4. Kenyon, W.E., 1992, Nuclear magnetic resonance as a petrophysical measurement, *Nuclear Geophysics*, v. 6, no. 2, p. 153–171. Later revised and published in 1997 as Petrophysical principles of applications of NMR logging, *The Log Analyst*, v. 38, no. 2, p. 21–43.

5. Vinegar, H., 1995, Relaxation mechanisms, chapter 3, in Georgi, D.T., ed., *36th Annual SPWLA Logging Symposium: Nuclear magnetic resonance logging short course notes*, variously paginated.
6. Prammer, M.G., et al., 1995, Lithology-independent gas detection by gradient-NMR logging, SPE 30562, *1999 SPE Annual Technical Conference and Exhibition Proceedings*, v.  $\Omega$  (Formation evaluation and reservoir geology), p. 325–336.
7. Zhang, Q., et al., 1998, Some exceptions to default NMR rock and fluid properties *39<sup>th</sup> Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*.
8. Brownstein, K.R., and Tarr, C.E., 1979, Importance of classical diffusion in NMR studies of water in biological cells, *Physical Review*, Series A, v. 19, p. 2446–2453.
9. Kleinberg, R.L., Kenyon, W.E., and Mitra, P.P., 1994, Mechanism of NMR relaxation of fluids in rock, *Journal of Magnetic Resonance*, Series A, v. 108, no. 2, p. 206–214.
10. Chang, D., et al., 1994, Effective porosity, producible fluid and permeability in carbonates from NMR logging, paper A, *35th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*, 21 p. Later published in 1997 in *The Log Analyst*, v. 38, no. 2, p. 60–72.
11. Chen, R., et al., 1994, Effects of hydrostatic pressure on proton and deuteron magnetic resonance of water in natural rock and artificial porous media, *Journal of Magnetic Resonance*, Series A, v. 110, p. 77–81.
12. Mardon, D., Prammer, M.G., and Coates, G.R., 1996, Characterization of light hydrocarbon reservoirs by gradient-NMR well logging, *Magnetic Resonance Imaging*, v. 14, no. 7/8, p. 769–777.
13. Appel, M., Freeman, J.J., Perkins, R.B., Hofman, J.P., 1999, Restricted diffusion and internal field gradients, *40<sup>th</sup> Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*.
14. Kenyon, W.E., et al., 1986, Compact and consistent representation of rock NMR data from permeability estimation, SPE 15643, 1986 SPE Annual Technical Conference and Exhibition preprint, 22 p. Later published in 1988 as, A three-part study of NMR longitudinal relaxation properties of water-saturated sandstones, *SPE Formation Evaluation*, v. 3, no. 3, p. 622–636.
15. Kenyon, W.E., et al., 1989, Pore-size distribution and NMR in microporous cherty sandstones, paper LL, in, *30th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*, 24 p.
16. Golub, G.H., and Van Loan, C.F., 1983, *Matrix computation*, The Johns Hopkins University Press.
17. Marschall, D., et al., 1995, *Method for correlating NMR relaxometry and mercury injection data*, SCA 9511, *1995 International Society of Core Analysts Symposium Proceedings*, 12 p.
18. Coates, G., et al., 1997, *A new characterization of bulk-volume irreducible using magnetic resonance*, paper QQ, 38th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions, 14 p. Also published in 1997 in *DiaLog*, London Petrophysical Society, v. 5, no. 6, p. 9–16.
19. Chen, S., et al., 1998, Methods for computing Swi and BVI from NMR logs, HI, *39<sup>th</sup> Annual SPWLA Logging Symposium*.
20. Kleinberg, R.L., and Boyd, A., 1997, Tapered cutoffs for magnetic resonance bound water volume, SPE 38737, *1997 SPE Annual Technical Conference and Exhibition Proceedings*, v.  $\Omega$  (Formation evaluation and reservoir geology), part 2, p. 197–202.
21. Pittman, E.D., 1992, Relationship of porosity and permeability to various parameters derived from mercury injection-capillary pressure curves for sandstone, *AAPG Bulletin*, v. 76, no. 2, p. 191–198.
22. Thompson, A., Katz, A.J., and Krohn, C.E., 1987, The micro-geometry and transport properties of sedimentary rock, *Advances in Physics*, v. 36, p. 625–694.

23. Prammer, M.G., et al., 1996, Measurements of clay-bound water and total porosity by magnetic resonance logging, SPE 36522, *1996 SPE Annual Technical Conference and Exhibition Proceedings*, v.  $\Omega$  (Formation evaluation and reservoir geology), p. 111–118. Also published in 1996 in *The Log Analyst*, v. 37, no. 5, p. 61–69.

**В следующих ссылках может быть найдено обсуждение дополнительных вопросов основ петрофизики ЯМР и свойств пластовых флюидов:**

Ahmed, U., Crary, S.F., and Coates, G.R., 1989, Permeability estimation; the various sources and their interrelationship, SPE 19604, *SPE Annual Technical Conference and Exhibition Proceedings*, v.  $\Omega$  (Formation evaluation and reservoir geology), p. 649–662. Later published in 1990 as, The interrelationship between various permeability measurements, *1990 SPWLA International Well Logging Symposium Transactions, Beijing Chapter*, 21 p. Later published in 1991 in *Journal of Petroleum Technology*, v. 43, no. 5, p. 578–587. Later reprinted in 1994 in *Petrophysics*, SPE Reprint Series No. 39, p. 118–127.

Allen, D., et al., 1988, Probing for permeability—An introduction of measurements, *The Technical Review*, v. 36, no. 1, p. 6–20.

Baldwin, B.A., 1993, Immobile water determination in shaly sandstone, SCA 9314, in Annual technical conference proceedings: Society of Professional Well Log Analysts, Society of Core Analysts Chapter-at-Large, 14 p. Later published in 1994 in *The Log Analyst*, v. 35, no. 3, p. 31–37.

Banavar, J.R., and Schwartz, L.M., 1987, Magnetic resonance as a probe of permeability in porous media, *Physical Review Letters*, v. 58, no. 14, p. 1411–1414.

Banavar, J.R., and Schwartz, L.M., 1989, Probing porous media with nuclear magnetic resonance, in Klafter, J., and Drake, J.M., eds., *Molecular dynamics in restricted geometries*, Wiley, New York, p. 273–310.

Basan, P., et al., 1994, Variations in NMR relaxivity and its relationship to pore size in sandstones from the South Morecambe Field, Irish Sea, paper AA, *16th SPWLA European Formation Evaluation Symposium Transactions, Aberdeen Chapter*, 39 p.

Bergman, D.J., and Dunn, K.J., 1994, Theory of diffusion in a porous medium with applications to pulsed-field-gradient NMR, *Physical Review, Series B*, v. 50, p. 9153.

Bergman, D.J., and Dunn, K.J., 1995, NMR of diffusing atoms in a periodic porous medium in the presence of a nonuniform magnetic field, *Physical Review, Series E*, v. 52, no. 6, p. 6516.

Bergman, D.J., Dunn, K.J., and LaTorraca, G.A., 1995, Magnetic susceptibility contrast and fixed field gradient effects on the spin-echo amplitude in a periodic porous medium diffusion, *Bulletin of the American Physical Society*, v. 40, p. 695.

Blackband, S., et al., 1984, Discrimination of crude oil and water in sand and in bore cores using NMR imaging, SPE 13401. Later published in 1986 in *SPE Formation Evaluation*, v. 1, no. 1, p. 31–34.

Bobroff, S., et al., 1996, Quantitative porosity profiles and wettability contrast visualization in sandstone by CPMG imaging, *Magnetic Resonance Imaging*, v. 14, no. 7/8, p. 907–909.

Borgia, G.C., et al., 1990, Specific surface and fluid transport in sandstones through NMR studies, SPE 20921, *1990 SPE European petroleum conference [Europec 90] Proceedings*. Later published in 1992 in *SPE Formation Evaluation*, v. 7, no. 3, p. 206–210.

- Borgia, G.C., et al., 1996, Developments in core analysis by NMR measurements, *Magnetic Resonance Imaging*, v. 14, no. 7/8, p. 751–760.
- Borgia, G.C., et al., 1991, Proceedings of the first international conference on recent advances in NMR applications to porous media, *Magnetic Resonance Imaging*, v. 9, no. 5, p. 639–888.
- Borgia, G.C., et al., editors, 1994, Proceedings of the second international meeting on recent advances in MR applications to porous media, *Magnetic Resonance Imaging*, v. 12, no. 2.
- Borgia, G., Brancolini, A., Brown, R.J.S., Fantazzini, P., and Ragazzini, G., 1994, Water-air saturation changes in restricted geometries studied by proton relaxation, *Magnetic Resonance Imaging*, v. 12, p. 191–195.
- Borgia, G.C., et al., 1994, Capillary water determination in core plugs; a combined study based on imaging techniques and relaxation analysis, *Magnetic Resonance Imaging*, v. 12, no. 2, p. 221–224.
- Borgia, G.C., et al., 1990, Specific surface and fluid transport in sandstones through NMR studies, SPE 20921, *1990 SPE European petroleum conference [Europec 90] Proceedings*. Later published in 1992 in *SPE Formation Evaluation*, v. 7, no. 3, p. 206–210.
- Borgia, G.C., Brown, R.J.S., and Fantazzini, P., 1995, The effect of diffusion and susceptibility differences on T2 measurements for fluids in porous media and biological tissues, *Magnetic Resonance Imaging*, v. 14, no. 7/8, p. 731–736.
- Borgia, G.C., Brown, R.J.S., and Fantazzini, P., 1995, Scaling of spin-echo amplitudes with frequency, diffusion coefficient, pore size and susceptibility difference for the NMR of fluids in porous media and biological tissues, *Physical Review*, Series E, v. 51, p. 2104.
- Bowers, M.C., et al., 1993, Determination of porosity types from NMR data and their relationship to porosity types derived from thin section, SPE 26307, , unsolicited paper, 45 p. Later published in 1995 in *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 13, p. 1–14.
- Brown, R. J. S., 1961, Proton Relaxation in Crude Oils, *Nature*, v. 189, no. 4762, 387–388.
- Brownstein, K.R., and Tarr, C.E., 1977, Spin-lattice relaxation in a system governed by diffusion, *Journal of Magnetic Resonance*, v. 26, p. 17–24.
- Carr, M.B., et al., 1996, Correlation of porosity types derived from NMR data and thin section image analysis in a carbonate reservoir, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 14, p. 115–131.
- Chen, Q., Wang, W., and Cai, X., 1996, Application of NMR imaging to steam foam flooding in porous media, *Magnetic Resonance Imaging*, v. 14, no. 7/8, p. 949–950.
- Chen, S., and Georgi, D.T., 1997, Improving the accuracy of NMR relaxation distribution analysis in clay-rich reservoirs and core samples, SCA 9702, in 1997 international symposium proceedings: Society of Professional Well Log Analysts, Society of Core Analysts Chapter-at-Large, 10 p.
- Chen, S., et al., 1992, Quantitative NMR imaging of multiphase flow in porous media, *Magnetic Resonance Imaging*, v. 10, p. 815–826.
- Chen, S., Liaw, H.K., and Watson, A.T., 1993, Fluid saturation-dependent nuclear magnetic resonance spin-lattice relaxation in porous media and pore structure analysis, *Journal of Applied Physics*, v. 74, no. 3, p. 1473–1479.
- Chen, S., Liaw, H.-K., and Watson, A.T., 1994, Measurements and analysis of fluid saturation-dependent NMR relaxation and linebroadening in porous media, *Magnetic Resonance Imaging*, v. 12, no. 2, p. 201–202.

- Chen, S., et al., 1993, Characterization of rock pore structures using NMR restricted diffusion measurements and analyses, SCA 9313, in Annual technical conference proceedings: Society of Professional Well Log Analysts, Society of Core Analysts Chapter-at-Large, 15 p.
- Chen, S., et al., 1992, NMR imaging of multiphase flow in porous media, SPE 24760, *1992 SPE Annual Technical Conference and Exhibition Proceedings*, v.  $\Omega$  (Formation evaluation and reservoir geology), p. 1013–1026. Also published in 1993: *AICHE Journal* (American Institute of Chemical Engineers), v. 39, no. 6, p. 925–934.
- Chen, S., Qin, F., and Watson, A.T., 1994, Determination of fluid saturations during multiphase flow experiments using NMR imaging techniques, *AICHE Journal*, v. 40, p. 1238–1245.
- Chen, S., et al., 1994, Characterization of fractures and multiphase flow in fractured permeable rocks using NMR imaging techniques, SCA 9402, in SCA international symposium proceedings: Society of Professional Well Log Analysts, Society of Core Analysts, Chapter-at-Large, p. 17–28. Also published in 1994 as, NMRI characterization of fractures and multiphase transport in fractured porous media, SPE 28369, *1994 SPE Annual Technical Conference and Exhibition Proceedings*, v.  $\Omega$  (Formation evaluation and reservoir geology), p. 65–79.
- Chen, S., Ostroff, G., Georgi, D., 1998, Improving estimation of NMR  $\log T_{2\text{cutoff}}$  value with core NMR and capillary pressure measurements, SCA 9822.
- Coates, G., et al., 1997, A new characterization of bulk-volume irreducible using magnetic resonance, paper QQ, *38th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*, 14 p. Also published in 1997 in *DiaLog* (London Petrophysical Society), v. 5, no. 6, p. 9–16.
- Coates, G. R., et al., 1993, Restrictive diffusion from uniform gradient NMR Well Logging, SPE 26472.
- Godefroy, S., et al., 1999, NMR surface relaxivity and diffusion effects in grain packs, SCA 9920.
- Curwen, D.W., and Molaro, C., 1995, Permeability from magnetic resonance imaging logs, paper GG, in *36th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*, 12 p.
- Davies, S., et al., 1990, Pore-size distributions from NMR spin-lattice relaxation measurements of fluid saturated porous solids, part 2, Application to reservoir core samples, *Journal of Applied Physics*, v. 67, no. 6, p. 3171–3176.
- Davies, S., and Packer, K.J., 1990, Pore-size distributions from NMR spin-lattice relaxation measurements of fluid-saturated porous solids, part 1, Theory and simulation, *Journal of Applied Physics*, v. 67, p. 3163–3170.
- Dodge, W.S., Shafer, J., and Klimentidis, R., 1996, Capillary pressure—the key to producible porosity, paper J, in *37th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*, 13 p.
- D’Orazio, F., et al., 1989, Application of nuclear magnetic resonance pore structure analysis to porous silica, *Journal of Applied Physics*, v. 65, p. 742–751.
- Dawson, R., Khoury, F., and Kobayashi, R., 1970, Self-Diffusion Measurements in Methane by Pulsed Nuclear Magnetic Resonance, *AICHEJ*, Vol. 16, No. 5, 725–729.
- Dunn, K-J., et al., 1994, On the calculation and interpretation of NMR relaxation time distributions, SPE 28367, *1994 SPE Annual Technical Conference and Exhibition Proceedings*, v.  $\Omega$  (Formation evaluation and reservoir geology), p. 45–54.
- Foley, I., Farooqui, S. A., and Kleinberg, R. L., 1996, Effect of paramagnetic ions on NMR relaxation of fluids at solid surfaces, *Journal of Magnetic Resonance*, Series A, v. 123, 95–104.
- Freedman, R., and Morriss, C.E., 1995, Processing data from an NMR logging tool, SPE 30560, *1995 SPE Annual Technical Conference and Exhibition Proceedings*, v.  $\Omega$  (Formation evaluation and reservoir geology), p. 301–316.

- Gallegos, D.P., Munn, K., Douglas, M.S., and Stermer, D.L., 1988, NMR technique for the analysis of pore structure application to materials with well-defined pore structure, *Journal of Colloid and Interface Science*, v. 119, no. 1, p. 127–140.
- Gallegos, D.P., and Smith, D.M., 1988, A NMR technique for the analysis of pore structure—determination of continuous pore size distributions, *Journal of Colloid and Interface Science*, v. 122, no. 1, p. 143–153.
- Gallegos, D.P., Smith, D.M., and Brinker, C.J., 1988, An NMR technique for the analysis of pore structure—application to mesopores and micropores, *Journal of Colloid and Interface Science*, v. 124, p. 186–198.
- Glaser, J.A., 1970, NMR relaxation in heterogeneous systems, *Nature*, v. 227, p. 704–705.
- Glaser, J.A., and Lee, K.H., 1979, On the interpretation of water nuclear magnetic resonance relaxation times in heterogeneous systems, *Journal of the American Chemical Society*, v. 96, p. 970–978.
- Harris, K. R., 1978, The Density Dependence of the Self-Diffusion Coefficient of Methane at -50°, 25°, and 50°C, *Physica*, v. 94A, 448–464.
- Hawkins, J.M., Skopec, R.A., 1998, Nuclear magnetic resonance versus air/brine capillary pressure permeability correlations: how good are our assumptions in the empirical determination of permeability, SCA 9824.
- Howard, J. J., Kenyon, W. E., and Straley, C., 1993, Proton magnetic resonance and pore-size variation in reservoir sandstones, *SPE Formation Evaluation*, p. 194.
- Howard, J.J., and Kenyon, W.E., 1992, Determination of pore size distribution in sedimentary rocks by proton nuclear magnetic resonance, *Marine and Petroleum Geology*, v. 9, no. 2, p. 139–145.
- Howard, J.J., Kenyon, W.E., and Straley, C., 1990, Proton-magnetic-resonance and pore-size variations in reservoir sandstones, SPE 20600, *1990 SPE Annual Technical Conference and Exhibition Proceedings*, v.  $\Omega$  (Formation evaluation and reservoir geology), p. 733–742. Later published in 1993 in *SPE Formation Evaluation*, v. 8, no. 3, p. 194–200.
- Hurlimann, M.D., et al., 1994, Restricted diffusion in sedimentary rocks—determination of surface-area-to-volume ratio and surface relaxivity, *Journal of Magnetic Resonance*, Series A, v. 111, p. 169.
- Hurlimann, M.D., Latour, L.L., and Sotak, C.H., 1994, Diffusion measurement in sandstone core—NMR determination of surface-to-volume ratio and surface relaxivity, *Magnetic Resonance Imaging*, v. 12, p. 325–327.
- Hurlimann, M. D., et al., 1994, Restricted diffusion in sedimentary rocks—determination of surface-area-to-volume ratio and surface relaxivity, *Journal of Magnetic Resonance*, Series A, v. 111, 169–178.
- Hurlimann, M. D., 1998, Effective gradients in porous media due to susceptibility differences, *Journal of Magnetic Resonance*, v. 131, 232–240.
- Jerosch-Herold, M., Thomann, H., and Thompson, A.H., 1991, Nuclear magnetic resonance relaxation in porous media, SPE 22861, *1991 SPE Annual Technical Conference and Exhibition Proceedings*, v.  $\Omega$  (Formation evaluation and reservoir geology).
- Karger, J., and Pfeifer, H., 1987, NMR self-diffusion studies in zeolite science and technology, *Zeolites*, v. 7, p. 90–107.
- Karger, J., Pfeifer, H., and Heink, W., 1988, Principles and application of self-diffusion measurements by nuclear magnetic resonance, in Waugh, J.S., editor, *Advances in magnetic resonance*, v. 12, Academic Press, New York, p. 1–89.

- Karger, J., and Ruthven, D.M., 1992, *Diffusion in zeolites and other microporous solids*, Wiley, New York.
- Katz, A.J., and Thompson, A.H., 1986, Quantitative prediction of permeability in porous rock, *Physical Review*, Series B, v. 34, p. 8179–8191.
- Kenyon, W.E., and Kolleeny, J.A., 1995, NMR surface relaxivity of calcite with adsorbed Mn<sup>2+</sup>, *Journal of Colloid and Interface Science*, v. 170, p. 502–514.
- Kenyon, W.E., et al., 1989, Pore-size distribution and NMR in microporous cherty sandstones, paper LL, in *30th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*, 24 p.
- Kenyon, W.E., et al., 1995, A laboratory study of nuclear magnetic resonance relaxation and its relation to depositional texture and petrophysical properties—carbonate Thamama Group, Mubarraz field, Abu Dhabi, SPE 29886, *9th SPE Middle East Oil Show and Conference Proceedings*, v. 2, p. 477–502.
- Klein, J., Martin, P., and Widjanarko, W., 1997, Log water saturation model validation using NMR log and core data, paper TT, *38th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*, 13 p.
- Kleinberg, R. L. and Vinegar, H. J., 1996, NMR Properties of Reservoir Fluids, *The Log Analyst*, November-December, 20–32.
- Kleinberg, R.L., 1994, Pore size distributions, pore coupling, and transverse relaxation spectra of porous rocks, *Magnetic Resonance Imaging*, v. 12, no. 2, p. 271–274.
- Kleinberg, R.L., 1995, Petrophysics of the nuclear magnetic resonance tool, chapter 5, in Georgi, D.T., ed., *Nuclear magnetic resonance logging short course notes*, 36th Annual SPWLA Logging Symposium, variously paginated.
- Kleinberg, R.L., Farooqui, S.A., and Horsfield, M.A., 1993, T<sub>1</sub>/T<sub>2</sub> ratio and frequency dependence of NMR relaxation in porous sedimentary rocks, *Journal of Colloid and Interface Science*, v. 158, no. 1, p. 195–198.
- Kleinberg, et al., 1993, Nuclear magnetic resonance of rocks—T<sub>1</sub> vs. T<sub>2</sub>, SPE 26470, *1993 SPE Annual Technical Conference and Exhibition Proceedings*, v. Ω (Formation evaluation and reservoir geology), p. 553–563.
- Kleinberg, R. L., 1996, Utility of NMR T<sub>2</sub> Distributions, Connections with Capillary Pressure, Clay Effect, and Determination of the Surface Relaxivity Parameter ρ<sub>2</sub>, *Magnetic Resonance Imaging*, v. 14, no. 7/8, 761–767.
- Krynicky, K., 1966, Proton Spin-Lattice Relaxation in Pure Water Between 0°C and 100°C, *Physica*, vol. 32, 167–178.
- Kubica, P., 1995, Statistical tests of permeability estimates based on NMR measurements, paper VVV, *36th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*, 11 p.
- LaTorraca, G.A. Dunn, K.J., and Bergman, D.J., 1995, Magnetic susceptibility contrast effects on NMR T<sub>2</sub> logging, paper JJ, *36th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*, 8 p.
- LaTorraca, G.A., Dunn, K.J., and Brown, R.J.S., 1993, Predicting permeability from nuclear magnetic resonance and electrical properties measurements, SCA 9312, in *Annual technical conference proceedings: Society of Professional Well Log Analysts, Society of Core Analysts Chapter-at-Large*, 12 p.
- LaTorraca, G. A., et al., 1999, Heavy Oil Viscosity Determination Using NMR Logs, paper PPP, *40<sup>th</sup> Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*.
- Latour, L.L., Kleinberg, R.L., and Sezginer, A., 1992, Nuclear magnetic resonance properties of rocks at elevated temperatures, *Journal of Colloid and Interface Science*, v. 150, p. 535.

- Lipsicas, M., Banavar, J.R., and Willemsen, J., 1986, Surface relaxation and pore sizes in rocks—a nuclear magnetic resonance analysis, *Applied Physics Letters*, v. 48, no. 22, p. 1544–1546.
- Lo, S.-W., et al., 1998, Relaxation Time and Diffusion Measurements of Methane and n-Decane Mixtures, *The Log Analyst*, November-December, 43–47.
- Lyne, A., Varini, G., and Ghilardotti, G., 1996, Determination of petrophysical properties of carbonate rocks by NMR relaxometry, SPE 36852, *1996 SPE European Petroleum Conference Proceedings*, v. 1, p. 331–339.
- Mardon, D., et al., 1996, Experimental study of diffusion and relaxation of oil-water mixtures in model porous media, paper K, *37th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*.
- Marschall, D.M., 1997, Laboratory MRI investigation in the effects of invert oil muds on primary MRI log determinations, SPE 38739, *1997 SPE Annual Technical Conference and Exhibition Proceedings*, v.  $\Omega$  (Formation evaluation and reservoir geology), part 2, p. 203–215.
- Marschall, D.M., and Coates, G., 1997, Laboratory MRI investigation in the effects of invert oil muds on primary MRI log determinations, SCA 9701, in 1997 international symposium proceedings: Society of Professional Well Log Analysts, Society of Core Analysts Chapter-at-Large, 11 p.
- Matteson, A., et al., 1998, "NMR Relaxation of Clay-Brine Mixtures," SPE 49008, *1998 SPE Annual Technical Conference and Exhibition Proceedings*, v.  $\Omega$  (Formation evaluation and reservoir geology).
- Morris, C. E., et al., 1997, Hydrocarbon Saturation and viscosity estimation from NMR logging in the Belridge diatomite, *The Log Analyst*, March-April, p 44–59.
- Neretin, V.D., Belorai, Y.L., and Kononenko, I.Y., 1992, A study of permeability and porosity using nuclear magnetic resonance methods, *Nuclear Geophysics*, v. 6, no. 1, p. 121–124.
- Ohen, H.A., Ajufo, A., and Curby, F.M., 1995, A hydraulic (flow) unit based model for the determination of petrophysical properties from NMR relaxation measurements, SCA 9514, in International SCA symposium proceedings: Society of Professional Well Log Analysts, Society of Core Analysts Chapter-at-Large, 12 p. Also published in 1995 as SPE 30626, *1995 SPE Annual Technical Conference and Exhibition Proceedings*, v.  $\Omega$  (Formation evaluation and reservoir geology), p. 983–996.
- Paul J. Keller, 1991, *Basic Principles of MR Imaging*, Chapter 4, GE Medical Systems.
- Prammer, M.G., 1994, NMR pore size distributions and permeability at the well site, SPE 28368, *1994 SPE Annual Technical Conference and Exhibition Proceedings*, v.  $\Omega$  (Formation evaluation and reservoir geology), p. 55–64.
- Prammer, M., 1995, Principles of signal processing—NMR data and T2 distributions, chapter 4, in Georgi, D.T., ed., Nuclear magnetic resonance logging short course notes, *36th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*, variously paginated.
- Rueslatten, H., et al., 1998, NMR studies of an iron-rich sandstone oil reservoir, SCA 9821.
- Sakurai, S., Loucks, R.G., and Gardner, J.S., 1995, NMR core analysis of Lower San Andres/Glorieta/Upper Clear Fork (Permian) carbonates—central basin platform, west Texas, paper M, *36th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*, 12 p.
- Sandor, R., et al., 1994, Frequency dependence of NMR measurements on rock samples, paper L, *16th SPWLA European Formation Evaluation Symposium Transactions*, 8 p.
- Seziner, A., et al., 1999, An NMR high-resolution permeability indicator, paper NNN, *40<sup>th</sup> Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*.

- Shafer, J. L., Mardon, D., and Gardner, J., 1999, Diffusion effects on NMR response of oil & water in rock: impact of internal gradients, SCA 9916.
- Straley, C., et al., 1991, NMR in partially saturated rocks: laboratory insights on free fluid index and comparison with borehole logs, paper CC, *32nd Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*, 25 p. Later published in 1994 in *The Log Analyst*, v. 36, no. 1, p. 40–56.
- Straley, C., et al., 1994, Core analysis by low field NMR, SCA 9404, in SCA international symposium proceedings: Society of Professional Well Log Analysts, Society of Core Analysts, Chapter-at-Large, p. 43–56. Later published in 1997 in *The Log Analyst*, v. 38, no. 2, p. 84–93.
- Taicher, Z., et al., 1994, A comprehensive approach to studies of porous media (rocks) using a laboratory spectrometer and logging tool with similar operating characteristics, *Magnetic Resonance Imaging*, v. 12, no. 2, p. 285–289.
- Tariq, S.M., Denoo, S., and Cordes, M., 1997, Permeability estimation from modern NMR logging measurements; experiences and applications in the Rocky Mountain area, SPE 38378, *1997 SPE Rocky Mountain Regional Meeting/Geological Association Field Conference Proceedings*.
- Timur, A., 1967, Pulsed nuclear magnetic resonance studies of porosity, movable fluid and permeability of sandstones, SPE 2045, SPE 42nd annual meeting preprint. Later published in 1969 in *Journal of Petroleum Technology*, v. 21, no. 6, p. 775–786.
- Timur, A., 1968, An investigation of permeability, porosity, and residual water saturation relationships for sandstone reservoirs, paper J, *9th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*, 18 p. Later published in 1968 in *The Log Analyst*, v. 9, no. 4, July-August, p. 8–17. Later reprinted in 1994 in *Petrophysics*, SPE Reprint Series No. 39, p. 128–137.
- Timur, A., 1968, Effective porosity and permeability of sandstones investigated through nuclear magnetic principles, paper K, *9th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*, 18 p. Later published in 1969 in *The Log Analyst*, v. 10, no. 1, January-February, p. 3–11.
- Timur, A., 1972, Nuclear magnetic resonance study of carbonates, paper N, *13th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*, 15 p. Later published in 1972 in *The Log Analyst*, v. 13, no. 5, p. 3–11.
- Tutunjian, P.N., et al., 1993, Characterization of pore microgeometry by NMR diffusion measurements, paper II, in *34th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*, 13 p.
- Vinegar, H. J., et al., 1991, Whole-Core Analysis by  $^{13}\text{C}$  NMR, *SPE Formation Evaluation*, p. 183–189.
- Volokitin, Y., et al., 1999, Constructing capillary pressure curves from NMR log data in the presence of hydrocarbons, *40th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*.
- Xiao, L.Z., 1998, *NMR imaging logging principles and applications*, Science Press (in Chinese), Beijing.
- Zhang, Q., et al., 1998, Some exceptions to default NMR rock and fluid properties, FF, *39th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*.
- Zhang, Q., Hirasaki, G. J., and House, W. V., 1998, Diffusion in internal field gradients, SCA 9823.

---

## Глава 4

### Основы типизации углеводородов методом ЯМР

---

ЯМР-свойства пластовых флюидов могут быть весьма различны. Эти отличия дают возможность типизировать углеводороды и иногда определять их количество. В начале данной главы рассматриваются ЯМР свойства углеводородов и методики их количественного определения на основе релаксации времени  $T_1$  и/или контраста диффузий. Затем описывается качественное прямое моделирование влияния нефти и газа на распределение  $T_2$  в различных условиях.

#### ЯМР свойства углеводородов

ЯМР-свойства флюидов такие как  $T_1$  и  $T_2$  для нефти и газа находящихся в пластовых условиях, для гидрофильных пород, могут быть оценены по уравнениям приведенным в главе 3. Уравнения 4.1 – 4.4 позволяют рассчитать  $T_1$  и  $T_2$  для “мертвой” нефти и газа.

#### “мертвая нефть”

$$T_1 = 0.00713 \frac{T_k}{\eta} \quad (4.1)$$

$$T_2^{-1} = \left( 0.00713 \frac{T_k}{\eta} \right)^{-1} + 1.3 \frac{T_k}{298 \eta} \frac{(\gamma G TE)^2}{12} \quad (4.2)$$

газ

$$T_1 = 2.5 \times 10^4 \left[ \frac{\rho_g}{T_k^{1.17}} \right] \quad (4.3)$$

$$T_2^{-1} = \left[ 2.5 \times 10^4 \left( \frac{\rho_g}{T_k^{1.17}} \right) \right]^{-1} + 8.5 \times 10^{-7} \left( \frac{T_k^{0.9}}{\rho_g} \right) \frac{(\gamma G TE)^2}{12} \quad (4.4)$$

В уравнениях 4.1 – 4.4 предполагается, что для  $T_1$  релаксация флюида определяется объемной составляющей и, что релаксация  $T_2$  содержит две компоненты – объемную и диффузионную. Выражения коэффициентов диффузии представленные в уравнениях 3.12 и 3.13 были использованы в уравнениях 4.2 и 4.4. Если диффузия отсутствует  $T_1$  и  $T_2$  считаются одинаковыми. Гидрофильность породы подразумевает, что обломочные зерна породы покрыты слоем воды и, таким образом, предотвращен непосредственный контакт между собственно породой и любыми углеводородами. Следовательно, отсутствует составляющая поверхностной релаксации. Факт отсутствия поверхностной релаксации у нефтей в гидрофильных коллекторах подтвержден многочисленными лабораторными исследованиями. Однако, в 1997 г. Стрелей (*Straley*) неожиданно обнаружил в серии своих экспериментов кажущуюся поверхностную составляющую релаксации у метана на образцах песчаников и карбонатов.<sup>17</sup> В то время его данные не были подтверждены исследованиями других лабораторий, и не появилось никаких публикаций, обосновывающих теорию такого явления. Поверхностная компонента релаксации, описанная Стрелей, будет иметь минимальное влияние на выделение газа с применением метода *TDA* рассмотренного в главе 6. Подтверждение этому может быть получено при анализе уравнений *TDA* представленных в приложении к главе 6.

В реальности, время  $T_2$  “сырой” нефти представлено распределением значений, а не одним пиком и зависит от вязкости.<sup>2,3</sup> При увеличении вязкости протоны водорода становятся менее подвижными и поэтому релаксируют значительно быстрее. Следовательно, увеличения вязкости укорачивают геометрическое среднее времени  $T_2$ . Более вязкие нефти, как правило, имеют более широкие спектры распределения  $T_2$ . Это расширение происходит благодаря различной подвижности протонов в компонентах нефти, а более вязкие нефти нередко содержат большее число углеводородов. Кроме того, даже

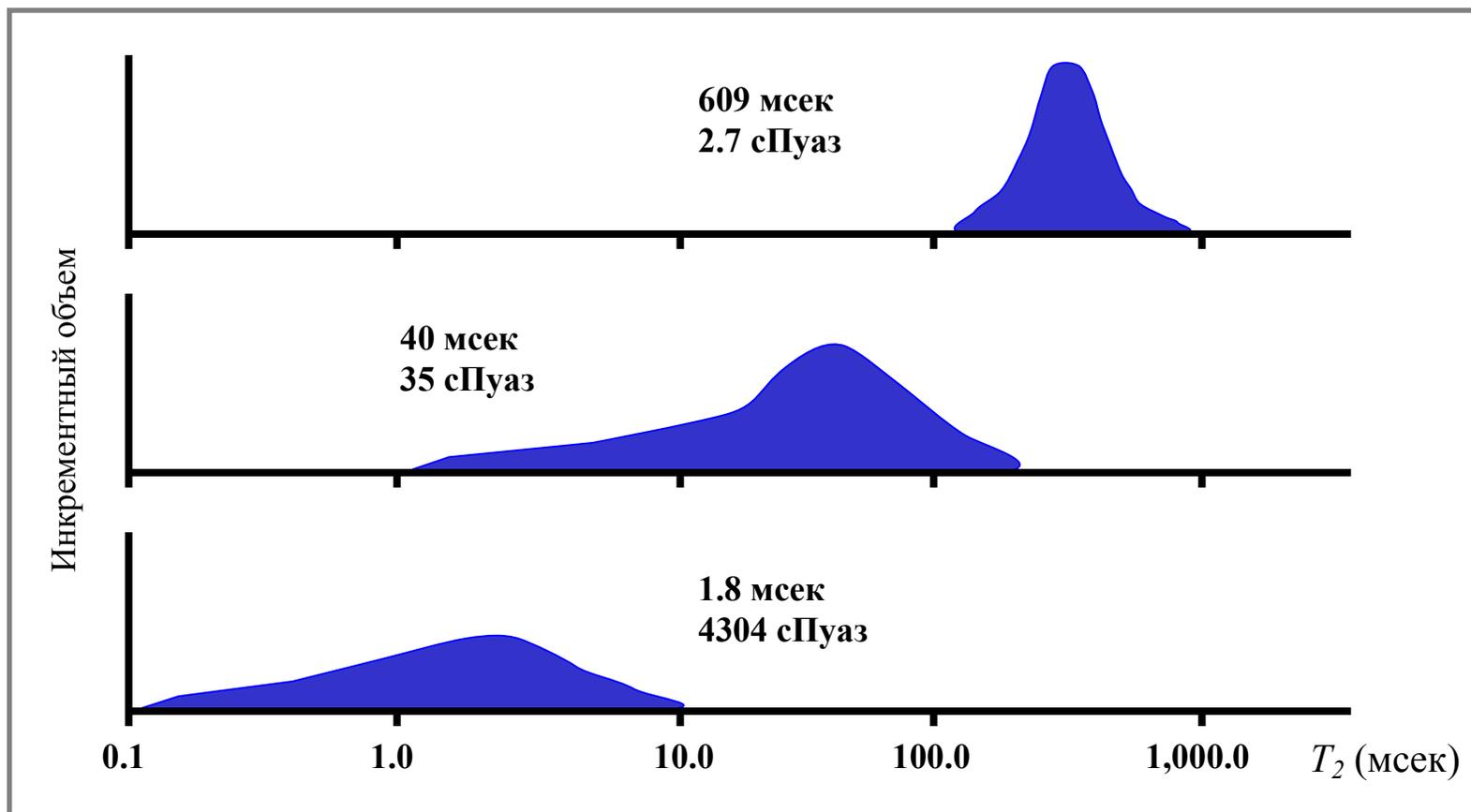
некоторые легкие нефти содержат значительное число составляющих и могут обладать расширенными  $T_2$  распределениями. На рисунке 4.2 показаны ЯМР-измерения распределения  $T_2$  на образцах “сырой” нефти с различными вязкостями.

ЯМР-сигнал газа, в обычных пластовых условиях, сильно отличается от сигнала от нефти или воды.<sup>4,5</sup> Поэтому измерения ЯМР могут быть использованы для количественного определения газовой фазы в коллекторе. Сухой газ состоит, в основном, из метана ( $CH_4$ ), вместе с некоторым количеством легких углеводородных компонент и небольшого количества не-углеводородных веществ. На рисунке 4.2 показано как меняются значения углеводородного индекса, коэффициента диффузии и времен релаксации  $T_2$  и  $T_1$  метана, при изменении давления и температуры.<sup>1,6,7</sup>

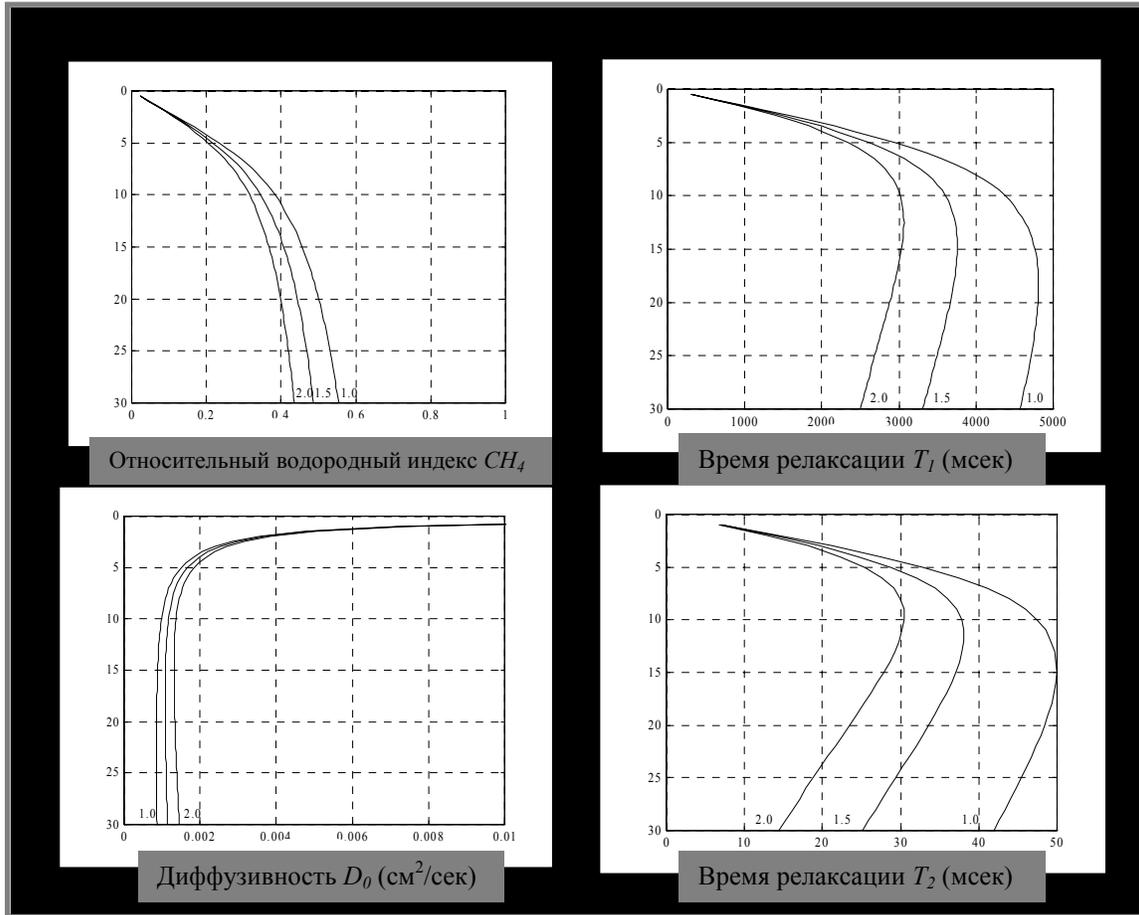
В таблице 4.1 приводятся примеры объемных ЯМР-свойств флюидов таких как рассол, нефть и газ в пластовых условиях.<sup>6</sup> Различия в значениях  $T_2$ ,  $T_1$  и  $D$  у этих флюидов позволяют распознавать их по данным ЯМР. Были разработаны две методики типизации углеводородов – двойного времени задержки  $TW$  и двойного времени между эхо-сигналами  $TE$ . Метод двойного  $TW$  основан на контрасте значений  $T_1$  в воде и в легких углеводородах. Метод двойного  $TE$  использует разницу диффузии воды и нефти средней вязкости или жидкости и газа.

**Таблица 4.1** ЯМР-свойства пластовых флюидов в пластовых условиях

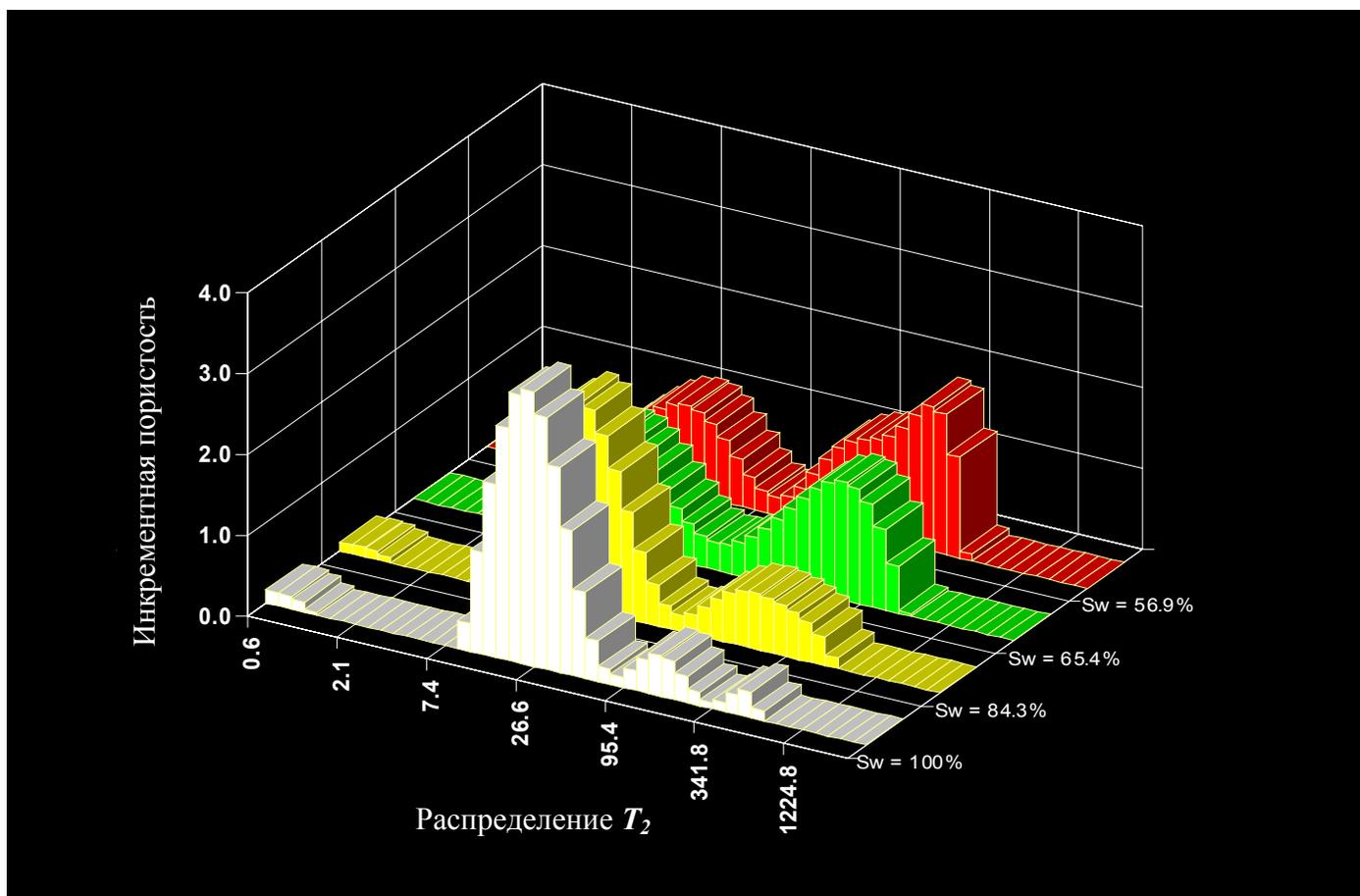
Флюид	$T_1$ (мсек)	$T_2$ (мсек)	Типичное $T_1/T_2$	$NI$	$\eta$ (сПуаз)	$D_0 \times 10^{-5}$ (см <sup>2</sup> /сек)
Рассол	1-500	1-500	2	1	0.2-0.8	1.8-7
Нефть	3,000-4,000	300-1,000	4	1	0.2-1,000	0.0015-7.6
Газ	4,000-5,000	30-60	80	0.2-0.4	0.011-0.014 <i>метан</i>	80-100



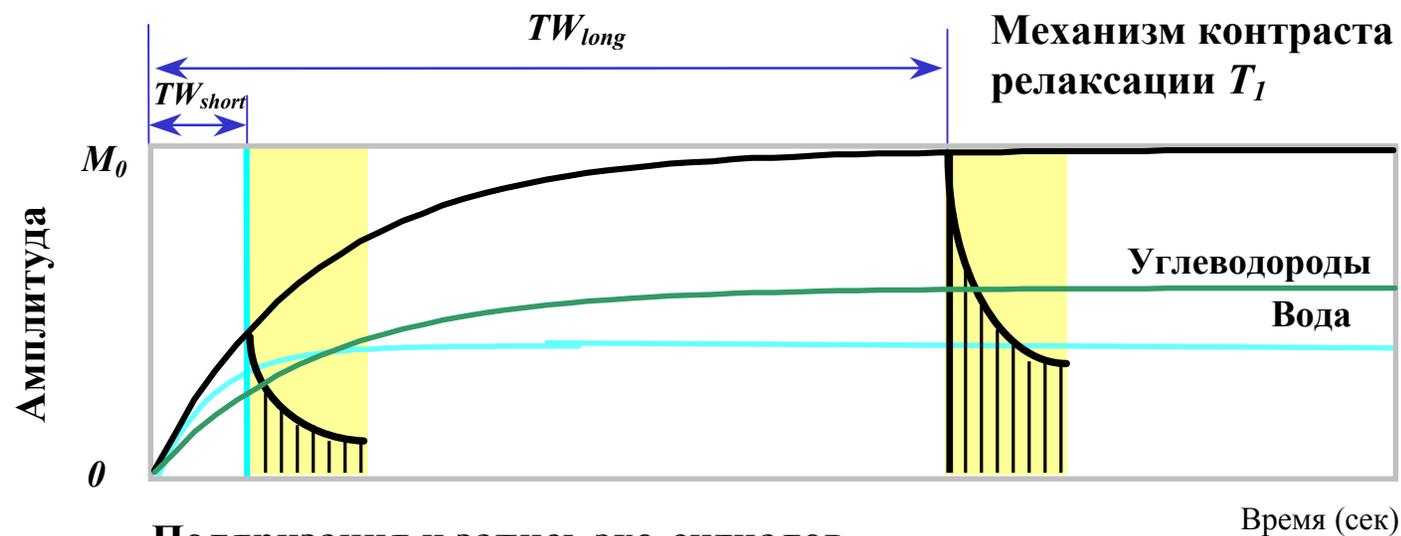
**Рисунок 4.1** Как показано на примере трех образцов нефти, время  $T_2$  у сырой нефти меняется с изменением вязкости. Для легкой нефти (верх), с вязкостью 2.7 сПуаз, измеренные значения  $T_2$  практически сконцентрированы возле одного значения, примерно 609 мсек. Для нефти средней вязкости (середина), с вязкостью 35 сПуаз, значения  $T_2$  формируют значительно более широкое распределение с длинным “хвостом” быстрых времен и средним геометрическим в 40 мсек. Для значительно более тяжелой нефти (низ) с вязкостью 4304 сПуаз,  $T_2$  образует широкое распределение с “хвостом” и геометрическим средним всего лишь 1.8 мсек.



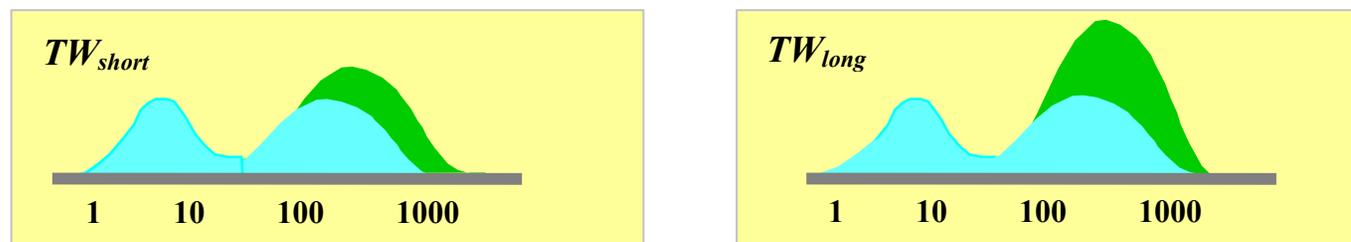
**Рисунок 4.2** Водородный индекс, коэффициент объемной диффузии, и времена релаксации  $T_1$  и  $T_2$  метана зависят от давления (глубины -  $\times 1,000$  футов) и температуры. На этих палетках показаны семейства кривых для различных градиентов температур (в  $^{\circ}F/100$  футов). Водородный индекс и  $T_1$  рассчитывались для градиента давлений  $43.3$  psi/100футов. Кривые  $T_2$  построены для (1)  $TE=0.6$  мсек., (2) градиента магнитного поля  $18$  Гаусс/см., и (3) ограниченной диффузии ( $D/D_g = 0.7$  в порах породы, где  $D$  - коэффициент диффузии метана,  $D_g$  - объемный коэффициент диффузии метана). Согласно этим палеткам, на глубине  $25,000$  футов, при градиенте температур в  $1.5$   $^{\circ}F/100$  футов, и градиенте давлений в  $43.3$  psi/100футов, водородный индекс метана будет равен  $0.48$ , коэффициент объемной диффузии -  $0.0015$ ,  $T_1 = 3,500$  мсек. и  $T_2 = 29$  мсек. В этих условиях прибором *MRIL* сигнал газа регистрироваться не может.



**Рисунок 4.3** На примере данных образца диатомита из Северного моря, показано, как распределение  $T_2$  меняется в зависимости от водонасыщенности. При 100% насыщении водой, распределение представлено единственным максимумом со значением 27 мсек., свидетельствующим о наличии пор одного размера. При уменьшении  $S_w$  (увеличении нефтенасыщенности), амплитуда “водяного” пика снижается - из-за уменьшения количества воды. Амплитуда “нефтяного” пика на отметке около 200 мсек., возрастает из-за увеличения объема нефти. Далее, (при условии, что поверхность порового пространства остается той-же и при условии, что поверхностная релаксация не меняется, а меняется только объем воды) величина поверхность-объем сигнала от воды меняется и, соответственно, снижается значение  $T_2$  воды.



### Поляризация и запись эхо-сигналов



### Распределение $T_2$

**Рисунок 4.4** При измерении с двойным временем  $TW$ , во время записи с  $TW_{short}$  полностью поляризуется только вода, а во время записи с  $TW_{long}$  полностью поляризуются обе составляющие (и вода и углеводороды). Результат получают при вычитании полученных спектров  $T_2$  и используют для выделения и количественной оценки углеводородов.

## Типизация углеводородов ЯМР

### Распределение $T_2$ в частично насыщенной породе

Как было показано на рисунке 3.11, сигнал от единичной поры, полностью насыщенной водой, представлен четким пиком на средних значениях распределения  $T_2$ . При вытеснении подвижной влаги нефтью, единичный пик на распределении  $T_2$ , распадается на два. Один из них имеет незначительную амплитуду и появляется на ранних временах, ниже начальных значений  $T_2$  и связан с остаточной водой в микропорах или на поверхности поры. Другой пик, расположенный выше начального  $T_2$ , связан с нефтью и имеет значение  $T_2$ , близкое к значению  $T_2$  объемной релаксации нефти. Это явление показано на рисунке 4.3 на примере диатомита Северного моря. Диатомитовые коллектора Северного моря обладают аномально большим количеством воды связанной с поверхностью пор.

### Контраст в релаксации $T_1$

Таблица 4.1 и уравнения 4.1 – 4.3 показывают, что и газ и нефть обладают значительно более длинными временами релаксации  $T_1$ , чем вода. Таким образом, для полной поляризации, углеводородной фазе потребуется больше времени  $TW$ , чем водной. Измерения с двойным  $TW$  основаны на контрасте значений  $T_1$  у воды и легких углеводородов и производятся с использованием двух времен задержки  $TW$ : коротким  $TW_{short}$  и длинным  $TW_{long}$ .

Для короткого  $TW$ :

$$M_{TW_{short}}(t) = \sum M(0_i) \left( 1 - e^{-TW_{short}/T_{1wi}} \right) e^{-t/T_{2wi}} + M_{oil} \left( 1 - e^{-TW_{short}/T_{1oil}} \right) e^{-t/T_{2oil}} + M_{gas} \left( 1 - e^{-TW_{short}/T_{1gas}} \right) e^{-t/T_{2gas}} \quad (4.5)$$

Для длинного  $TW$ :

$$\begin{aligned}
M_{TW_{long}}(t) = & \sum M(0_i) \left( 1 - e^{-TW_{long}/T_{1wi}} \right) e^{-t/T_{2wi}} \\
& + M_{oil} \left( 1 - e^{-TW_{long}/T_{1oil}} \right) e^{-t/T_{2oil}} + M_{gas} \left( 1 - e^{-TW_{long}/T_{1gas}} \right) e^{-t/T_{2gas}}
\end{aligned}
\tag{4.6}$$

где  $T_{1wi}$  и  $T_{2wi}$  соответственно  $T_1$  и  $T_2$  воды в  $i$ -том инкременте;

Рисунок 4.4 иллюстрирует метод двойного времени  $TW$ . Для того чтобы достичь поляризации в 95% необходимо время  $TW$  в три раза большее, чем  $T_1$ . Максимальное значение  $T_1$  воды в порках песчаника около 0.5 сек., а минимальное  $T_1$  в легких углеводородах примерно 3 сек. Таким образом, вода будет полностью поляризована при времени  $TW_{short}$  по крайней мере 1.5 сек (см. рисунок 4.4, верх слева), а соответствующая поляризация углеводородов, во многих случаях, будет достигнута при  $TW_{long}$  в 9 сек. (см. рисунок 4.4, верх справа). (Для  $TW_{long}$  может понадобиться введение поправок за давление и температуру углеводородов, а для газа полная поляризация может оказаться непрактичной). Поскольку вода полностью поляризована при обоих временах поляризации – коротком и длинном, у ее сигнала будет совершенно одинаковая амплитуда и распределения  $T_2$  (см. рисунок 4.4. низ). А легкие углеводороды будут полностью поляризованы только в случае если используется время  $TW_{long}$ . То есть в разнице между двумя распределениями времен  $T_2$ , полученных при  $TW_{long}$  и  $TW_{short}$ , останется сигнал только от углеводородов. Таким образом, легкие углеводороды могут быть выделены и количественно охарактеризованы методами рассмотренными в главе 6.

### Контраст в диффузии

Время  $T_{2diffusion}$  зависит от  $D$ ,  $G$ , и  $TE$ . Для рассолов, нефтей средней- и высокой вязкости, величина  $D_{gas}$  значительно больше чем  $D_w$ , и  $D_w$  значительно больше чем  $D_{oil}$  (см. таблицу 4.1). Следовательно, время  $T_{2diffusion}$  у этих флюидов будет весьма различно и эти различия могут быть усилены и оценены при записи ЯМР сделанной с различными  $TE$ . Измерения с двойным временем  $TE$  используют два различных значения:  $TE_{short}$  и  $TE_{long}$ .

Для короткого времени  $TE$ :

$$M_{TE_{short}}(t) = \sum M(0_i) \left( 1 - e^{-TW/T_{1wi}} \right) e^{-t \left( \frac{1}{T_{2w}} + \rho \frac{S}{V} + D_w \frac{(\gamma G TE_{short})^2}{12} \right)}$$

$$+ M_{oil} \left( 1 - e^{-TW/T_{1oil}} \right) e^{-t \left( \frac{1}{T_{2oil}} + D_{oil} \frac{(\gamma G TE_{short})^2}{12} \right)} + M_{gas} \left( 1 - e^{-TW/T_{1gas}} \right) e^{-t \left( D_{gas} \frac{(\gamma G TE_{short})^2}{12} \right)}$$
(4.7)

Когда  $TW \gg 3 \cdot \max(T_{1w}, T_{1oil}, T_{1gas})$ ,

$$M_{TE_{short}}(t) = \sum M(0_i) \cdot e^{-t \left( \frac{1}{T_{2w}} + \rho \frac{S}{V} + D_w \frac{(\gamma G TE_{short})^2}{12} \right)}$$

$$+ M_{oil} \cdot e^{-t \left( \frac{1}{T_{2oil}} + D_{oil} \frac{(\gamma G TE_{short})^2}{12} \right)} + M_{gas} \cdot e^{-t \left( D_{gas} \frac{(\gamma G TE_{short})^2}{12} \right)}$$
(4.8)

Для длинного времени  $TE$ :

$$M_{TE_{long}}(t) = \sum M(0_i) \left( 1 - e^{-TW/T_{1wi}} \right) \cdot e^{-t \left( \frac{1}{T_{2w}} + \rho \frac{S}{V} + D_w \frac{(\gamma G TE_{long})^2}{12} \right)}$$

$$+ M_{oil} \left( 1 - e^{-TW/T_{1oil}} \right) \cdot e^{-t \left( \frac{1}{T_{2oil}} + D_{oil} \frac{(\gamma G TE_{long})^2}{12} \right)} + M_{gas} \left( 1 - e^{-TW/T_{1gas}} \right) \cdot e^{-t \left( D_{gas} \frac{(\gamma G TE_{long})^2}{12} \right)}$$
(4.9)

Когда  $TW \gg 3 \cdot \max(T_{1w}, T_{1oil}, T_{1gas})$ ,

$$M_{TE_{long}}(t) = \sum M(0_i) \cdot e^{-t \left( \frac{1}{T_{2w}} + \rho \frac{S}{V} + D_w \frac{(\gamma G TE_{long})^2}{12} \right)}$$

$$+ M_{oil} \cdot e^{-t \left( \frac{1}{T_{2oil}} + D_{oil} \frac{(\gamma G TE_{long})^2}{12} \right)} + M_{gas} \cdot e^{-t \left( D_{gas} \frac{(\gamma G TE_{long})^2}{12} \right)}$$
(4.10)

На рисунке 4.5 показано измерение с двойным  $TE$ , в котором  $TE_{long} = 3 TE_{short}$ . Предполагается, что поровый флюид представлен двумя фазами, одной – с большим значением  $D$  (на рисунке эхо-сигналы показаны синим цветом), и другой - с малым  $D$  (эхо-сигналы показаны красным цветом). Разница в спаде конкретной компоненты между измерениями при  $TE_{long}$  и  $TE_{short}$  оказывается больше для флюида с большим  $D$ . В частности, у составляющей с большим значением  $D$  спад при временах  $TE_{long}$  происходит

значительно быстрее, чем при измерениях с  $TE_{short}$ , в то время как у составляющей с маленьким  $D$  спад при  $TE_{long}$ , лишь немного отличается от  $TE_{short}$ . Это различие между двумя компонентами отражается в соответствующих распределениях  $T_2$  и может использоваться для типизации пластовых флюидов.

## Численное моделирование

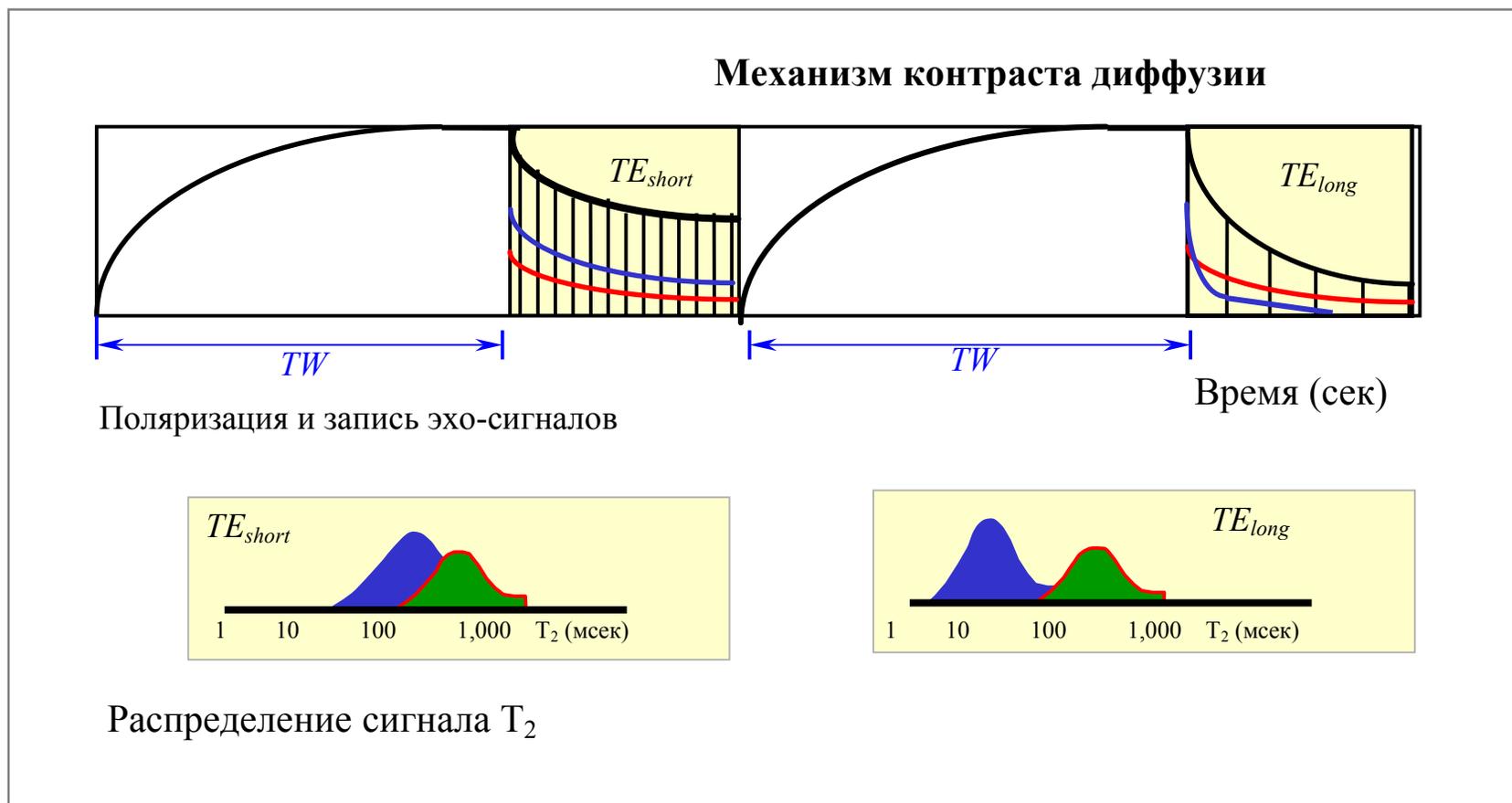
ЯМР-сигналы при измерениях с двойным  $TW$  или двойным  $TE$  могут быть смоделированы при помощи уравнений описанных в начале этой главы.<sup>8</sup> Это численное моделирование необходимо как для планирования работ (глава 8), так и для интерпретации результатов записи с двойным  $TW$  или двойным  $TE$  (глава 6).

## Влияние нефти на распределение $T_2$

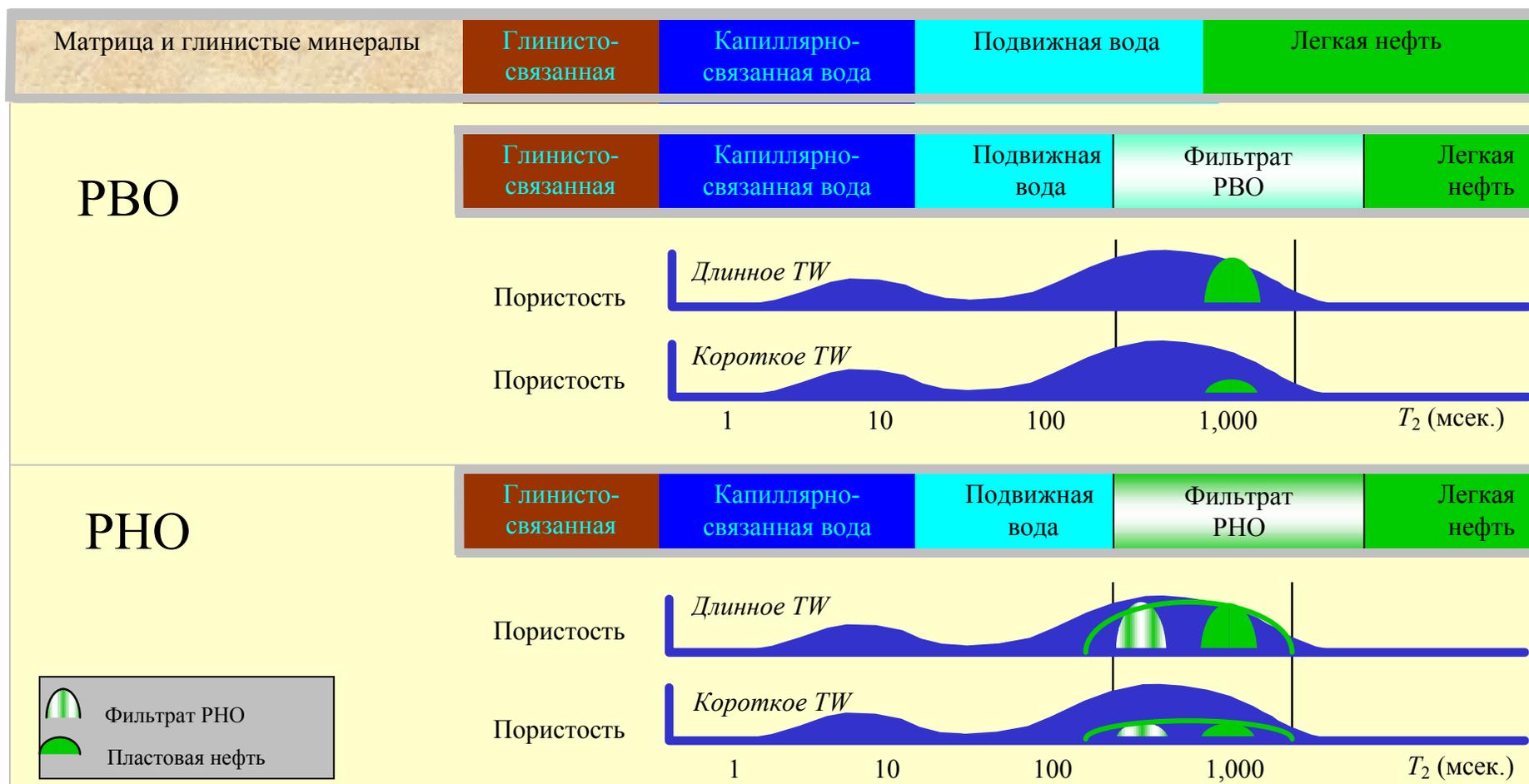
Влияние нефти на распределение  $T_2$  меняется в зависимости от набора флюидов присутствующих в поровом пространстве.

## Вода и легкая нефть

На рисунке 4.6 (верхняя часть) показана объемная модель гидрофильной породы содержащей воду и легкую нефть. Наличие резких границ между различными составляющими модели совсем не обязательно означает наличие таких границ в спектрах спада. При использовании короткого времени  $TE$  и длинного  $TW$  для измерений эхо-сигналов, у воды будет широкое распределение  $T_2$ , в то время как сигнал от легких нефтей будет иметь тенденцию к значительно более узкому распределению вокруг единичного значения  $T_2$ .<sup>3</sup> Между коэффициентами диффузии воды и легкой нефти существует весьма незначительная разница, следовательно, контраст значений  $D$  двух флюидов может быть не слишком очевиден. Значения времени  $T_1$  у легкой нефти и поровой воды весьма различны и эта разница между ними может легко распознаться.



**Рисунок 4.5** При измерении с двойным временем  $TE$  и в коллекторе с двумя флюидами, эхо-сигнал от компоненты с большим  $D$ , (зеленая кривая), релаксирует значительно быстрее, во время записи с  $TE_{long}$ , чем записи с  $TE_{short}$ . Релаксация флюида с небольшой составляющей  $D$ , (красная кривая), незначительно возрастает при измерениях с  $TE_{long}$ . Эти различия в спаде сигналов диффузии отражаются на распределении  $T_2$  и могут быть использованы для типизации поровых флюидов.



**Рисунок 4.6** На этих объемных моделях коллектора с легкой нефтью, сверху представлен неизменный пласт, соответственно, без фильтрата БР. Прибор MRII работает с зоной проникновения и сигнал частично приходит от фильтрата (нижняя и средняя модели). Скважинный прибор не видит матрицу и сухую глину. Распределения  $T_2$ , полученные при записи с двойным  $TW$ , будут содержать сигнал от нефти. При использовании РВО (средняя модель), сигнал от нефти может быть сконцентрирован возле одного значения (в данном примере - около 500 мсек.). В случае с РНО (нижняя модель), согласно теории, может быть два пика - один от сырой нефти (в примере - 500 мсек.) и другой от ФБР (в примере - 200 мсек.). Однако, в реальной жизни, оба сигнала в распределении  $T_2$  обычно перекрываются, как это показано на рисунке зеленой линией. Сигналы от углеводородов останутся в разности спектров  $T_2$  в обоих случаях - и при РНО и при РВО.

На нижней и средней частях рисунка 4.6, показано как измерения с двойным временем  $TW$  могут применяться для разделения воды и легкой нефти. Поскольку существует значительный контраст значений  $T_1$  у легкой нефти и воды, сигнал от водной фазы пропадает, когда распределения  $T_2$  записанные при  $TW_{long}$  и  $TW_{short}$  вычитаются. Полученный в результате “разностный” спектр содержит сигнал только от легких углеводородов. Амплитуда сигнала в спектре разности будет в значительной степени зависеть от различия времени  $T_1$  у флюидов двух типов и от разницы значений  $TW_{long}$  и  $TW_{short}$ . Обычно времена  $TW_{long}$  и  $TW_{short}$  выбирают таким образом, что  $TW_{short} \geq 3 \times T_{1,bulk\ water}$  и  $TW_{long} \geq 3 \times T_{1,light\ oil}$ . В случае применения РНО, в распределении  $T_2$  появится сигнал от фильтрата. На рисунке 4.6 спектр  $T_2$  сосредоточен возле отметки 500 мсек., а у фильтрата РНО  $T_2$  примерно 200 мсек. В спектре разностей будут присутствовать оба сигнала – и от легкой нефти и от фильтрата. Обычно, из-за смешивания пластовой нефти и фильтрата РНО и, как следствие, «смешивания» ЯМР-сигналов, бывает сложно распознать их индивидуальные вклады.

### Вода и вязкая нефть

Когда в коллекторе присутствуют вода и вязкая нефть, ситуация может быть описана моделью представленной на рисунке 4.7. В случае, если используются маленькие времена  $TE$  и  $TW$ , то эхо-сигнал от воды, померянный градиентным полем  $MRIL$ , как правило, будет иметь широкий спектр распределения  $T_2$ , так-же как и сигнал от высоковязкой нефти. Время объемного спада  $T_2$  у вязкой нефти и вклад спада от поверхностной релаксации воды различаются незначительно. Однако, у воды и вязкой нефти отличаются коэффициенты диффузии, следовательно, это различие двух флюидов можно распознать.

На рисунке 4.7 показано, как измерения с двойным временем  $TE$  применяются для разделения воды и вязкой нефти. Поскольку существует значительный контраст в значениях диффузии между водной фазой и вязкой нефтью,  $T_2$  воды померянное при  $TE_{long}$  будет значительно более сдвинуто влево (в сторону низких значений  $T_2$ ), чем у вязкой нефти, по сравнению с распределением  $T_2$  померенным при  $TE_{short}$ . Быстрые компоненты

сигнала  $T_2$  от водной фазы будут сдвинуты весьма незначительно. Как правило, при использовании РНО его вязкость в пластовых условиях ниже чем у “сырой” вязкой нефти. Компоненты  $T_2$  фильтрата РНО померянные с  $TE_{short}$  будут располагаться около единичного пика значений  $T_2$ , большего чем пик значений вязкой нефти. Однако, пик  $T_2$  от фильтрата РНО при  $TE_{long}$  может оказаться на временах, меньших, чем пик сигнала от вязкой нефти, из-за большей диффузивности фильтрата. Внимательный подбор времен  $TE_{long}$  позволяет разделять  $T_2$  компоненты от вязкой нефти и воды, независимо от того, применяется ли РНО или раствор на водной основе. В общем случае, поскольку диффузионный сдвиг происходит нелинейно, времена релаксации с величинами большими, чем время диффузионной релаксации, будут сдвигаться влево значительно сильнее, чем времена с меньшими значениями. Эта нелинейность в сдвиге, при увеличении диффузии, приводит к более резкому проявлению индивидуальных пиков.

## **Влияние вязкости и смачиваемости на нефтяной сигнал в распределении времени $T_2$**

До сих пор, говоря о породах, мы предполагали исключительно гидрофильные пласты. Если в разрезе, где выполнялся ЯМР-каротаж, встречаются не только гидрофильные, но так-же и частично- или полностью гидрофобные пласты, то значения  $T_2$  от нефти и распределение  $T_2$  будут сильно отличаться от рассмотренных ранее.<sup>8,9</sup> Вероятно, породы никогда не бывают исключительно гидрофобными, некоторые из них находятся в состоянии средней и/или смешанной смачиваемости. Участки со смешанной смачиваемостью, как правило, образуются в условиях, когда нефть бывает зажата в коллекторе, входит в контакт и формирует пленку на поверхности зерен наиболее крупных пор. Сырые нефти весьма разнятся по способности изменять тип смачиваемости поровой поверхности. Поверхности пор меньшего размера или микротрещин крупных пор не вступают в контакт с нефтью и остаются гидрофильными. Для метода ЯМР принципиально важным моментом является наличие защитного слоя воды между зерном породы и жидкими углеводородами. Однако, это условие не совпадает с условиями измерения смачиваемости другими методами. Например, часть защитного покрытия может быть удалена, но порода по-прежнему будет считаться гидрофильной при анализе

*USBM* (один из стандартных подходов разработанных *United States Bureau of Mines* – Горное Бюро США).

Когда молекулы нефти непосредственно соприкасаются с поверхностью породы, происходит поверхностная релаксация, которая значительно усложняет механизм релаксации времени  $T_2$ . Если порода полностью смочена нефтью то, по сравнению с гидрофильной ситуацией, углеводородная и водяная фаза меняются ролями, и поведение всех флюидов в целом, становится сходным. Однако детали спектра могут различаться, т.к. поверхностная релаксация нефти, скорее всего будет отличаться от водяной. Если в коллекторе присутствуют два смачивающих флюида, ситуация представляется весьма сложной и разделение между нефтью и водой затруднительно.

На рисунке 4.8 показано влияние вязкости нефти и типа смачиваемости на положение сигнала от углеводородов в спектре распределения  $T_2$  для нефтесодержащей породы.<sup>7</sup> На рисунке предполагается, что (1) время  $TW$  достаточно велико, чтобы пренебречь влиянием от различий  $T_1$ , а (2) время  $TE$  достаточно мало, чтобы пренебречь влиянием эффектов диффузии.

Как уже говорилось ранее, в гидрофильном коллекторе нефтяная составляющая распределения  $T_2$ , в основном, зависит от вязкости углеводородов (колонка и гидрофильной породой на рисунке 4.8). Заметим, что при любой смачиваемости, компонента от тяжелой нефти на распределении  $T_2$  обладает весьма широким спектром и попадает в область связанной воды  $BVI$  (колонка с тяжелыми углеводородами на рисунке 4.8). Это приводит к сложностям при попытке определения тяжелых углеводородов по данным *MRIL*. Для случаев со смешанной смачиваемостью, которые представляют один из наиболее серьезных вызовов методу ЯМР, водяная и углеводородная фазы на распределении  $T_2$  образуют широкие, перекрывающиеся друг-друга спектры (колонка со смешанной смачиваемостью на рисунке 4.8). Хотя это перекрытие не повлияет на определение суммарной пористости, оно несомненно скажется на определении  $BVI$ , ИСФ, проницаемости и, конечно, на типизации углеводородов. Для редких случаев с гидрофобными коллекторами, нефтяные молекулы будут абсорбированы на поверхностях

всех пор, в этом случае, параметр  $BVI$  будет показывать суммарный объем остаточной нефти. Сигнал от водяной фазы будет всегда находиться в области ИСФ (колонка гидрофобной породы на рисунке 4.8), и должен характеризоваться наличием только объемной компоненты. Оба времени  $T_1$  и  $T_2$  у воды представлены пиками с одним значением и значительно более длинными временами релаксации, по сравнению с соответствующими временами релаксации нефти, находящейся в контакте со стенками пор.

### Влияние газа на распределение $T_2$ в различных условиях

Газ всегда является несмачивающей фазой в поровом пространстве породы. Следовательно, время  $T_1$  у газов может быть приравнено к времени объемной релаксации (в работе Стрелей (Straley)<sup>1</sup> высказывается мнение, что иногда это предположение излишне упрощает реальность), которое значительно более длинное, по сравнению с  $T_1$  воды находящейся в контакте со стенками пор. Диффузная компонента газа  $T_{2diffusion}$  будет доминировать в  $T_2$  газа. Эти характеристики и наличие градиентного поля позволяют регистрировать сигнал от газа прибором *MRIL*.

### Вода и газ

На рисунке 4.9 представлена объемная модель породы содержащей воду и газ. Модель сделана для случаев неизменного пласта и зон проникновения фильтратов РВО и РНО. Если при записи использовать маленькое время  $TE$  и длинное время  $TW$ , то эхо-сигнал от воды будет иметь широкий спектр, а сигнал от газа представлен почти одиночным  $T_2$  пиком. Времена  $T_1$  у газа и воды сильно различны, это различие можно использовать для разделения сигналов от газа и воды, как это показано в средней и нижней частях рисунка 4.9.

Так-же как и в случае с легкой нефтью, существует заметный контраст значений между газом и водой находящейся в контакте с поверхностью породы. Таким образом, когда проводят измерения с двойным  $TW$  (см. глава 6) и полученные в результате спектры

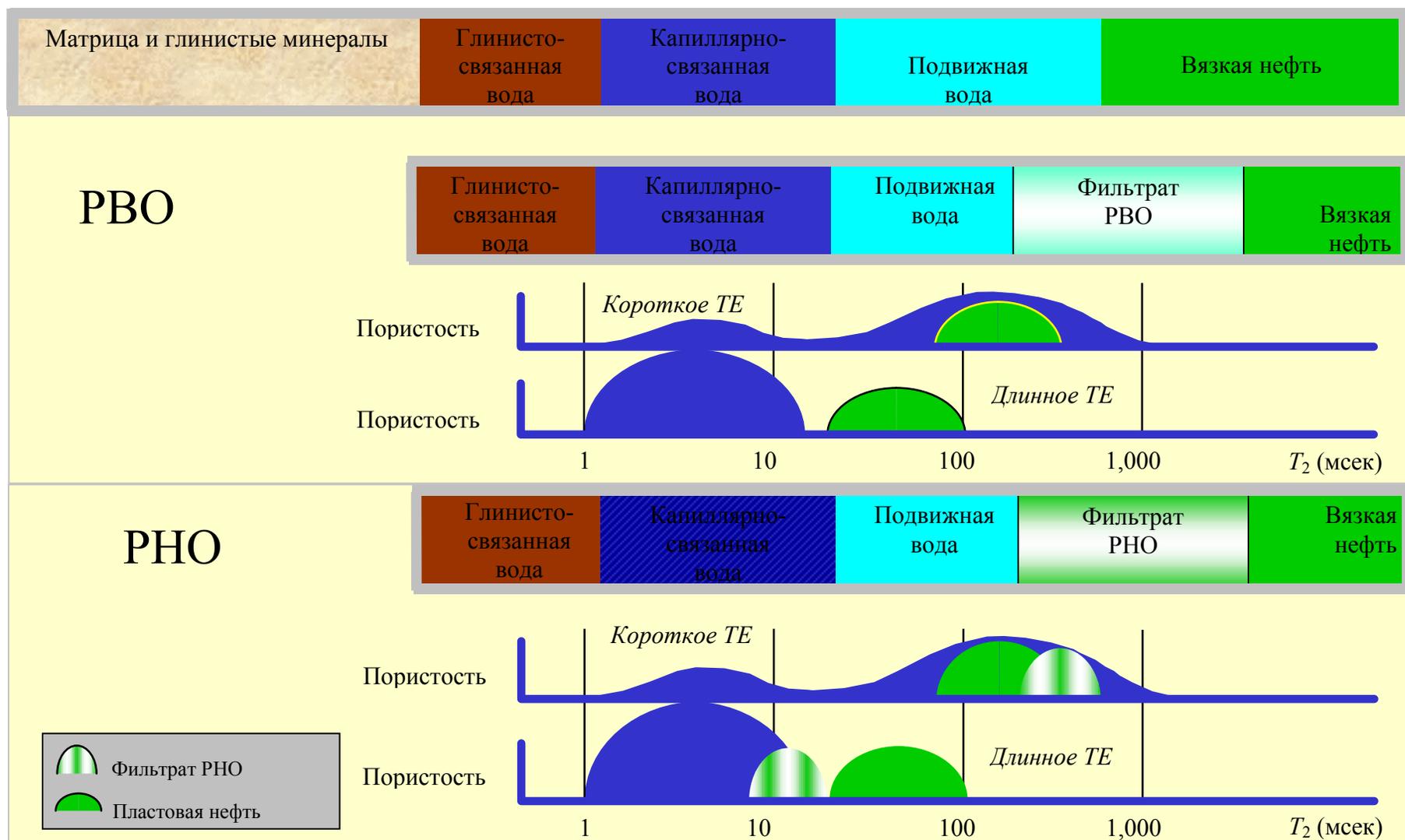
распределения  $T_2$  вычитаются друг-из-друга, в спектре разности сигнал от воды уничтожается и остается только сигнал от газа. Амплитуда газовой составляющей в спектре разности будет сильно зависеть от разницы между  $T_{Igas}$  и  $T_{Iw}$  и разницы между  $TW_{short}$  и  $TW_{long}$ . Обычно параметры записи выбирают таким образом, что  $TW_{long} \geq T_{Igas}$  и  $TW_{short} \geq 3 \times T_{Iw}$ . Кроме того, если в коллекторе присутствует газ, то необходимо введение поправок за поляризацию и водородный индекс, поскольку у газа низкое значение  $HI$  и длинное время  $T_1$ .

При использовании РНО, сигнал от фильтра появляется на распределении  $T_2$ . На рисунке 4.9 сигнал  $T_2$  от газа располагается в районе отметки 40 мсек., а  $T_2$  для фильтра РНО – около 400 мсек. Оба сигнала – и от газа и от фильтра РНО останутся в спектре разности.

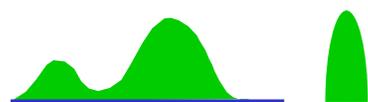
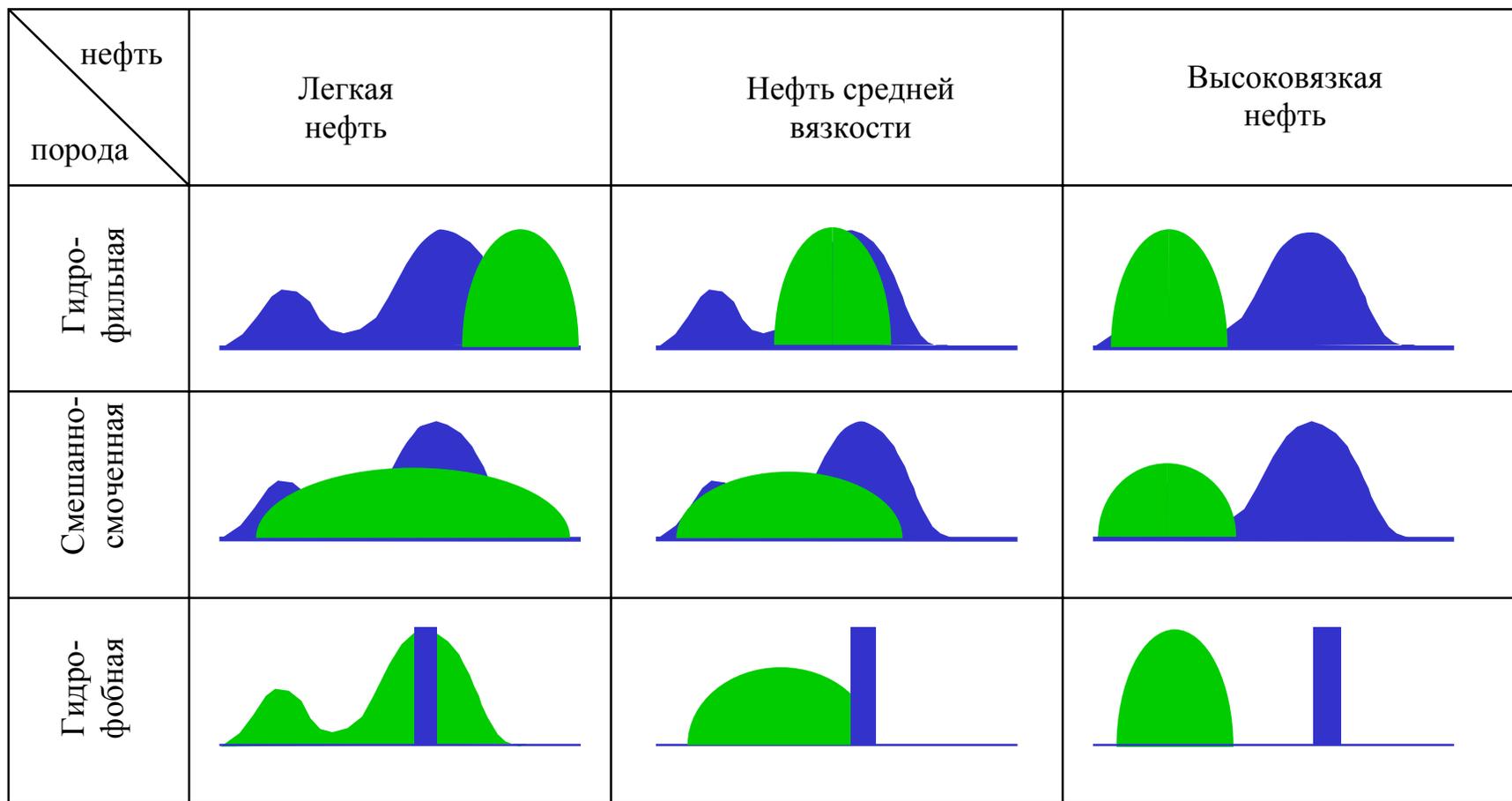
### Вода, легкая нефть и газ

Если в поровом пространстве породы находятся одновременно вода, легкая нефть и газ (рисунок 4.10), и газ и нефть могут быть выделены по контрасту значений их  $T_1$ . При этом используются измерения с двойным временем  $TW$ , а время  $TW_{long}$  должно быть в три раза больше, чем максимальное время  $T_1$  легкой нефти, газа и (если использовался РНО) фильтра БР. В случае применения раствора на нефтяной основе, в разностном спектре будут присутствовать сигналы от легкой нефти, газа и фильтра.

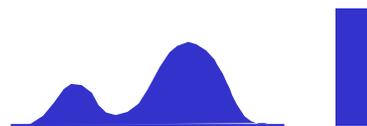
Несмотря на то, что диффузия у газовой и жидкой фаз сильно различается, это различие редко используется для разделения сигналов от двух флюидов. В общем случае, сигнал  $T_2$  от газа очень мал и он нередко попадает в спектр значений  $BVI$ . При использовании записи с длинным временем  $TE$ , сигнал газа может совсем исчезнуть из распределения  $T_2$ . В градиентном магнитном поле время релаксации  $T_2$  газа сильно зависит от времени между эхо-сигналами. При внимательно подобранном времени  $TE$  и силе градиента (связанной с частотой), сигнал газа может быть отделен от  $BVI$ , легкой нефти и фильтра РНО. Выбор этих параметров является одним из ключевых моментов при планировании записи ЯМР с контрастом значений  $T_1$  (т.е. с двойным временем  $TE$ ).



**Рисунок 4.7** Коллектор с вязкой нефтью (верхняя модель) представляет неизмененную зону. Измерения *MRIL* будут включать сигнал от фильтрата в зоне проникновения. В случае с РВО (середина), запись с двойным *TE* позволяет разделить нефть и воду. При записи с динным временем *TE* быстрые составляющие воды сдвигаются влево, и окажутся на распределении спектра  $T_2$  дальше, чем сигнал от нефти. В случае с РНО (низ), сигнал от фильтрата может привести к появлению дополнительного пика.

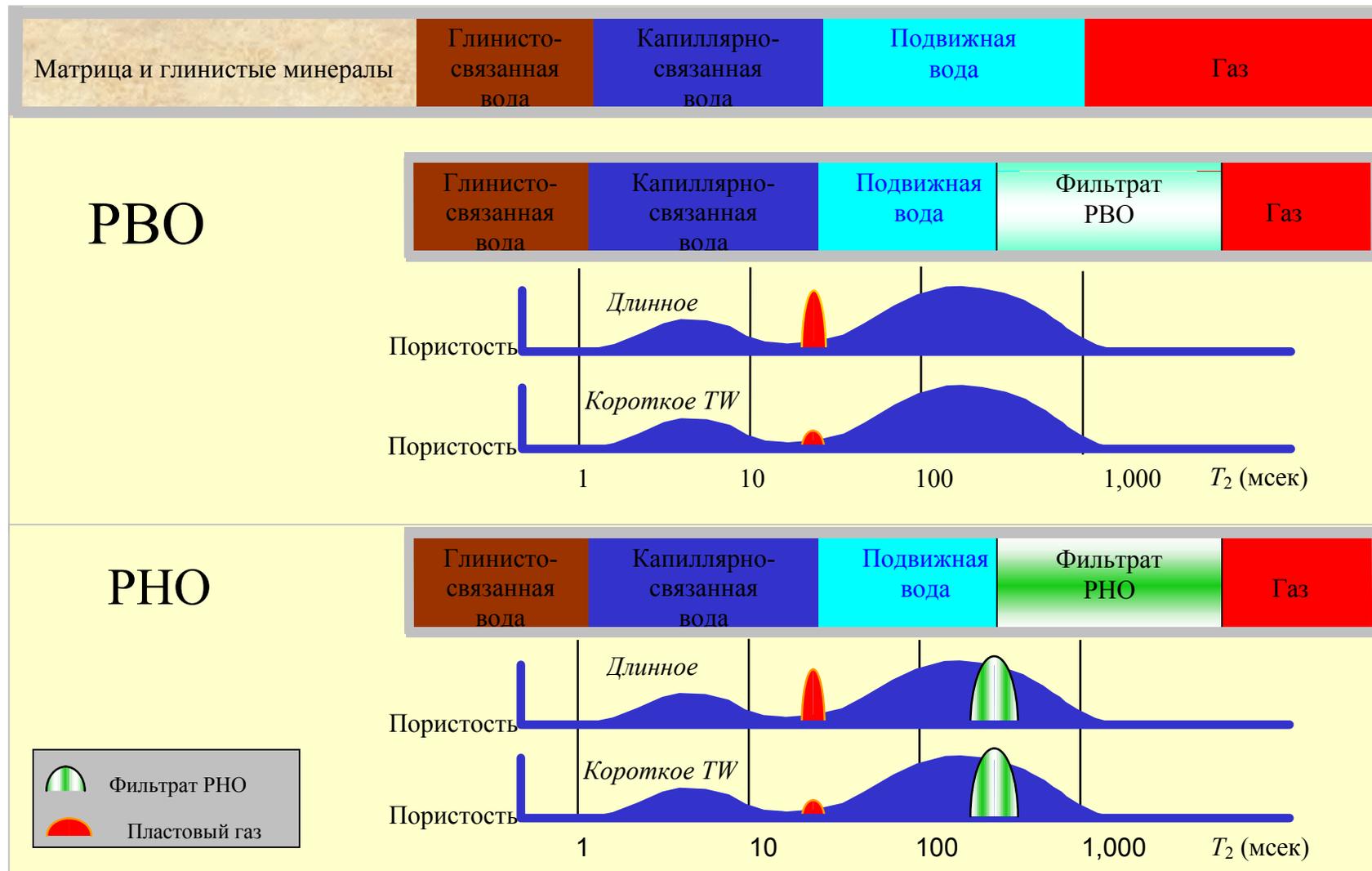


Сигнал от нефти

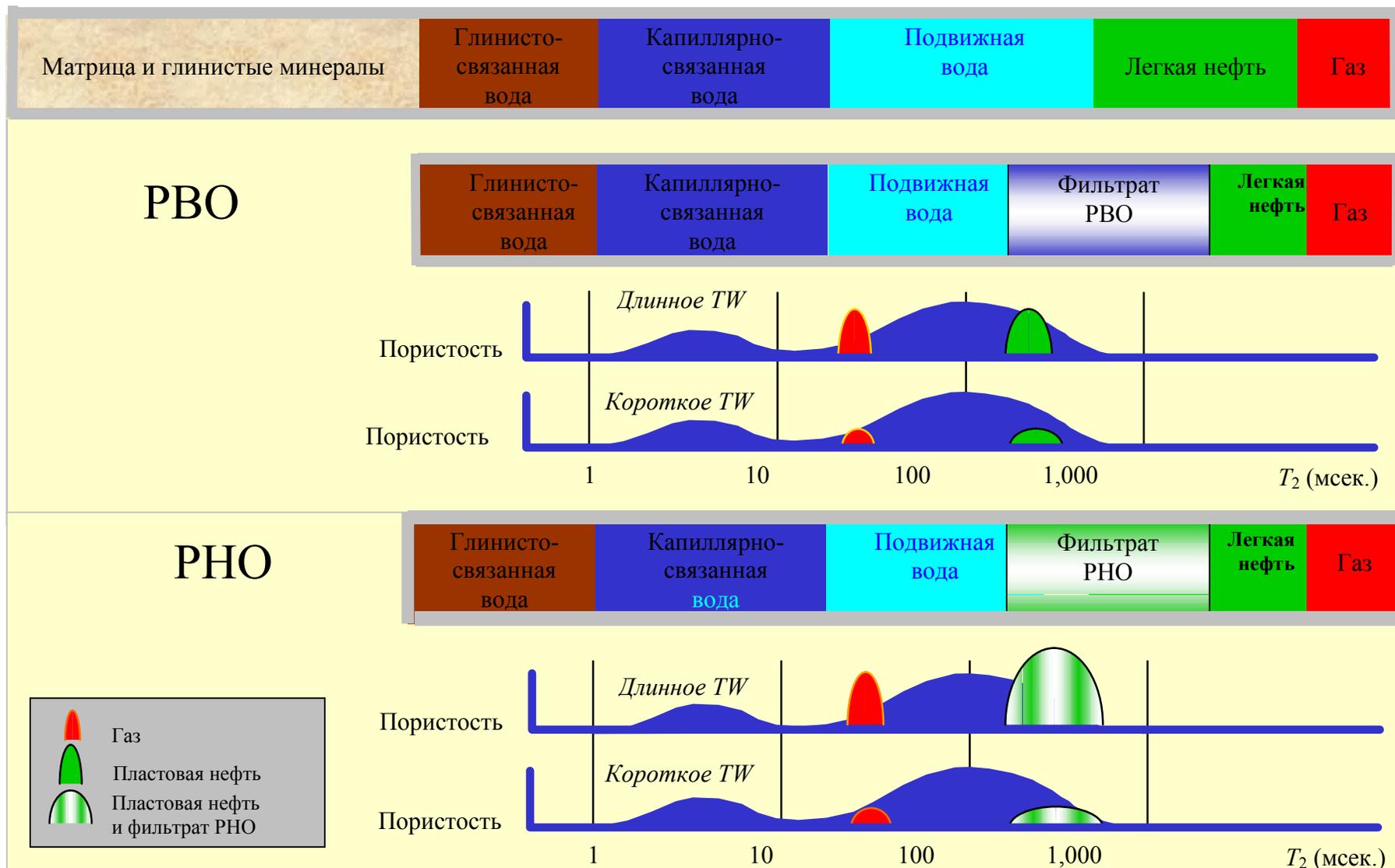


Сигнал от воды

**Рисунок 4.8** Положение и ширина спектра  $T_2$  нефтяной компоненты зависит от вязкости нефти и типа смачиваемости коллектора. Легче всего выделять нефть в гидрофильном коллекторе из-за небольшой ширины распределения и различия в положении максимумов сигнала. Самым сложным является случай со смешанно-смоченным коллектором, где распределения от нефти и воды значительно шире и перекрывают друг-друга.



**Рисунок 4.9** Модель газоносного коллектора: неизменная часть пласта (верх). *MRIL* работает в зоне проникновения и будет включать сигнал от фильтрата. При записи с двойным временем *TW* в условиях РВО (середина), газ может быть выделен при вычитании получаемых спектров  $T_2$ . При использовании РНО (низ), спектр разницы будет так-же содержать сигнал от фильтрата БР.



**Рисунок 4.10** Модель коллектора содержащего газ и легкую нефть: неизменная часть пласта (верх); MRIL работает в зоне проникновения и будет частично включать сигнал от фильтрата. При РВО и измерении с двойным TW (середина), газ и нефть могут быть отделены от воды вычитанием соответствующих распределений  $T_2$ . Если применялся РНО (низ), то в спектре разности будет сигнал от фильтрата. Возможность разделения газа и легкой нефти зависит от наличия заметной разности в величинах спектра  $T_2$ .

## Ссылки

1. Straley, C., 1997, An experimental investigation of methane in rock materials, paper AA, *38th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*, 14 p.
2. Kleinberg, R.L., and Vinegar, H.J., 1996, NMR properties of reservoir fluids, *The Log Analyst*, v. 37, no. 6, p. 20–32.
3. Morris, C. E., et al., 1997 Hydrocarbon saturation and viscosity estimation from NMR logging in the Belridge diatomite, *The Log Analyst*, March-April, p. 44–59.
4. Gerritsma, C.J., Oosting, P.H., and Trappeniers, N.J., 1971, Proton spin-lattice relaxation and self-diffusion in methane, part 2—Experimental results for proton spin-lattice relaxation times, *Physica*, v. 51, p. 381–394.
5. Gerritsma, C.J., and Trappeniers, N.J., 1971, Proton spin-lattice relaxation and self-diffusion in methanes, part 1—Spin-echo spectrometer and preparation of the methane samples, *Physica*, v. 51, p. 365–380.
6. Akkurt, R., et al., 1995, NMR logging of natural gas reservoirs, paper N, *36th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*, 12 p. Later published in 1996, as Akkurt, R., et al. in *The Log Analyst*, v. 37, no. 5, p. 33–42.
7. Prammer, M.G., Mardon, D., Coates, G.R., and Miller, M.N., 1995, Lithology-independent gas detection by gradient-NMR logging, SPE 30562, *1995 SPE Annual Technical Conference and Exhibition Proceedings*, v.  $\Omega$  (Formation evaluation and reservoir geology), p. 325–336.
8. Xiao, L.Z., 1998, *NMR Imaging Logging Principles and Applications* (in Chinese), Science Press, Beijing, 328 p.
9. Howard, J.J., and Spinler, E.A., 1993, Nuclear magnetic resonance measurements of wettability and fluid saturations in chalk, SPE 26471, *1993 SPE Annual Technical Conference and Exhibition Proceedings*, v.  $\Omega$  (Formation evaluation and reservoir geology) p. 565–573. Later published in 1995 in *SPE Advanced Technology Series*, v. 3, no. 1, p. 60–65.



---

## Глава 5

# Принципы скважинного прибора *MRIL*

---

Процесс измерения прибором *MRIL* состоит из четырех основных шагов:

1. поляризации ядер;
2. разворачивания магнитизации;
3. регистрации эхо-сигналов спина;
4. повторная поляризация ядер;

В этой главе рассматривается процесс измерения ЯМР скважинным прибором *MRIL* и связанные с этим вопросы, такие как вертикальное разрешение, глубина исследования, уровень сигнал-помеха и активации.

### Поляризация

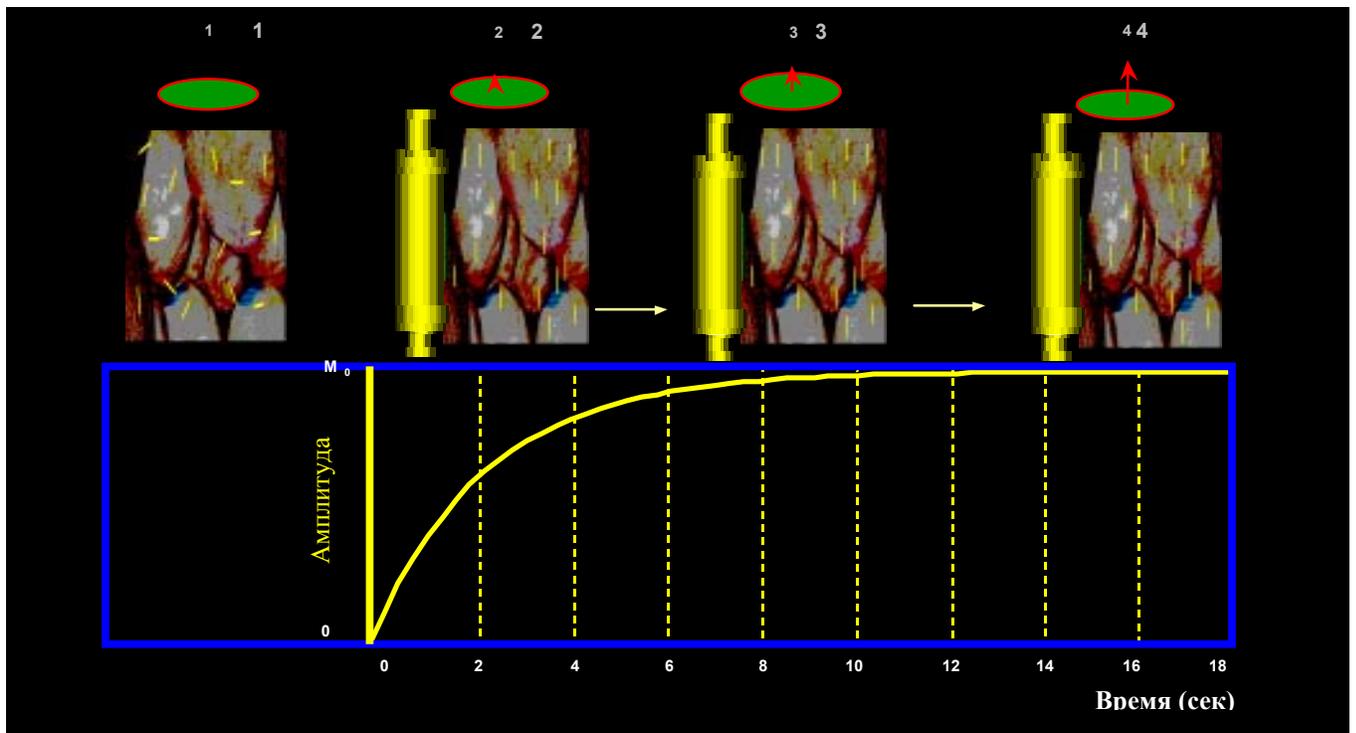
В скважинном приборе *MRIL* есть постоянный магнит который генерирует статическое поле.<sup>1,2</sup> Перед записью ЯМР каротажа, ядра водорода в породе находятся под действием магнитного поля Земли. Поскольку сила этого внешнего поля сравнительно мала, то и наведенная им в протонах магнетизация тоже невелика. При движении прибора *MRIL* по стволу скважины, сильное поле  $\mathbf{B}_0$  доминирует и поляризует протоны (т.е. выравняет их по направлению с полем  $\mathbf{B}_0$ ). Сила магнитного поля Земли около 0.5 Гаусс, прибор *MRIL* в зоне измерений генерирует поле в 176 Гаусс, т.е. в 350 раз сильнее. Для достижения «полной» поляризации в протонах находящихся в поровом пространстве, требуется до нескольких секунд времени, в течении которого прибор движется по стволу. Надежные

измерения могут производиться при условии, что протоны находятся в одинаковом статичном магнитном поле в течении всего цикла записи. На рисунке **5.1** показано возрастание поляризации со временем. После того как протоны поляризованы, они находятся в равновесном состоянии и будут сохранять поляризацию при отсутствии воздействий. Собственный магнитный момент поляризованного семейства протонов обозначается  $\mathbf{M}_0$ , как это описано в главе 2.

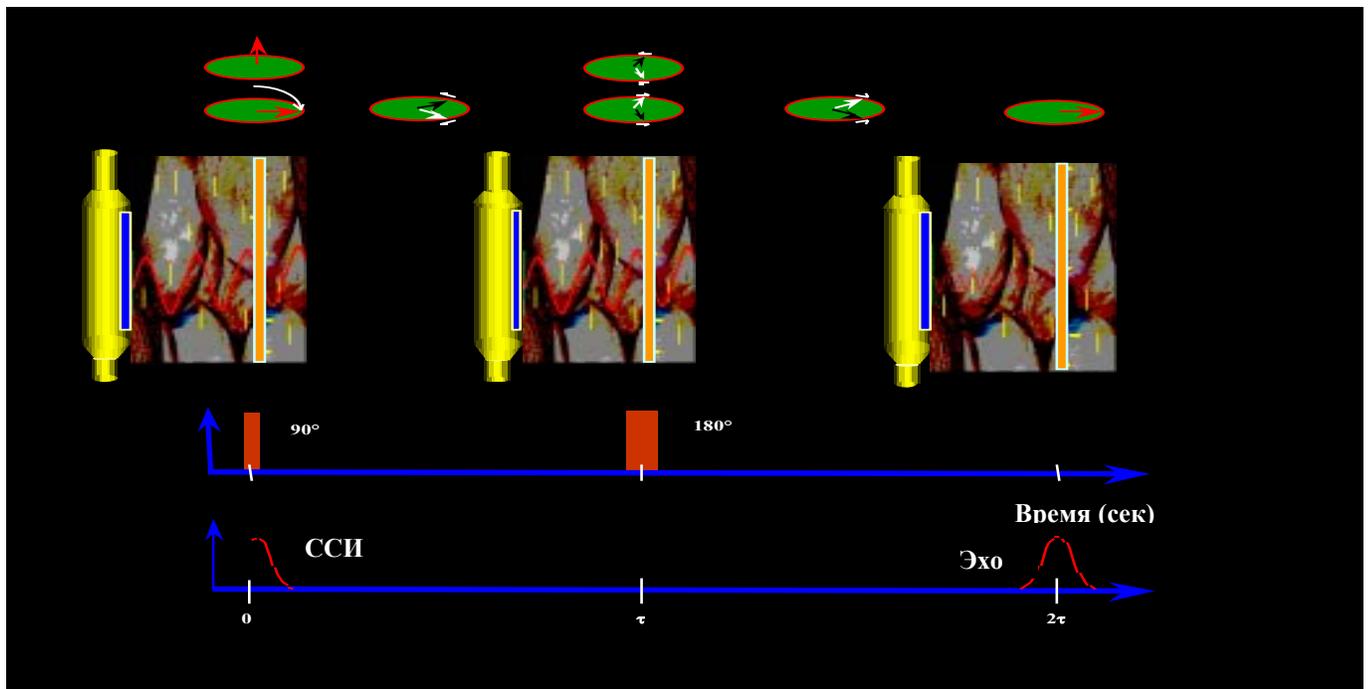
### Поворот магнетизации и выделение эхо-сигналов спинов

Методика *MRIL* для разворота магнетизации и регистрации эхо-сигналов спинов в коллекторе показана на рисунке **5.2**. Скважинный прибор *MRIL* создает статичное магнитное поле с градиентом в радиальном направлении, таким образом, Ларморовская частота протонов будет меняться в зависимости от расстояния до прибора.<sup>1,2</sup> Антенна, окружающая магнит, служит передатчиком осцилляционного поля и приемником эхо-сигналов от спинов. Антенна генерирует поле  $\mathbf{B}_1$  перпендикулярное направлению  $\mathbf{B}_0$ , которое разворачивает вектор магнетизации в поперечном направлении. Значения, выбранные для частоты и полосы пропускания импульсов поля  $\mathbf{B}_1$ , определяют объем исследования и, следовательно, глубину исследования прибора.

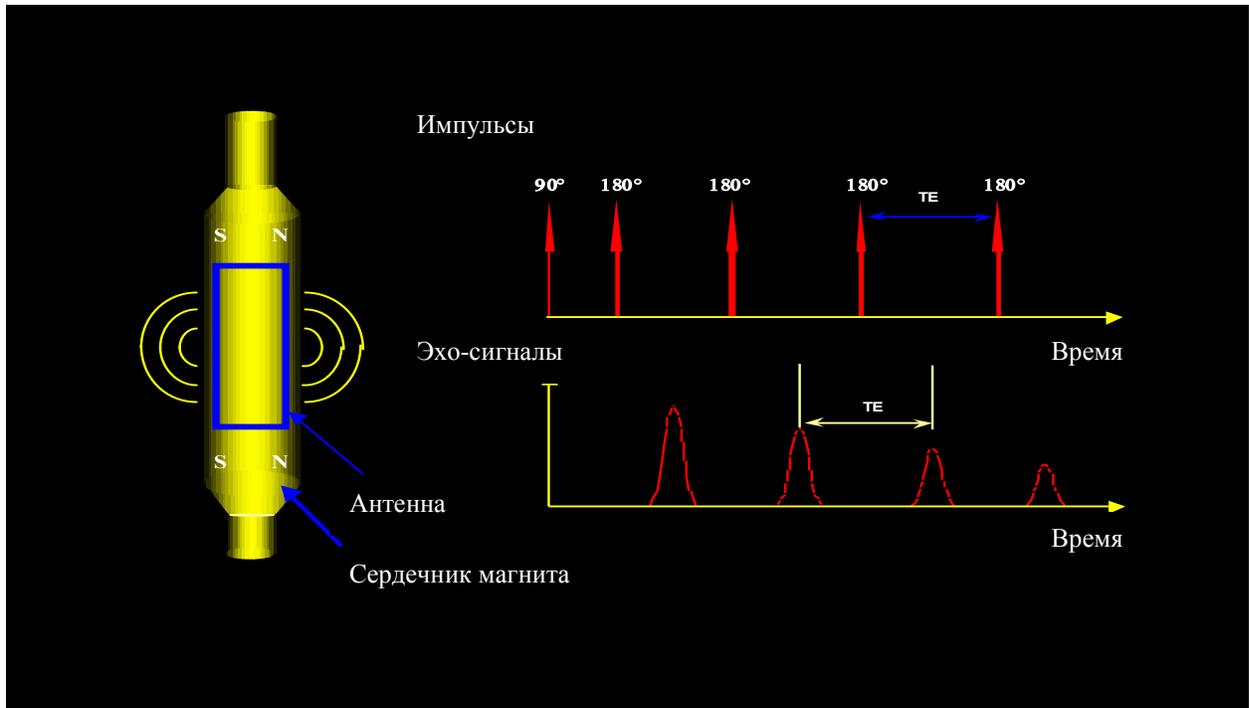
Скважинный прибор *MRIL* регистрирует спад эхо-сигнала, как это показано на рисунке **5.3**. Цикл импульсов *CPMG* компенсирует погрешности дефазирования вызванные градиентными эффектами поля  $\mathbf{B}_0$ , однако изменения фаз связанные с взаимодействием молекул или с диффузией необратимы. Когда происходят эти необратимые изменения, протоны не могут больше быть полностью ре-фокусированы и эхо-сигналы в последовательности *CPMG* будут падать. Прибор *MRIL* меряет амплитуды спада эхо-сигналов в *CPMG* для регистрации спада поперечной магнетизации и, следовательно, необратимого дефазирования. После записи спада эхо-сигналов, магнит повторяет поляризацию для следующего измерения циклом *CPMG*, как показано на рисунке **5.4**.



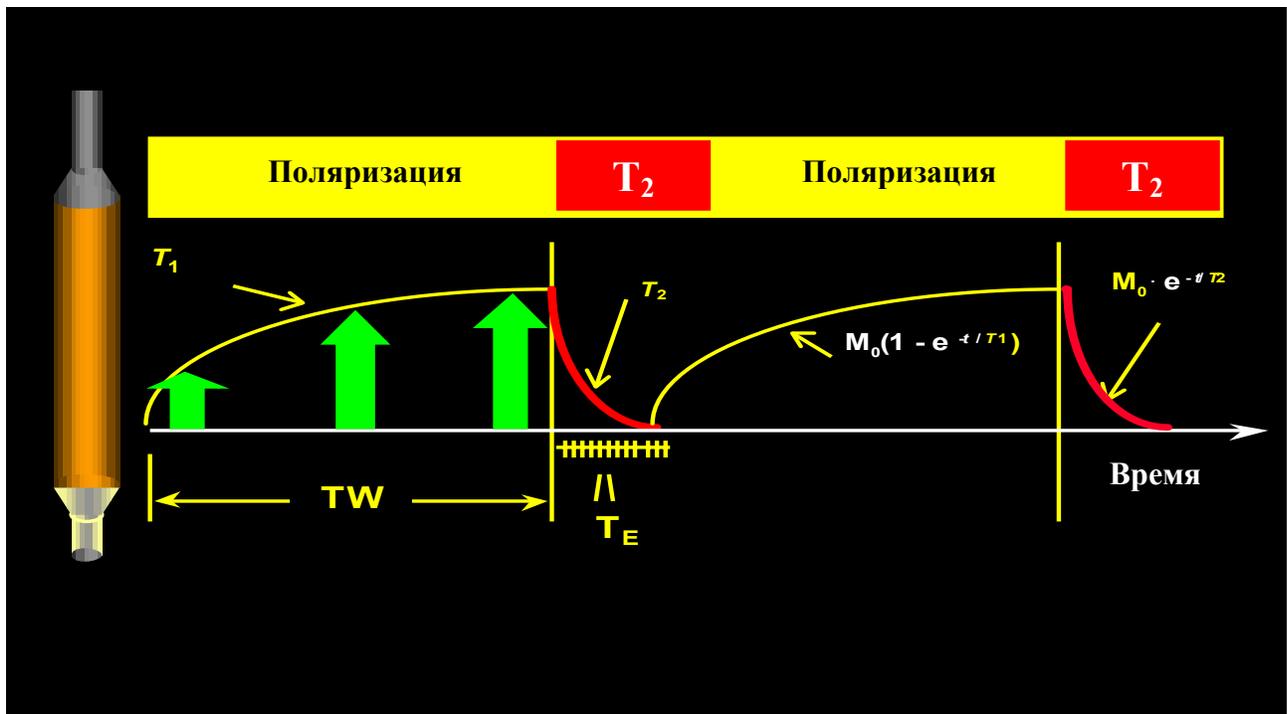
**Рисунок 5.1** (1) До включения внешнего магнитного поля спины протонов ориентированы хаотично. (2) После начального воздействия поля прибора *MRIL* спины прецессируют в направлении статического поля  $\mathbf{B}_0(\mathbf{r})$ . (3 и 4) При продолжении воздействия оси спинов приближаются к положению осей прецессии и, как показано на графике, суммарная магнетизация семейства протонов возрастает.



**Рисунок 5.2** Антенна *MRIL* (на рисунке слева) подает  $90^\circ$  осциллирующий импульс  $\mathbf{B}_1$  для синхронизации фаз протонов и поворота магнетизации на  $90^\circ$ . После сдвига протонов по фазе, антенна *MRIL* (на рисунке в середине) подает  $180^\circ$  осциллирующий импульс  $\mathbf{B}_1$  для ре-фазирования протонов. После этого (на рисунке справа), протоны начинают генерировать спин эхо-сигналы, которые можно измерить антенной.



**Рисунок 5.3** Для генерации и приема эхо-сигналов прибор *MRIL* подает  $90^\circ$  импульс  $B_1$  за которым следует серия  $180^\circ$  импульсов  $B_1$ .



**Рисунок 5.4** Цикл измерения прибором *MRIL*, который постоянно повторяется во время записи ЯМР каротажа, состоит из поляризации протонов, за которой следует запись эхо-сигналов. Спад эхо-сигналов отражает изменения сдвига фаз, которые последовали за поляризацией.

## Скорость записи и вертикальное разрешение

Во время движения прибора *MRIL* по стволу скважины, семейство протонов, с которыми он взаимодействует, постоянно меняется. Эти изменения влияют на собственные характеристики прибора и параметры записи двумя путями, как это показано на рисунке 5.5.

Во-первых прибор сталкивается с “новыми” протонами, которые еще не были поляризованы и оставляет за собой “старые” уже поляризованные. Время, необходимое для поляризации новых протонов, до того как они попадут в объем измерений прибора, контролируется временами релаксации  $T_1$ . Время поляризации  $TW$  напрямую зависит от длины магнита и скорости записи. Для обеспечения больших скоростей записи, у прибора *MRIL* (модификация С) магнит длиннее антенны и выступает на 24 дюйма над и под ней, что позволяет осуществлять запись при движении как вверх по разрезу, так и вниз. При такой конструкции прибор поляризует протоны до того, как они попадают в область измерений.

Во-вторых, во время цикла *CPMG*, протоны, чьи векторы магнетизации уже были развернуты в поперечном направлении, покидают область исследования, одновременно с этим, в неё попадают поляризованные протоны, чьи векторы не были ещё повернуты. Если антенна слишком короткая или скорость записи слишком высока, этот процесс снижает амплитуду регистрируемых затем эхо-сигналов. Для обеспечения приемлимой скорости записи, как правило, допускается потеря до 10% точности – т.е. объем исследования за время одного цикла *CPMG* может меняться на 10%. Поскольку объем исследования определяется размером антенны, длинная антенна обеспечит более высокую скорость записи, но при снижении вертикального разрешения. Длина антенны у *MRIL* - 24 дюйма.

Если во время цикла измерений прибор не движется (т.е. производится стационарная запись), вертикальное разрешение ( $VR$ ) равняется длине антенны ( $L$ ). Если во время измерений прибор смещается, то разрешение уменьшается со скоростью пропорциональной скорости записи. Для введения поправки за влияние шумов при записи

объединяют или суммируют данные от нескольких измерений. Число эхо-сигналов необходимое для выполнения измерений с заданной точностью и, соответственно улучшенным отношением сигнал-шум, называется скользящим средним ( $RA$ ). Время цикла ( $TC$ ) это время необходимое для выполнения измерений последовательно  $CPMG$  и время поляризации (или время задержки) до начала следующего  $CPMG$ . Как показано на рисунке 5.6, для прибора, работающего на одной частоте,  $TC$  может быть рассчитано по:

$$TC = TW + TE * NE \quad (5.1)$$

Для прибора, работающего на одной частоте и движущегося со скоростью  $V$ , вертикальное разрешение может быть оценено по:

$$VR = L + (TC * RA - TW) \quad (5.2)$$

Уравнение 5.2, показывает, что:

- Для стационарных измерений ( $V = 0$ ), вертикальное разрешение равно длине  $RF$  радио-антенны. Следовательно более короткая антенна дает лучшее разрешение.
- Вертикальное разрешение снижается при возрастании скорости записи.
- Вертикальное разрешение снижается при возрастании времени эксперимента. Время эксперимента, в основном состоит из времени поляризации  $TW$ .
- При увеличении количества суммированных эхо-сигналов, улучшается соотношение сигнал-шум, но при этом снижается вертикальное разрешение.

### Глубина исследования

Статичное поле, создаваемое магнитом прибора  $MRIL$ , является градиентным полем  $B_0(r)$ , чья амплитуда зависит от радиального расстояния  $r$  от поверхности прибора.<sup>3</sup> В частности,  $B_0(r) \propto 1/r^2$ . Например, сила поля вдоль тонкого цилиндрического объема диаметром 16 дюймов, располагающегося вокруг оси 6-дюймового прибора, составляет около 155 Гаусс (см. рисунок 5.7).

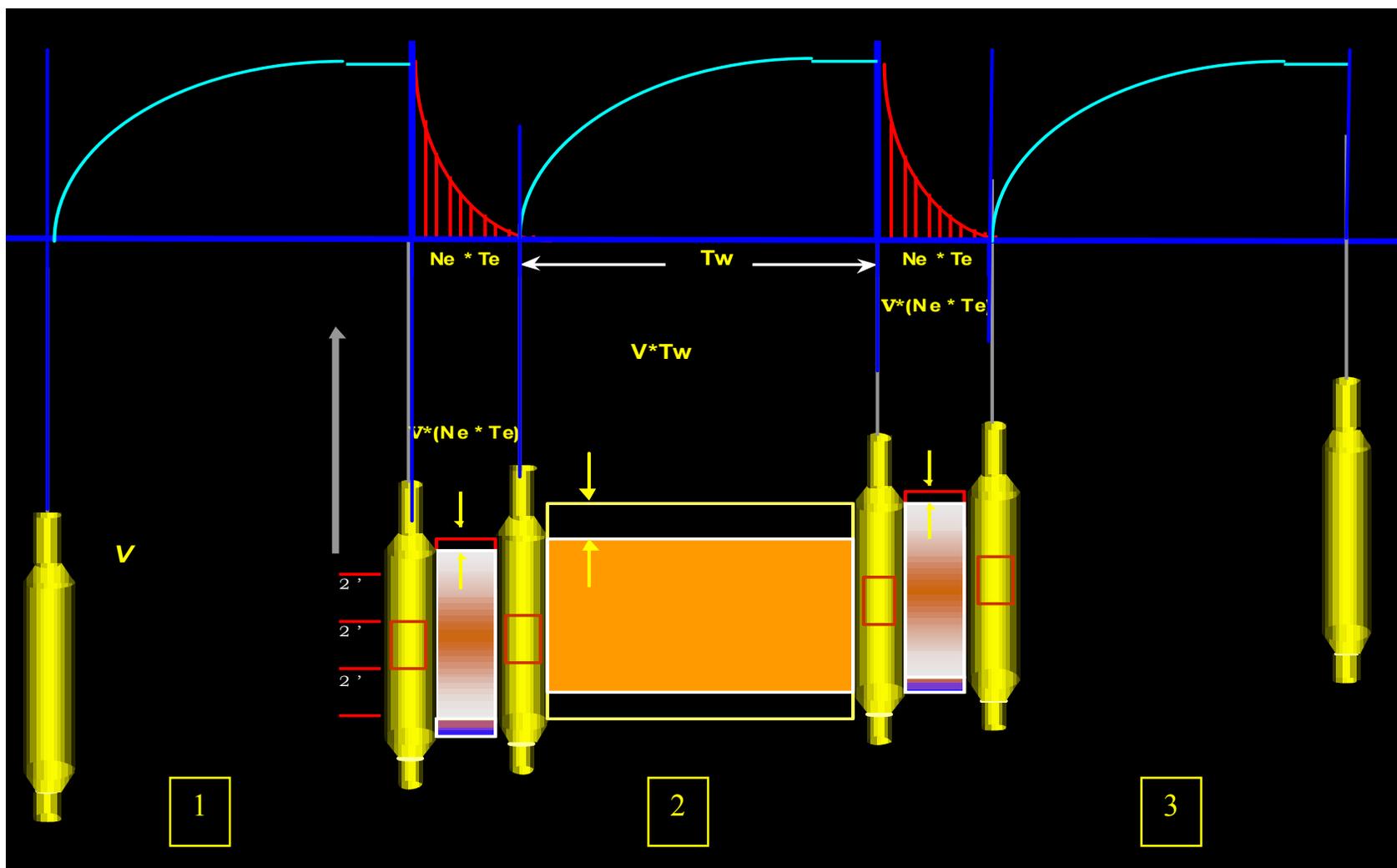
Градиентное поле  $B_0$  прибора *MRIL* уменьшается при удалении от его поверхности. Поскольку Ларморовская частота пропорциональна  $B_0$  Ларморовская частота протонов коллектора, так-же будет уменьшаться при удалении от зонда.

Следовательно, чтобы прибор *MRIL* мог проводить измерения в коллекторе на заданном расстоянии, частота выбранного осцилляционного поля  $B_1$ , должна соответствовать Ларморовской частоте находящихся там протонов. На практике, выбирается узкая полоса пропускания, чтобы объем исследований представлял собой тонкий цилиндрический слой.

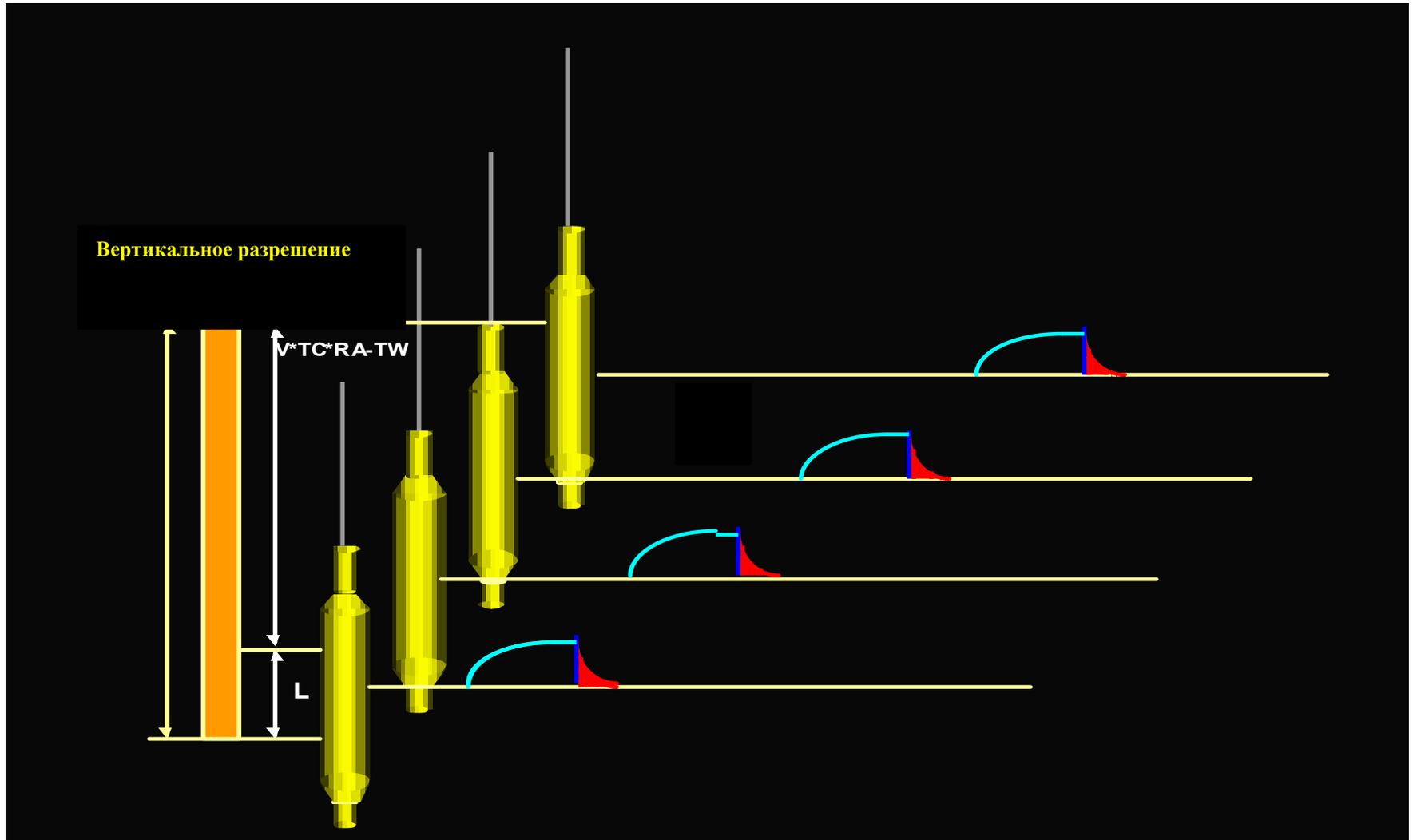
На рисунке 5.8 в поперечном сечении показаны: собственно прибор *MRIL*, ствол скважины, окружающая порода и объем исследования.<sup>4</sup> Расположенный ниже график показывает спад величины магнитного поля  $B_0$  (и, соответственно, уменьшение Ларморовской частоты) при удалении от поверхности зонда. Таким образом, градиент поля  $B_0$  и выбранная частота полосы пропускания  $B_1$  определяют диаметр и ширину объема исследования прибора. Этот объем задан исключительно точно. Протоны по обоим сторонам объема исследования будут поляризованы полем  $B_0$ , но из-за несоответствия собственной частоты прецессии и поля не будут повернуты полем  $B_1$ .

Теоретически, глубина исследования возрастает при уменьшении частоты поля  $B_1$ . На практике, увеличение глубины исследования требует повышения мощности  $B_1$  для разворота протонов на  $90^\circ$  и  $180^\circ$ . Кроме того, увеличение глубины исследования снижает соотношение сигнал-шум.

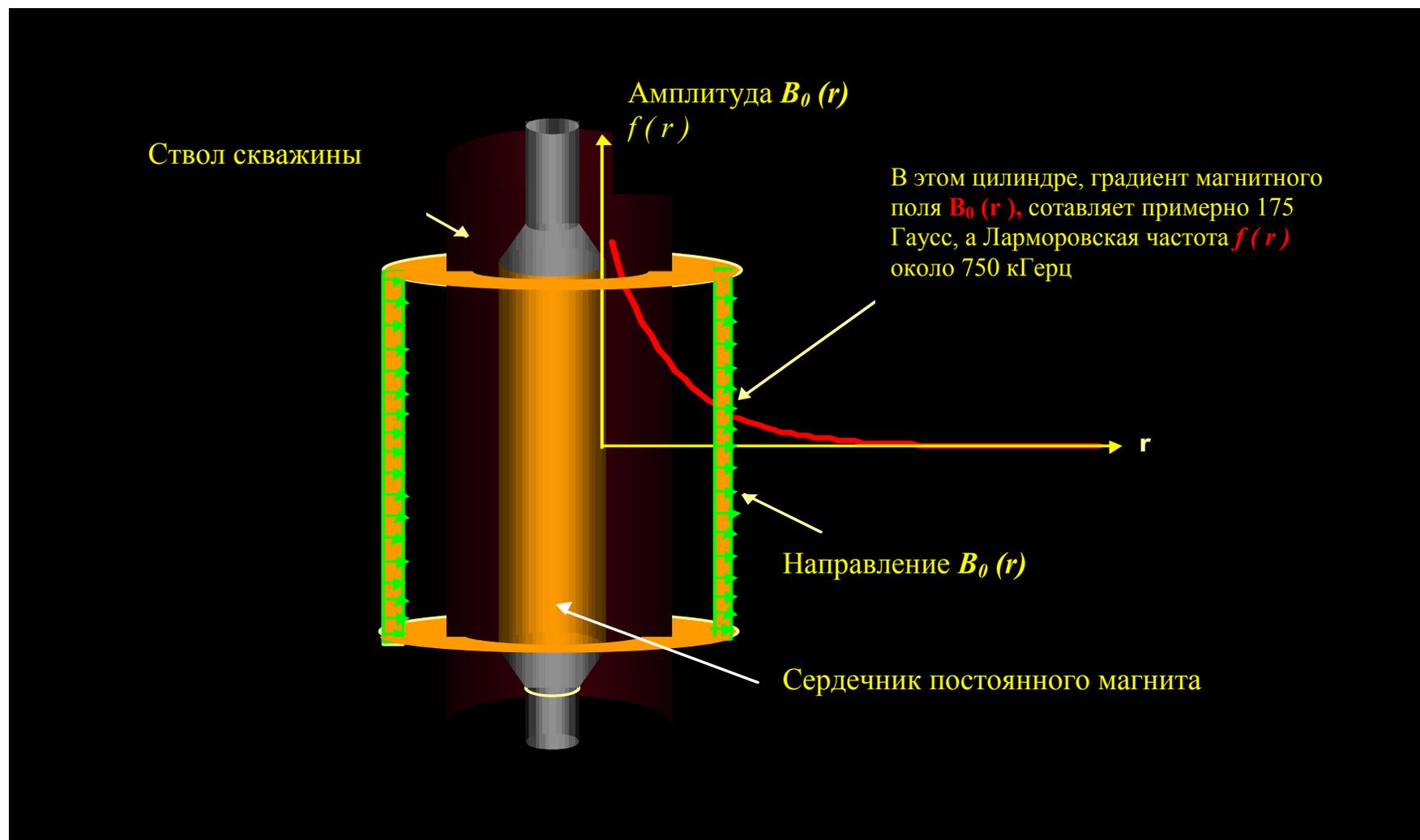
Благодаря радиальному характеру измерений, зонд *MRIL* должен располагаться по центру скважины. Когда размывы ствола не попадают в зону исследований, они практически не влияют на измерения, за исключением «нагрузки» бурового раствора на поле  $B_1$ . Из-за эффекта нагрузки, чтобы осуществить  $90^\circ$  поворот протонов находящихся в солоноватой среде полю  $B_1$  нужно больше мощности, чем для протонов в среде с высоким сопротивлением.



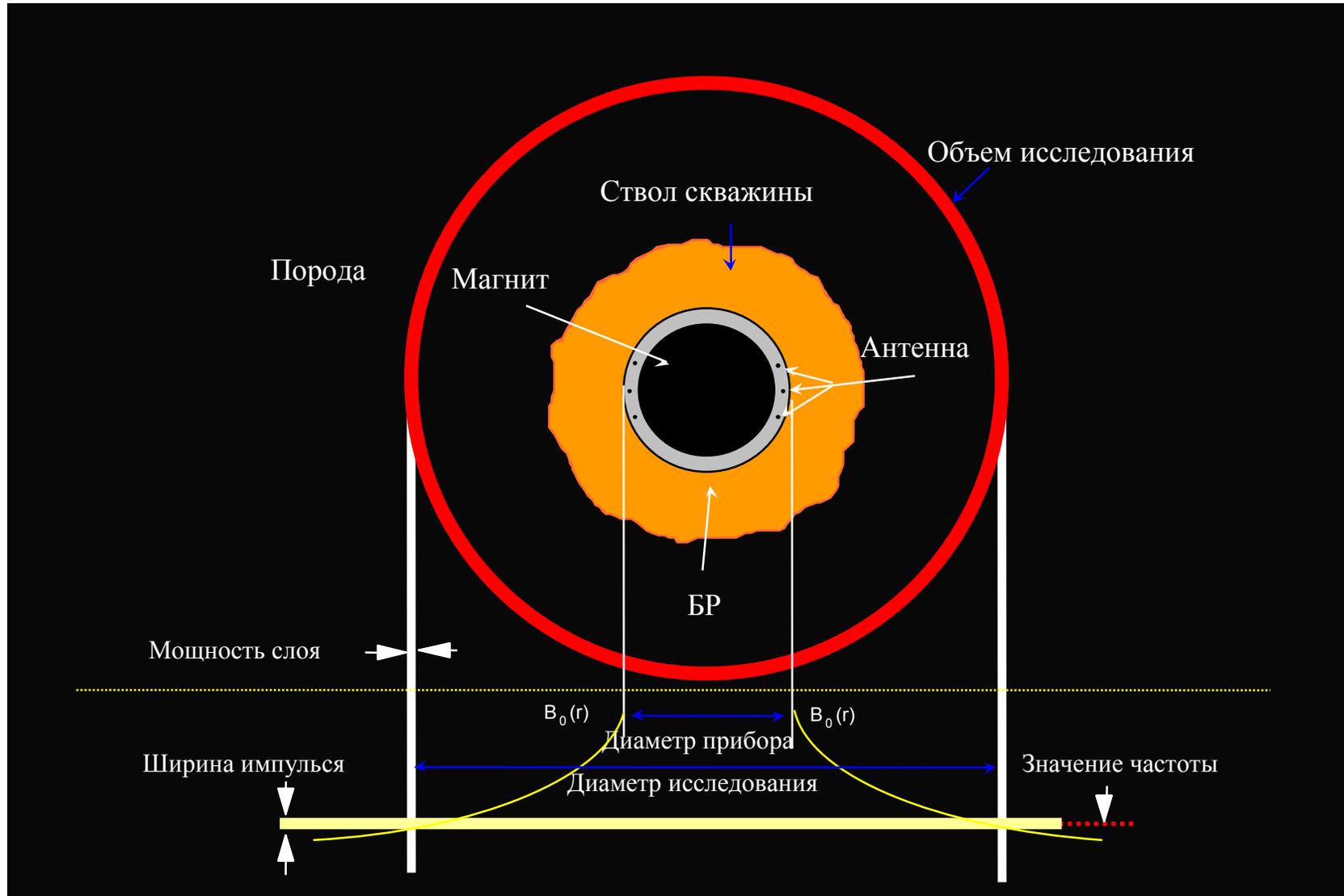
**Рисунок 5.5** (1) При движении прибора *MRIL* по стволу он поляризует часть окружающего вещества. Если скорость записи равна  $V$ , а время поляризации  $TW$ , то прибор сдвинется на расстояние  $V * TW$  за время одной поляризации. (2) Вслед за поляризацией генерируется цикл *CPMG* и производятся измерения эхо-сигналов. Если расстояние между эхо-сигналами  $TE$ , а число сигналов  $NE$ , то за время записи, прибор сдвинется на расстояние  $V * (TE * NE)$ . (3) После окончания цикла *CPMG* начинается новый цикл поляризации/*CPMG*.



**Рисунок 5.6** Вертикальное разрешение прибора *MRIL* равняется сумме длины антенны и производной от скорости записи, времени цикла и скользящего среднего.



**Рисунок 5.7** Постоянный магнит прибора *MRIL* генерирует градиентное поле с напряженностью, уменьшающейся по мере удаления от поверхности прибора.



**Рисунок 5.8** Диаметр и толщина цилиндра объема исследования скважинного прибора *MRIL* определяется градиентом постоянного магнитного поля  $B_0$  и частотой осцилирующего кольца поля  $B_1$ .

Если участок рызмыва попадает в зону исследования, то флюиды находящиеся в стволе скважины начинают сказываться на измерениях. Иногда де-централизованное положение прибора приводит к записи части сигнала от бурового раствора. В обеих ситуациях значения измеренной *MRIL* эффективной пористости (*MPHI*) и суммарного объема связанной воды (*BVI*) оказываются сильно завышенными. Это происходит потому, что (1) жидкость в стволе скважины содержит много протонов, и (2) времена релаксации протонов в буровом растворе очень быстрые из-за большой удельной поверхности глинистых частиц. В большинстве случаев, эффекты влияния флюидов ствола скважины на регистрацию *MRIL* легко обнаружить на каротажных материалах, особенно при наличии данных кавернометрии.

Для измерений *MRIL* нет поправок за влияние флюидов ствола скважины или его неоднородностей. Таким образом, если флюиды ствола оказывают влияние на регистрируемый сигнал, данные *MRIL* больше не несут информации о породе и не могут быть использованы для петрофизических анализов.

Статичное поле зонда *MRIL* создается постоянным магнитом изготовленным из ферромагнитных материалов, поэтому его магнетизация зависит от температуры. Следовательно, (как показано на рисунке 5.9) мощность статичного магнитного поля и градиента так-же зависят от температуры. При нагревании магнита, величина  $B_0$  уменьшается и для конкретной частоты  $B_1$ , глубина исследования так-же снижается. Поскольку температурные зависимости магнита *MRIL* хорошо изучены, то знание его конкретной температуры и частоты  $B_1$  дает единственное значение глубины исследования прибора.

Существует два вида зондов *MRIL* – с внешним диаметром 6 и 4<sup>1/2</sup> дюйма (или 4<sup>7/8</sup> для серии Прайм), оба из которых могут работать на высоких частотах (около 750 кГц) и на низких (около 600 кГц). Как показано на рисунке 5.10, при температуре в 200° F, для 6-дюймового зонда глубина исследования составляет 14<sup>1/2</sup> и 16<sup>1/2</sup> дюйма, соответственно для высокой и низкой частоты. Для зонда диаметром 4<sup>1/2</sup> дюйма, соответствующие глубины исследования составят 10 и 10<sup>1/2</sup> дюймов. Для скважин обычного диаметра, (например

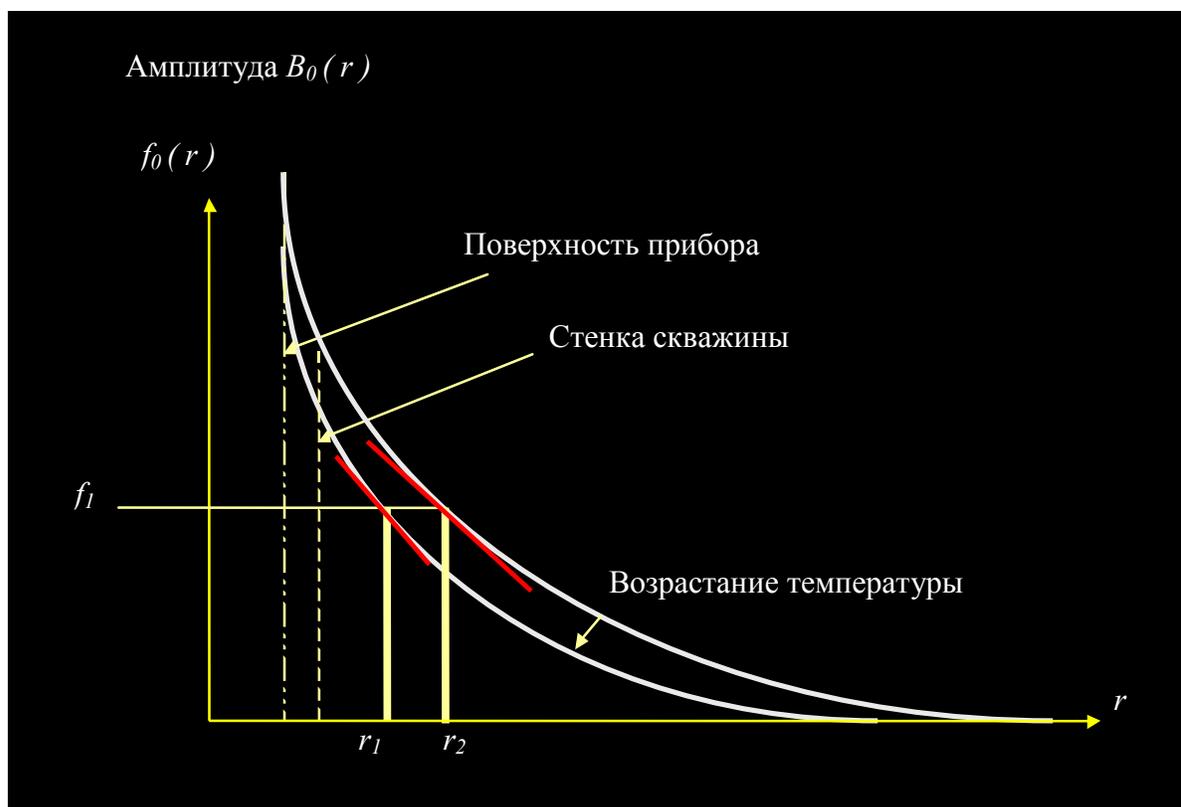
пробуренных долотом 8<sup>1/2</sup> дюйма), глубина исследования в 16 дюймов соответствует зоне расположенной на расстоянии 3-4 дюйма от стенки. Таким образом, измерения производятся, в основном, в зоне проникновения.

### **Многочастотные измерения и полоса частот радио импульсов**

Согласно теории ЯМР, вклад в сигнал измеренный с помощью цикла *CPMG* вносят только протоны прецессирующие с Ларморовской частотой. Ларморовская частота прямо пропорциональна силе магнитного поля  $B_0$ . Следовательно, при наличии градиентного магнитного поля, для получения резонанса протонов в разных областях, могут применяться импульсы различной частоты. Этот принцип успешно применялся для изучения отдельных «срезов» как в медицинской визуализации магнитного резонанса, так и в каротаже *MRIL*. Рисунки 5.11 и 5.12 иллюстрируют объемы исследования и соответствующие им времена при многочастотных измерениях *MRIL*.<sup>5</sup>

У протонов возбужденных радиочастотным импульсом *MRIL*, Ларморовская частота, будет равна частоте импульса и они будут занимать строго определенный объем. Протоны, находящиеся за пределами этого объема не будут испытывать влияния радиоимпульсов и, следовательно, будут менять свою поляризацию, в соответствии, с изменениями внешнего магнитного поля.

Циклическая работа на различных частотах возбуждает протоны в разных цилиндрических объемах исследования пространства и позволяет проводить измерения быстрее. Время между частотами может быть равно времени эхо-сигнала, т.е. как правило, 0.5 сек., а время между измерениями проводимыми на одной частоте должно соответствовать времени повторной поляризации (*TW*), которое обычно находится в пределах 10 секунд. Если частоты при многочастотном измерении имеют близкие значения, то соответствующие им чувствительные объемы расположены очень близко друг-к-другу и для практических целей, можно полагать, что они дают информацию от однородной породы.



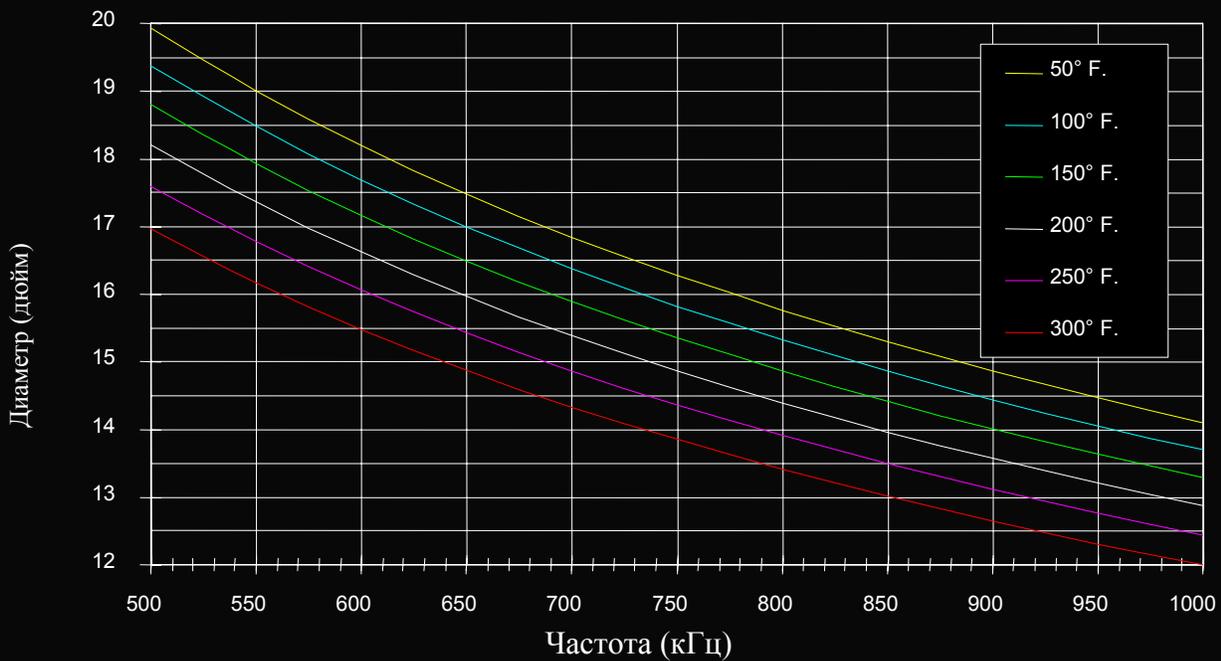
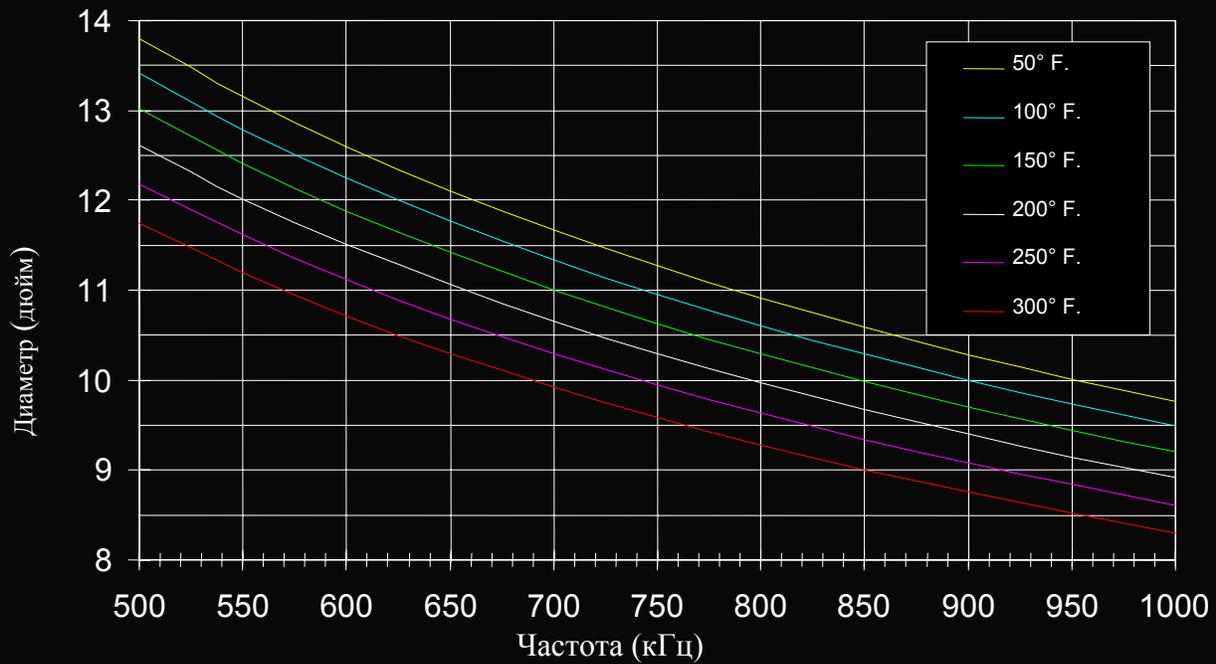
**Рисунок 5.9** Сила магнитного поля  $B_0$  и полевого градиента зависят от температуры. Следовательно, для поля  $f$  с частотой  $RF$  (радио-диапазона) глубина исследования будет зависеть от температуры.

Соответственно, может быть увеличена скорость записи при одновременном сохранении величины сигнал-шум. Например, если используются две частоты, число измерений *CPMG* с полной поляризацией будет удвоено и, следовательно, скорость записи каротажа можно увеличить в два раза без снижения уровня сигнал-шум.

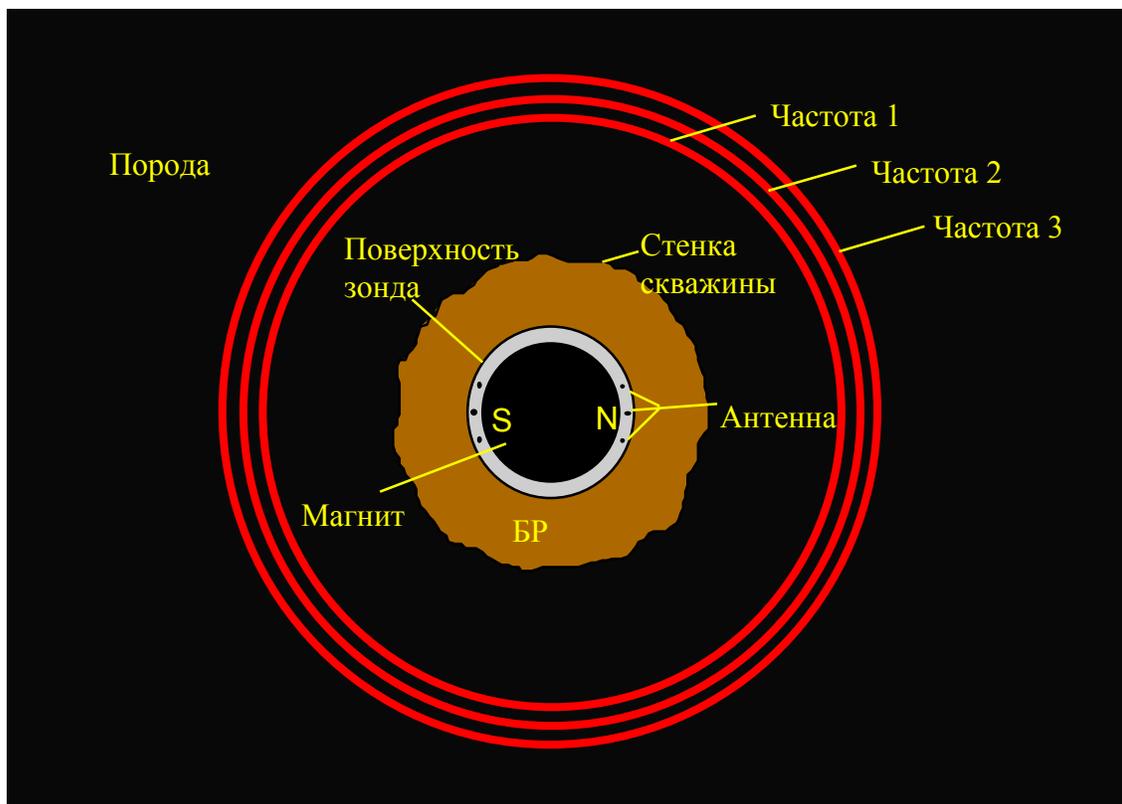
При многочастотной записи, с набором  $F$  частот, время цикла и вертикальное разрешение определяются как:

$$TC = \frac{TW + TE \cdot NE}{F} \quad (5.3)$$

$$VR = L + \frac{V \cdot (TC \cdot RA - TW)}{F} \quad (5.4)$$



**Рисунок 5.10** Глубина исследования скважинного прибора *MRIL* зависит от температуры постоянного магнита и частоты осцилляционного поля. Верхняя палетка рассчитана для прибора диаметром  $4^{1/2}$  дюйма, а нижняя для 6-дюймового прибора.

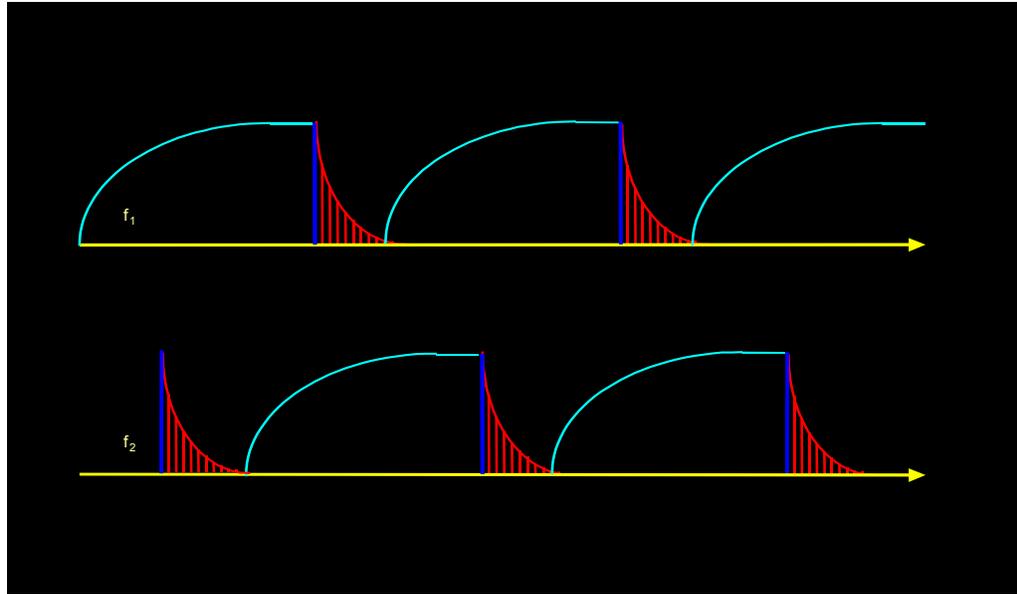


**Рисунок 5.11** Зона исследования многочастотного прибора *MRIL* состоит из нескольких близко расположенных цилиндрических объемов. Радиусы отдельных цилиндров уменьшаются по увеличению частоты.

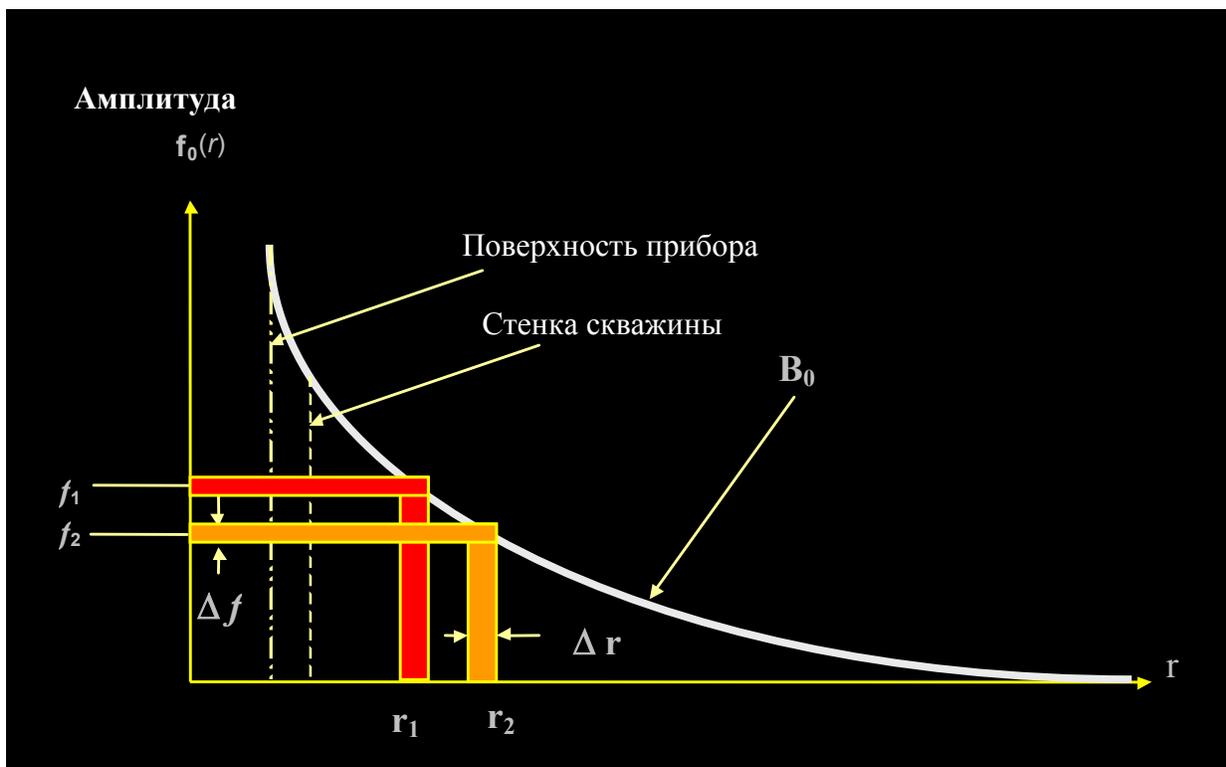
Поле  $B_1$  создается радиочастотным импульсом, центральная частота которого выбирается соответствующей частоте чувствительного объема. Однако, сигнал от любого импульса является не единичной частотой, а представлен набором частот определенным его полосой пропускания.

На рисунке 5.13 показано, что ширина ( $\Delta r$ ) чувствительного объема соответствующего радиоимпульсу, определяется шириной полосы пропускания ( $\Delta f$ ) и силе градиента магнитного поля ( $G$ ):

$$\Delta r = \frac{\Delta f}{\gamma \cdot G} \quad (5.5)$$



**Рисунок 5.12** Если для измерения прибором *MRIL* используются две частоты ( $f_1$  и  $f_2$ ), то они сдвигаются по фазе друг относительно друга. Пока поляризуются протоны, с Ларморовской частотой  $f_1$ , циклом *CPMG* регистрируют эхо сигналы от протонов с частотой  $f_2$ . Аналогичным образом, для протонов с Ларморовской частотой  $f_1$ , регистрация происходит во время поляризации протонов с частотой  $f_2$ .



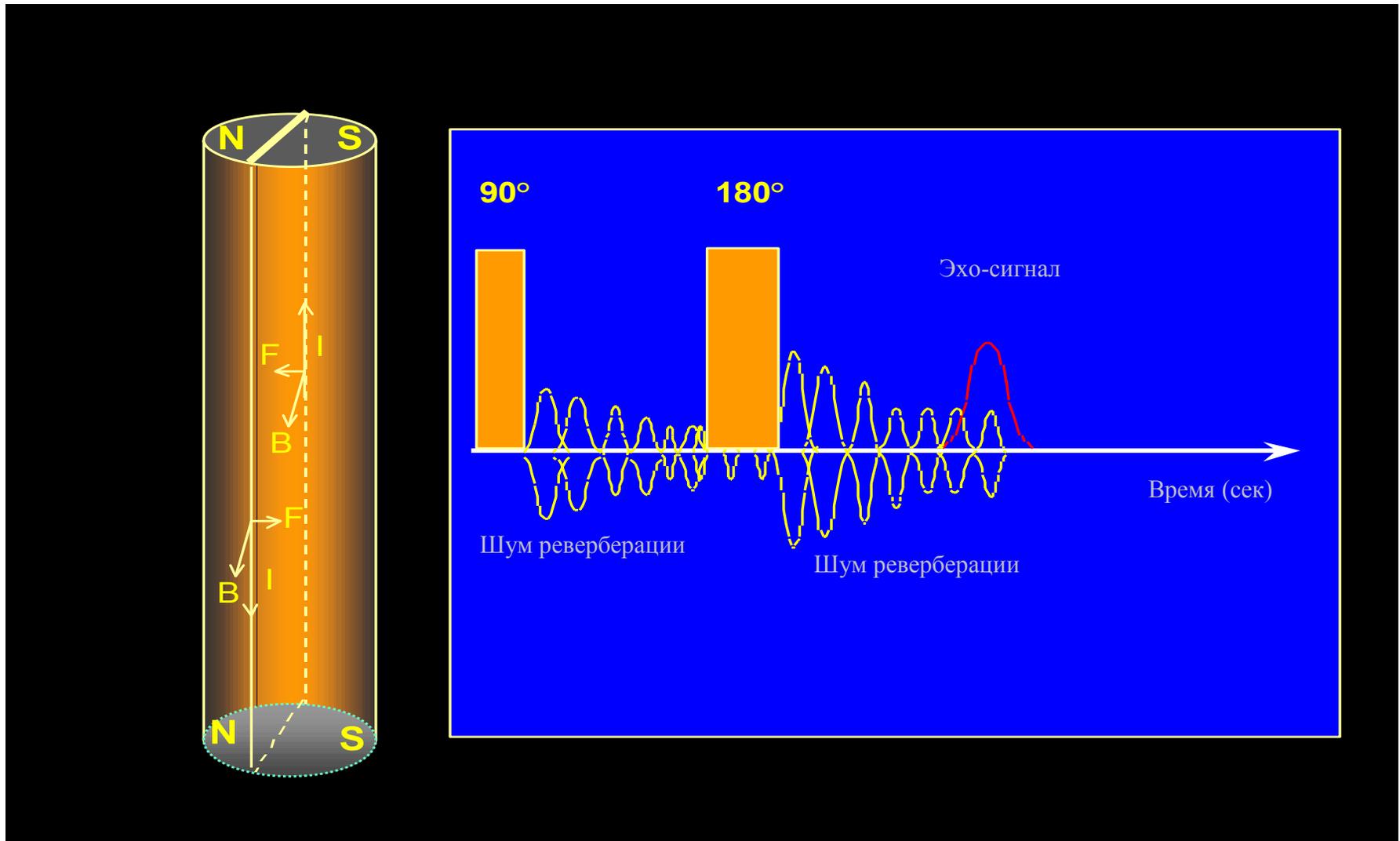
**Рисунок 5.13** Импульсы, применяемые при записи каротажа *MRIL*, находятся в узком частотном диапазоне и обладают одинаковыми амплитудами. Таким образом достигается исключительно высокая частотная избирательность и, следовательно, хорошая избирательность объема исследования.

Ширина полосы пропускания каждого из «мягких» импульсов *MRIL* примерно 12 кГц, а градиент магнитного поля составляет около 17 Гаусс/см., таким образом ширина чувствительного объема приблизительно равна 1 мм. Когда зонд *MRIL* работает в двухчастотном режиме, чтобы избежать перекрытия двух измерений, разница в центральных частотах должна быть больше или равна 12 кГц. Например, для прибора с частотой 750 кГц,  $f_1$  устанавливается равной 756 кГц, и  $f_2 = 744$  кГц., следовательно, два объема измерения не пересекаются.

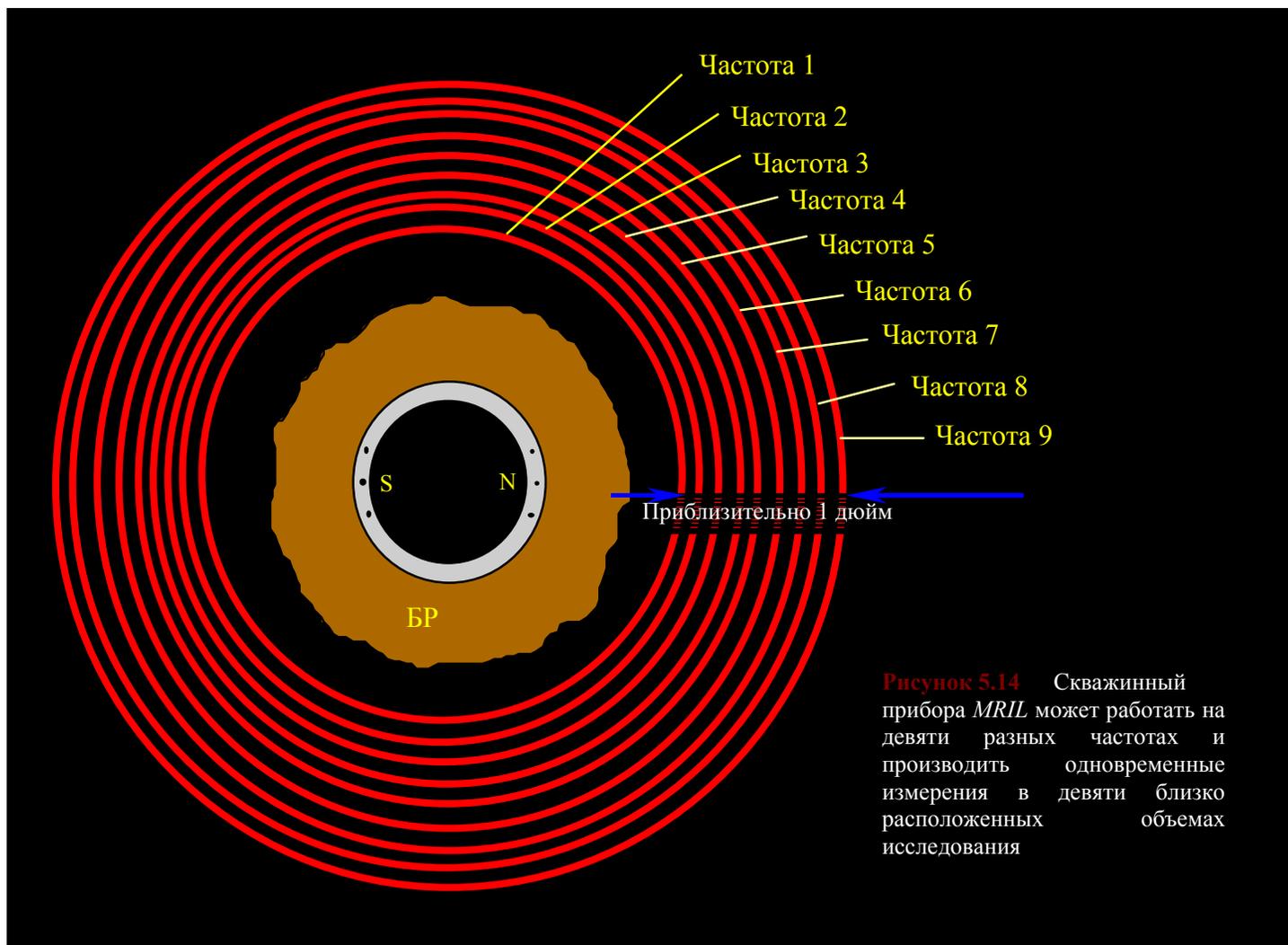
Как показано на рисунке 5.14 прибор *MRIL-Prime* использует девять радиочастотных сигналов, для создания девяти областей измерения<sup>6,7</sup> которые образуют цилиндрическую полосу толщиной примерно в 1 дюйм. Принимаемые сигналы находятся в пяти частотных интервалах. Высокочастотный интервал дает измерения меньшей глубинности и используется для определения воды, связанной с глинистой компонентой. Для этой задачи, прибор работает в моно-частотном режиме. Остальные восемь частот, выбранные из четырех диапазонов (по две частоты на диапазон), могут использоваться для измерений с двойным временем  $TW$  или двойным  $TE$  или стандартной регистрации  $T_2$ .

### Наведенный сигнал (реверберация)

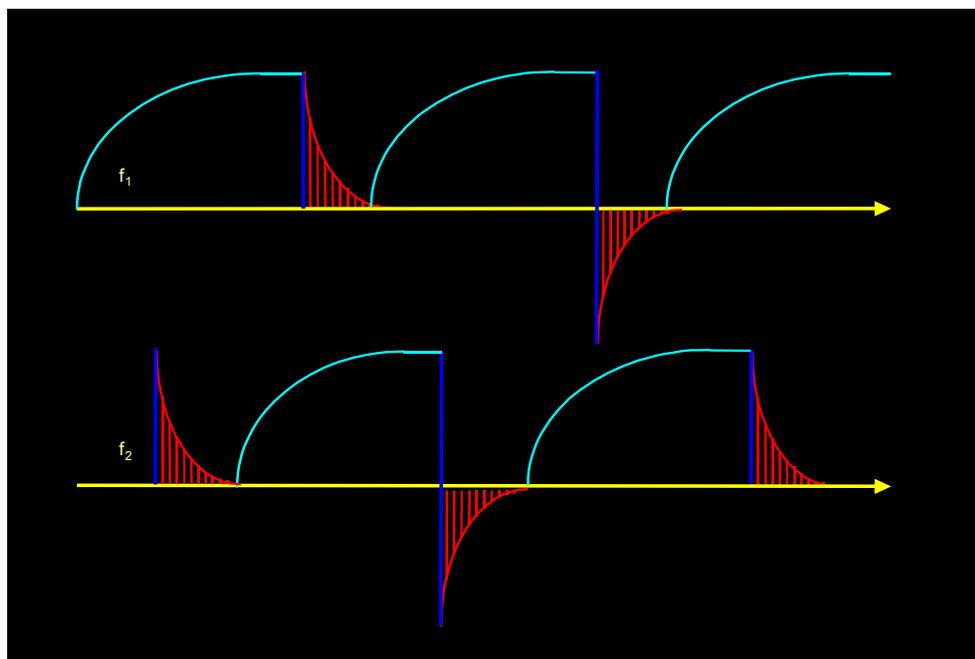
Магнит зонда *MRIL* сделан из высокомагнитного керамического материала. При прохождении тока осцилляции через окружающую магнит приемную антенну, в приборе происходит электромеханический эффект, связанный с наведением дополнительного сигнала, называемого реверберацией. На рисунке 5.15 показано, что взаимодействие электрического тока  $I$  проходящего через обмотку антенны и поля  $B_0$  от постоянного магнита, создают силу  $F$  и вращательный момент на поверхности зонда. Поскольку величина тока не постоянна, момент так-же будет меняться, создавая вибрацию в приборе. В свою очередь эта вибрация приводит к электрическим шумам в антенне. Хотя этот «шум реверберации» спадает весьма быстро, часть его может присутствовать во время регистрации эхо-сигналов.



**Рисунок 5.15** Реверберация происходит во время измерений цикла *CPMG*, из-за момента вращения, связанного с различиями в силе  $F$ , появляющейся в результате взаимодействия электротока  $I$  проходящего через катушку антенны и магнитного поля  $B_0$ .



**Рисунок 5.16** При использовании метода *PAP*, угол сдвига фаз между  $90^\circ$ -ми импульсами для каждой частоты оставляет  $180^\circ$ .



Амплитуда реверберации, как правило, велика и частично влияет на первый эхо-сигнал (Эхо-1), из-за комбинации шумов создаваемых обоими импульсами :  $90^\circ$  и  $180^\circ$ . Опыт работ показывает, что реверберация зависит от частоты и различна у разных приборов. Шумы реверберации более широко распространены при коротких временах  $TE$ , поскольку для их затухания остается меньше времени.

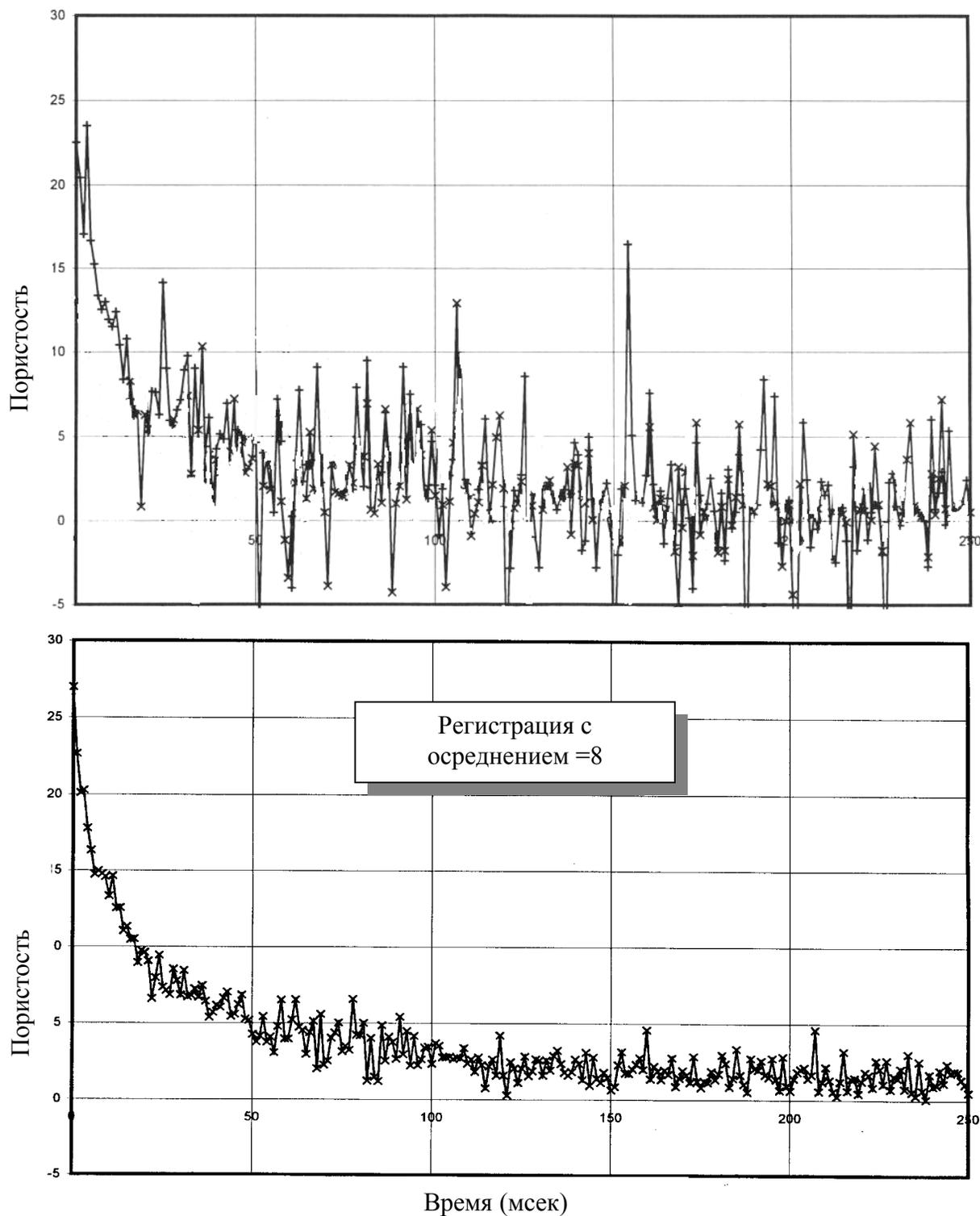
Смещение фазы  $90^\circ$  импульса, как это происходит в циклах методики сдвига фаз описанной в главе 2, эффективно снижает отклонения системы измерений и шумы реверберации. При фазе  $90^\circ$  импульса равной  $0^\circ$ , амплитуды эхо-сигналов будут положительны, а когда фаза  $90^\circ$  импульса равна  $180^\circ$ , амплитуды отрицательны. Однако фаза  $90^\circ$  импульса не будет влиять ни на отклонения системы измерений, ни на шумы реверберации. Таким образом, измерения от двух эхо-сигналов, с разницей фаз между  $90^\circ$ -ми импульсами в  $180^\circ$  может быть представлена в следующем виде:

Для  $90^\circ$  импульса при фазе равной  $0^\circ$ : измеренные эхо-сигналы = сигнал + реверберация + смещение; (5.6)

Для  $90^\circ$  импульса при фазе равной  $180^\circ$ : измеренные эхо-сигналы = -сигнал + реверберация + смещение; (5.7)

Следовательно, вычитание двух измеренных эхо-сигналов и деление результата на 2 даёт собственно величину истинного сигнала. Сложение эхо-сигналов и деление результата на 2 (т.е. осреднение измерений) даст информацию о собственно смещении и величине шумов, что весьма полезно для контроля качества.

На рисунке **5.16** показано смещение времен импульсов применяемое в методике противофазных пар (которая всегда используется при записи каротажа), если зонд *MRIL* работает в двух-частотном режиме.



**Рисунок 5.17** Единичный эхо-сигнал зарегистрированный прибором *MRIL*, показан на верхнем рисунке и обладает низким отношением сигнал/шум. Суммирование и осреднение восьми различных эхо-сигналов (показано на нижнем рисунке) существенно улучшает это отношение.

## Отношение сигнал-помеха и скользящее среднее

Сигнал от ЯМР всегда очень слабый. В частности, величина амплитуды сигналов регистрируемых зондом *MRIL* порядка нановольт ( $10^{-9}$  Вольт), что делает сложным их отделение от шума. Таким образом, соотношение сигнал-шум весьма низкое. На верхней диаграмме рисунка **5.17** показан эхо-сигнал прибора *MRIL* от единичной записи циклом *CPMG*.

Если измерение повторяется, то амплитуда и положение у эхо-сигнала останется таким-же, а у шума – нет, поскольку шумы распределяются случайно. Суммирование и осреднение нескольких эхо-сигналов снижает уровень шума и улучшает соотношение сигнал-шум. Скользящее среднее (*RA*, называемое так-же параметром осреднения), представляет собой число отдельных эхо-сигналов необходимых для суммирования и осреднения в эхо-спад, у которого будет заданная величина выигрыша в соотношении сигнал-шум. Если число суммированных и осредненных эхо-сигналов обозначить через *n* (т.е. принять  $RA = n$ ), то полученное соотношение сигнал-шум (*S/N*) будет равно  $\sqrt{n}$  отдельных значений (*S/N*) умноженных между собой.

При использовании методики противофазных пар и многочастотной записи, выбор величины *RA* не является произвольным. Поскольку противофазные пары эхо-сигналов связаны с каждой частотой, *RA*, в настоящее время, реализуется в виде четного значения кратного числу частот используемых при регистрации эхо-сигналов.

## Активации

Активация – набор параметров, которые контролируют цикл импульсов прибора *MRIL* во время записи каротажа. Таким образом, выбор активации определяет тип выполняемых ЯМР-измерений. Параметры активации содержатся в таблице, которая передается с поверхностного каротажного модуля на цифровой процессор (*DSP*) зонда *MRIL*.

Некоторые из параметров активаций могут быть легко изменены инженером-каротажником, например число эхо-сигналов (*NE*), время поляризации (*TW*) и параметр

осреднения ( $RA$ ). Другие параметры “невидимы” они встроены в активации и не могут быть изменены – например тип импульсов, число приращений или циклов шума и число измерений  $B_I$ . Кроме того, некоторые параметры могут быть изменены только при смене типа активации, сюда включаются: время между эхо-сигналами ( $TE$ ) и число операционных частот ( $XF$ ).

Для скважинных приборов *MRIL* третьего поколения (*MRIL-C/TP<sup>8</sup>*) активации могут выбираться на основании:

- Информации, которая должна быть получена во время измерений;
  - эффективная пористость (использовать стандартную активацию  $T_2$ );
  - типизация углеводородов при обработке разности спектров/анализе временной составляющей (использовать активации с двойным  $TW$ );
  - типизация углеводородов при обработке сдвига спектров/анализе диффузии (использовать активации с двойным  $TE$ );
  - общая (суммарная) пористость (использовать активацию суммарной пористости);
  
- Условий записи
  - раствор с высоким сопротивлением (использовать активацию с высоким  $Q$ , где  $Q$  - фактор нагрузки на антенну);
  - раствор со средним сопротивлением (использовать активацию со средним  $Q$ );
  - раствор с низким сопротивлением (использовать активацию с низким  $Q$ );
  
- Числа операционных частот, используемых зондом
  - одна частота (использовать активации применяющие одну частоту);
  - две частоты (использовать активации применяющие две частоты);
  - три частоты (использовать активации применяющие три частоты);

Каждая активация содержит несколько параметров, которые должны внимательно выбираться для оптимизации точности получаемых данных без превышения пределов возможности прибора. Некоторые из этих параметров:

- Поляризация или время задержки ( $TW$ );
- Расстояние между эхо-сигналами ( $TE$ );
- Число эхо-сигналов ( $NE$ );
- Скользящее среднее ( $RA$ );

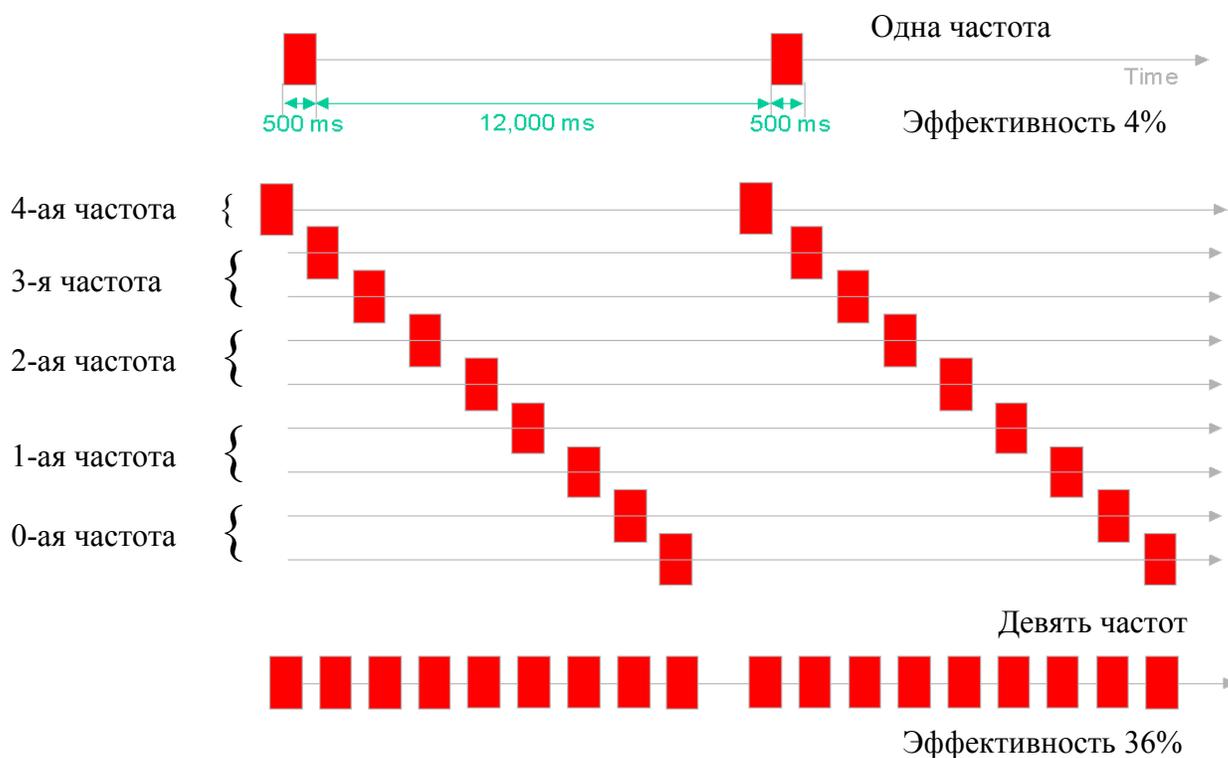
Наборы активаций зависят от типа зонда. Собственно процесс выбора нужной активации для выполнения работ прибором *MRIL* является частью планирования, которое рассматривается в главе 8.

Наличие у прибора *MRIL-Prain* (семейства *Прайм*) девяти частот, позволяет, за данный период времени, получать больше данных, чем при использовании одной частоты. На рисунке 5.18 показано применение этих частот<sup>7</sup>, которые выбраны из пяти диапазонов, обозначенных как 0, 1, 2, 3 и 4. Частота, выбранная из диапазона 4, может быть использована для измерения глинисто-связанной воды с активацией частичной поляризации в режиме одной частоты. Частоты остальных четырех диапазонов могут быть задействованы для использования различных наборов активаций, таких как стандартное  $T_2$ , двойное время  $TW$  и/или двойное время  $TE$ , в двухчастотном режиме. На рисунке 5.19 показаны пять частотных диапазонов и их типичные средние частоты.

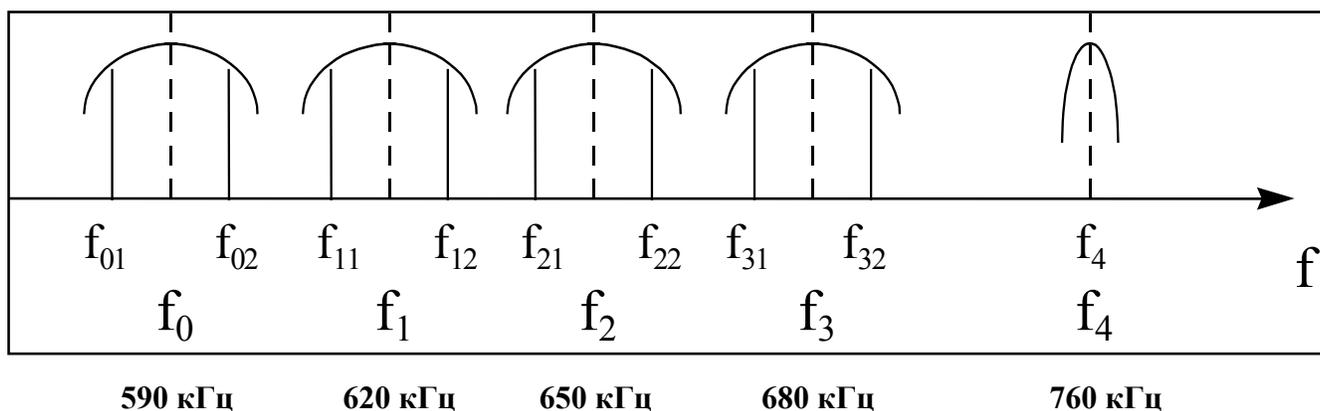
Рисунок 5.18 так-же показывает концепцию эффективности измерений  $[XF \cdot (NE \cdot TE)] / TW$ , при предположении, что  $NE \cdot TE = 500$  мсек., и  $TW = 12$  сек., где  $XF$  - число используемых частот и  $NE \cdot TE$  – время импульса. Измеренная таким образом эффективность составляет всего 4% при измерениях с одной частотой и 36% при измерении на девяти частотах.

На рисунке 5.20 представлена упрощенная временная диаграмма для активации с двойным временем  $TW$  для зонда *MRIL-Prime*.<sup>6</sup> Активация состоит из трех различных циклов *CPMG* на различных операционных частотах:

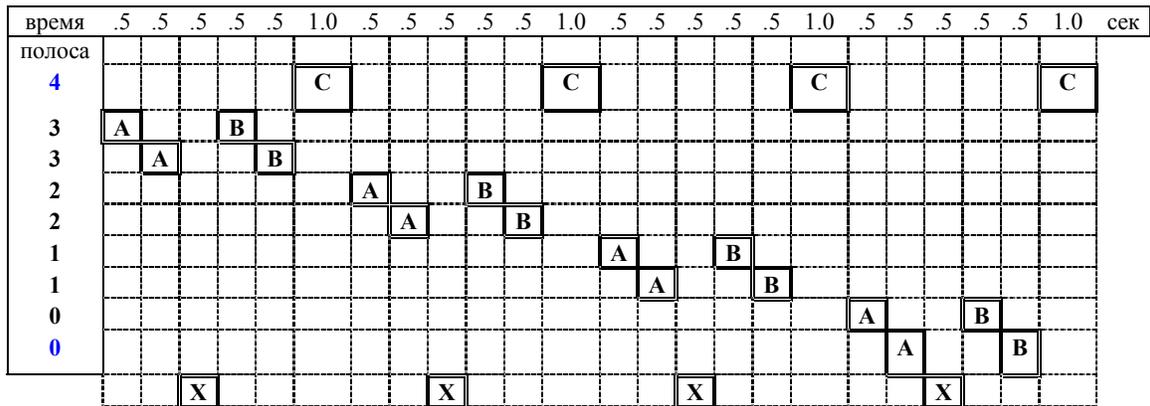
- Для первой частоты,  $TE = 1.2$  мсек., и  $TW = 12$  сек.;
- Для второй частоты,  $TE = 1.2$  мсек., и  $TW = 1$  сек.;
- Для третьей частоты,  $TE = 0.6$  мсек., и  $TW = 0.02$  сек.;



**Рисунок 5.18** В скважинном приборе *MRIL-Prime* из пяти диапазонов выбирается девять частот. При времени поляризации в 12,000 мсек. и времени между импульсами в 5000 мсек., измерения на девяти частотах дают 36% эффективности; аналогичные измерения на одной частоте дают 4%.



**Рисунок 5.19** Обычно средние частоты в пяти диапазонах *MRIL* составляют 590, 620, 650, 680 и 760 кГц.



Условные обозначения:

А	CPMG цикл: $TE=1.2$ мсек, $TW=12$ сек, $NE=400$ .
В	CPMG цикл: $TE=1.2$ мсек, $TW=1$ сек, $NE=400$ .
С	CPMG цикл: $TE=0.6$ мсек, $TW=0.02$ сек, $NE=10$ . (повторяется 24 раза)
X	Передача данных

**Рисунок 5.20** Временная диаграмма активации с двойным  $TW$  для прибора *MRIL-Prime* показывает повторное использование трех различных циклов *CPMG*; два из них – на различных операционных частотах.

Цикл повторяется каждые 14 секунд. При скорости записи 1,000 футов/час (16.7 футов/мин.), производятся два измерения на фут для каждого  $TW$  равного 1 и 12 сек., в диапазонах 3,2,1, и 0, и одно измерение на фут для времени  $TW$  равного 0.6 сек., в четвертом диапазоне.

6-дюймовые зонды *MRIL-Prime* снабжены дополнительной парой магнитов расположенных над- и под основным магнитом, для достижения ускоренной преполяризации с помощью их более сильных полей.<sup>6</sup> Основной магнит в три раза длиннее антенны и позволяет осуществить полное восстановление после преполяризации. При стационарных измерениях или медленном режиме записи, эти магниты не дают никаких

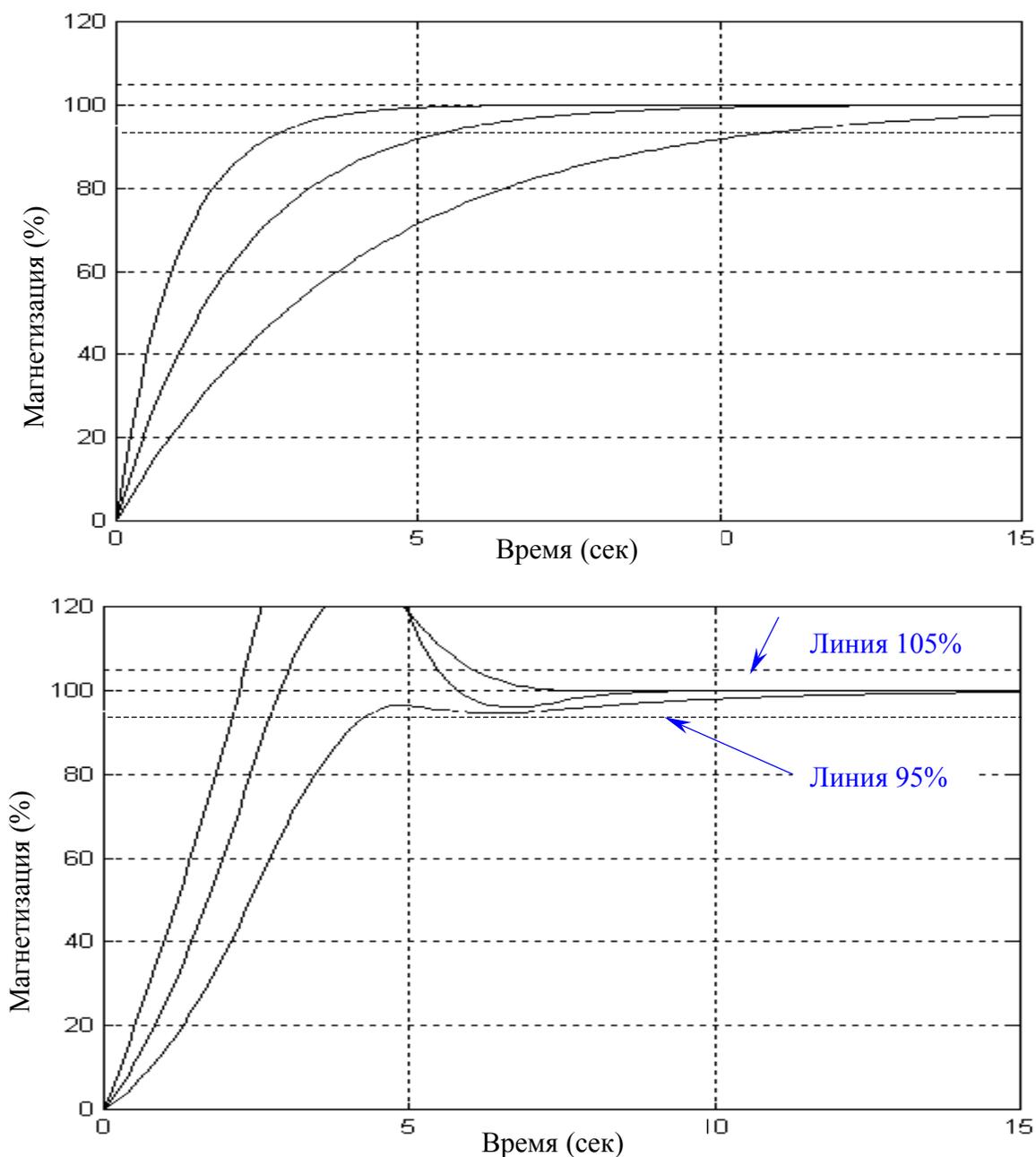
преимуществ, однако при нормальной или повышенной скорости записи, они успешно сокращают время необходимое для полной поляризации наполовину (см. рисунок 5.21).

### Конфигурация прибора

В своей базисной конфигурации показанной на рисунке 5.22, прибор *MRIL* состоит из магнитной оболочки диаметром  $4\frac{1}{2}$ ,  $4\frac{7}{8}$  или 6 дюймов, блока электроники и одной или двух аккумуляторных батарей (конденсаторов). Флюидный экран, центраторы и отклонители являются необязательными элементами, но рекомендуются к использованию и должны выбираться исходя из диаметра скважины.

Применение флюидного экрана уменьшает эффект нагрузки от бурового раствора и увеличивает соотношение сигнал-шум. Центраторы и отклонители помогают расположить прибор точно по центру ствола скважины, кроме того, отклоняющие элементы могут защитить стекловолоконную оболочку зонда предохраняя её от соприкосаний с обсадной колонной/стенкой скважины.

Приборы *MRIL* полностью совместимы с остальными зондами записи в открытом стволе, выпускаемыми компанией Халлибуртон, такими как индукционный зонд высокого разрешения (*HRAI*), микроимеджер сопротивления (*EMI*) и круговой акустический сканнер (*CAST-V*).



**Рисунок 5.21** Три кривые на верхнем графике показывают как быстро может быть достигнута магнетизация без усиления пре-поляризацией. Кривые соответствуют временам  $T_1 = 1, 2$  и  $4$  сек. Если можно допустить 5% недополяризацию, то для поляризации самой медленной компоненты, потребуется 12 секунд. При использовании пре-поляризации, (как показано на нижнем рисунке, для 6-дюймового зонда *MRIL-Prime*) магнетизация может быть достигнута значительно быстрее. Расчеты сделаны для критической скорости записи в 24 фута/мин. Предполагались аналогичные значения времени  $T_1$  (1, 2 и 4 сек.); после 6 секунд все компоненты стабилизировались в пределах 5% разброса от номинального значения магнетизации.

**Рисунок 5.22**

Базисная конфигурация скважинного прибора MRIL состоит из магнита, блока электроники и одного или двух энергетических блоков

Головка кабеля

Телеметрия

Энергоблок

Централизатор

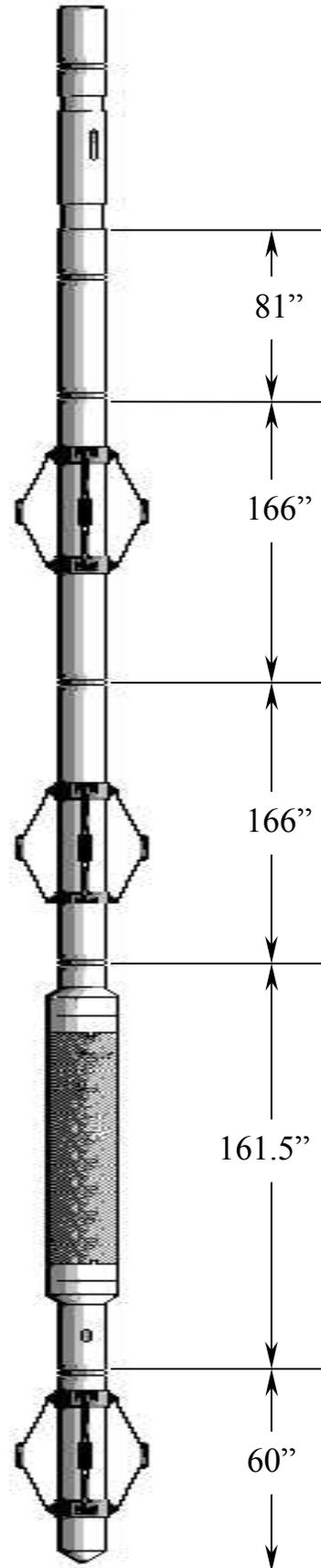
Электроника

Централизатор

MRIL Зонд

Сердечник

Централизатор



## ССЫЛКИ

1. Taicher, Z., et al., 1986, Nuclear magnetic resonance sensing apparatus and techniques, U.S. patent 4,717,877.
2. Taicher, Z., and Shtrikman, S., 1986, Nuclear magnetic resonance sensing apparatus and techniques, U.S. patent 4,717,878.
3. Miller, M.N., et al., 1990, Spin-echo magnetic-resonance logging--porosity and free-fluid index, SPE 20561, *1990 SPE Annual Technical Conference and Exhibition Proceedings*, v.  $\Omega$  (Formation evaluation and reservoir geology), p. 321–334.
4. Coates, G.R., et al., 1993, Restrictive diffusion from uniform gradient NMR well logging, SPE 26472, *1993 SPE Annual Technical Conference and Exhibition Proceedings*, v.  $\Omega$  (Formation evaluation and reservoir geology), p. 575–590.
5. Chandler, R.N., et al., 1994, Improved log quality with a dual-frequency pulsed NMR tool, SPE 28365, *1994 SPE Annual Technical Conference and Exhibition Proceedings*, v.  $\Omega$  (Formation evaluation and reservoir geology), p. 23–35.
6. Prammer, M.G., et al., 1999, Theory and operation of a new, multi-volume, NMR logging system, paper DD, *40<sup>th</sup> Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*, 12 p.
7. Prammer, M.G., et al., 1998, A new multiband generation of NMR logging tools, SPE 49011, *1998 SPE Annual Technical Conference and Exhibition Proceedings*, v.  $\Omega$  (Formation evaluation and reservoir geology), p. 237–243.
8. Prammer, M.G., et al., 1996, Measurements of clay-bound water and total porosity by magnetic resonance logging, SPE 36522, *1996 SPE Annual Technical Conference and Exhibition Proceedings*, v.  $\Omega$  (Formation evaluation and reservoir geology), p. 111–118. Also published in 1996 in *The Log Analyst*, v. 37, no. 5, p. 61–69.

**Дополнительная информация о принципах скважинного прибора ЯМР может быть найдена в следующих публикациях :**

Akkurt R., 1990, *Effects of motion in pulsed NMR logging*, Colorado School of Mines, Golden, Colorado, unpublished Ph.D. dissertation, 165 p.

Allen, D., et al., 1997, How to use borehole nuclear magnetic resonance, *Oilfield Review*, v., 9, no. 2, p. 2–15.

Brown, J.A., Brown, L.F., and Jackson, J.A., 1981, NMR (nuclear magnetic resonance) measurements on western gas sands core, SPE/DOE 9861, *1981 SPE/DOE Low Permeability Gas Reservoirs Symposium Proceedings*, p. 321–326. Also published in 1981 as Los Alamos National Laboratory Report No. LA-UR-81-736, 16 p.

Brown, J.A., et al., 1982, NMR logging tool development—laboratory studies of tight gas sands and artificial porous material, Los Alamos National Laboratory Report No. LA-UR-82-447, 20 p. Also published in 1982 as SPE 10813 in *1982 SPE/DOE Unconventional Gas Recovery Symposium Proceedings*, p. 203–209.

Brown, J.A., Jackson, J.A., and Koelle, A.R., 1985, Western gas sands project Los Alamos NMR well logging tool development, Los Alamos National Laboratory Report LA-10374-PR, 77 p.

Chandler, R., 1995, NMR hardware history and MRIL, chapter 6, in Georgi, D.T., ed., Nuclear magnetic resonance logging short course notes, 36th Annual SPWLA Logging Symposium, Paris, France.

Edwards, C., 1997, Effects of tool design and logging speed on T<sub>2</sub> NMR log data, paper RR, *38th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*, 13 p.

Georgi, D.T., et al., 1995, Vertical resolution and signal-to-noise characteristics of nuclear magnetic resonance imaging logs, paper OOO, *36th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*, 12 p.

Jackson, J.A., 1984, Nuclear magnetic resonance logging, *The Log Analyst*, v. 25, no. 5, September-October, p. 16.

Jackson, J.A., Brown, J.A., and Crawford, T.R., 1981, Remote characterization of tight gas formations with a new NMR logging tool: Los Alamos National Laboratory Report No. LA-UR-81-735, 18 p. Also published in 1981 as SPE/DOE 9860, in *1981 SPE/DOE Symposium on Low Permeability Gas Reservoirs Proceedings*, p. 313–320.

Jackson, J.A., Brown, J.A., and Koelle, A.R., 1982, Western gas sands project, Los Alamos NMR (nuclear magnetic resonance) well logging tool development, progress report, April 1, 1980–September 30, 1981, Los Alamos National Laboratory Report No. LA-9151-PR, 24 p. Also published in 1982 as U.S. Department of Energy Fossil Energy Report No. DOE/BC/10018-20, 34 p.

Jackson, J.A., Brown, J.A., and Koelle, A.R., 1982, Western gas sands project, Los Alamos NMR (nuclear magnetic resonance) well logging tool development, progress report, October 1, 1981–September 30, 1982, Los Alamos National Laboratory Report No LA-9641-PR, 30 p.

Mardon, D., et al., 1995, Improved environmental corrections for MRIL pulsed NMR logs run in high-salinity boreholes, paper DD, *36th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*, 12 p.

Morriss, C.E., et al., 1996, Operating guide for the Combinable Magnetic Resonance tool, *The Log Analyst*, v. 37, no. 6, p. 53–60.

Xiao, L.Z., 1998, *NMR Imaging Logging Principles and Applications* (in Chinese), Science Press, Beijing.

---

## Глава 6

# Результаты интерпретации собственно данных MRIL

---

Данные каротажа ЯМР могут анализироваться независимо или совместно с другими скважинными методами. Когда материалы ЯМР интерпретируются независимо, мы можем получать пористость, проницаемость, равно как и исчерпывающую информацию о типах и распределении флюидов в зоне проникновения. Для обработки собственно данных *MRIL* разработаны две компьютерные модели – анализа временной составляющей (*TDA*) и анализа диффузии (*DIFAN*). Еще одна модель: метод усиления диффузии (*EDM*) может использоваться непосредственно во время записи, он дает ценную информацию для выявления вязкой нефти. В данной главе рассматривается полное описание моделей и их применение.

### Анализ временной составляющей

#### Концепция

Анализ временной составляющей (*TDA*)<sup>1-3</sup> опирается на тот факт, что различные флюиды обладают различными скоростями поляризации или различным временем релаксации  $T_1$ . Значение  $T_1$  для газов и легких нефтей (вязкость менее 5 сПуаз), обычно значительно больше, чем  $T_1$  воды. Анализ временной составляющей позволяет выполнять :

- определение типов флюидов в промытой зоне;

- исправления пористости *MRIL* в газоносных коллекторах (без введения такой поправки результаты *MRIL* недооценивают пористость из-за более длинного  $T_1$  и низкого значения углеводородного индекса в газах);
- исправления пористости *MRIL* в коллекторах с легкими нефтями;
- полный анализ содержания флюидов в зоне проникновения на основе исключительно данных *MRIL*;

## Принцип

### Метод разницы спектров

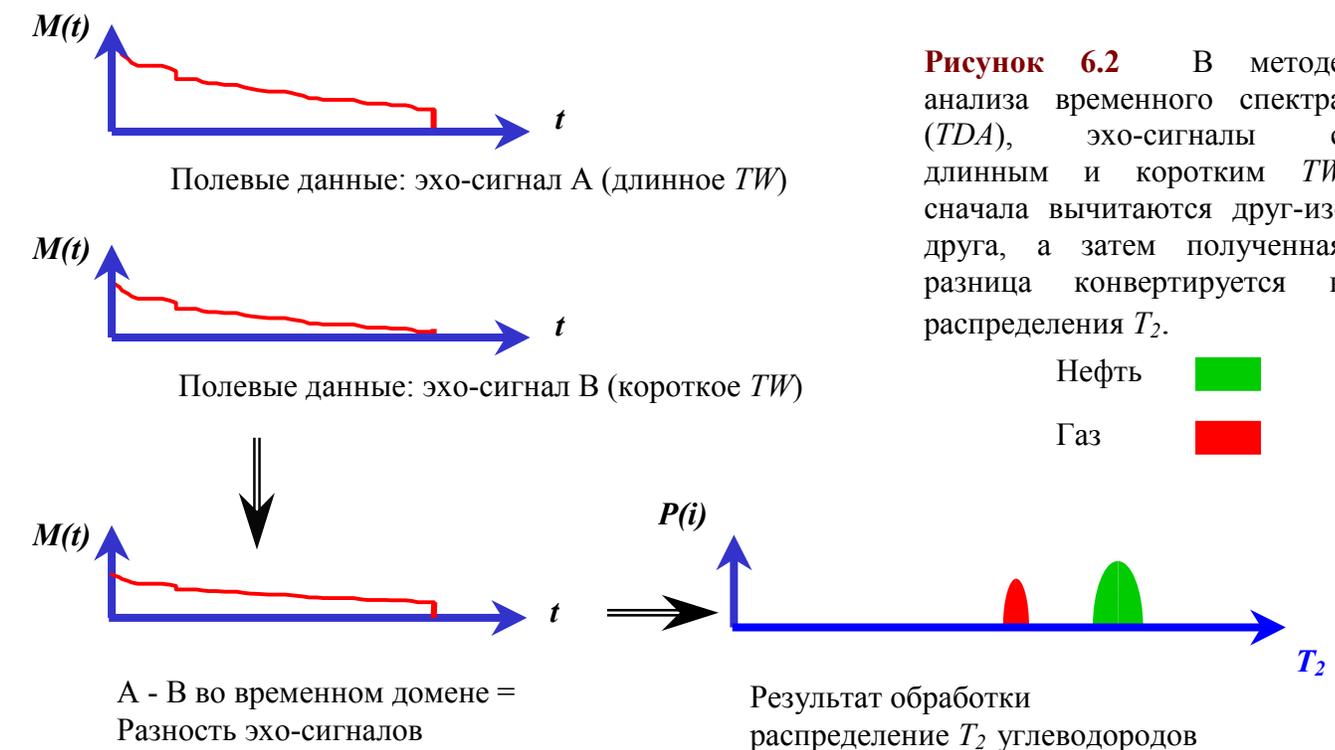
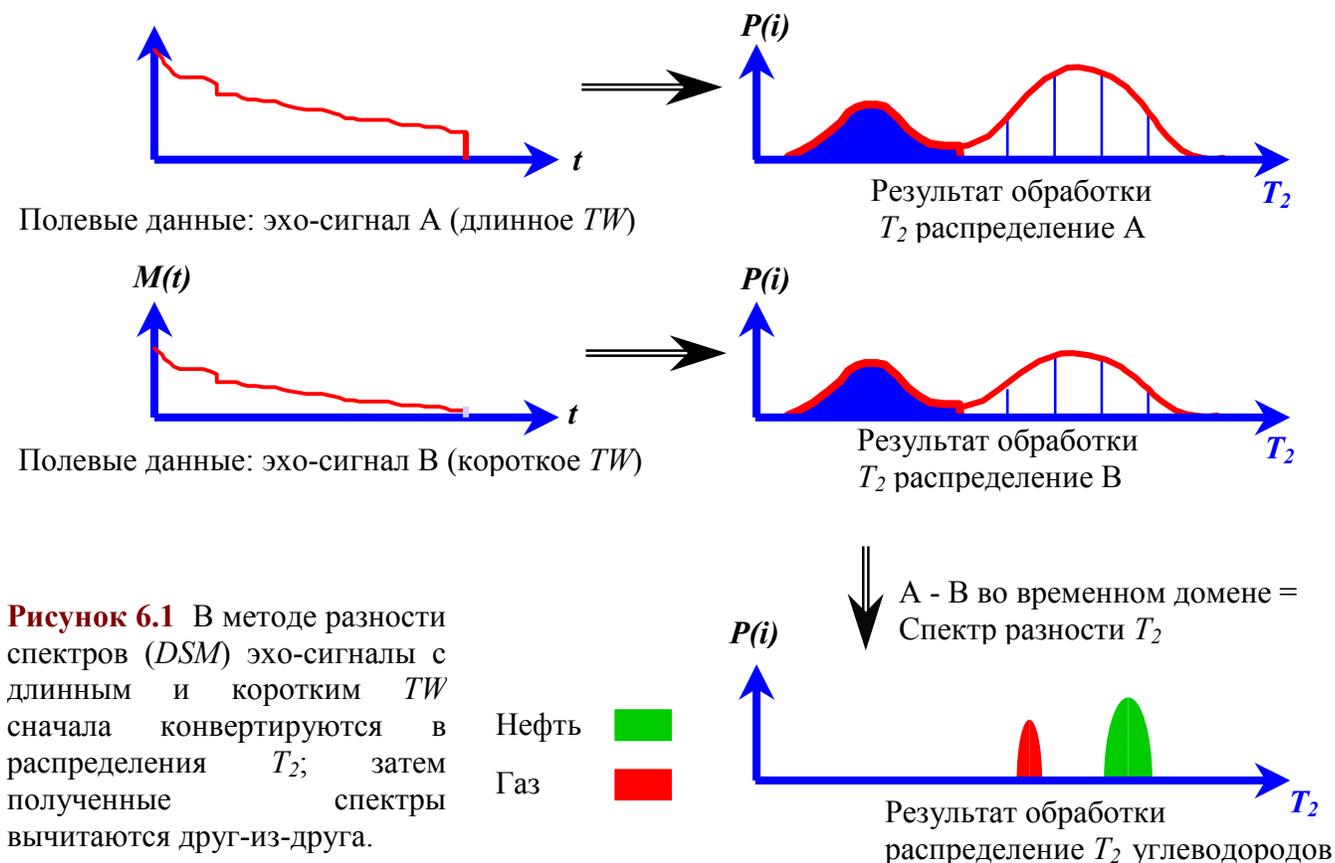
*TDA* явился побочным продуктом метода разницы спектров (*DSM*)<sup>4-6</sup>, который был разработан как первое применение каротажа с двойным временем *TW*. Методика *DSM*, в основном, используется для качественной оценки присутствия газа в породе. Принцип методики показан на рисунке 6.1.

### Анализ временной составляющей

При *TDA* производится вычитание в обычных временах, вместо распределений  $T_2$ . По сравнению с *DSM* метод *TDA* обладает двумя существенными преимуществами.

- Разница между двумя эхо-сигналами рассчитывается во временной составляющей, поэтому она более заметна. Полученная разница, затем пересчитывается в распределение  $T_2$ .
- *TDA* лучше обеспечивает введение поправок за неполяризованный водород и за влияние углеводородного индекса.

Рисунок 6.2 иллюстрирует принцип действия *TDA*. Полное математическое решение технологии анализа временной составляющей представлено в разделе *Дополнение*.

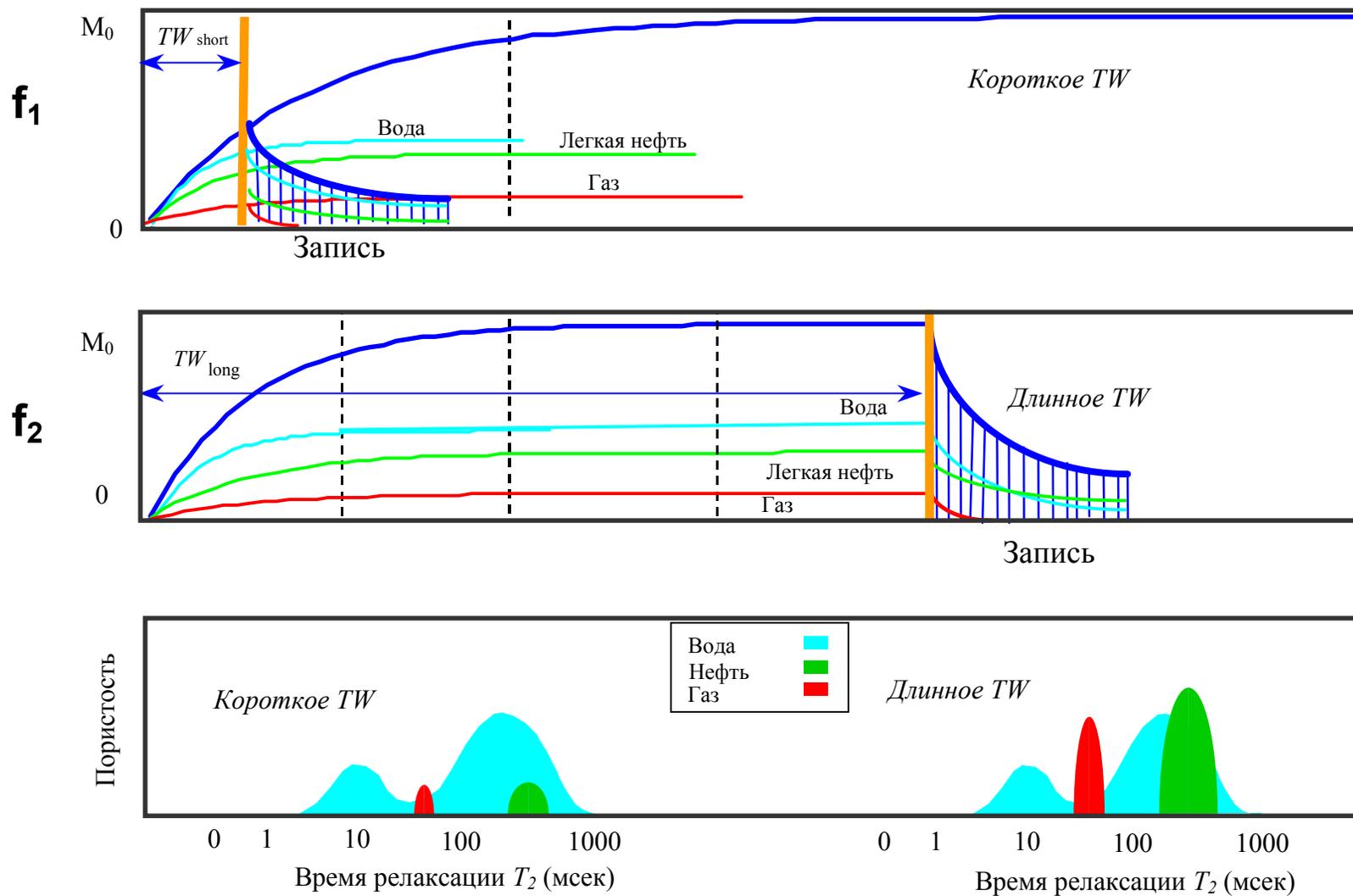


## Регистрация данных

*TDA* записывают с активацией двойного времени  $TW$ . При такой записи каротажа регистрируют две кривые ЯМР-спада, соответственно используя длинное и короткое время  $TW$  при одинаковых  $TE$ . Типичная пара значений  $TW = 1$  и  $8$  сек. при  $TE = 0.9$  или  $1.2$  мсек. В главе 5 рассматриваются некоторые из пар  $TW_S/TW_L$  при записи двойного времени  $TW$ .

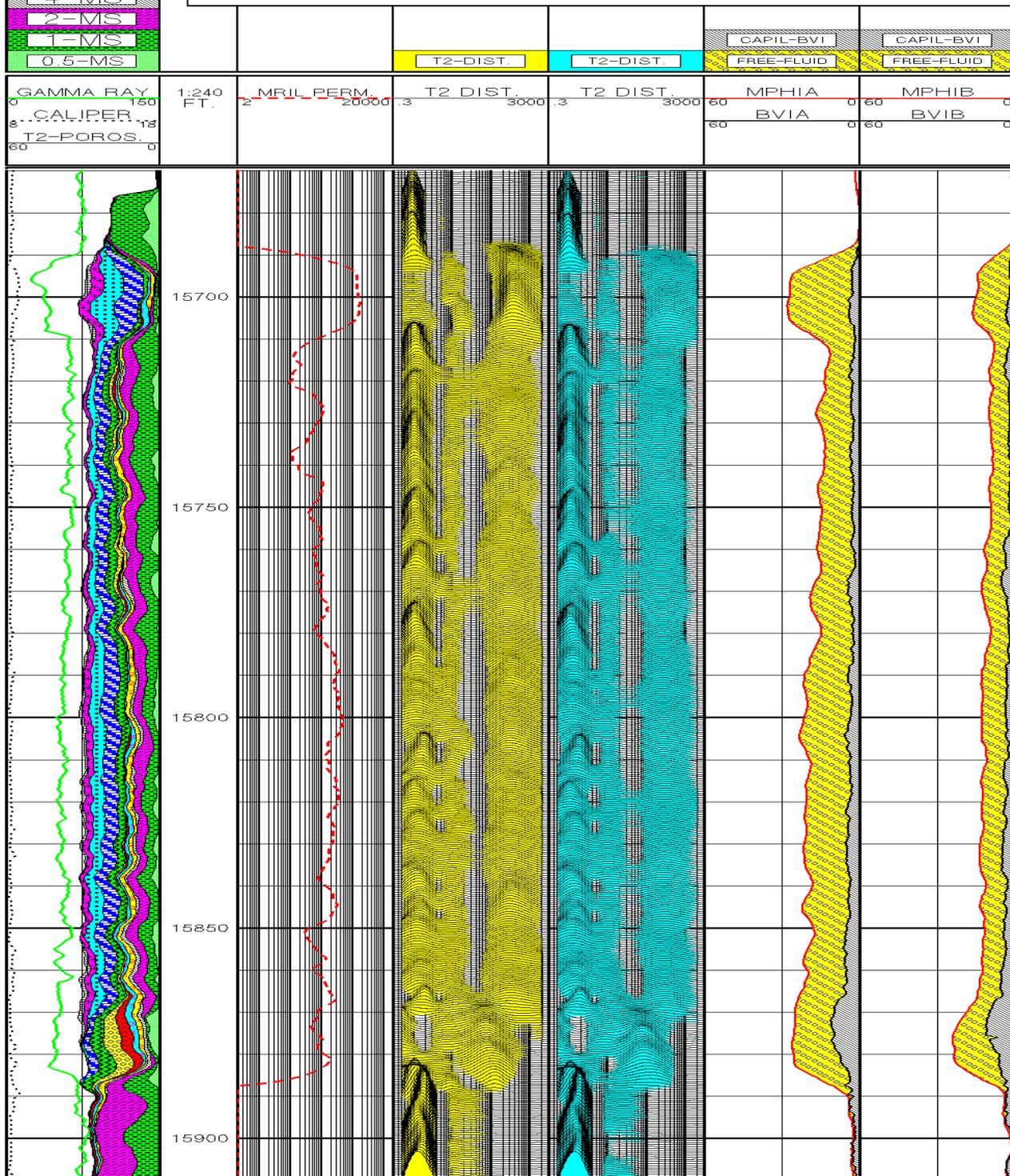
Рисунок 6.3 иллюстрирует принцип записи каротажа с активацией двойного времени  $TW$ . На верхней и средней частях рисунка показаны поляризация и регистрация эхо-сигналов в режиме двойной частоты, соответственно, при частотах  $f_1$  и  $f_2$ . На этом рисунке эхо-сигнал с коротким  $TW$  был записан в «оболочке»  $f_1$  или объеме чувствительности  $f_1$ , в то время как порода была поляризована в «оболочке»  $f_2$ . Затем, эхо-сигнал с длинным  $TW$  был записан в «оболочке»  $f_2$ . Короткое время  $TW$  выбирается таким, чтобы протоны воды были полностью поляризованы, а протоны газа и легких нефтей были поляризованы только частично. Во время цикла с длинным  $TW$  все протоны воды полностью поляризуются, а протоны газа и легких нефтей поляризуются более полно, чем при цикле с коротким  $TW$ . Полная поляризация воды в обоих случаях подразумевает, что разница между измерениями при коротком и  $TW$  длинном  $TW$  получена от сигнала от газа или легкой нефти. В нижней части рисунка 6.3 показано распределение  $T_2$  для обеих эхо-сигналов.

Результаты записи с двойным временем  $TW$  в скважине состоят из: распределений  $T_2$  для длинного и короткого  $TW$ , кажущегося  $MPHI$ ,  $BVI$  и  $MFFI$  из обоих эхо-сигналов - короткого и длинного  $TW$ , и  $MPERM$  из измерений с длинным  $TW$ . На рисунке 6.4 показан пример каротажной диаграммы с двойным временем задержки  $TW$ . Сравнивая  $BVI$  и  $MFFI$  из обоих измерений - с длинным и коротким  $TW$ , может быть на вскидку получена ценная информация. И у газа и у легкой нефти длинное время  $T_1$ , поэтому им требуется более длинное время  $TW$  для полной поляризации. В случае присутствия в разрезе легкой нефти,  $MFFI$  из длинного  $TW$  будет больше, чем из короткого  $TW$ . В газоносном разрезе  $BVI$  и  $MFFI$  из длинного  $TW$  будут больше, чем из короткого  $TW$ .



**Рисунок 6.3** При записи с двойным временем  $TW$  регистрируются частично поляризованные эхо-сигналы с коротким  $TW$  (верх) и полностью поляризованные сигналы с длинным  $TW$  (середина). Соответствующие распределения  $T_2$  спектров показаны на нижнем слайде.

**Рисунок 6.4** На фрагменте каротажной диаграммы показаны полевые результаты записи с двойным временем  $TW$ . В первую колонку помещена кривая стандартного ГК и данные записи ЯМР с длинным  $TW$  в инкрементном формате; во вторую колонку – проницаемость  $MPERM$ . В третьей колонке представлено распределение  $T_2$  с длинным  $TW$ ; в четвертой – распределение  $T_2$  с коротким  $TW$ . В пятой и шестой колонках показаны кривые  $MPHI$  и  $BVI$  полученные по данным с длинным  $TW$  и коротким  $TW$ , соответственно.



## Применение

### Пример 1

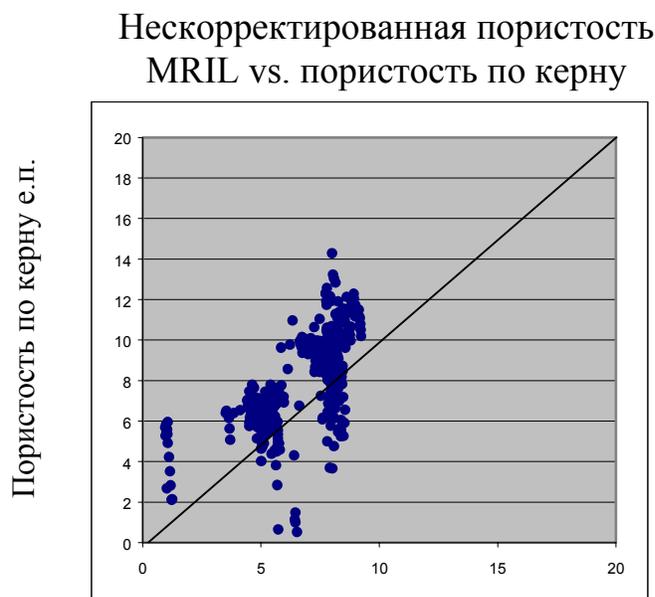
Две скважины из Египта иллюстрируют важность применения *TDA* при решении проблем, связанных с недостаточной поляризацией легких углеводородов, и скорректированном измерении пористости породы. На рассматриваемом месторождении компания-оператор использовала РНО с легкой нефтью, у которой величина  $T_1$  составляла около 5 секунд. Изначально эффект от фильтрата РНО не учитывался, что привело при интерпретации к заниженной оценке пористости. На рисунке 6.5 показано сравнение пористости по данным керна и *MRIL* в первой скважине и отчетливо видно занижение значений полученных по ЯМР. Аналогичный эффект, наблюдаемый при сравнении пористости с нейтрон-плотностного кросс-плота и *MRIL*, показан на рисунке 6.6.

Во второй скважине, для введения поправок за влияние фильтрата с легкой нефтью, которая в зоне проникновения привела к недополяризации ядер углеводорода (и сказалась на показаниях *MRIL*), применялся *TDA*. На рисунке 6.7 сравнивается пористость *MPHI* определенная методом *TDA* с ЯМР пористостью по керну и с нейтрон-плотностной пористостью - на рисунке 6.8. Графики наглядно показывают, что обработка методом *TDA* позволяет ввести поправку в *MPHI* и разрешить проблему наблюдаемую в первой скважине.

### Пример 2

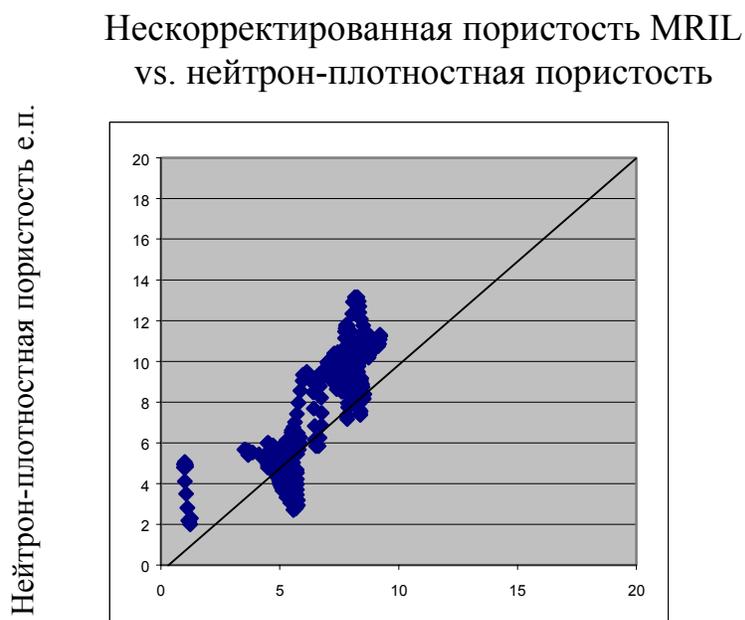
На рисунке 6.9 показан результат применения обработки *TDA* к данным *MRIL*, изображенным на рисунке 6.4. Используя эту методику, только по анализу данных *MRIL*, можно полностью судить о пористости, проницаемости и насыщении флюидами зоны проникновения. Согласно результатам *TDA*, в интервале xx685-xx870 футов, расположен исключительно хороший продуктивный пласт не содержащий свободной воды, несмотря на низкие показания метода сопротивлений в интервале xx715-xx870 футов. Водоносный пласт расположен в интервале xx870-xx880 футов.

**Рисунок 6.5** Приведено сравнение пористости определенной по керну и *MPHI*. Пример взят из сважины в Египте пробуренной на легком РНО и показывает, что *MPHI* определенная без применения *TDA* недооценивает истинные значения пористости.



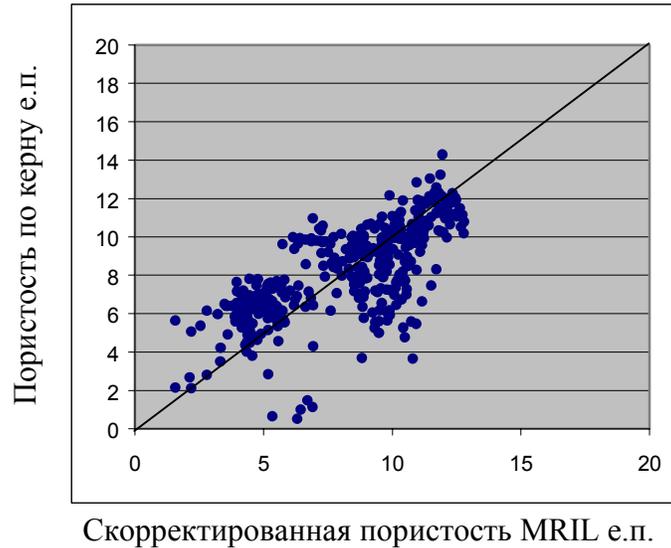
Нескорректированная пористость MRIL е.п.

**Рисунок 6.6** Пример взят из той-же сважины и показывает, что *MPHI* определенная без применения *TDA* недооценивает истинное значение пористости, определенное по нейтрон-плотностному кросс-плоту.



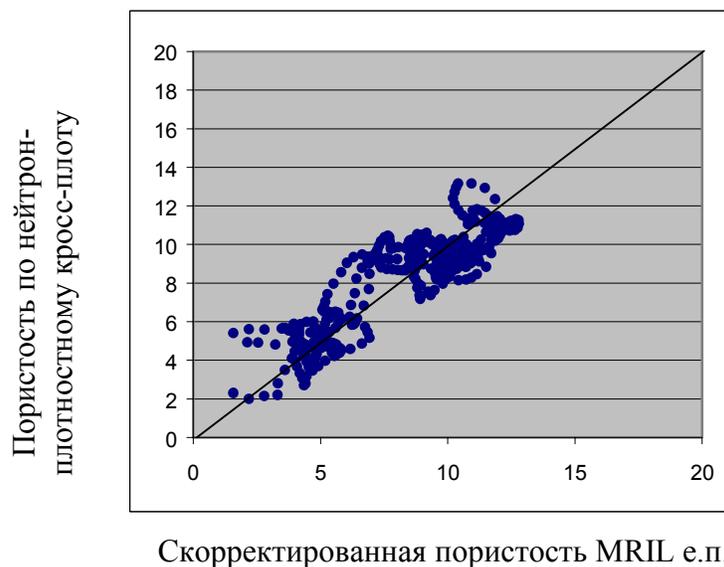
Нескорректированная пористость MRIL е.п.

### Скорректированная пористость MRIL vs. пористость по керну



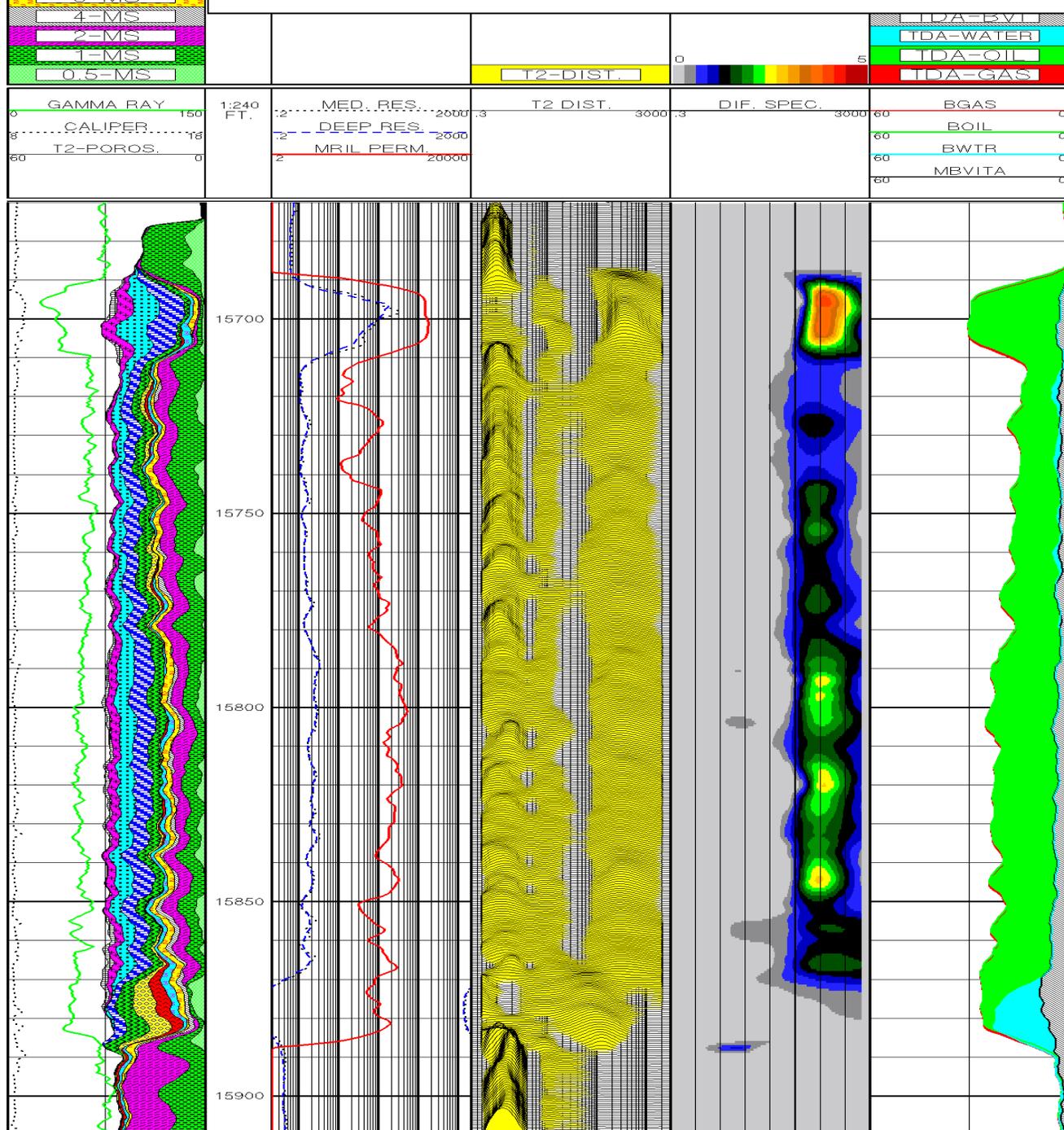
**Рисунок 6.7** Во второй скважине (Египет, пробуренной на легком РНО) пористость *MPHI* определенная методом *TDA* сравнивается с пористостью по керну.

### Скорректированная пористость MRIL vs. нейтрон-плотностная пористость



**Рисунок 6.8** В той-же скважине, что и на рисунке 6.7 пористость *MPHI* определенная методом *TDA* сравнивается с данными нейтрон-плотностного кроссплота.

**Рисунок 6.9** Обработка *TDA* была применена к данным *MRIL*, показанным на рисунке 6.4. В первую колонку помещена кривая стандартного ГК и данные распределения  $T_2$  с длинным  $TW$ ; во вторую колонку – проницаемость *MPERM* и сопротивление (большой и малой глубинности). В третьей колонке волновая картина  $T_2$  с длинным  $TW$ ; в четвертой колонке показан в спектр разности. В пятую колонку сведены результаты *TDA*: газо- и нефтенасыщенность, *BVI* и эффективная водонасыщенность.



Как обсуждалось ранее, данные полученные методом ЯМР всегда содержат шум, приводящий к расширению спектра. Эффекты от этого расширения могут существенно искажать результаты обработки *DSM*, в случае если разница между углеводородосодержащими пористостями  $(\Delta\phi_h)^2$  полученными при разных эхо-сигналах невелика. Сигнал может распределяться по соседним зонам дискретного распределения неравномерно, а разница спектров не содержать видимой информации об углеводородах.

### Пример 3

Материалы газоносной скважины в Мексиканском заливе пробуренной на РНО, послужили примером комплексной обработки методами *DSM* и *TDA*.<sup>3</sup> Комплекс ГИС в этой скважине состоял из измеренных во время бурения (*LWD*) радиоактивности (ГК), сопротивления, нейтронного метода и каротажа ЯМР выполненного прибором *MRIL* на кабеле. Запись *MRIL* выполнялась с активизацией двойного времени *TW* со значениями 1 и 8 секунд. Полученные материалы обрабатывались методом *DSM*: сначала для обоих наборов данных были рассчитаны распределения  $T_2$ , а затем распределение с коротким *TW* вычли из распределения  $T_2$  с длинным *TW*. Результаты обработки показаны на рисунке **6.10**. Данные *LWD*: ГК и сопротивления показаны, соответственно, в первой и второй колонках, а спектр разностей – в третьей. Несмотря на то, что выбранная зона содержит газ со временем  $T_2 = 60$  мсек., спектр разностей не показывает его наличия. На спектр разностей доминирующее воздействие оказывает сигнал от фильтрата РНО (правая часть третьей колонки), со значением  $T_2 = 375$  мсек. В окне значений *BVI* ( $T_2 < 33$  мсек) для спектра разностей, значительная часть сигнала в выбранном интервале интерпретируется как шум.

Затем, для количественного анализа материалов скважины, был использован метод *TDA*. Поскольку этот метод анализирует зону проникновения, на него оказывают влияние четыре типа флюидов, присутствовавших во время выполнения записи прибором *MRIL*. Как показано на рисунке **6.11** этими флюидами были: пластовый газ (закрашен красным), фильтрат РНО (светло-зеленый), свободная вода (темно-синий) и вода, связанная с глинистой компонентой (светло-голубой). Значения времен  $T_2$  и  $T_1$  для флюидов в зоне

проникновения рассчитанные по методике *TDA* показаны, соответственно, во второй и третьей колонках. Отметим, что во второй колонке показан сигнал от газа со временем  $T_2$  около 60 мсек. и сигнал от РНО со временем  $T_2$  около 375 мсек. Положение контактов ГНК и ВНК, отчетливо видны в нижней половине на материалах *TDA*, но совершенно не заметны на данных *DSM* на рисунке 6.9.

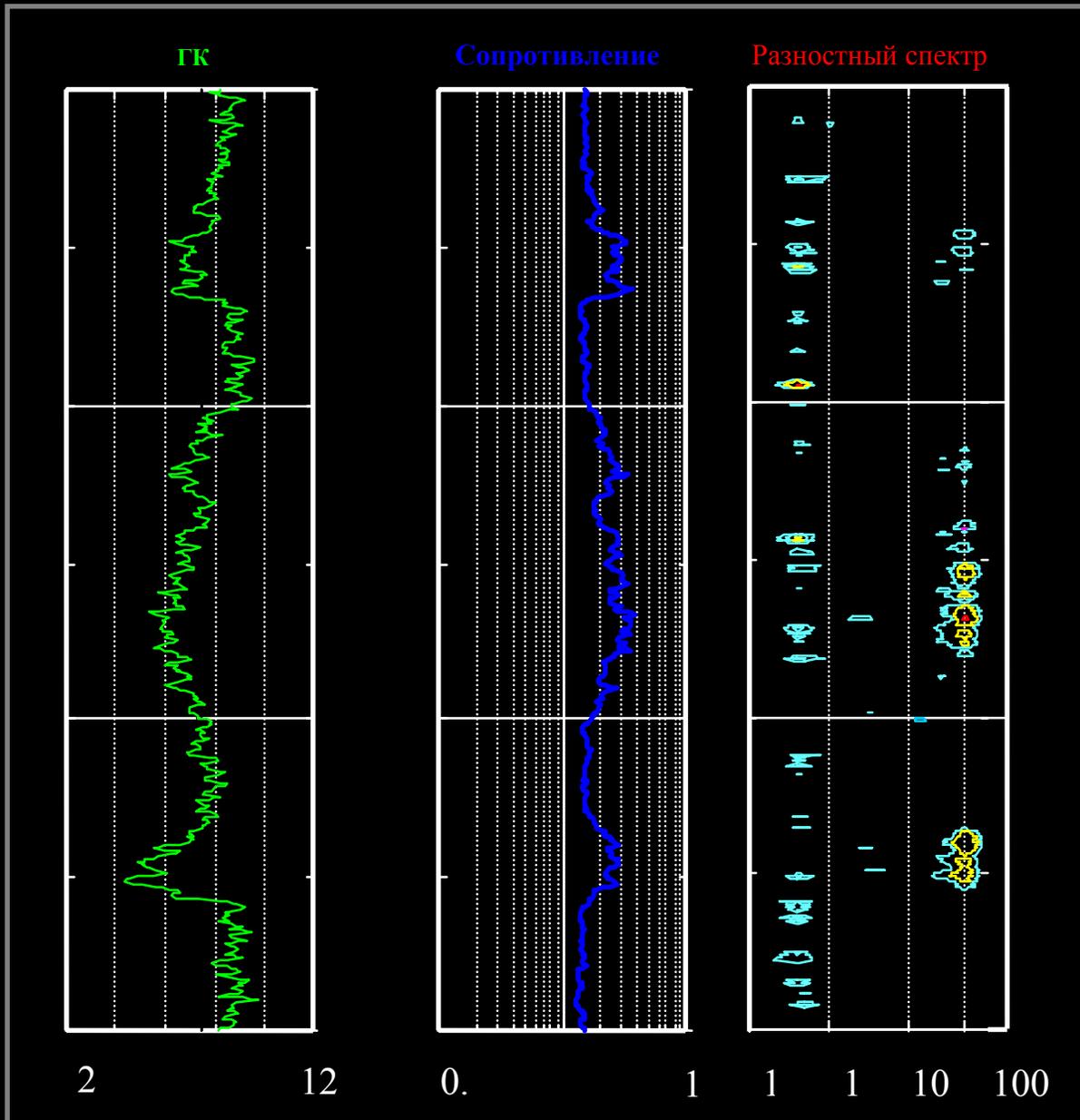
## Анализ диффузии

### Принцип

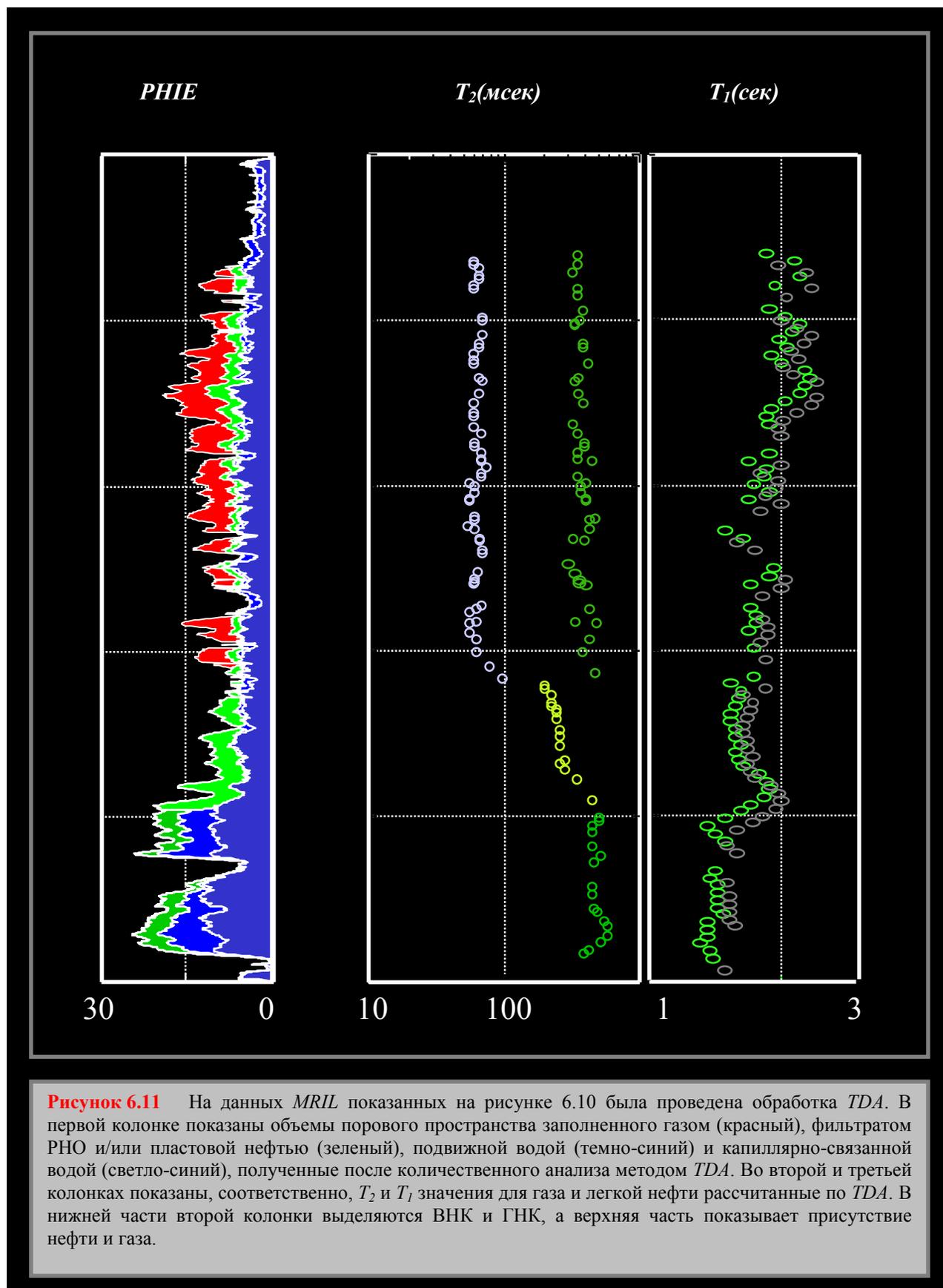
Возможность анализа диффузии зависит от контраста её значений между пластовыми флюидами и позволяет давать количественную характеристику содержания нефтей с вязкостью от 0.5 до 35 сПуаз, находящихся при температуре выше 200 F и давлении более 2,000 *psi*. Как рассматривалось в главе 3, диффузионная релаксация происходит в результате градиента магнитного поля прибора *MRIL*. Регистрируемое время  $T_2$  флюидов изменяется с изменением времени между эхо-сигналами  $TE$ .<sup>7</sup> Величина  $T_2$  зависит от градиента магнитного поля  $G$ , гироскопической постоянной ядра водорода  $\gamma$ , времени между эхо-сигналами  $TE$  и кажущегося коэффициента диффузии  $D_a$  согласно формуле:

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{2int}} + [CD_a(G\gamma TE)^2 / 12] \quad (6.1)$$

где  $T_{2int}$  - истинное время релаксации при градиенте магнитного поля ноль.  $C$  – учитывает суммарное влияние ограниченной диффузии и динамики спина связанной со смешиванием прямых и наведенных эхо-сигналов в градиентном поле.<sup>8</sup> Для прибора *MRIL*  $C=1.08$ . Для конкретного случая, все параметры уравнения (6.1) – константы, за исключением времени между эхо-сигналами  $TE$ . Уравнение (6.1) показывает, что увеличение времени между эхо-сигналами с 1.2 мсек. до большего значения приведет к более низкому  $T_2$ .



**Рисунок 6.10** Обработка *DSM* была применена к данным *MRIL*, полученным в газоносном коллекторе, в скважине пробуренной на РНО (Мексиканский залив). В первой и второй колонках показаны данные *LWD* (каротаж во время бурения) - ГК и сопротивление, соответственно. В третьей колонке - разностный спектр, в котором на длинных временах  $T_2$  виден сигнал от нефти (фильтрата). По этим данным ГВК выделить было нельзя.



**Рисунок 6.11** На данных *MRIL* показанных на рисунке 6.10 была проведена обработка *TDA*. В первой колонке показаны объемы порового пространства заполненного газом (красный), фильтратом РНО и/или пластовой нефтью (зеленый), подвижной водой (темно-синий) и капиллярно-связанной водой (светло-синий), полученные после количественного анализа методом *TDA*. Во второй и третьей колонках показаны, соответственно,  $T_2$  и  $T_1$  значения для газа и легкой нефти рассчитанные по *TDA*. В нижней части второй колонки выделяются ВНК и ГНК, а верхняя часть показывает присутствие нефти и газа.

## Регистрация данных

Для осуществления анализа диффузии необходимо записать эхо-сигналы с двойной  $TE$ -активацией.<sup>9</sup> Во время записи регистрируются данные  $CPMG$  эхо-сигналов с короткими и длинными временами  $TE$  и одинаковым  $TW$ . Типичная пара значений времен  $TE$  – 1.2 и 4.8 мсек. Для полной поляризации флюида  $TW$  должно быть по крайней мере в три раза больше максимального значения  $T_1$  всех поровых флюидов.

Двойная активизация позволяет использовать принцип количественного измерения диффузии для разделения воды и нефтей средней вязкости. Кажущийся коэффициент диффузии  $D_a$  нефти должен быть значительно меньше, чем у воды, и на практике, вязкость нефти должна быть в пределах от 0.5 до 35 сПуаз. Сигналы нефти отличают от сигналов воды, посредством сравнения  $CPMG$  эхо-сигналов полученных от коротких ( $TE_S$ ) и длинных ( $TE_L$ ) времен.

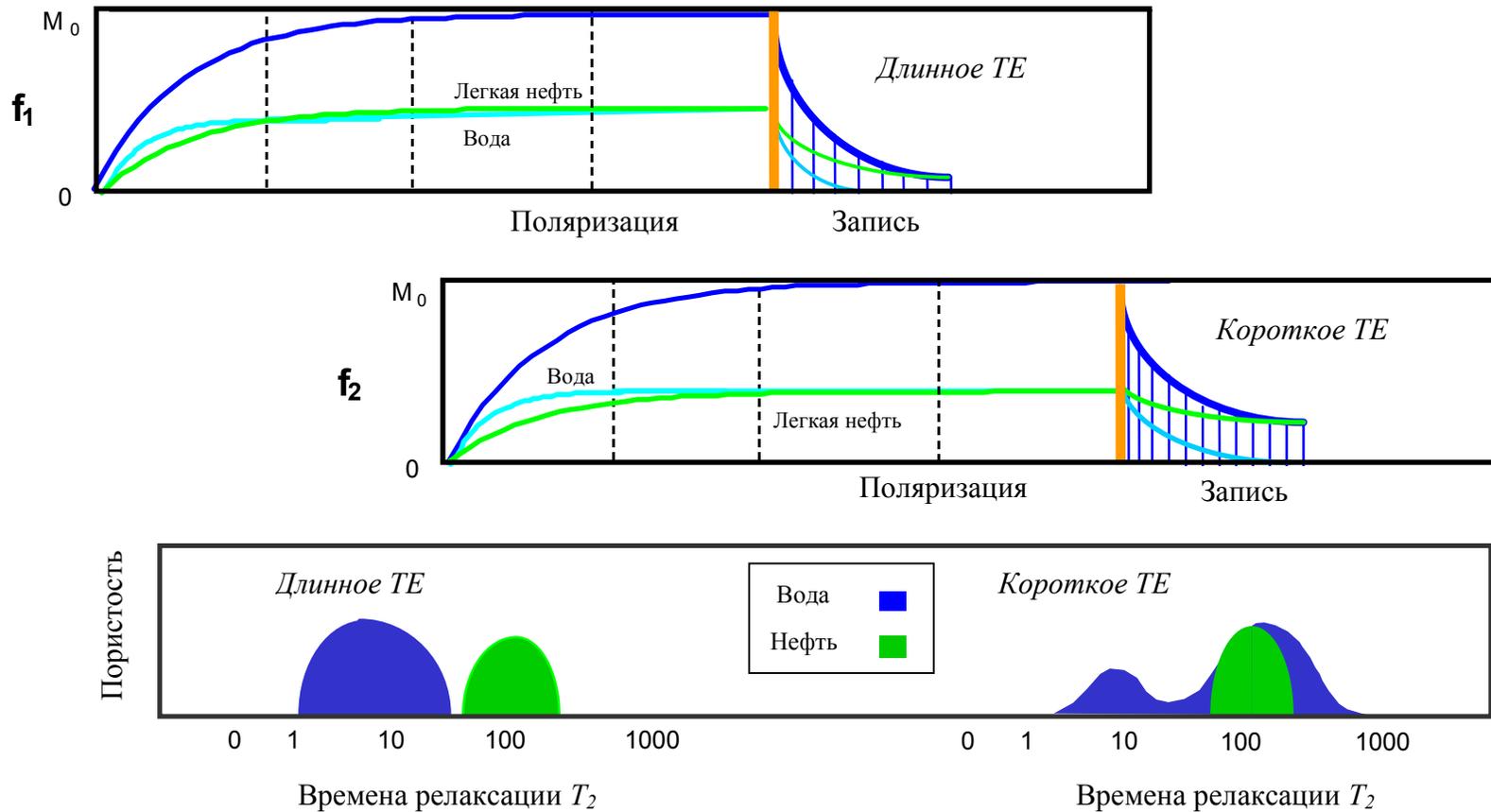
Рисунок 6.12 иллюстрирует принцип записи каротажа с двойным временем  $TE$ . В верхней и средней секциях показаны поляризации при регистрации эхо-сигналов в режиме двух частот, соответственно, с частотами  $f1$  и  $f2$ . Данные в слое  $f1$  записываются, пока слой  $f2$  ре-поляризуется. Затем происходит обратный процесс. На данном рисунке запись эхо-сигналов с длинным временем  $TE$  производится в слое  $f1$ , а с коротким временем  $TE$  - в слое  $f2$ . Для измерений с длинным  $TE$ , спад сигнала от воды происходит значительно быстрее, чем от нефти со средней вязкостью. Если аккуратно подобрать длительное время  $TE$ , то сигналы от воды и нефти можно будет разделить. Для измерений с коротким  $TE$ , распределение времени  $T_2$  от воды перекрывает большую часть  $T_2$  от нефти. Нижняя секция рисунка показывает распределение  $T_2$  для обоих эхо-сигналов.

На скважине, результаты записи каротажа с двойным временем  $TE$  включают два распределения времени  $T_2$ ,  $MPHI$  и  $BVI$  от обоих измерений – длинным и коротким  $TE$  и  $MPERM$  от измерений с коротким  $TE$ , как показано на рисунке 6.13. (Данные, представленные на нем рассчитаны при стандартных параметрах: граничном значении  $T_{2cutoff} = 33$  мсек.,  $C = 10$ , где  $C$  – коэффициент из модели Коатеса. Последующие результаты могут отличаться от полевой обработки, из-за уточнения отдельных

параметров измерения и дополнительных предположений в расчетах. Например, оба параметра: время поляризации  $TW$  и углеводородный индекс  $HI$  будут влиять на величины  $MPHI$  и  $BVI$ . В дополнение,  $T_{2cutoff}$  влияет на  $BVI$  и  $MFFI$ . На  $MPERM$  влияют те же факторы, что и на  $BVI$ , и коэффициент из модели Коатеса. В результате предварительного анализа  $MPHI$  и  $BVI$ , и сравнения распределения времен  $T_2$ , полученных при коротких и длинных  $TW$ , может быть получена весьма ценная оценочная информация. У газа высокая диффузивность, у вязких нефтей – низкая, а вязкость воды занимает промежуточное положение. Следовательно, у газа, воды и вязких нефтей будут различные сдвиги в распределении времени  $T_2$ , при коротких и длинных временах  $TE$  измерений  $MRIL$ .

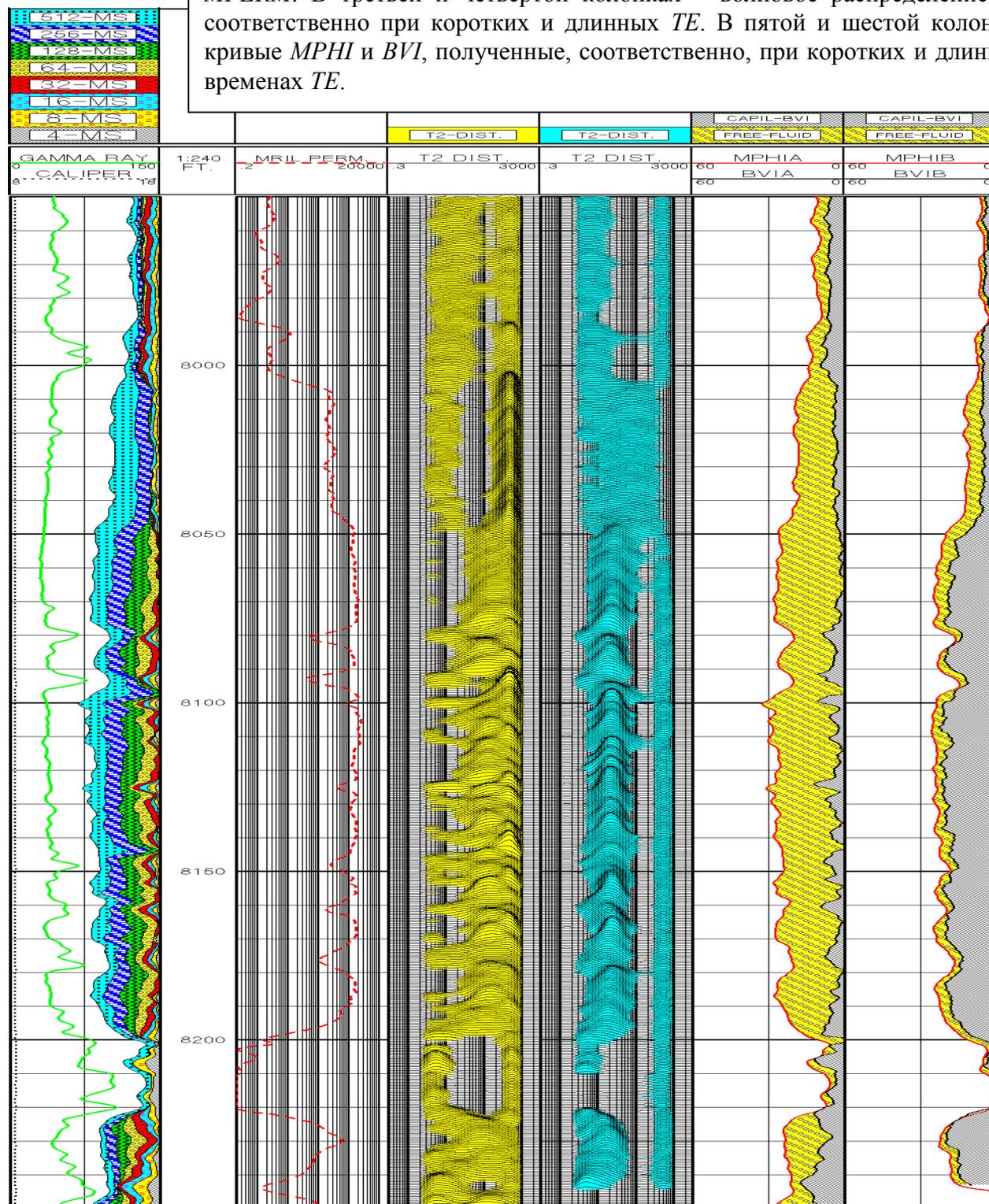
### Метод сдвига спектра MCC (SSM)

Метод сдвига спектра - MCC (SSM)<sup>4</sup> является методикой качественной оценки изменений времен  $T_2$  пластовых флюидов и, соответственно, их  $T_2$  распределения при различных значениях задержки между эхо-сигналами. Предположим, что мы работаем с пластом, в котором присутствует свободная вода и нефть средней вязкости. Коэффициент диффузии у воды в десять раз больше, чем у средней нефти. При увеличении времени  $TE$ , процессы диффузии уменьшают  $T_2$  водной фазы сильнее, чем  $T_2$  углеводородов. Могут быть подобраны такие значения длинных- и коротких времен  $TE$  ( $TE_L$ , и  $TE_S$ ), что уменьшение значений  $T_2$  воды и нефти измеренное при  $TE_L$ , по сравнению со сходным уменьшением померенным при  $TE_S$ , может использоваться для разделения сигналов от водной и нефтяной составляющих. Сравнение распределений  $T_2$ , полученных с временами  $TE_L$ , и  $TE_S$ , показывает относительные сдвиги от различия вязкости, в значениях  $T_2$  воды и нефти, которые рассматривались в главах **1** и **4**.



**Рисунок 6.12** При записи с двойным временем  $TE$  регистрируются два полностью поляризованных эхо-сигнала один - с длинным  $TE$  (верх), и другой с коротким  $TE$  (середина). Соответствующие распределения  $T_2$  спектров, которые могут применяться для разделения нефти и воды показаны на нижнем слайде.

**Рисунок 6.13** На этом фрагменте каротажной диаграммы показаны результаты полевой обработки данных метода двойного  $TE$ . В первой колонке представлены кривые стандартного ГК и данные инкрементного распределения  $T_2$ , полученные из эхо-сигналов с коротким  $TE$  и используемые для корреляции. Во второй колонке – рассчитанная кривая  $MPERM$ . В третьей и четвертой колонках – волновое распределение  $T_2$ , соответственно при коротких и длинных  $TE$ . В пятой и шестой колонках кривые  $MPHI$  и  $BVI$ , полученные, соответственно, при коротких и длинных временах  $TE$ .



## ***DIFAN*: Количественный анализ диффузионной составляющей**

*DIFAN* - Это эмпирическая модель для количественной интерпретации данных диффузии, успешно применяемая на многих месторождениях Мира. Она была разработана для случаев, когда для использования *TDA* был недостаточный контраст в значениях  $T_1$ , или недостаточный контраст в диффузии, чтобы применять более прямолинейный подход – *EDM* или запись с двойным *TE*. Метод использует разницу в сдвиге значений  $T_2$  в поровых флюидах, возникающую в результате различия значений диффузии. Его основным результатом является количественная оценка водо- и углеводородо-насыщенной пористости. Для углеводородов с очень низкими значениями вязкости (т.е. легких нефтей и конденсатов) не рекомендуется применять *DIFAN*, поскольку разница их диффузий с диффузией пластовой воды слишком мала. Для разрезов с высоковязкими (тяжелыми) нефтями метод так-же не рекомендуется к использованию, из-за незначительной разности в значениях диффузии связанной воды и собственно «мертвой» нефти ( $T_{2int}$ ).

В модели *DIFAN* из двух последовательностей эхо-сигналов записанных при различных временах *TE* генерируется два распределения  $T_2$ . Кажущееся среднее геометрическое рассчитывается для области, связанной со свободными флюидами, для времени  $T_2$  при длинных и коротких временах *TE* и обозначается соответственно  $T_{2L}$  и  $T_{2S}$ . Полученные средние значения связаны с диффузией следующими соотношениями:

$$\frac{1}{T_{2S}} = \frac{1}{T_{2int}} + [CD_a (G\gamma T_{ES})^2 / 12] \quad (6.2)$$

$$\frac{1}{T_{2L}} = \frac{1}{T_{2int}} + [CD_a (G\gamma T_{EL})^2 / 12] \quad (6.3)$$

где:

$T_{2int}$  = собственное время релаксации порового флюида ( $1/T_{2int} = 1/T_{2B} + 1/T_{2S}$ );

$D_a$  = коэффициент кажущейся диффузии флюида;

$C$  = константа, учитывающая суммарный эффект ограниченной диффузии и динамики спинов, связанной со смешиванием собственных и наведенных эхо-сигналов в градиентном поле ( $C = 1.08$  для приборов *MRIL*);

Поскольку величины  $T_{2L}$ ,  $T_{2S}$ ,  $TE_L$ ,  $TE_S$ ,  $G$ ,  $\gamma$  и  $C$  известны, оба уравнения могут быть разрешены одновременно для получения значений  $T_{2int}$  и  $D_a$ . Решение уравнений затем используется для построения кросс-плота между параметрами  $1/T_{2int}$  и  $D_a/D_w$ , как показано на рисунке 6.14., из которого, для дальнейших расчетов водонасыщенности  $S_w$ , определяют значение  $S_{wa}$ .

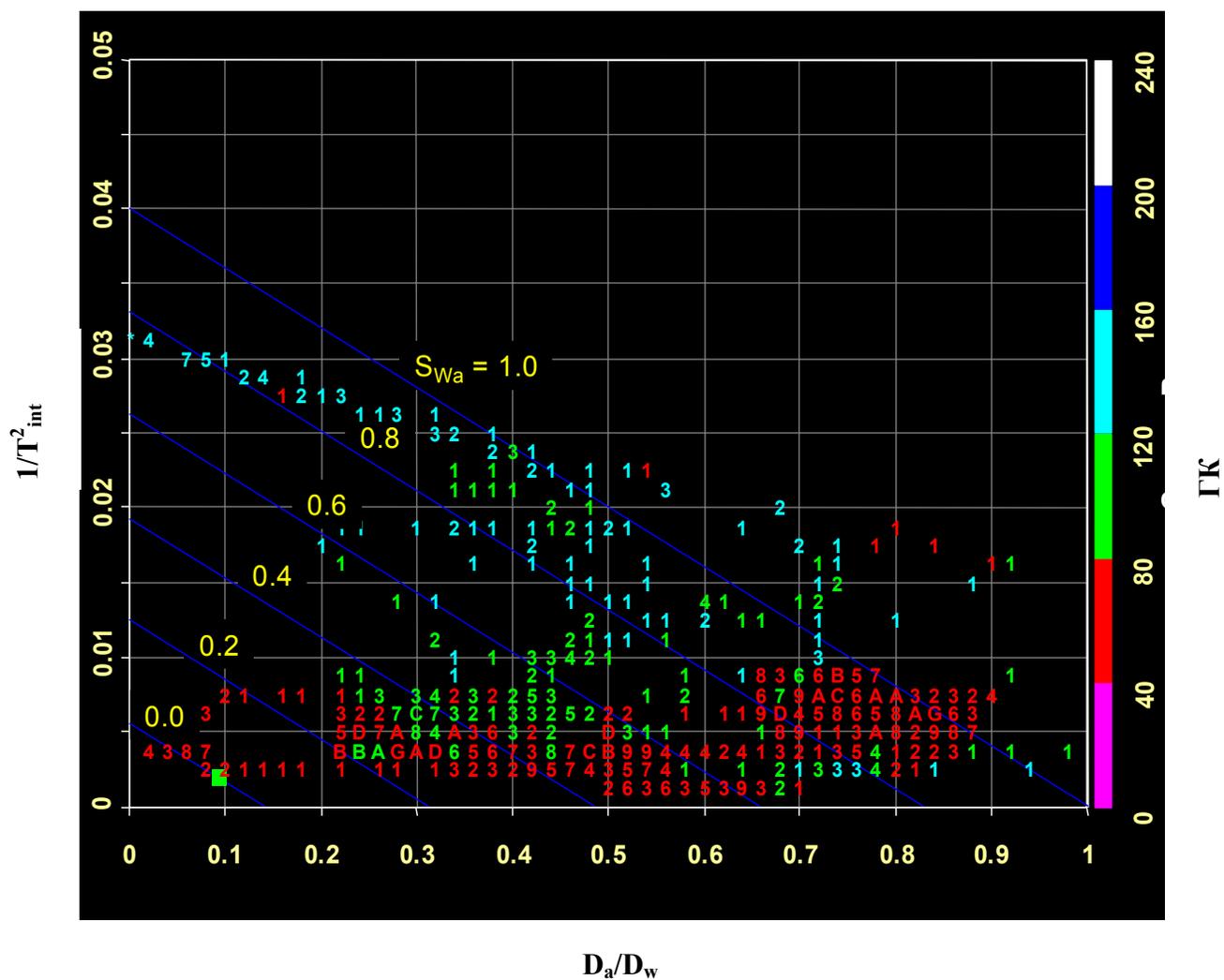
Перед тем как значения  $1/T_{2int}$  и  $D_a/D_w$  наносятся на кросс-плот, проводятся линии соответствующие  $S_{wa} = 100\%$  и  $S_{wa} = 0\%$ . Для этого необходимо знать величины  $D_w$ ,  $D_{oil}$  и  $T_{2bulk,oil}$ .

Линия  $S_{wa} = 100\%$  образует верхнюю границу распространения данных в водонасыщенном коллекторе. Эта линия проходит через точку объемной воды ( $D_a/D_w = 1$ ). Эмпирически полученные результаты, помещают пересечение  $1/T_{2int}$  с этой линией на отметку  $0.04$  мсек.<sup>-1</sup>, или  $T_{2int} = 25$ мсек. Точное положение этого пересечения не является критически важным для большинства продуктивных коллекторов, поскольку изменения в их насыщении, в основном, отражаются на  $D_a/D_w$ .

Для определения линии  $S_{wa} = 0\%$ , продуктивный коллектор считается содержащим только остаточную воду, т.е. весь подвижный флюид – нефть. В этом случае, в пластовых условиях,  $T_{2int}$  равно  $T_{2bulk,oil}$ , а  $D_a$  равно  $D_{oil}$ . Таким образом, точка с координатами ( $D_{oil}/D_w : 1/T_{2bulk,oil}$ ) будет располагаться на линии  $S_{wa} = 0\%$  и эта линия должна быть параллельна линии  $S_{wa} = 100\%$ .

Для определения текущих величин  $S_{wa}$  во всем диапазоне, область между граничными значениями  $S_{wa} = 0\%$ , и  $S_{wa} = 100\%$  равномерно разбивается параллельными линиями. После того как для заданной глубины рассчитаны  $T_{2int}$  и  $D_a$ , задается точка с координатами ( $D_a/D_w : 1/T_{2int}$ ), а  $S_{wa}$  определяется по кросс-плоту. В дальнейшем  $S_w$  рассчитывается по:

$$S_w = \frac{S_{wa}FFI + BVI}{FFI + BVI} \quad (6.4)$$



**Рисунок 6.14** Кроссплот  $1/T_{2int}$  vs.  $D_a/D_w$  используется при анализе методом *DIFAN*, как показано на рисунке, для определения  $S_{wa}$ , из которого затем рассчитывается  $S_w$ .

Суммируя вышеизложенное, можно сказать, что процесс анализа диффузионной составляющей поровых флюидов по модели *DIFAN* выполняется следующим образом:

1. записывают две серии эхо-сигналов с активизацией двойного времени  $TE$ ;
2. оценивают объемные свойства ( $T_{2int}$  и  $D_a$ ) для нефти и воды, в пластовых условиях (т.е. температура-давление-вязкость);
3. строят кросс-плот  $1/T_{2int} - D_a/D_w$ ;
4. для области свободных флюидов, рассчитывают средние геометрические значения распределения  $T_2$  при длинных и коротких временах  $TE$ ;
5. рассчитывают  $T_{2int}$  и  $D_a$  (по уравнениям 6.2 и 6.3);
6. по кросс-плоту  $1/T_{2int} - D_a/D_w$  оценивают  $S_{wa}$ ;
7. и, используют  $S_{wa}$  для расчета истинной  $S_{wa}$  водонасыщенности в эффективной пористости породы;

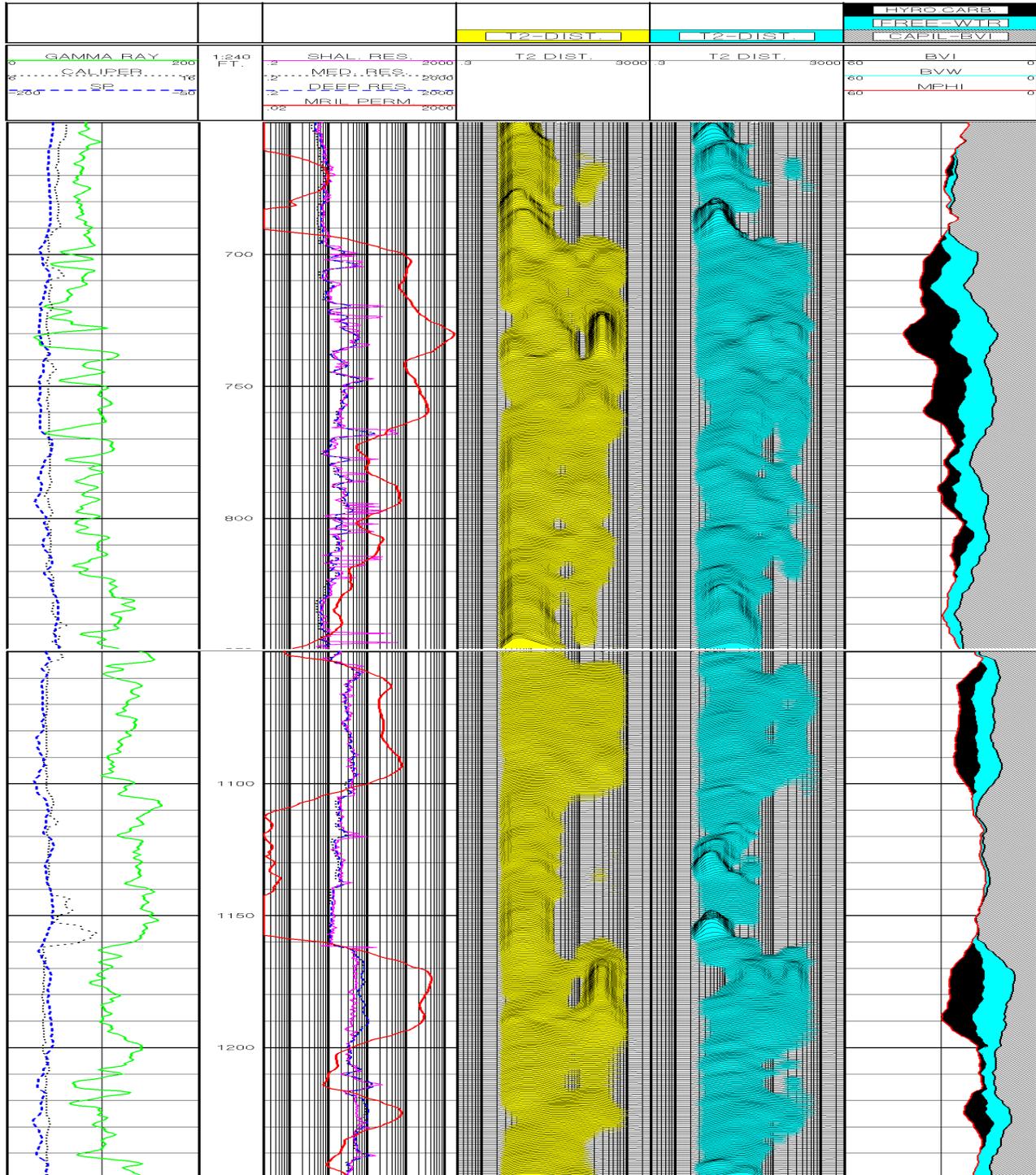
На рисунке **6.15** приводится один из многих примеров успешного применения методики *DIFAN* в Индонезии. Данные MRIL были записаны с активизацией двойного времени  $TE$  при  $TE_S = 1.2$  мсек. и  $TE_L = 4.8$  мсек. Результаты обработки *DIFAN* в колонке 5, показывают, что в интервалах X95 – X20 футов и XX05 – XX00 футов есть углеводороды и так-же присутствует значительное количество свободной воды. Результаты последующей добычи подтвердили эту интерпретацию.

### **Метод усиления диффузии (EDM).**

Метод усиления диффузии (*EDM*) позволяет выделять и количественно характеризовать нефти с вязкостью в пределах от 1 до 50 сантиПуаз. Для разделения флюидов метод использует контраст в значениях их диффузий. Применение правильно выбранных времен  $TE$  при регистрации эхо-сигналов, позволяет усилить эффект различия в диффузии и разделить нефть и воду на распределении времени  $T_2$ . В методе усиления диффузии используется цикл *CPMG* со следующими параметрами активизации:

- стандартная запись  $T_2$  с длинным  $TE$  ;
- запись с двойным  $TE$  и одинарным длинным  $TW$  ;
- запись с двойным  $TW$  и одинарным длинным  $TE$  ;

**Рисунок 6.15** На этом фрагменте каротажной диаграммы показаны результаты применения *DIFAN* к данным *MRIL* полученным в Индонезии. В первой колонке помещены кривые ГК, ПС и кавернограмма. Во второй – сопротивление (большой, малой и средней глубинности) и проницаемость *MRIL*. В третьей и четвертой колонках – волновое распределение  $T_2$  с длинным и коротким  $TE$ , соответственно. В пятой колонке – окончательные результаты расчетов по *DIFAN*.



Понимание принципа *EDM* всецело зависит от понимания роли факторов влияющих на скорость релаксации воды и нефти в поровом пространстве породы. Если записаны две последовательности эхо-сигналов при двойном *TE*, то полученные при *TE<sub>S</sub>* и *TE<sub>L</sub>* распределения *T<sub>2</sub>* будут содержать сигналы и от нефти и от воды. Время *TE<sub>L</sub>* может быть задано таким образом, что сигналы от нефти и от воды будут разделены на распределении *TE<sub>L</sub>* *T<sub>2</sub>* и, таким образом, обеспечат оперативную оценку результатов *EDM* на скважине.

Как упоминалось в главе 3, скорости релаксации поровых флюидов наблюдаемые при измерениях циклом *CPMG* связаны с объемным, поверхностным и диффузионным механизмами релаксации:

$$1/T_{2CPMG} = 1/T_{2bulk} + 1/T_{2surface} + 1/T_{2diffusion} \quad (6.5)$$

Величина *T<sub>2</sub>* померянная при *CPMG* меньше, чем *T<sub>2</sub>* рассчитанная для любого из этих трех механизмов. Поскольку время *T<sub>2bulk</sub>* всегда значительно больше, чем *T<sub>2surface</sub>* и *T<sub>2diffusion</sub>* для практических расчетов им можно пренебречь. Если время *T<sub>2surface</sub>* меньше, чем *T<sub>2diffusion</sub>* то в наблюдаемой релаксации будет преобладать поверхностная компонента, в противном случае доминирует диффузионная составляющая.

С эффектом диффузии можно немного манипулировать выбирая параметры регистрации прибора *MRIL*. В частности, сила градиента магнитного поля *G*, зависит от операционной частоты и типа прибора, а так-же от времени между эхо-сигналами *TE*, заданного инженером-каротажником на скважине. *G* и *TE* могут быть подобраны таким образом, что в релаксации воды будет преобладать механизм диффузии и, следовательно, верхний лимит времени *T<sub>2</sub>* для воды в поровом пространстве будет *T<sub>2diffusion,w</sub>*. Это предельное значение обозначается *T<sub>2DW</sub>*, и определяется по:

$$T_{2DW} = 12 / [CD_w (G\gamma TE)^2] \quad (6.6)$$

Следовательно, *T<sub>2DW</sub>* составляет абсолютную верхнюю границу для измеренных значений *T<sub>2</sub>* воды, т.е. все времена спада связанные с сигналом от воды будут меньше или равны величине *T<sub>2DW</sub>*.

Время  $T_2$  нефти в гидрофильном коллекторе определяется двумя составляющими релаксации: объемной и диффузной:

$$1/T_{2oil} = 1/T_{2bulk,oil} + 1/T_{2diffusion,oil} \quad (6.7)$$

Выбор параметров  $G$  и  $TE$  может быть дальше переработано так, чтобы:

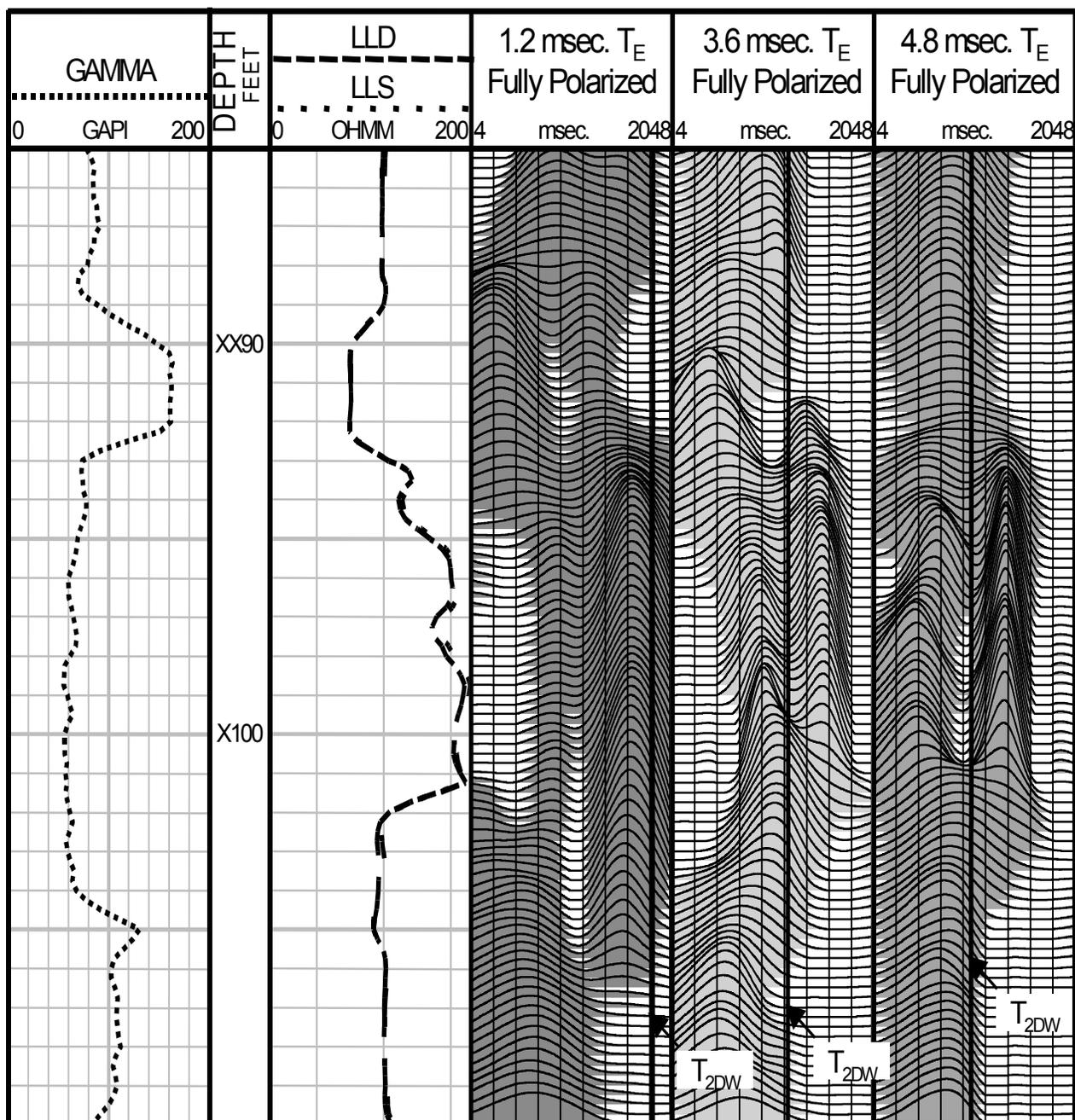
$$T_{2DW} \ll \text{минимум } \{T_{2oil}, \text{ ожидаемых значений в пласте}\} \quad (6.8)$$

В реальности из-за наличия помех  $G$  и  $TE$  выбираются так, чтобы:

$$2T_{2DW} \ll \text{минимум } \{T_{2oil}, \text{ ожидаемых значений в пласте}\} \quad (6.9)$$

Следовательно, наличие сигнала в распределении  $T_2$  с временами длиннее чем  $T_{2DW}$ , однозначно указывает на присутствие нефти в пласте. На рисунке **6.16** приводится пример такой интерпретации для выделения продуктивного коллектора по данным *EDM*.

Метод *EDM* достаточно прост в применении. Контраст значений  $T_1$  не является обязательным условием и в зависимости от ЯМР-свойств флюидов и задач, обработка может происходить как в распределениях  $T_2$ , так и во временной области. Если задачей является разделение продуктивных и непродуктивных коллекторов, то достаточно применение единичного измерения *CPMG* с длинным  $TW$  (для полной поляризации флюидов) и с длинным  $TE$  (для усиления диффузии). Если цель состоит в количественной характеристике распределения флюидов в продуктивном пласте, то необходима запись данных с двойным временем  $TE$ . Измерения с коротким временем  $TE$  дадут возможность точно рассчитать *MPHI* и *BVI*. Если в рассматриваемой зоне не ожидается контраста значений  $T_2$  достаточного для разделения на нефть и воду, то необходимо применение записи с двойным временем  $TW$  и одинарным, длинным  $TE$ , которая позволит провести обработку временного домена (*TDA*). Планирование работ ЯМР является критическим для успеха метода *EDM*.



**Рисунок 6.16** На фрагменте каротажной диаграммы показаны волновые распределения  $T_2$  при  $TE = 1.2, 3.6$  и  $4.8$  мсек., соответственно в третьей, четвертой и пятой колонке. На результатах EDM в четвертой и пятой колонках, существенная энергия сигнала справа от линии  $T_{2DW}$  показывает на очевидные нефтеносные зоны. Кроме того, в пятой колонке, в результате увеличения  $TE$  отмечается возрастание разделения на распределения  $T_2$ .

## Приложение: математическая модель<sup>11</sup> (TDA)

Понимание того как TDA определяет газо- и нефтенасыщенную пористость из разности спектров основано на материалах представленных в главе 3. В частности, уравнение 3.17 показывает, что амплитуда эхо-сигнала полученного при последовательности CPMG, для гидрофильной породы-коллектора содержащей в свободном состоянии воду, нефть и газ, при условии, что и у нефти и у газа одно значение  $T_2$  может быть представлена в виде уравнения 6-A.1.

$$M(t) = \Sigma[M_{0i}\exp(-t/T_{2i})] + M_{oil}\exp(-t/T_{2oil}) + M_{gas}\exp(-t/T_{2gas}) \quad (6-A.1)$$

При условии, что учитываются эффекты от поляризации,  $M_{0i}$ ,  $M_{oil}$ , и  $M_{gas}$  могут быть выражены как:

$$\begin{aligned} M_{0i} &= M_{0i}(0)[1 - \exp(-TW/T_{1i})] \\ M_{oil} &= M_{oil}(0)[1 - \exp(-TW/T_{1oil})] \\ M_{gas} &= M_{gas}(0)[1 - \exp(-TW/T_{1gas})] \end{aligned} \quad (6-A.2)$$

В этом случае амплитуды эхо-сигналов для  $TW_L$  и  $TW_S$  могут быть выражены следующим образом:

$$\begin{aligned} M_{TWL}(t) &= \Sigma\{M_{0i}(0)[1 - \exp(-TW_L/T_{1i})]\exp(-t/T_{2i})\} \\ &+ M_{oil}(0)[1 - \exp(-TW_L/T_{1oil})]\exp(-t/T_{2oil}) \\ &+ M_{gas}(0)[1 - \exp(-TW_L/T_{1gas})]\exp(-t/T_{2gas}) \end{aligned} \quad (6-A.3)$$

и

$$\begin{aligned} M_{TWS}(t) &= \Sigma\{M_{0i}(0)[1 - \exp(-TW_S/T_{1i})]\exp(-t/T_{2i})\} \\ &+ M_{oil}(0)[1 - \exp(-TW_S/T_{1oil})]\exp(-t/T_{2oil}) \\ &+ M_{gas}(0)[1 - \exp(-TW_S/T_{1gas})]\exp(-t/T_{2gas}) \end{aligned} \quad (6-A.4)$$

$$\begin{aligned} \Delta M(t) &= M_{TWL}(t) - M_{TWS}(t) \\ &= \Sigma\{M_{0i}(0)\exp(-t/T_{2i}) [\exp(-TW_S/T_{1i}) - \exp(-TW_L/T_{1i})]\} \\ &+ M_{oil}(0)\exp(-t/T_{2oil}) [\exp(-TW_S/T_{1oil}) - \exp(-TW_L/T_{1oil})] \\ &+ M_{gas}(0)\exp(-t/T_{2gas}) [\exp(-TW_S/T_{1gas}) - \exp(-TW_L/T_{1gas})] \end{aligned} \quad (6-A.5)$$

Тогда функции поляризации могут быть определены для воды ( $\Delta\alpha_{wi}$ ), нефти ( $\Delta\alpha_o$ ) и газа ( $\Delta\alpha_g$ ) следующим образом:

$$\Delta\alpha_{wi} = [\exp(-TW_S/T_{1i}) - \exp(-TW_L/T_{1i})] \quad (6-A.6)$$

$$\Delta\alpha_o = [\exp(-TW_S/T_{1oil}) - \exp(-TW_L/T_{1oil})] \quad (6-A.7)$$

$$\Delta\alpha_g = [\exp(-TW_S/T_{1gas}) - \exp(-TW_L/T_{1gas})] \quad (6-A.8)$$

Следовательно, уравнение 6-A.5 принимает вид:

$$\begin{aligned} \Delta M(t) = & \Sigma [M_{0i}(0)\exp(-t/T_{2i}) \Delta\alpha_{wi}] \\ & + M_{oil}(0)\exp(-t/T_{2oil}) \Delta\alpha_o \\ & + M_{gas}(0)\exp(-t/T_{2gas}) \Delta\alpha_g \end{aligned} \quad (6-A.9)$$

Если время  $TW_S$  было выбрано таким, чтобы протоны в воде, находящейся в поровом пространстве, были полностью поляризованы, то  $\Delta\alpha_{wi} \cong 0$ . Это условие позволяет переписать разницу между двумя эхо-сигналами в следующем виде:

$$\Delta M(t) = M_{oil}(0)\exp(-t/T_{2oil}) \Delta\alpha_o + M_{gas}(0)\exp(-t/T_{2gas}) \Delta\alpha_g \quad (6-A.10)$$

Функция разностной пористости в этом случае определяется как:

$$\Delta\phi(t) = \phi^*_{oil}\exp(-t/T_{2oil}) + \phi^*_{gas}\exp(-t/T_{2gas}) + noise \quad (6-A.11)$$

где

$noise$  = шум, записанный во время CPMG - измерений обоих эхо-сигналов;

$\Delta\phi$  = разница в углеводородо- насыщенной пористости полученная из эхо-сигналов;

$\phi^*_{oil}$  = кажущаяся нефте- насыщенная пористость, полученная из разности двух эхо-сигналов;

$\phi^*_{gas}$  = кажущаяся газо- насыщенная пористость, полученная из разности двух эхо-сигналов;

И наконец, кажущиеся пористости связаны с истинными значениями ( $\phi_{oil}$  и  $\phi_{gas}$ ) через:

$$\phi^*_{oil} = [M_{oil}(0)/M_{100\%}(0)] \Delta\alpha_o = \phi_{oil}HI_{oil}\Delta\alpha_o \quad (6-A.12)$$

$$\phi_{\text{gas}}^* = [M_{\text{gas}}(0)/M_{100\%}(0)] \Delta\alpha_g = \phi_{\text{gas}} HI_{\text{gas}} \Delta\alpha_g \quad (6-A.13)$$

где:

$M_{100\%}(0)$  = амплитуда эхо-сигнала *CPMG*, во время ноль, полученная в приборе *MRIL* при калибровочных измерениях в водяной ёмкости (100% пористость)

$HI_{\text{oil}}$  = углеводородный индекс нефти

$HI_{\text{gas}}$  = углеводородный индекс газа

Собственно процедура обработки методом *TDA*, состоит из следующих шагов:

1. Запись двух эхо-сигналов с активизацией двойного времени *TW*.
2. Определение объемных свойств ( $T_1$ ,  $T_2$  и  $HI$ ) нефти и газа в пластовых условиях (т.е. температура, давление и вязкость нефти).
3. Вычитание эхо-сигналов один из другого.
4. Поиск  $T_2$  для газа и нефти и поиск  $T_1$  для нефти в пластовых условиях.
5. Расчет кажущихся пористостей ( $\phi_{\text{oil}}^*$  и  $\phi_{\text{gas}}^*$ ) по уравнению 6-A.11.
6. Расчет истинных пористостей ( $\phi_{\text{oil}}$  и  $\phi_{\text{gas}}$ ) по уравнениям 6-A.12. и 6-A.13., объемных свойств, определенных при шаге 2, и кажущихся пористостей, определенных при шаге 5. (Отметим, что значения  $T_1$ , определенные при шаге 2, или измеряемые при тройной активации  $TW^{12}$  используются для расчета функций поляризации нефти и газа).
7. Расчет водонасыщенной и эффективной пористости.

Ниже перечислены несколько предположений используемых при анализе *TDA*, которые рассматривались более подробно выше, в данном приложении:

- В уравнении 6-A.1 каждый из сигналов получаемых от нефти и газа, описывается спадом по одной экспоненте. Этот моно-экспоненциальный спад является разумным допущением релаксации в газе и многих низковязких нефтях.

- В уравнении 6-А.10 время  $TW_S$  должно быть выбрано таким, чтобы протоны водорода в водной фазе были полностью поляризованы. В противном случае, требуется введение поправок и анализ весьма усложняется.
- В уравнении 6-А.11 величина  $\Delta\phi$  - разница полученная от двух эхо-сигналов зависит от двух параметров: истинной пористости породы и контраста в значениях  $T_1$  между водой и легкими углеводородами. Если  $\Delta\phi$  недостаточно велика, скажем менее  $\Delta\phi < 1.5$  единиц пористости, то распознавание разностного сигнала, на единично- или би-экспонентной зависимости может быть затруднено из-за высокого уровня шумов при котором регистрируются данные *MRIL*.
- Должен быть значительный контраст в значениях  $T_1$  между водой и легкими углеводородами.
- Значения времени  $T_2$  у газа и нефти достаточно различны, чтобы полученные от них сигналы могли разделяться.

Данные предположения, как правило, правомочны для гидрофильных коллекторов с высокой пористостью и содержащих легкие углеводороды (газ или легкую нефть). В таких пластах возможно применение *TDA*, но при условии, что правильно заданы времена  $TW_L$  и  $TW_S$  с тем, чтобы усилить контраст в значениях  $T_1$  между водой и легкими углеводородами. Следовательно, планирование выполнения работ является критичным для успеха метода *TDA*. Анализ *TDA* выполняется только на материалах получаемых прибором *MRIL* – пористости, проницаемости и типизации углеводородов, наличие данных стандартных методов при этом не нужно.

## Ссылки

1. Prammer, M.G., et al., 1995, Lithology-independent gas detection by gradient-NMR logging, SPE 30562, *1995 SPE Annual Technical Conference and Exhibition proceedings*, v.  $\Omega$  (Formation evaluation and reservoir geology), p. 325–336.
2. Akkurt, R., Prammer, M., and Moore, A., 1996, Selection of optimal acquisition parameters for MRIL logs, paper TT, *37th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*, 13 p. Later published in 1996 in *The Log Analyst*, v. 37, no. 6, p. 43–52.
3. Akkurt, R., Moore, A., and Freeman, J., 1997, Impact of NMR in the development of a deepwater turbidite field, paper SS, in *38th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*, 14 p.
4. Akkurt, R., et al., 1995, NMR logging of natural gas reservoirs, paper N, *36th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*, 12 p. Later published in 1996, as Akkurt, R., et al. in *The Log Analyst*, v. 37, no. 5, p. 33–42.
5. Moore, M.A., and Akkurt, R., 1996, Nuclear magnetic resonance applied to gas detection in a highly laminated Gulf of Mexico turbidite invaded with synthetic oil filtrate, SPE 36521, *1996 SPE Annual Technical Conference and Exhibition proceedings*, v.  $\Omega$  (Formation evaluation and reservoir geology), p. 305–310.
6. Mardon, D., et al., 1996, Characterization of light hydrocarbon-bearing reservoirs by gradient NMR well logging—a Gulf of Mexico case study, SPE 36520, *1996 SPE Annual Technical Conference and Exhibition proceedings*, v.  $\Omega$  (Formation evaluation and reservoir geology), p. 295–304. Also published in 1996 in condensed form in *Journal of Petroleum Technology*, v. 48, no. 11, p. 1035–1036.
7. Mardon, D., et al., 1996, Experimental study of diffusion and relaxation of oil-water mixtures in model porous media, paper K, *37th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*, 14 p.
8. Akkurt, R., et al., 1998, Enhanced diffusion: expanding the range of NMR direct hydrocarbon-typing applications, paper GG, *39th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*.
9. Mardon, D., Prammer, M.G., and Coates, G.R., 1996, Characterization of light hydrocarbon reservoirs by gradient-NMR well logging, *Magnetic Resonance Imaging*, v. 14, nos. 7 and 8, p. 769–777.
10. Akkurt, R., et al., 1998, Determination of Residual Oil Saturation Using Enhanced Diffusion, SPE 49014.
11. Xiao, L.Z., 1998, *NMR imaging logging principles and applications* (in Chinese), Science Press, Beijing. 328 P.
12. Hou, L., et al., 1999, Enhanced NMR logging methods for accurately measuring volumes of gas and light oil in hydrocarbon reservoirs, SPE 56769, prepublication print, 14 p.



---

## Глава 7

### Результаты интерпретации *MRIL* в сочетании с другими методами ГИС

---

Как рассматривалось в главе 6 интерпретация собственно данных *MRIL* методами анализа временной составляющей (*TDA*) и анализа диффузии (*DA*) дает информацию только о зоне проникновения. Это происходит из-за незначительной глубины исследования приборов ЯМР. Если материалы *MRIL* рассматриваются в сочетании с другими каротажными методами, то результаты такой комплексной интерпретации дают еще более достоверное и полное представление о строении коллектора. Так например, комбинирование *MRIL* и глубокого сопротивления, дает полный анализ флюидов в неизменной зоне. Методика *MRIAN* - одна из интерпретационных моделей использующая такую комбинацию данных<sup>1</sup>.

Если данные прибора *MRIL* комбинируются с «четверкой» методов (нейтронный, плотностной, акустический и сопротивлений), то результаты обработки могут дать информацию принципиально важную для заканчивания скважины. Например, при использовании модели под названием *StiMRIL<sup>TM</sup>*, можно судить о свойствах породы, литологии и проницаемости коллектора. Модель *StiMRIL* и её применение для моделирования и оптимизации так-же рассматриваются в этой главе.

## Концепция *MRIAN*

Пакет *MRIAN* позволяет осуществить совместную интерпретацию *MRIL* и данных метода сопротивлений (индукционного или БК). Расчет пластовых флюидов в неизменной зоне производится на основе модели двойной воды (двойного электрического слоя)<sup>2</sup>. Основными исходными данными являются истинное сопротивление пласта ( $Rt$ ), суммарная (общая) пористость ( $\phi_{oi}$ ) и объем глинисто связанной воды ( $S_{wb}$ ). Данные *MRIL* используются для получения двух параметров – пористости глинисто-связанной воды (*МСВВ*) и эффективной пористости (*МФН*). Аналогичный подход может применяться и при использовании других моделей например Арчи или Ваксман-Смита<sup>3</sup>.

## Принципы *MRIAN*

### Модель двойной воды

В общем виде модель двойной воды показана на рисунке 7.1 (слева) и описывает электропроводность породы следующим уравнением:

$$C_t = \left( \phi_T^m S_{wT}^n \right) \left[ C_w \left( 1 - \frac{S_{wb}}{S_{wT}} \right) + C_{cw} \left( \frac{S_{wb}}{S_{wT}} \right) \right] \quad (7.1)$$

где:

$C_t$  = проводимость пласта

$C_w$  = проводимость пластовой воды

$C_{cw}$  = проводимость воды, связанной с глинистой компонентой

$\phi_T$  = общая (суммарная) пористость

$S_{wT}$  = общая (суммарная) водонасыщенность (как доля суммарной пористости)

$S_{wb}$  = водонасыщенность, связанная с глинистой компонентой (как доля суммарной пористости)

$m$  = коэффициент цементации

$n$  = коэффициент насыщенности

$C_{cw}$  является величиной зависящей от температуры:

$$C_{cw} = 0.000216(T-16.7)(T + 504.4) \quad (7.2)$$

Где  $T$  – пластовая температура в градусах Фаренгейта

Коатес (*Coates*) модифицировал модель двойной воды и уменьшил неопределенность связанную с экспонентами  $m$  и  $n$ , предложив к использованию комплексный параметр  $W$  определяемый как соотношение:

$$W = \frac{\log(\phi_T^m S_{wT}^n)}{\log(\phi_T S_{wT})} \quad (7.3)$$

С этим параметром проводимость породы в модели двойной воды принимает следующий вид:

$$C_t = (\phi_T S_{wT})^W \left[ C_w \left( 1 - \frac{S_{wb}}{S_{wT}} \right) + C_{cw} \left( \frac{S_{wb}}{S_{wT}} \right) \right] \quad (7.4)$$

Пакет *MRIAN* рассчитывает общую водонасыщенность ( $S_{wT}$ ), используя уравнение 7.4 после того как определены остальные параметры.

#### **Определение $S_{wb}$ в модели двойной воды:**

Водонасыщенность, связанная с глинистой компонентой ( $S_{wb}$ ), рассчитывается используя суммарную и эффективную пористость по данным *MRIL* ( $\phi_T = MSIG$ , и  $\phi_e = MPHI$ ) по следующей формуле:

$$S_{wb} = \frac{\phi_T - \phi_e}{\phi_T} \quad (7.5)$$

Значения суммарной пористости так-же могут быть взяты по данным стандартных методов (например кросс-плот нейтронной и плотностной пористости).

ЯМР измерения приводящие к определению  $\phi_T$  и  $\phi_e$  могут быть занижены в случаях низких значений углеводородного индекса (т.е. в газоносных отложениях) или если легкие углеводороды не полностью поляризованы. В такой ситуации перед применением *MRIAN*

в значения  $\phi_T$  и  $\phi_e$  должны быть внесены соответствующие поправки используя метод анализа временной составляющей (*TDA*, см. главу 6).

*MRIAN* так-же использует вторичные оценки  $S_{wb}$ , полученные по данным стандартного комплекса: ГК, нейтронного, плотностного, акустики и метода сопротивлений. В пакете *MRIAN* сравнивается величина среднего значения, полученных вторичных оценок  $S_{wb}$ , с первичным значением  $S_{wb}$ , по данным метода *MRIL*. В последующих расчетах используется наименьшее из двух значений.

### Контроль качества при расчетах $S_{wb}$

*MRIAN* позволяет осуществлять постоянный контроль за качеством значений параметра  $S_{wb}$  при помощи кросс-плота кажущейся проводимости пластовой воды ( $C_{wa}$ ) и рассчитанных значений  $S_{wb}$ . При этом  $C_{wa}$  определяется как:

$$C_{wa} = \frac{1}{R_t \phi_t^W} \quad (7.6)$$

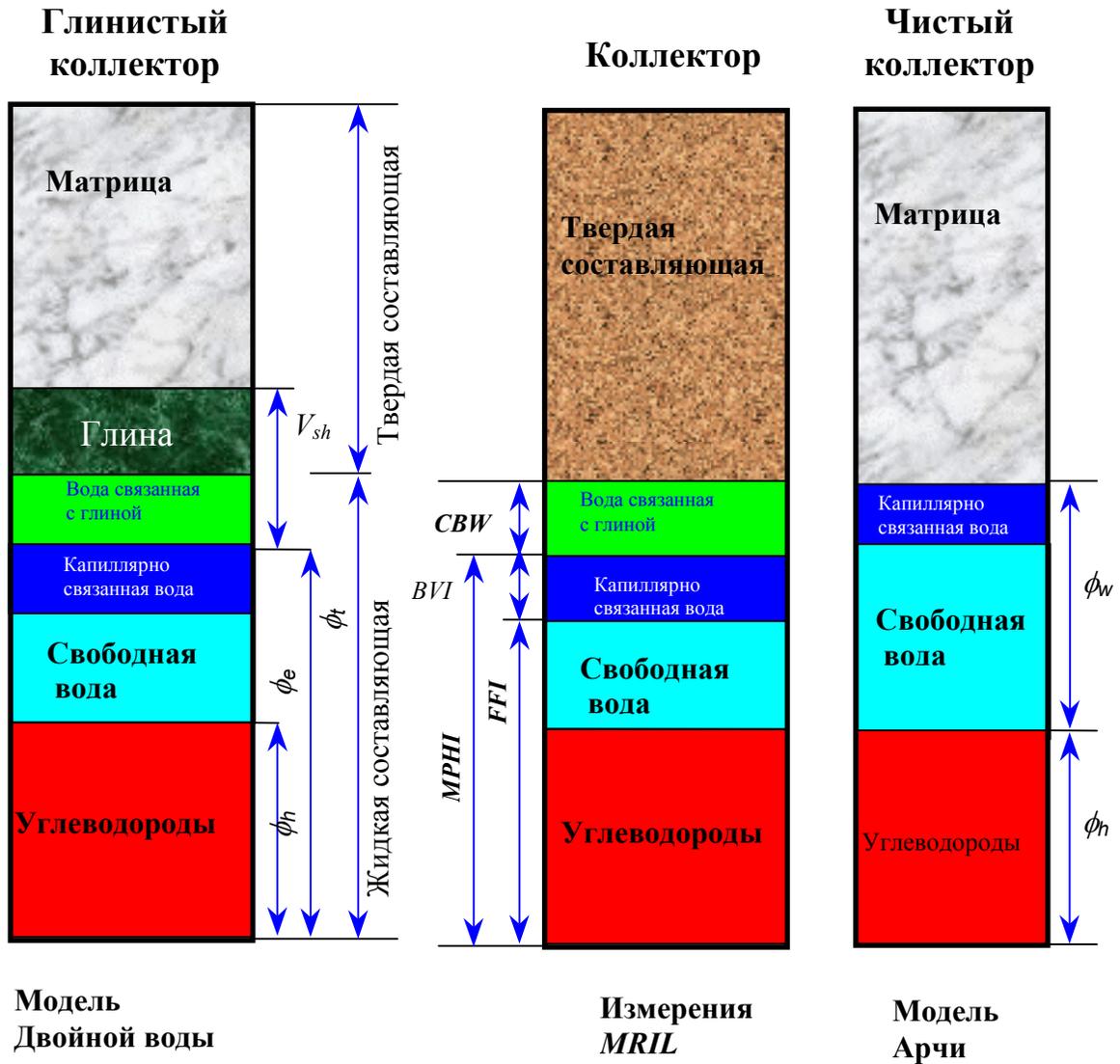
$R_t$  - истинное значение сопротивления пласта. Точки полученных значений должны находиться между двумя линиями: верхней, соответствующей граничным значениям полностью водоносщенного пласта  $S_{wT} = 100\%$ , и нижней, соответствующей продуктивной зоне (см. рисунок 7.2).

Верхняя линия рассчитывается по модели двойной воды, при условии, что  $S_{wT} = 100\%$ .

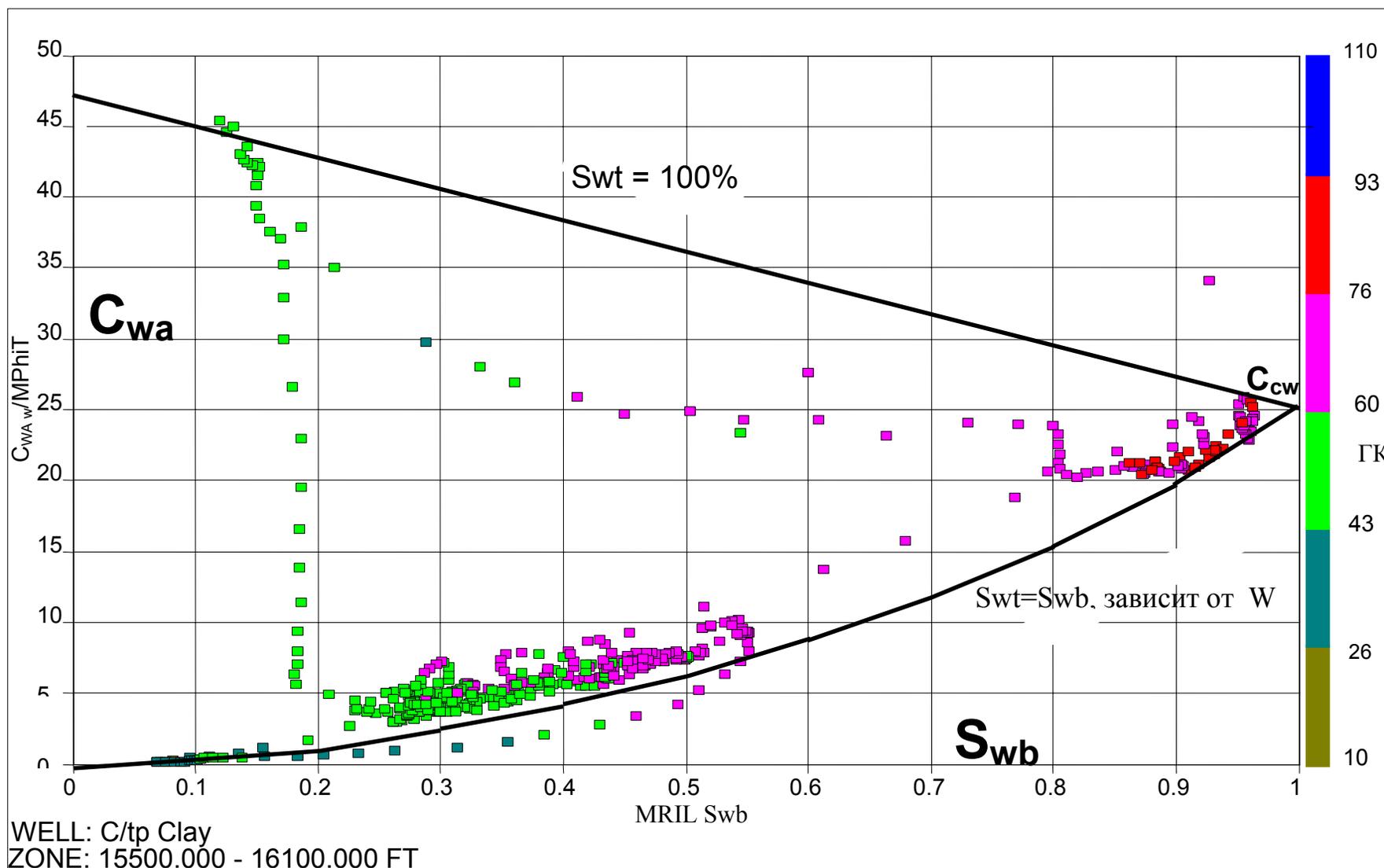
$$C_{wa} = C_w + S_{wb} (C_{cw} - C_w) \quad (7.7)$$

Нижняя линия рассчитывается с использованием условий остаточной влаги (в чистой глине)  $S_{wT} = S_{wb} = S_{wIRR}$ .

$$C_{wa} = (S_{wb})^W C_{cw} \quad (7.8)$$



**Рисунок 7.1** В глинистом коллекторе модель двойной воды (в левой колонке) дает более детальное описание распределения поровых флюидов, чем модель Арчи (правая колонка) которая применима к чистому коллектору. Данные *MRIL* (средняя колонка) дают два критических параметра, используемые *MRIAN* в методе двойной воды: пористость занятую глинисто-связанной водой (*MCBW*) и эффективную пористость (*MPHI*).



**Рисунок 7.2** Кросс-плот данных  $C_{wa}$  vs.  $S_{wb}$ , применяемый для проверки качества расчетов значений  $S_{wb}$ . Точки на графике должны, в общем случае, находиться между двумя кривыми: верхней, соответствующей значению  $S_{wT} = 100\%$ , и нижней на которой расположены точки  $S_{wT} = S_{wb}$ .

### Определение экспоненты $W$ в расчетах MRIAN

Экспонента  $W$  используемая в уравнении 7.3 вычисляется в автоматическом режиме при обработке данных пакетом MRIAN. Решая уравнение 7.4, относительно  $W$  получаем:

$$W = \frac{\log \frac{C_t}{C_w(1 - S_{wb}/S_{wT}) + C_{cw}(S_{wb}/S_{wT})}}{\log(\phi_T S_{wT})} \quad (7.9)$$

Реальные значения  $W$  окажутся между двумя граничными случаями:

- 100% водонасыщенной зоны ;
- продуктивной зоны, при наличии только остаточной влаги ;

В случае 100% водонасыщенности  $W$  обозначается как  $W_w$  и может быть рассчитано по уравнению 7.9 используя  $S_{wT} = 1.0$ :

$$W_w = \frac{\log \frac{C_t}{C_w + S_{wb}(C_{cw} - C_w)}}{\log(\phi_T)} \quad (7.10)$$

В случае предельного насыщения углеводородами (т.е. в породе находится только остаточная влага)  $W$  обозначается как  $W_i$  и может быть рассчитано по уравнению 7.9 используя  $S_{wT} = S_{wirr}$ :

$$W_i = \frac{\log \frac{C_t}{C_w + S_{wb}(C_{cw} - C_w)/S_{wirr}}}{\log(\phi_T S_{wirr})} \quad (7.11)$$

где  $S_{wirr} = \frac{\phi_T S_{wb} + BVI}{\phi_T}$  (7.12)

Параметр  $BVI$  получают по данным каротажа MRIL.

В обычном продуктивном коллекторе  $W$  всегда меньше чем  $W_w$  и больше чем  $W_i$ .

$$W_i < W < W_w \quad (7.13)$$

В пакете MRIAN для вычисления  $W$  используются следующая эмпирическая зависимость<sup>4</sup>:

$$W = W_Q = 1.65 + 0.4 \left( \frac{BVI}{MPHI} \right) \quad (7.14)$$

Если  $W_Q > W_w$  *MRIAN* приравнивает  $W_Q = W_w$  и зона считается водоносной, если  $W_Q < W_i$  то *MRIAN* устанавливает  $W_Q = W_i$  и зона считается с остаточной водонасыщенностью.

### Расчет суммарной водонасыщенности $S_{wT}$ в пакете *MRIAN*

*MRIAN* использует параметры  $W_Q$  и  $S_{wb}$  для расчета суммарной водонасыщенности  $S_{wT}$  по модели двойной воды затем, используя полученное значение  $S_{wT}$ , рассчитывается суммарная пористость заполненная водой ( $\phi_{wT}$ ), объемное содержание воды в эффективной пористости (*CBVWE*) и объем порового пространства, заполненного углеводородами ( $\phi_h$ ). Эти параметры связаны между собой:

$$\phi_{wT} = S_{wT} \phi_T \quad (7.15)$$

$$CBVWE = \phi_{wT} - MCBW \quad (7.16)$$

$$\phi_h = \phi_e - CBVWE \quad (7.17)$$

*MCBW* - объем воды, связанной с глинистой компонентой, полученный по данным *MRIL*, а  $\phi_e$  - эффективная пористость.

### Параметры влияющие на расчеты *MRIAN*

Сопротивление пластовой воды  $Rw$ , как правило, является самым важным параметром, входящим в модель для расчета водонасыщенности, поэтому для его определения должны быть использованы все имеющиеся данные. Определение солёности образца пластового флюида может быть одним из таких источников. Кроме того, значения  $Rw$  могут быть получены из уравнения Арчи, при известной пористости и сопротивлении  $Rt$  (график Пикетта) и по данным *BVI*. Кривая ПС может использоваться с той-же целью,<sup>5</sup> однако следует помнить, что на показания ПС, сопротивления и методов пористости оказывает влияние присутствие углеводородов.

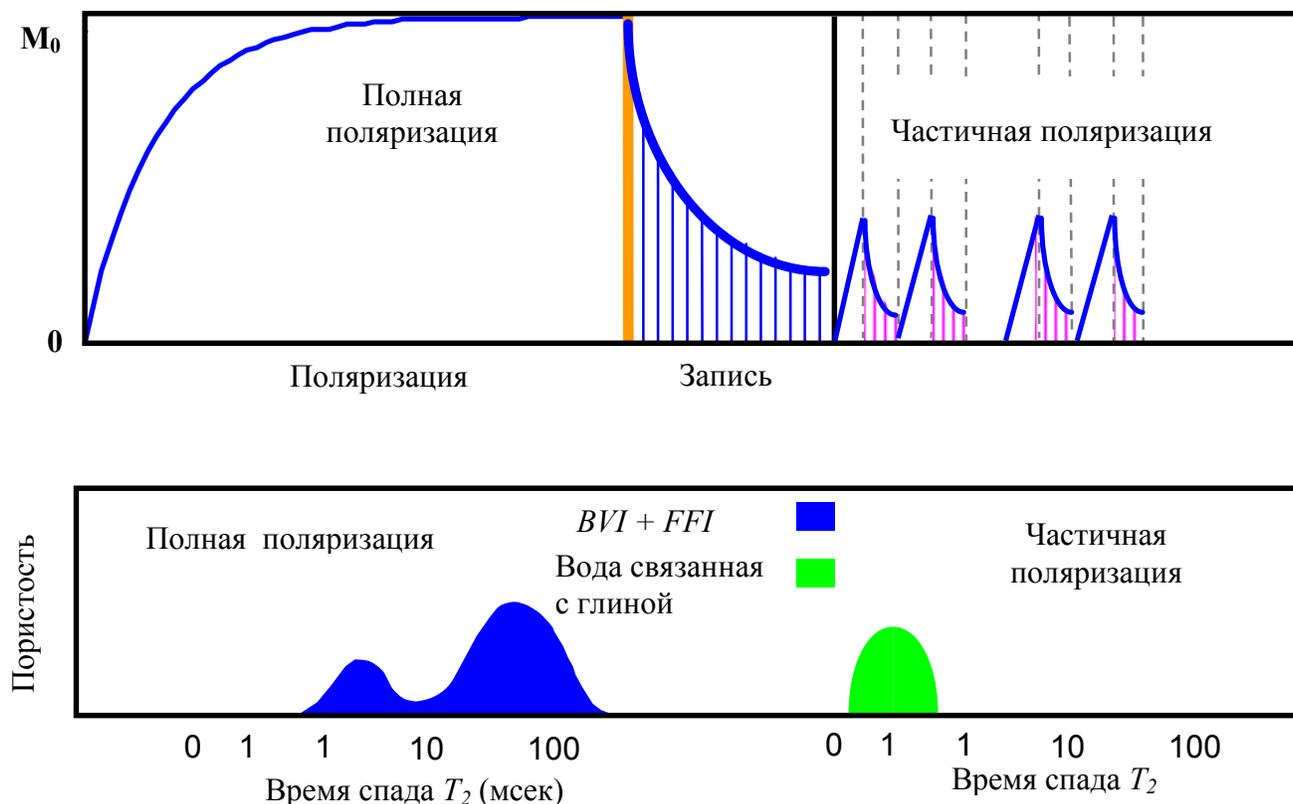
## Запись данных прибором *MRIL* для *MRIAN*

Данные *MRIL* необходимые для обработки *MRIAN* могут быть получены при записи с активацией общей пористости, при которой регистрируются *CPMG* эхо-сигналы двух типов: полностью и частично-поляризованные. Полная поляризация достигается использованием длинного времени  $TW$  и  $TE = 0.9$  или  $1.2$  мсек. Как говорилось ранее, эти значения параметров составляют стандартную активацию для регистрации  $T_2$ . Сигнал с частичной поляризацией записывается при коротких временах  $TE$  ( $0.6$  мсек.) и  $TW$  ( $20$  мсек.).

После длительного времени поляризации ( $TW$ ) регистрируется сигнал при полной поляризации. Затем записывается сигнал с частичной поляризацией. Последовательность состоит из  $50$  эхо-сигналов с  $10$ -ю измерениями в каждом. Первые два эхо-сигнала используются для стабилизации системы и, впоследствии, исключаются из обработки. Остальные эхо-сигналы суммируются и используются для расчета части спектра дискретного распределения  $T_2$ , которая попадает в интервал  $T_2 \leq 4$  мсек. Эта часть спектра представляет сигнал от воды микропористости и воды связанной с глинистой компонентой. Рабочая гипотеза – эхо-сигнал с частичной поляризацией приходит от воды связанной с глинистой компонентой. При комбинировании двух времен  $T_2$  (одно от полностью поляризованных эхо-сигналов, другое – от частично поляризованных), образуется последовательное распределение  $T_2$  в интервале от  $0.5$  мсек. до более чем  $1,000$  мсек., которое дает хорошую оценку общей пористости.

Принцип записи данных общей пористости, показан на рисунке **7.3**.

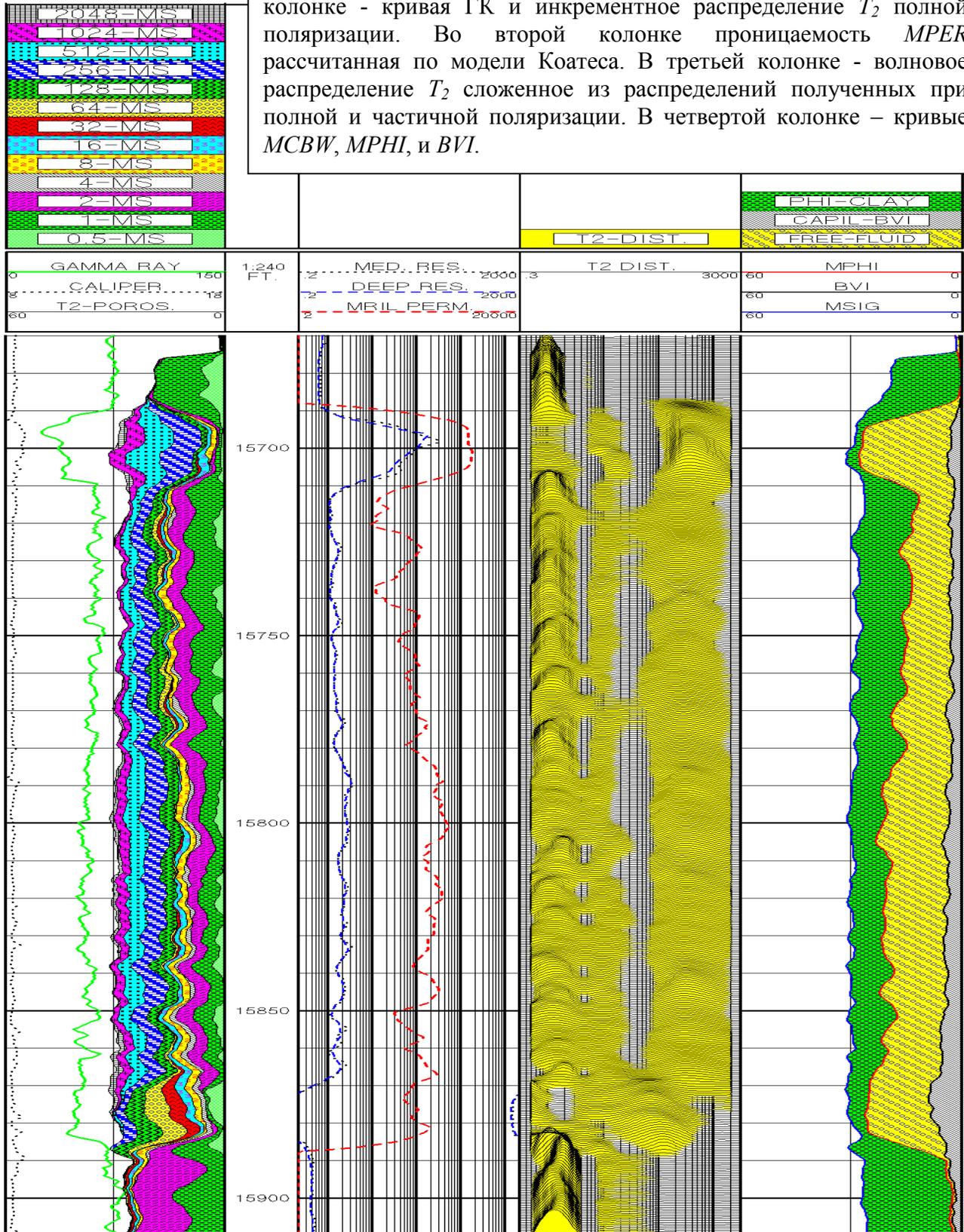
Непосредственно на скважине каротаж общей пористости дает информацию о дискретном распределении, полностью и частично поляризованном спектральном распределении  $T_2$  и кажущихся величин: *MCBW*, *MPHI*, *BVI*, *MFFI* и *MPERM*, как это показано на рисунке **7.4**. Первичные скважинные данные рассчитываются со стандартными значениями  $T_{2cutoff}$  и параметров проницаемости, принимаемых по умолчанию.



**Рисунок 7.3** При записи каротажа общей пористости регистрируют эхо-сигналы полностью поляризованных флюидов используя короткое  $TE$  (0.9-1.2 мсек.) и эхо-сигналы частичной поляризации с очень коротким  $TE$  (0.6 мсек.) и коротким  $TW$  (20 мсек.). На нижней части рисунка показаны соответствующие распределения времен релаксации  $T_2$ .

Данные *MRIL* записанные с двойными временами  $TW$  и  $TE$  или со стандартной активацией общей пористости, так-же могут использоваться для анализа *MRIAN*. В случаях когда использовалась запись с двойными временами  $TW$  или  $TE$  эффективная пористость *MPHI* должна рассчитываться по эхо-сигналам с длинным  $TW$ , при записи с двойным  $TW$ , и по эхо-сигналам с коротким  $TE$ , при записи с двойным  $TE$ . Для определения общей пористости требуются данные других источников, например нейтронного-плотностного кросс-плота.

**Рисунок 7.4** На этом фрагменте каротажной диаграммы показаны полевые результаты записи суммарной пористости. В первой колонке - кривая ГК и инкрементное распределение  $T_2$  полной поляризации. Во второй колонке проницаемость  $MPER$  рассчитанная по модели Коатеса. В третьей колонке - волновое распределение  $T_2$  сложенное из распределений полученных при полной и частичной поляризации. В четвертой колонке - кривые  $MCBW$ ,  $MPHI$ , и  $BVI$ .



## Применение *MRIAN*

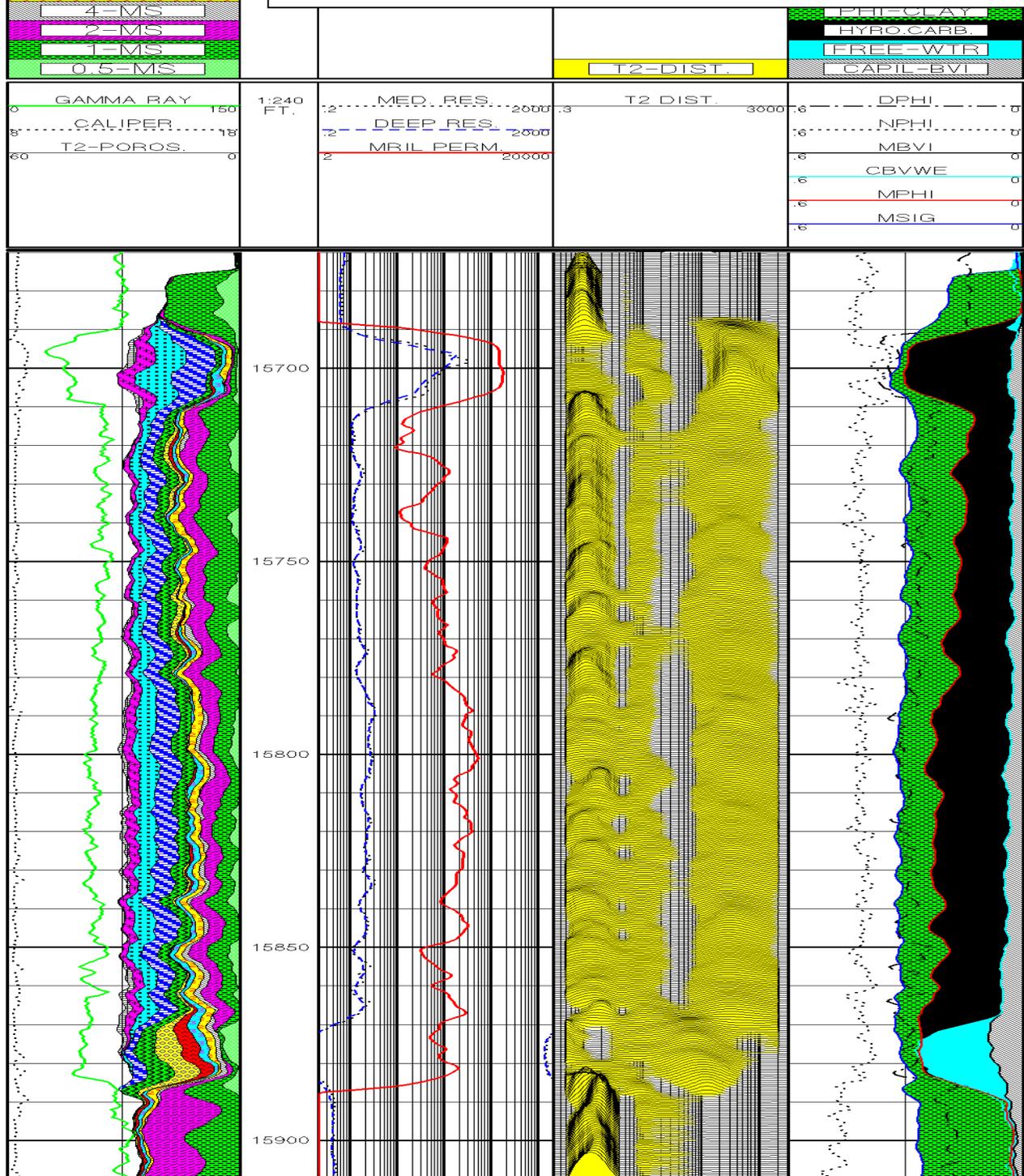
### Низкоомный продуктивный коллектор 1

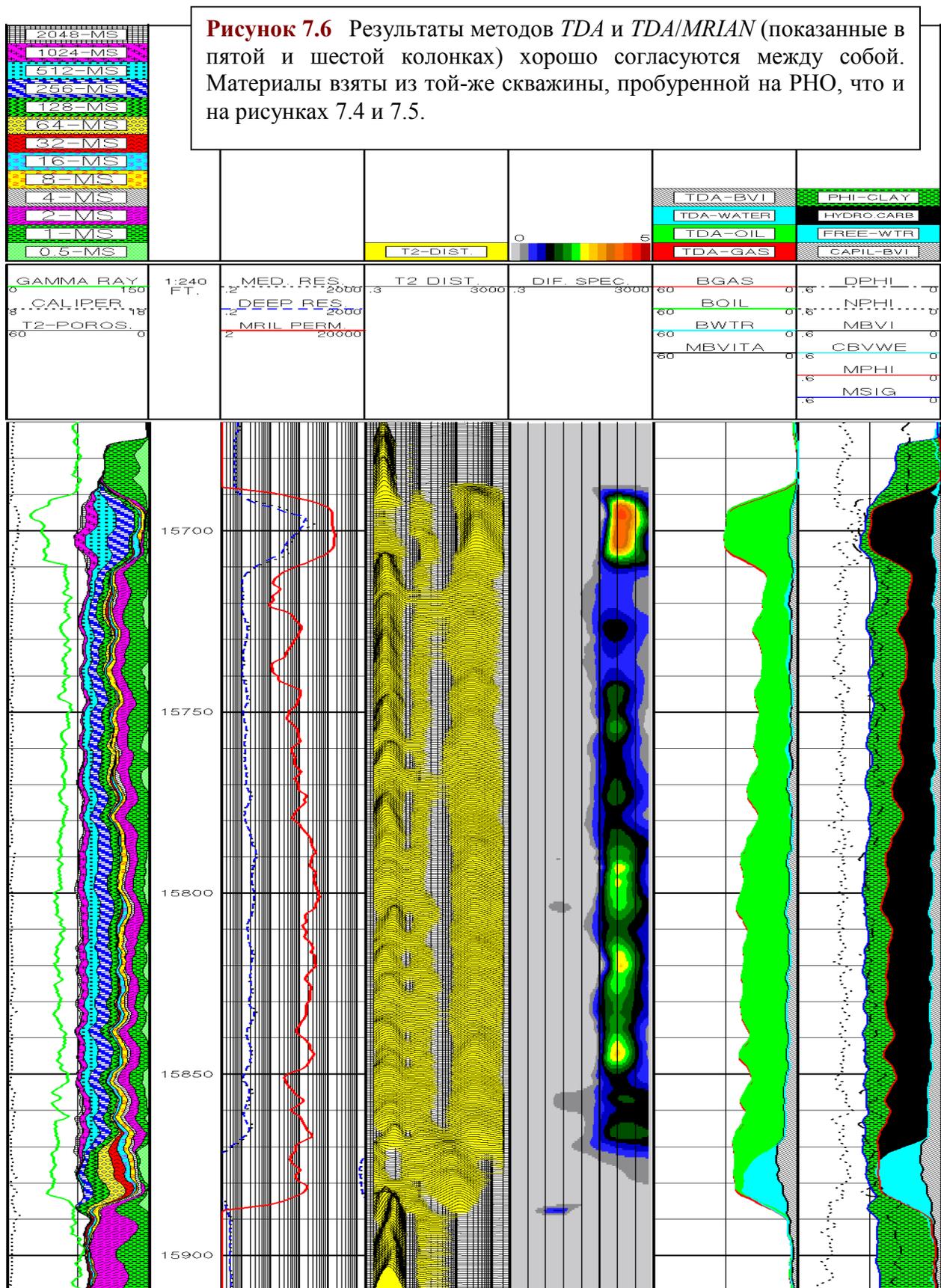
На рисунке 7.5 показан пример из скважины (той-же, что и на рисунке 7.4) расположенной в Мексиканском заливе, США. В первой колонке помещены данные ГК, кавернометрии и дискретное распределение  $T_2$ . Во второй колонке находятся кривые метода сопротивлений и проницаемости рассчитанной по методу Коатеса (*Coates*). В третьей колонке показано волновое распределение сигнала  $T_2$  от воды связанной с глинистой компонентой, полученного из эхо-сигналов с длинным временем  $TW$ . В интервале XX690 – XX870 коллектор нефтеносный, о чем свидетельствуют сигналы с длинным временем  $T_2$ . В четвертой колонке показаны окончательные результаты интерпретации *MRIAN*.

Данные *MRIL* показанные в этом примере были получены в результате записи общей пористости и записи с двойным временем  $TW$ . Данные записи общей пористости использовались для определения воды связанной с глинистой компонентой, капиллярно связанной воды и объема свободных флюидов. Данные записи с двойным  $TW$  (использовались времена со значениями 1 и 8 сек.) применялись для типизации углеводородов и определения поправок за недостаточную поляризацию и эффекты углеводородного индекса. Основываясь на материалах *MRIL*: *BVI*, *MFFI* и *CBW*, значительное снижение сопротивления, наблюдаемое от интервала А (XX690-XX710) к интервалу В (XX710-XX870), было связано с увеличением содержания связанной влаги (см. колонку 3), а не появлением свободной воды. Результаты интерпретации *MRIAN* позволили предположить, что в зоне В присутствует только связанная вода (см. колонку 3), и что коллектор обладает достаточной проницаемостью (см. колонку 2) для добычи подвижных углеводородов.

На рисунке 7.6 показаны результаты анализа *TDA* (см. колонку 5) и комбинированные результаты *TDA/MRIAN* (см. колонку 6) для той-же скважины, что и на рисунках 7.4 и 7.5. При анализе *TDA/MRIAN* метод *TDA* дает истинное значение эффективной пористости для последующей обработки в *MRIAN*. Для данной скважины, пробуренной на РНО, результаты обоих методик *TDA* и *TDA/MRIAN* хорошо согласуются друг с другом.

**Рисунок 7.5** Пример обработки методом *MRIAN* представлен на материалах той-же скважины из Мексиканского Залива, что и на рисунке 7.4. Обычный расчет методом Арчи показывал, что интервал xx710 - xx870, оценивается как водонасыщенный. Данные результатов обработки *MRIAN* характеризуют водонасыщенность зоны как остаточную (четвертая колонка) и свидетельствуют о достаточно высокой проницаемости (вторая колонка), чтобы дать приток нефти.





## Низкоомный продуктивный коллектор 2

Поскольку данные прибора *MRIL* позволяют судить о связанной воде, одним из преимуществ которые дает этот метод для петрофизической интерпретации является весьма уверенное выделение продуктивных низкоомных коллекторов, как это показано на предыдущем примере. Если порода содержит значительное количество связанной воды, то ее сопротивление будет низким и коллектор может быть проинтерпретирован как водоносный. Однако, материалы *MRIL* мгновенно показывают, что вода является связанной и, следовательно, у зоны есть потенциал. По материалам стандартного комплекса, показанным на рисунке 7.7, песчаник на участке ниже отметки XX200, обладает сопротивлением около 0.5 Ом (см. колонку 2) и средней пористостью, по данным нейтронного и плотностного методов приблизительно 38% (см. колонку 4). Типичная «прикидочная» интерпретация  $S_w$ , при таких параметрах, оценит зону как водоносную.

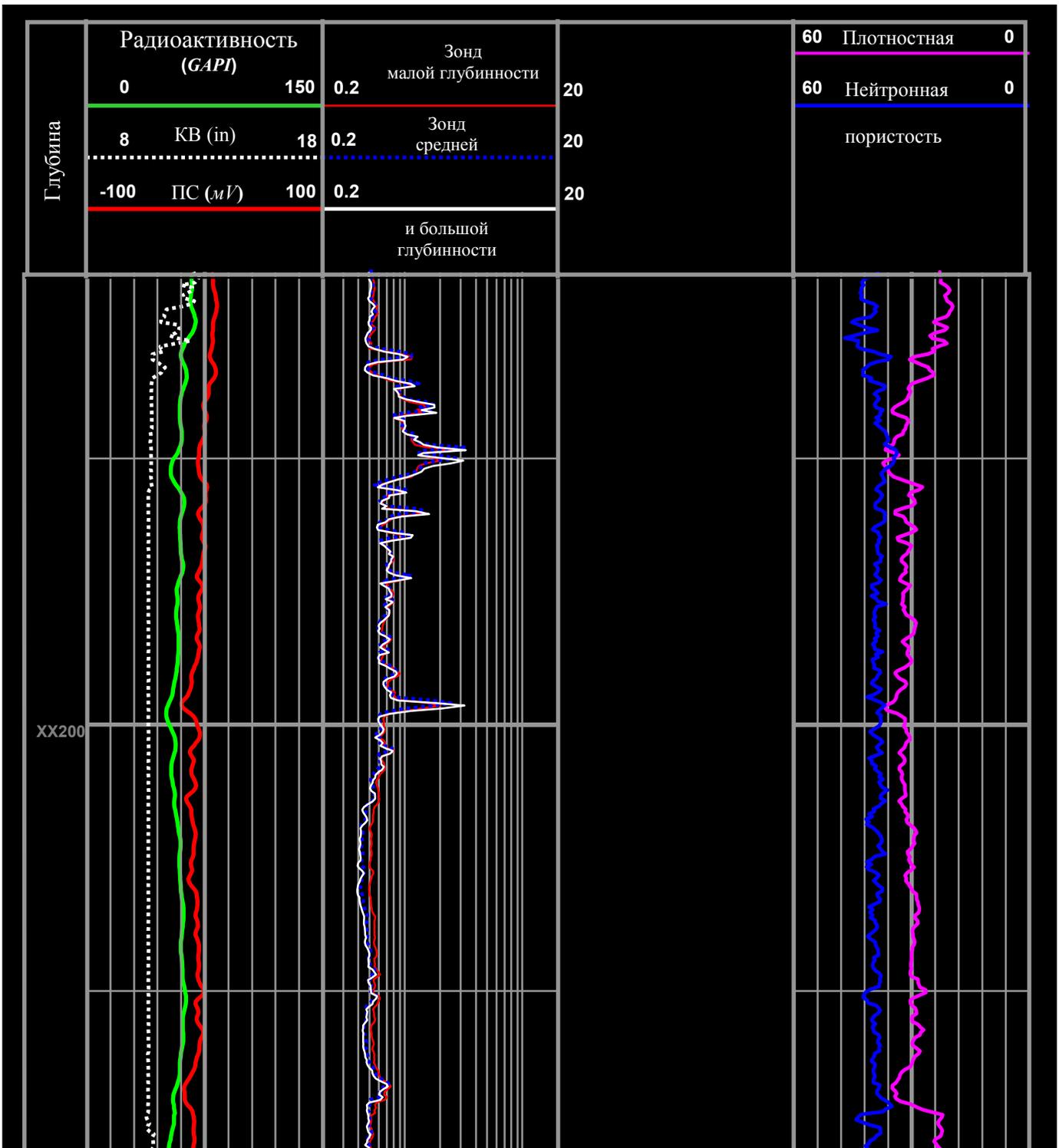
На рисунке 7.8 показаны данные *MRIL*, для того-же интервала, записанные со стандартной активизацией  $T_2$ . В первой колонке показано дискретное распределение  $T_2$ , во второй – проницаемость по методу Коатеса, а в третьей колонке представлено спектральное распределение (или изображение переменной плотности)  $T_2$ . В четвертой колонке показано содержание связанной воды (*BVI* - заштриховано серым) и пористость занятая подвижными флюидами (заштриховано желтым). Содержание связанной воды последовательно возрастает с увеличением глубины, позволяя предполагать, что в этом направлении уменьшается зернистость песчаника (при уменьшении размера зерен песчаника в них возрастает содержание связанной воды). Сравнение данных *BVI* с показаниями метода сопротивлений свидетельствует о том, что сопротивление породы уменьшается с возрастанием содержания воды. Поскольку начальные данные *MRIL* внушали оптимизм была применена обработка *MRIAN*. На рисунке 7.9 показаны результаты комплексной интерпретации *MRIAN* данных *MRIL* и метода сопротивлений. В первой колонке показаны кривые ГК, кавернограмма, ПС и дискретное распределение  $T_2$ . Во второй колонке – кривые сопротивления и проницаемости по *MRIL*. В третьей колонке показано спектральное распределение времени  $T_2$  (переменной плотности). В четвертой колонке представлены результаты *MRIAN* - распределение поровых флюидов, где

капиллярно-связанная вода окрашена серым цветом, подвижная вода голубым и углеводороды – зеленым. Интерпретация *MRIAN* однозначно говорит о том, что данная зона не содержит подвижной воды. Интервал ниже отметки XX200 был испытан, и при этом получили приток безводной нефти.

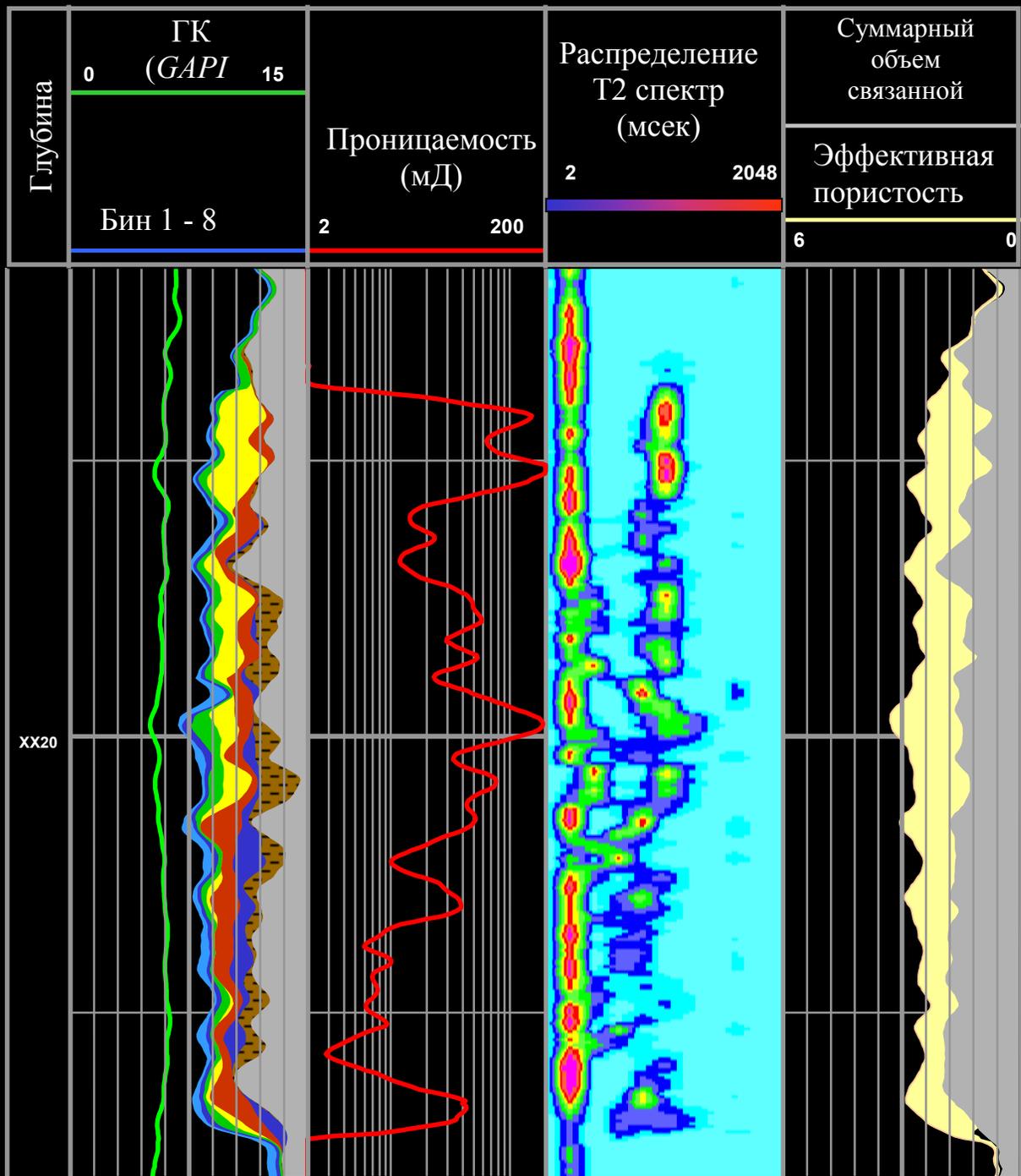
### **Мониторинг наличия газа прибором *MRIL* в карбонатах Арабского залива**

В коллекторах месторождения в Арабском заливе, содержащего легкую нефть, была предпринята разработка с закачиванием газа. При мониторинге разработчики столкнулись с двумя основными проблемами: влиянием солености на стандартные методы ГИС и неполноценными измерениями приборами пористости во время бурения (*LWD* – каротаж на буровой колонне). Устройства *LWD* всегда недооценивали пористость на 3-4 единицы.

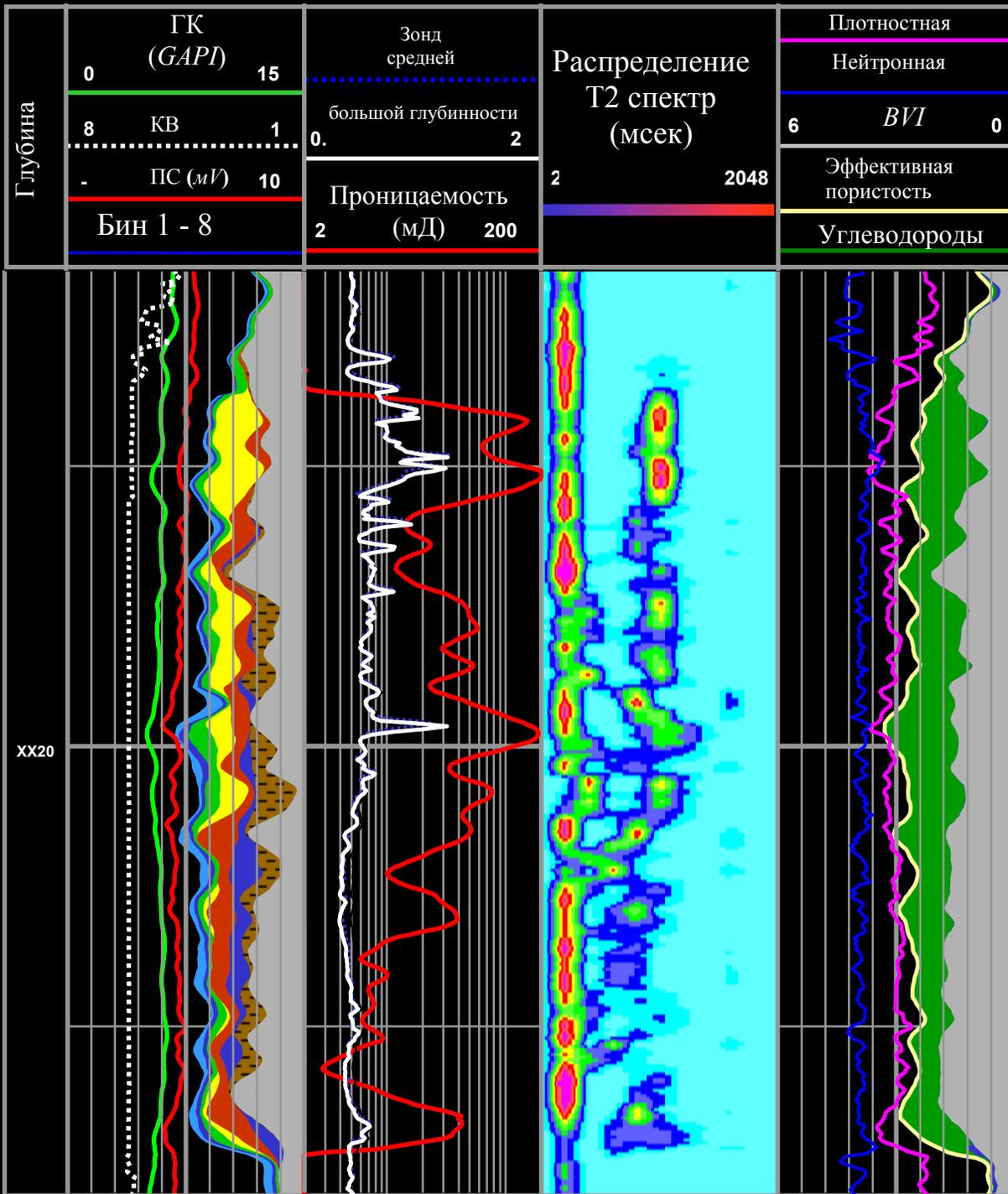
Каротаж *MRIL* выполнялся в этом коллекторе по двум причинам: возможности оценки присутствия газа при анализе *TDA* и из-за незначительного влияния колебаний солености на показания прибора *MRIL*. Так, в боковой зарезке одной из скважин расположенной под углом 59 градусов, были выполнены измерения *MRIL*, нейтронной *LWD* и плотностной *LWD* пористости. В первоначальном стволе был отобран керн, а из боковой зарезки – нет. Данные пористости полученные скважинными методами *MRIL*, *LWD* и по керну были статистически сопоставлены. Средняя пористость *MRIL*, после введения поправки за газ, составила, в интервале где отбирался керн, около 21 единицы пористости, что хорошо сопоставлялось с данным керна – примерно 20.8 единиц. Средняя пористость полученная приборами *LWD* для того-же участка составила 17.4 единицы.



**Рисунок 7.7** По данным стандартного каротажа зона ниже отметки хх200 из-за низкого сопротивления интерпретируется как водоносная.



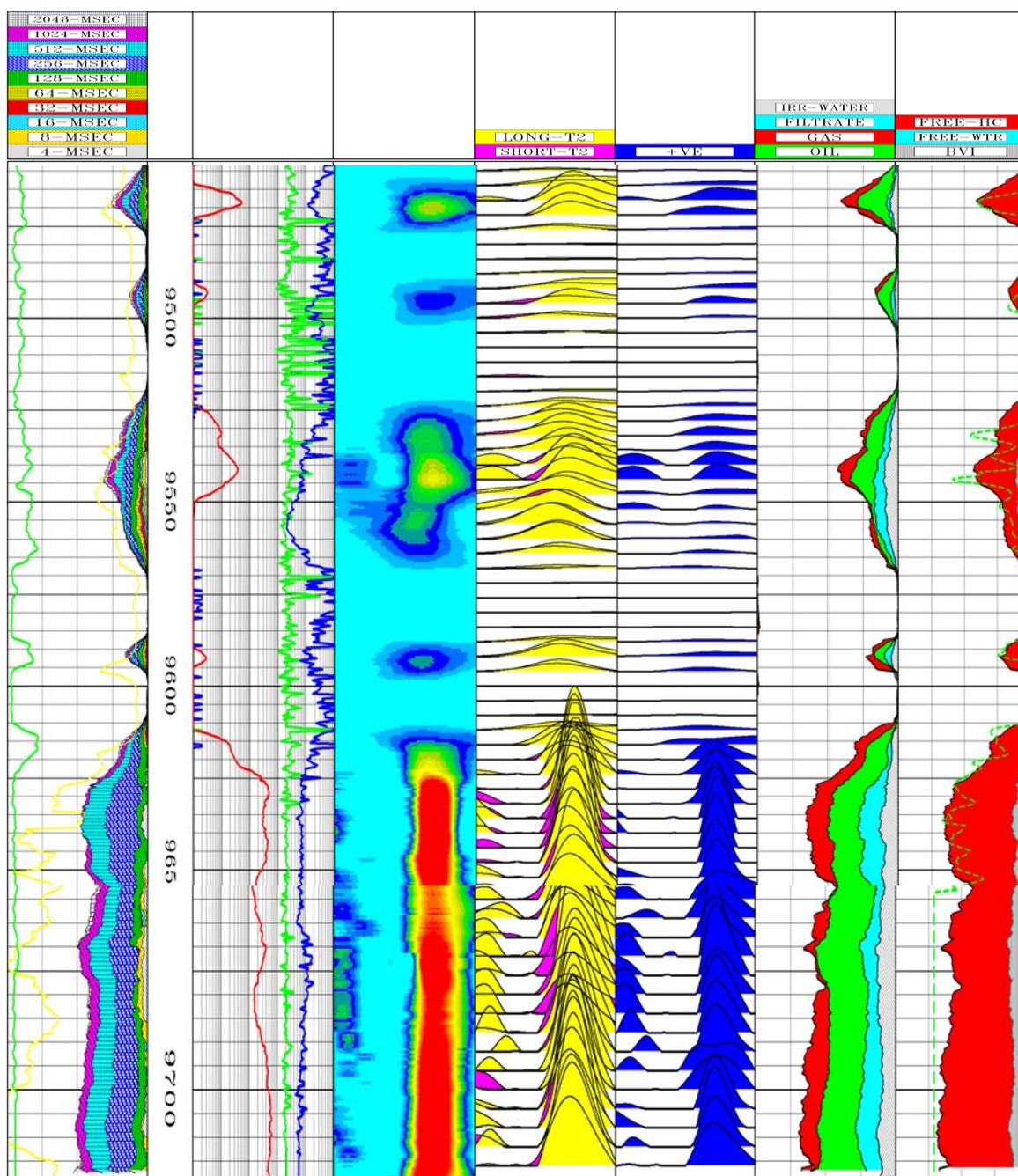
**Рисунок 7.8** Запись ЯМР-каротажа прибором *MRIL* была выполнена в той-же скважине, что и на рисунке 7.7. В четвертой колонке показано распределение суммарной связанной воды (*BVV*) которое увеличивается с глубиной.



**Рисунок 7.9** Результаты обработки *MRLAN* показанные в четвертой колонке были получены в результате совместной интерпретации данных стандартного каротажа (рисунок 7.7) и *MRIL* (рисунок 7.8). Весь интервал был оценен как продуктивный и не содержащий свободной воды, что затем было подтверждено результатами опробывания.

В колонках 6 и 7, на рисунке 7.10, показаны результаты соответственно, обработки временного домена (*TDA*) и *MRIAN*. *TDA* позволяет выделить в промытой зоне четыре типа флюидов: газ (закрашен красным), остаточную нефть (зеленый), подвижную воду (голубой) и связанную воду (серый). В колонке 7 показаны результаты анализа *MRIAN*, из которых видно, что в коллекторе находится только связанная вода. Сопоставляя результаты двух обработок приходим к выводу, что подвижная вода на материалах *TDA* является фильтратом РВО.

Разница в типизации поровых флюидов методами *TDA* и *MRIAN* связана с различной глубиной исследования скважинных приборов. Все данные использованные для анализа *TDA* получены из прискважинной (помытой) зоны которая, при бурении на РВО, обычно содержит больше влаги, чем неизменная часть. *MRIAN* использует данные сопротивления с большой глубиной, которые более надежны для оценки неизмененного коллектора, соответственно и истинное насыщение пласта, по его результатам более достоверно. При совместном использовании результатов обработки *TDA* и *MRIAN* могут сравниваться данные о промытой и неизменной зонах. Интерпретация *TDA* дает достоверную информацию о типе и количестве флюидов и может служить хорошим источником данных для обработки *MRIAN* позволяя, например, вводить поправки в эффективную пористость за углеводородный индекс и эффекты поляризации. Если по *MRIL* померяна общая пористость, то для расчета количества воды связанной с глинистой компонентой и суммарной пористости данных достаточно, а сопоставление *TDA/MRIAN* может проводиться без стандартных методов пористости. Сравнение результатов обработки *TDA* и *MRIAN* позволяет судить об изменениях в водонасыщенности  $S_w$  между промытой и неизменной частями коллектора. Эти изменения зависят от типа бурового раствора. На рисунке 7.11 показаны принципы сравнения *TDA* и *MRIAN* для скважины пробуренной на РВО.



**Рисунок 7.10** Обработка данных *MRIL* методами *TDA* и *MRIAN* была выполнена в нагнетательной (газовой) скважине Арабского залива, в коллекторе содержащем легкую нефть. В первой колонке показаны ПС и ГК, а также инкрементное распределение  $T_2$ . Во вторую колонку помещены кривые проницаемости рассчитанной стандартным подходом по модели Коатеса и сопротивление  $LWD$  записанное буровым инструментом. Третья колонка показывает спектральное распределение ( $VDL$ )  $T_2$ ; в четвертой колонке – волновые распределения  $T_2$  записанные с длинным и коротким  $TW$ . В пятой колонке – спектр разности; в шестой – результаты *TDA*; в седьмой- результаты *MRIAN*. Формат данных был изменен в соответствии с требованиями клиента и отличается от остальных примеров в этой книге.

### Оценка коллекторских свойств глинистого песчаника «туффового» состава с нефтью средней вязкости

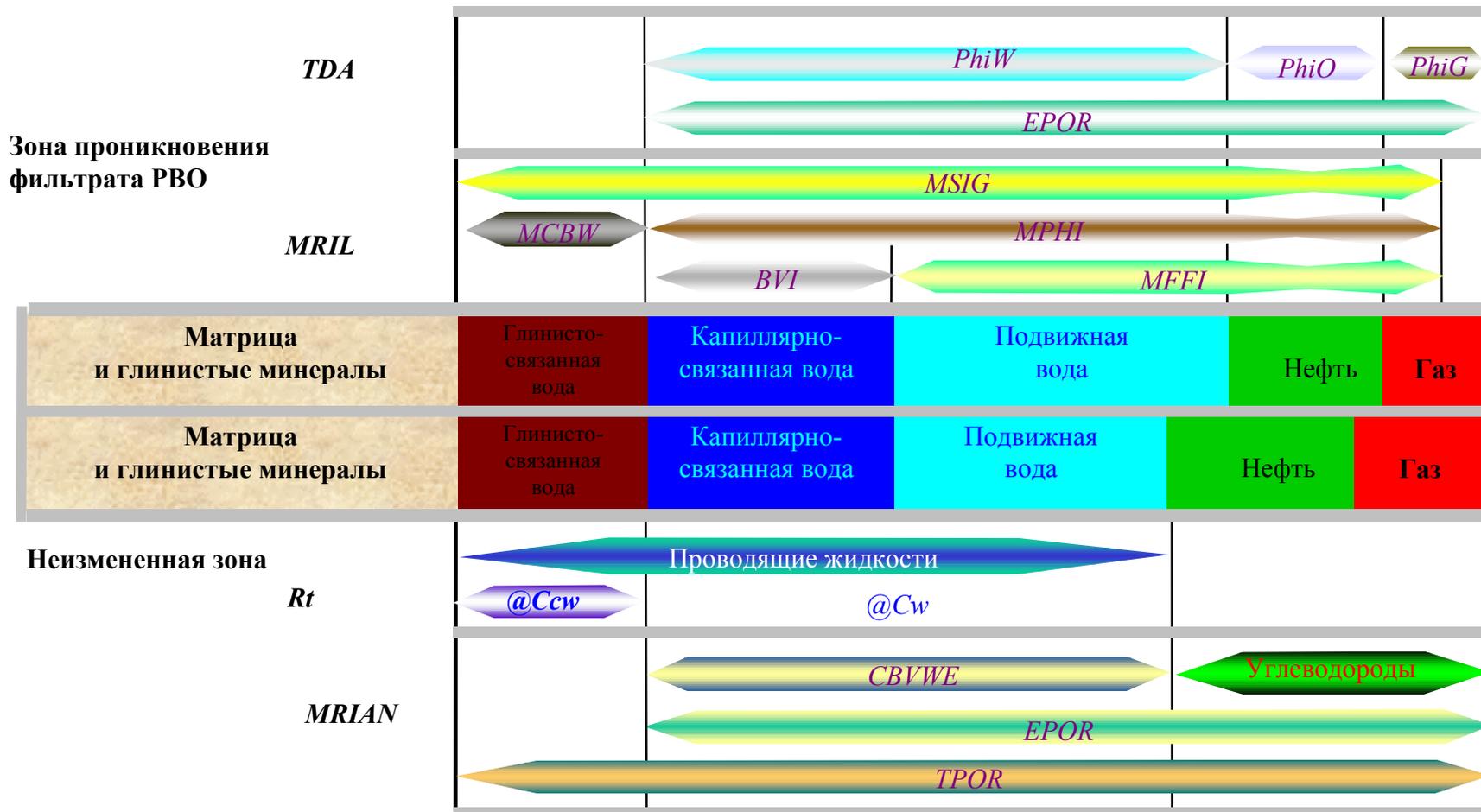
На рисунке 7.12 показана часть диаграммы *EDM/MRIAN* из скважины в бассейне Св. Джорджа в Аргентине (*San Jorge Basin*). Отложения представлены сериями средне- и мелкозернистых песчаников которые, предположительно, имеют вулканокластическое происхождение. Мощность отдельных прослоев колеблется в пределах от 5 до 20 футов, а протяженность оценивается в 1 – 3 мили. Проницаемость меняется от 2 до 2,000 мДарси, пористость – от 5 до 25%. Добываемые углеводороды представлены нефтью с вязкостью от 20 до 50 сантиПуаз. Однако, залежи с нефтями повышенной вязкости (свыше 100 сантиПуаз) так-же возможны. Скважины бурились на депрессии с применением РВО, сопротивление бурового раствора приблизительно 2-3 Омм.

Поскольку уровень добычи с одной скважины очень небольшой, минимизация стоимости заканчивания являлась обязательной. Одной из основных проблем в петрофизических анализах было выделение участков сложенных «туффовыми песчаниками», с меняющимся количеством содержания цеолитов и глинистой компоненты. При присутствии цеолитов их сравнительно низкая плотность ( $2.10 - 2.20 \text{ г/см}^3$ ) приводила к завышенным показаниям плотностной пористости. Соответственно, содержание глинистых частиц недооценивалось, что приводило к завышенным значениям рассчитанной пористости и проницаемости. Во многих случаях такие участки выглядели на каротажных материалах как потенциально продуктивные, но при испытании часто не давали притока вообще или давали очень немного нефти. В такой ситуации возможность отделения непроницаемых от слабопроницаемых участков и выделение продуктивных интервалов могла существенно улучшить результаты перфорации и стимуляции. Для решения этих задач здесь так-же применялся каротаж *MRIL*.

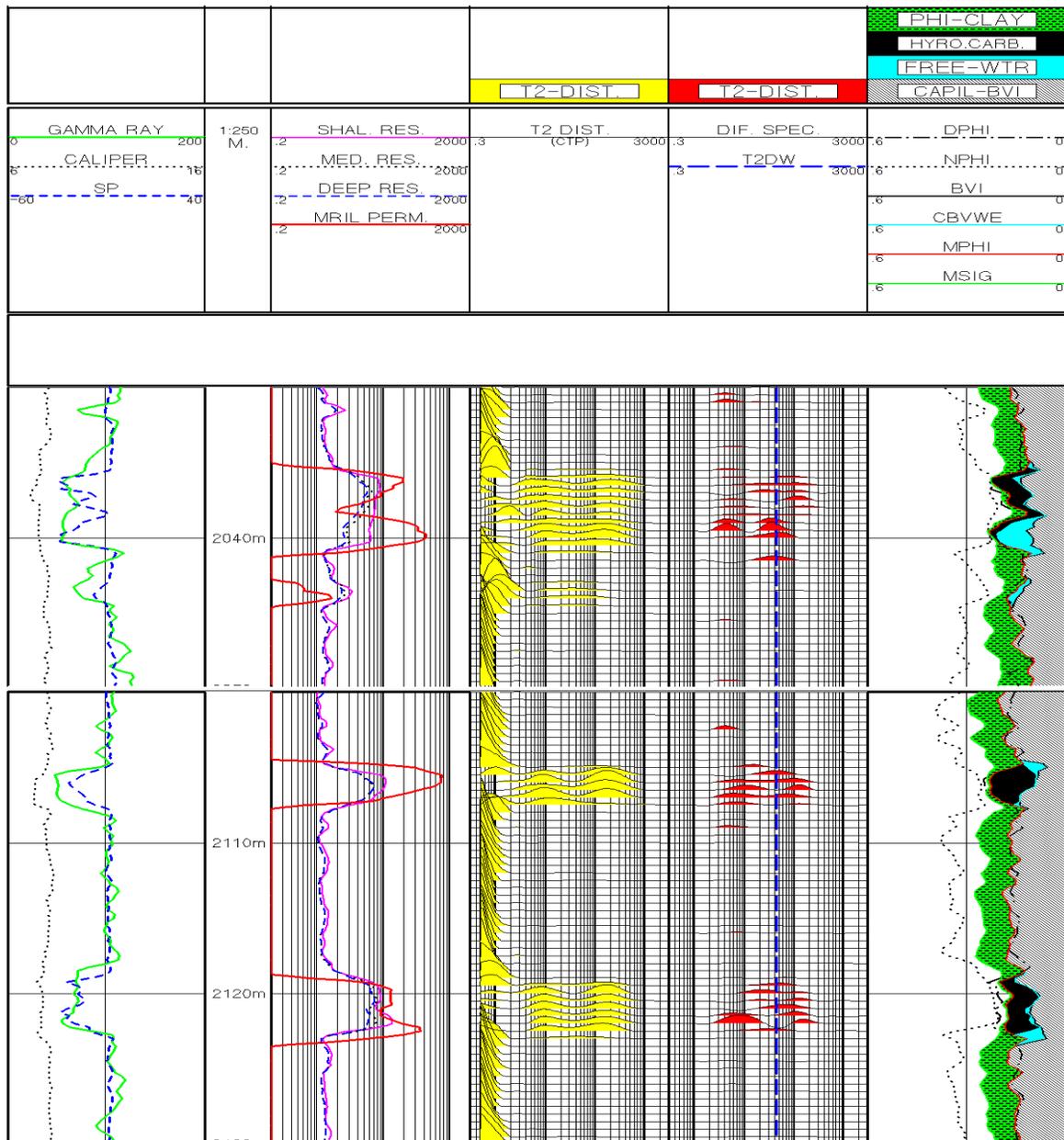
Для того чтобы оценить петрофизические свойства такие как вода связанная с глинистой компонентой, капиллярно связанная вода, свободные флюиды, эффективная пористость и проницаемость, была использована активация суммарной пористости ( $TE = 0.6$  и  $1.2$  мсек. и  $TW = 3$  сек.). Для выполнения интерпретации *EDM* и оценки типа и количества нефти средней вязкости, измерения проводились с активацией двойного времени задержки ( $TE =$

3.6 и  $TW = 0.3$  и 3 сек.). Интервал представляющий интерес в данном случае часто имел компоненты пористости в области 256 и 512 мсек. в стандартном распределении  $T_2$  полученного при записи с  $TE = 1.2$  мсек. Присутствие таких компонент говорит о наличии крупных пор заполненных водой. Используя контраст в значениях диффузии между водой и нефтью средней вязкости, верхняя граница сигнала от воды ( $T_{2DW}$ ) была установлена равной 44 мсек. Следовательно, любой сигнал со временем  $T_2$  больше 44 мсек., мог быть связан с нефтью, у которой среднее значение  $T_2$  около 90 мсек. На основании этой информации интерпретация материалов *MRIL* позволяет однозначно выделить интервал X036.5 – X042.5 как нефтеносный. Стандартное распределение сигнала  $T_2$ , показанное в третьей колонке не позволило определить положение ВНК. Однако, на результатах обработки *EDM* представленных в четвертой колонке, этот контакт выделяется достаточно четко. Оператор закончил эту зону без стимуляции и получил приток нефти 554 баррелей в день со следами воды.

Используя уравнение Коатеса с коэффициентом  $C = 6.0$ , прибор *MRIL* позволяет рассчитывать непрерывную кривую проницаемости. Оператор пришел к заключению, что участки с проницаемостью меньшей 1 милли Дарси обладают неудовлетворительными добывными возможностями. Используя информацию о проницаемости получаемую с *MRIL*, был применен гидроразрыв который значительно улучшил ситуацию. Было установлено, что данные каротажа *MRIL* дают представительную оценку проницаемости коллектора в области дренирования и, таким образом, появилась возможность обоснованно судить об уровне добычи после гидроразрыва. Зоны со значением  $Kh$  выше 2 мД/м (где  $K$  – проницаемость, мД и  $h$  – мощность пласта) и давлением, составляющим по крайней мере 80% от начального, были выделены для обработки. Однако, в ряде случаев, после применения гидроразрыва приток в зонах выше 2 милли Дарси/м не увеличился, что позволило сделать предположение о возможном влиянии цеолитов. Такие участки уверенно выделяются при сравнении пористости метода *MRIL* и пористости по нейтрон-плотностному кросс-плоту. Зоны, в которых эффективная пористость определенная по *MRIL* существенно ниже нейтрон-плотностной пористости представлены «туффовыми» песчаниками и будут непродуктивны.



**Рисунок. 7.11** Сравнение результатов *TDA* и *MRIAN* позволяет оценить влияние зоны проникновения. В средних колонках показаны объемные модели, соответственно проникновения и неизменной зоны; предполагается РВО. В верхней части - данные собственно интерпретации *MRIL* и результаты *TDA*. *EPOR* - эффективная пористость, с поправкой за эффекты поляризации, *PhiW* - объем подвижной воды, *PhiO* - объем нефти, *PhiG* - объем газа. В нижней части - результаты интерпретации *MRIAN*. Разница полученных результатов, показанная здесь, вызвана влиянием фильтрата, который сказывается на результатах методов незначительной глубинности *TDA* и *MRIAN*, но практически не влияет на показания глубокого сопротивления, использованного при *MRIAN*.

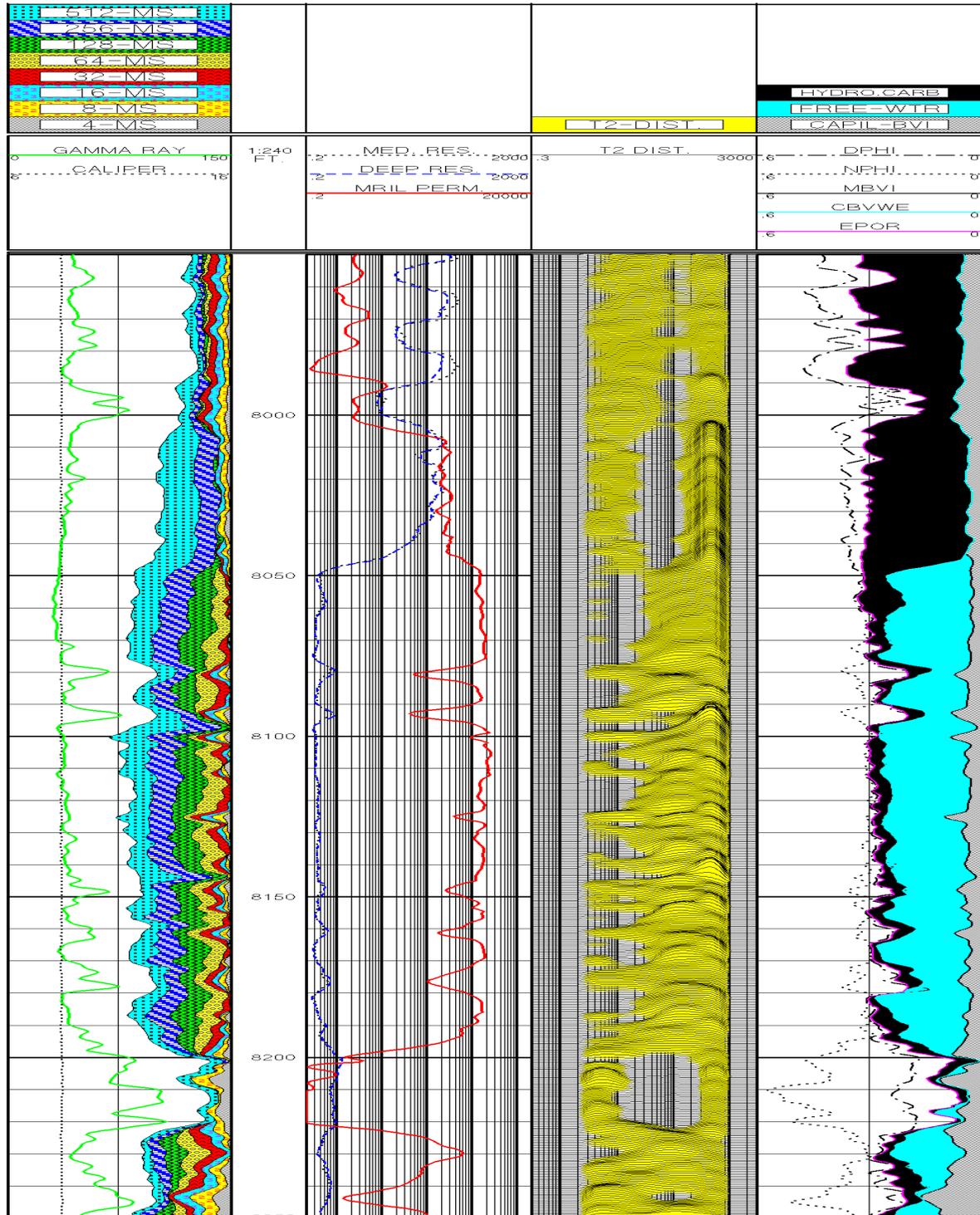


**Рисунок 7.12** Результаты обработки методами *EDM/MRIAN*. В первой колонке показаны: кавернограмма, ПС и ГК, а так-же инкрементное распределение  $T_2$ . Во второй колонке помещены кривые проницаемости рассчитанной по данным *MRIL* и сопротивления. В третьей колонке – волновое распределение  $T_2$  полученное из частично поляризованных эхо-сигналов, используемое для расчета глинисто-связанной воды, и из полностью поляризованных эхо-сигналов записанных с коротким  $TE$ . Спектр разницы, в четвертой колонке - результат вычитания двух распределений  $T_2$  полученных при  $TE = 3.6$  мсек. и  $TW = 300$  и  $3,000$  мсек. Вертикальная линия в четвертой колонке показывает положение максимального значения для воды ( $T_{2DW} = 44$  мсек.). Резкие изменения в спектре  $T_2$  указывают на наличие ВНК. В пятой колонке показаны результаты анализа *MRIAN*: состав и объем флюидов (глинисто- и капиллярно-связанная вода, свободная вода и углеводороды).

В результате интеграции материалов *MRIL* в программу каротажных работ количество обработок зон не представляющих экономического интереса резко упало и, соответственно, сократился объем затрат на заканчивание и обработку. Результаты интерпретации методом *EDM* на двух других участках, оцененных как перспективные (см. рисунок 7.12) так-же были подтверждены последующими опробованиями.

### ***MRIAN* в скважине с легкими углеводородами**

На рисунке 7.13 показаны результаты *MRIAN* в скважине, где каротаж выполнялся с активацией двойного времени *TE* (каротаж с двойным *TE* был показан на рисунке 6.13). В первой колонке помещены кривые ГК, кавернометрии и распределение сигнала  $T_2$ , во второй колонке – кривые метода сопротивлений и рассчитанной по данным *MRIL* проницаемости, в третьей колонке - распределение  $T_2$  полученное из эхо-сигналов с коротким *TE*. В четвертую колонку помещены кривые пористости нейтронного и плотностного методов и результаты обработки *MRIAN*: объемы капиллярно-связанной и свободной воды и углеводородов. Результаты *MRIAN*, метода сопротивлений и распределение  $T_2$  четко указывают на наличие ВНК примерно на отметке X050 футов. Сравнение пористости *MRIL* с нейтронной и плотностной пористостью, позволяет предположить, что углеводородный индекс флюида в зоне над отметкой X050 футов выше единицы. Распределение  $T_2$  в третьей колонке показывает, что пиковые значения  $T_2$ , расположенные в области 256 мсек., находятся в интервале X000 и X050 футов, следовательно, этот интервал не должен содержать газа. Однако, выше отметки X000, амплитуда пика 256 мсек. снижается и больше сигнала  $T_2$  поступает из области около 40 мсек., что свидетельствует о присутствии газа. Проницаемость в колонке 2 рассчитанная непосредственно по данным пористости *MRIL*, дает заниженные значения выше отметки X050 футов. Материалы активации с двойной задержкой (двойным *TW*) позволят осуществить более точную оценку этого коллектора.



**Рисунок 7.13** Результаты *MRIAN* были получены при обработке данных двойного времени  $TE$  записанных в коллекторе содержащем легкие углеводороды. Данные метода пористости, так-же как и данные  $T_2$ , показывают наличие газа выше отметки 8,000 футов. Однако, в интервале 8,050 - 8,000 футов, метод пористости указывает на газ, в то время как распределение  $T_2$  это не подтверждает. Если были бы записаны данные с двойным временем  $TW$ , то расхождение в интерпретациях можно было бы разрешить однозначно.

## Заканчивание скважин с ЯМР. Метод *StiMRIL*

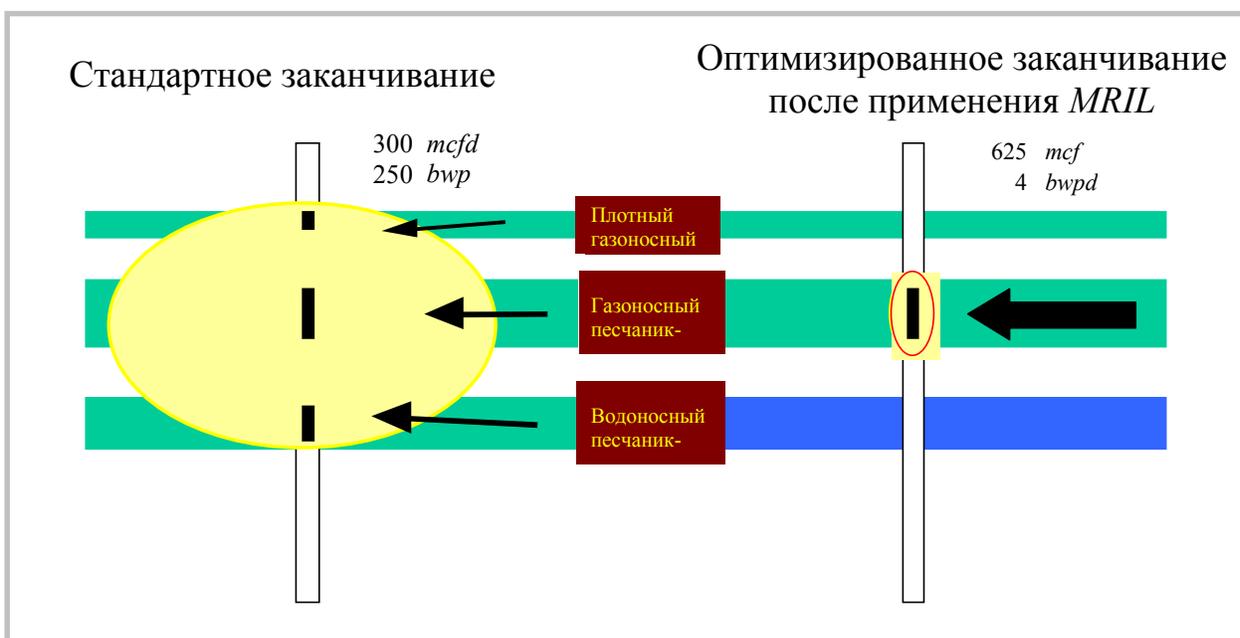
Пакет *StiMRIL* позволяет осуществлять совместную интерпретацию результатов метода *MRIL* (особенно: проницаемость, эффективную и суммарную пористость) и других петрофизических данных для оптимизации конструкции скважины и стимуляции притока. По сравнению с предыдущими источниками информации, это сочетание позволяет получать сравнительно простые и надежные ответы на следующие важные вопросы:

- Где расположены углеводороды?
- Какой будет уровень добычи?
- Будет ли коллектор давать воду?
- Какова текущая эффективная мощность пласта?

На рисунке 7.14 приводится сравнение заканчивания скважины после применения *StiMRIL* со стандартным заканчиванием в свите Травис Пик (*Travis Peak*), восточный Техас, США. Это сравнение подчеркивает значение данных *MRIL* при выборе объектов и проектировании заканчивания скважин. Стандартные методы ГИС, как правило дают незначительные различия в трех песчаниках, схематично показанных на рисунке. Поэтому, при обычном заканчивании, все три объекта вместе подвергались гидроразрыву. При этом обычно получали приток около 300,000 куб. футов газа в день при обводненности 250 баррелей воды в день. Средние затраты на такое заканчивание составляли до 76,000 долларов на скважину.

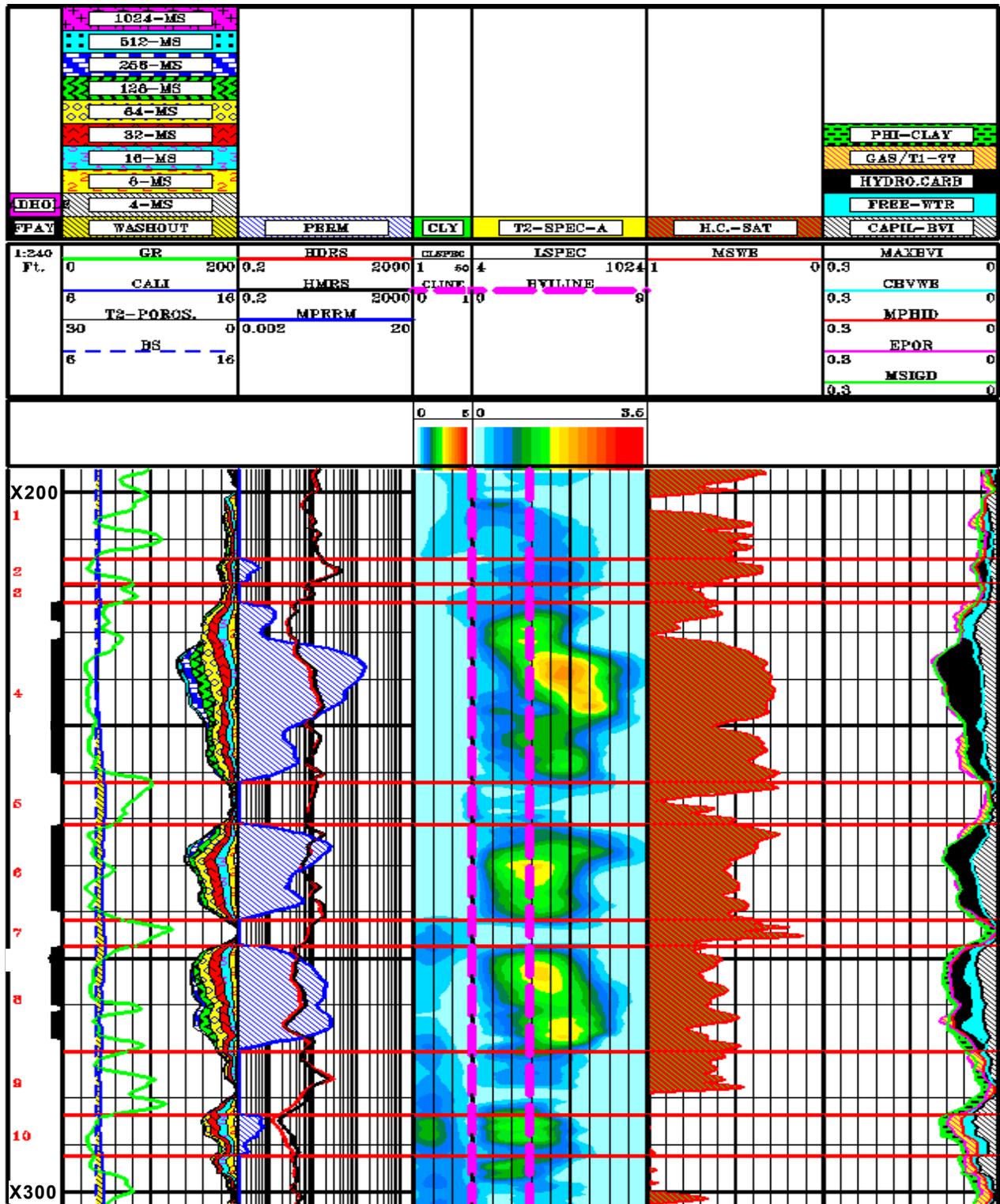
С целью увеличения успешности заканчивания скважин в отложениях Юрского возраста Коттон Вэлли (*Cotton Valley*) восточный Техас и Луизиана, совместно были проинтерпретированы данные прибора *MRIL* и других методов. Продуктивный разрез весьма сходен по своим характеристикам с отложениями Травис Пик. На рисунке 7.15 приводится пример обработки *StiMRIL* каротажа из скважины в Коттон Вэлли. В первой колонке изображены данные ГК, кавернограмма, диаметр скважины (ДС) и бинарное распределение  $T_2$ . Во второй колонке помещены кривая ЯМР проницаемости *MPERM*, и данные сопротивления двух зондов индукционного метода – с большой и средней глубиной исследования. В третьей колонке изображено спектральное распределение сигнала  $T_2$  от глинисто-связанной воды, полученного из данных частичной поляризации.

В четвертой колонке - спектральное распределение сигнала  $T_2$  из данных полной поляризации. В пятой колонке показана водонасыщенность  $MSWE$  не связанная с глинистой компонентой и рассчитанная по  $MRIAN$ . В шестую колонку помещены конечные результаты интерпретации  $MRIAN$  включающие в себя эффективную пористость, связанную и свободную воду, и углеводороды. В колонке глубин показан индикатор участков, проинтерпретированных как продуктивные, там-же расположена нумерация различных зон, показанная красным цветом. В пятой колонке оранжевым цветом заштрихованы предположительно газоносные области полученные в результате разницы пористостей  $MRIL$  и нейтрон-плотностного кросс-плота. В данном случае тип насыщения определенного по  $MRIAN$  так-же показывает газ.



**Рисунок 7.14** В свите Травис Пик (*Travis Peak*), в восточном Техасе, США, обработка данных скважин методом *StiMRIL*, привела к оптимизации добычи и сокращению стоимости заканчивания, по сравнению с результатами интерпретации стандартного комплекса. При стандартной практике заканчивания все три песчаные зоны обрабатывались гидроразрывом. При заканчивании *StiMRIL* применялись специализированные перфораторы и испытывался только средний интервал (гидроразрыв не применялся).

Анализ каротажных диаграмм показывает, что большая часть рассматриваемого разреза содержит газ (по данным метода сопротивлений), но только три зоны (4,6 и 8) обладают приемлимой проницаемостью. Анализ *MRIAN* показывает, что зона 8 содержит значительное количество свободной воды. Поскольку присутствие свободной воды в этом районе не является обычным, этот результат интерпретации был проигнорирован и все три зоны обработаны гидроразрывом. При испытании было получено значительное количество воды, соответственно, в последующих скважинах практика заканчивания была изменена. В частности, зона 4 обрабатывалась гидроразрывом, а зона 6 – нет. Такое решение было принято из-за опасения нарушить сплошность сравнительно маломощной покрышки разделяющей 6-ю и 8-ю, содержащую свободную воду зону. Кроме того, на основании рассчитанной проницаемости и эффективной мощности, зона 6 будет давать приток только около 17% от притока из зоны 4.



**Рисунок 7.10** Пример презентации стандартных результатов *StiMRIL* по данным *MRIL* и анализа *MRIAN*. Участки выделенные по *StiMRIL* ограничены красными линиями проведенными поперек рисунка и пронумерованы в крайней левой колонке. Там-же черным цветом показаны продуктивные участки выделенные по материалам *StiMRIL*.

## Ссылки

1. Coates, G.R., Gardner, J.S., and Miller, D.L., 1994, Applying pulse-echo NMR to shaly sand formation evaluation, paper B, *35th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*, 22 p.
2. Clavier, C., Coates, G., and Dumanoir, J., 1977, The theoretical and experimental bases for the dual water model for interpretation of shaly sands, SPE 6859.
3. Ostroff, G.M., Shorey, D.S., and Georgi, D.T., 1999, Integration of NMR and conventional log data for improved petrophysical evaluation of shaly sands, *40th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*.
4. Coates, G.R., and Howard, A.D., 1992, Core data and the MRIL show a new approach to formation factor, SCA-9207, in 6th annual technical conference preprints (*33rd Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*, v. 3): Society of Core Analysts, Society of Professional Well Log Analysts Chapter-at-Large, 14 p.
5. Coates, G., and Miller, D., 1997, Confirming  $R_w$  by reconstructing the SP using formation evaluation results employing gradient field magnetic resonance logs, paper VV, *38th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*, 12 p.

**Дополнительные публикации посвященные вопросам комплексной интерпретации ЯМР каротажа:**

- Altunbay, M., Edwards, C.M., and Georgi, D.T., 1997, Reducing uncertainty in reservoir description with NMR-log data, SPE 38027, *1997 SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference Proceedings*, p. 99–108.
- Altunbay, M., Georgi, D., and Takezaki, H., 1997, Improving Swir and permeability estimates in carbonates with hydraulic units and NMR-variable T<sub>2</sub>-partitioning coefficients, paper I, *3rd SPWLA Well Logging Symposium of Japan Proceedings*, 9 p.
- Austin, J.M., and Faulkner, T.L., 1993, Magnetic resonance imaging log evaluates low-resistivity pay, *American Oil and Gas Reporter*, v. 36, no. 8, p. 52–57.
- Castelijns, C., Badry, R., Decoster, E., Hyde, C., 1999, Combining NMR and formation tester data for optimum hydrocarbon typing, permeability and producibility estimation, *40th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions Annual Logging Symposium*.
- Chang, D., et al., 1994, Effective porosity, producible fluid and permeability in carbonates from NMR logging, paper A, *35th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*, 21 p. Later published in 1997 in *The Log Analyst*, v. 38, no. 2, p. 60–72.
- Coates, G.R., et al., 1993, Restrictive diffusion from uniform gradient NMR well logging, SPE 26472, *1993 SPE Annual Technical Conference and Exhibition Proceedings*, v.  $\Omega$  (Formation evaluation and reservoir geology), p. 575–590.
- Coope, D.F., 1994, Petrophysical applications of NMR in the North Sea, paper Z, *16th SPWLA European Formation Evaluation Symposium Transactions*, 12 p. Also published in 1994 as Petrophysical applications of NMR, *Dialog* (London Petrophysical Society Quarterly Newsletter), v. 2, no. 4, October, p. 8–10.
- Corbelleri, A., et al., 1996, Application of the magnetic resonance logging in San Jorge basin (Argentina), paper VV, *37th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*, 12 p.
- Crary, S., Pellegrin, F., and Simon, B., 1997, NMR applications in the Gulf of Mexico, paper PP, *38th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*, 13 p.
- Crowe, B., et al., 1997, Measuring residual oil saturation in west Texas using NMR, paper JJ, *38th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*, 12 p.
- Cunningham, A.B., and Jay, K.L., 1991, Field experience using the nuclear magnetic logging tool for quantifying microporosity and irreducible water saturation, paper EE, *32nd Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*, 23 p.
- Dodge, W.S., Shafer, J.L., and Guzman-Garcia, A.G., 1995, Core and log NMR measurements of an iron-rich glauconitic sandstone reservoir, paper O, *36th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*, 12 p.
- Dodge, W. S., et al., 1998, A case study demonstrating how NMR logging reduces completion uncertainties in low porosity, tight gas sand reservoirs, *39th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*.
- Egbogah, E.O., and Amar, Z.H.B.T., 1997, Accurate initial/residual saturation determination reduces uncertainty in further development and reservoir management of the Dulan field, offshore peninsular Malaysia, SPE 38024, *1997 SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference Proceedings*, p. 79–90.

- Eidesmo, T., Relling, O., and Rueslatten, H., 1996, NMR logging of mixed-wet North Sea sandstone reservoirs, paper PP, *37th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*, 14 p.
- Flaum, C., Kleinberg, R.L., and Bedford, J., 1998, Bound water volume, permeability, and residual oil saturation from incomplete magnetic resonance logging data, UU, *39th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*.
- Flolo, L.H., 1998, Getting the hydrocarbon volume right—a quantitative use of NMR data in water saturation modeling, *39th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*.
- Freeman, R., et al., 1998, Combining NMR and density logs for petrophysical analysis in gas-bearing formations, *39th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*.
- Gibson, B-D., et al., 1995, Nuclear magnetic resonance applications in North America, paper H, *1st Annual SPWLA Well Logging Symposium of Japan Proceedings*, 14 p.
- Gossenberg, et al., 1996, A new petrophysical interpretation model for clastic rocks based on NMR, epithermal neutron and electromagnetic logs, paper M, *37th Annual SPWLA Logging Symposium Transaction*, 13 p.
- Gumilar, B., et al., 1996, Signal processing method for multiexponentially decaying signals and an analysis of low-contrast pay in Telisa sands packages in central Sumatra, paper IPA96-2-2-123, *25th Annual Indonesian Petroleum Association Convention Proceedings*, v. 2, p. 175–187.
- Guest, R., et al., 1998, Case studies of nuclear magnetic resonance in Texas and Louisiana Gulf Coast area, *39th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*.
- Hassoun, T.H., Zainalebedin, K., and Minh, C.C., 1997, Hydrocarbon detection in low-contrast resistivity pay zones, capillary pressure and ROS determination with NMR logging in Saudi Arabia, SPE 37770, *10th SPE Middle East Oil Show Conference Proceedings*, v. 2, p. 127–143.
- Hodgkins, M.A., and Howard, J.J., 1999, Application of NMR logging to reservoir characterization of low resistivity sands in the Gulf of Mexico, *AAPG Bulletin*, v. 83, no. 1, p.114–127.
- Hook, J., Basan, P., and Lowden, B., 1996, The MRIL log in a low porosity and permeability formation, paper N, *37th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*, 13 p.
- Horkowitz, J.P., et al., 1995, Residual oil saturation measurements in carbonates with pulsed NMR logs, paper Q, *36th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*, 12 p. Later published in 1997 in *The Log Analyst*, v. 38, no. 2, p. 73–83.
- Howard, A., 1996, MRI logging tools locate water-free production, *American Oil and Gas Reporter*, v. 39, no. 11, October, p. 70, 72–74.
- Howard, J., Williams, J., and Thorpe, D., 1997, Permeability from nuclear magnetic resonance logging in a gas-condensate field, paper XX, *38th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*, 13 p.
- Hussein, S.M., et al., 1999, Using NMR and electrical logs for enhanced evaluation of producibility and hydrocarbon reserves in gas reservoirs with high irreducible water saturation, *40th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*.
- Latif, A.A., et al., 1997, Borehole nuclear magnetic resonance—experience and reservoir applications in west Kuwait carbonate reservoirs, SPE 37771, *10th SPE Middle East Oil Show Conference Proceedings*, v. 2, p. 145–154.
- Logan, W.D., et al., 1997, Practical application of NMR logging in carbonate reservoirs, SPE 38740, *1997 SPE Annual Technical Conference and Exhibition Proceedings*, v.  $\Omega$  (Formation evaluation and reservoir geology), p. 203–215.
- Lomax, J., and Howard, A., 1994, New logging tool identifies permeability in shaly sands, *Oil and Gas Journal*, v. 92, no. 51, December 19, p. 104–108.

- Looyestijn, W., 1996, Determination of oil saturation from diffusion NMR logs, paper SS, *37th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*, 14 p.
- Looyestijn, W., Schiet, M., and Runia, J., 1994, Successful field test of nuclear magnetic resonance (NMR) logging in the Rotterdam field, paper X, *16th SPWLA European Formation Evaluation Symposium Transactions*, 11 p.
- Mardon, D., et al., 1996, Characterization of light hydrocarbon-bearing reservoirs by gradient NMR well logging—a Gulf of Mexico case study, SPE 36520, *1996 SPE Annual Technical Conference and Exhibition Proceedings*, v.  $\Omega$  (Formation evaluation and reservoir geology), p. 295–304. Also published in 1996 in condensed form in *Journal of Petroleum technology*, v. 48, no. 11, p. 1035–1036.
- Mirotnik, K., Allsopp, K., and Kantzas, A., 1997, Combination of NMR and ultracentrifuge techniques for effective carbonate reservoir characterization, paper SCA-9703, in 1997 international symposium proceedings: Society of Professional Well Log Analysts, Society of Core Analysts Chapter-at-Large, 10 p.
- Nascimento, J.D.S., and Denicol, P.S., 1999, Anomalous NMR responses in highly permeable sandstone reservoirs: a case study, *40th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*.
- Olesen, J.-R., et al., 1997, Evaluation of viscous oil-bearing, water flooded reservoirs, paper T, *3rd SPWLA Well Logging Symposium of Japan Proceedings*, 14 p.
- Oraby, M., et al., 1997, A new NMR interpretation technique using error minimization with variable T2 cutoff, SPE 38734, *1997 SPE Annual Technical Conference and Exhibition Proceedings*, v.  $\Omega$  (Formation evaluation and reservoir geology), p. 175–181.
- Oraby, M.E., and Eubanks, D.L., 1997, Determination of irreducible water saturation using magnetic resonance imaging logs (MRIL)—a case study from east Texas, USA, SPE 37772, *10th SPE Middle East Oil Show Proceedings*, v. 2, p. 155–162.
- Petricola, M.J.C., and Takezaki, H., 1996, Nuclear magnetic resonance logging—can it minimize well testing?, SPE 36328, *7th SPE Abu Dhabi International Petroleum Conference Proceedings*, p. 740–748.
- Petricola, M.J.C., and Troussaut, X., 1999, Applications of fast NMR logging in shaly gas-bearing sands invaded by oil filtrate, *40th Annual SPWLA Logging Symposium*.
- Phen, H.A., Ajufu, A., and Curby, F.M., 1995, A hydraulic (flow) unit based model for the determination of petrophysical properties from NMR relaxation measurements, paper SCA-9514, in International SCA symposium proceedings: Society of Professional Well Log Analysts, Society of Core Analysts Chapter-at-Large, 12 p.
- Prieto, M., et al., 1997, Conciliation of core data and log derived permeability from nuclear magnetic resonance and Stoneley wave in northern Monagas area, eastern Venezuela, paper WW, *38th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*, 14 p.
- Rueslatten, et al., 1998, NMR studies of an iron-rich sandstone oil reservoir, SCA-9821.
- Salvignol-Bellando, A., Volokitin, Y., Slijkerman, W., Bonnie, R., 1999, The use of NMR logging for gas reservoir characterization in a north sea play with complex and variable rock properties, *40th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*.
- Singer, J., et al., 1997, Fast NMR logging for bound fluid and permeability, paper YY, *38th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*, 13 p.
- Slot-Petersen, C., et al., 1998, NMR formation evaluation applications in a complex low-resistivity hydrocarbon reservoir, paper TT, *39th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*.

- Sutiyono, S., 1995, Magnetic resonance image log use in evaluation of low resistivity pay in the Attaka field, paper IPA95-2.2-056, in *24th Annual Indonesian Petroleum Association Convention Proceedings*, v. 2, Jakarta, 13 p.
- Tariq, S.M., Denoo, S., and Cordes, M., 1997, Permeability estimation from modern NMR logging measurements; experiences and applications in the Rocky Mountain area, SPE 38378, *1997 SPE Rocky Mountain Regional Meeting/Geological Association Field Conference Proceedings*.
- Vinegar, H., 1995, NMR log interpretation with examples, chapter 8, in Georgi, D.T., ed., Nuclear magnetic resonance logging short course notes, 36th annual SPWLA logging symposium, variously paginated.
- Walsgrove, T., et al., 1997, Integration of nuclear magnetic core analysis and nuclear magnetic resonance logs—an example from the North Sea, paper UU, *38th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*, 12 p. A similar paper also published in 1997 as Basan, P. Lowden, B., and Stromberg, S., Developing strategies using core analysis for calibrating the NMR log, *DiaLog* (London Petrophysical Society Newsletter), v. 5, no. 6, p. 4–6.
- Warrilow, I.M., et al., 1997, Nuclear magnetic resonance—a useful complement to reservoir characterization of Brunei deltaic sequences, SPE 38025, *1997 SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference Proceedings*, p. 91–98.
- White, J., and Bedford, J., 1997, Nuclear magnetic resonance applications in the North Sea, *DiaLog* (London Petrophysical Society Newsletter), v. 5, no. 6, p. 6–8.
- White, J., 1997, Application of downhole magnetic resonance imaging in the North Sea, SPE 38551.
- Widjanarko, W., 1996, Integrating nuclear magnetic resonance logging data with traditional down hole petrophysical data to optimize new development wells strategies in the Bravo field offshore north west Java, paper IPA96-2-2-162, *25th Annual Indonesian Petroleum Association Convention Proceedings*, v. 2, p. 205–213.
- Xiao, L.Z., 1998, *NMR Imaging Logging Principles and Applications* (in Chinese), Science Press, Beijing.

---

## Глава 8

---

### Планирование выполнения работ прибором *MRIL*

---

В предыдущих главах было показано, что в большинстве коллекторов каротаж ЯМР может быть использован как дополнительный метод применяемый независимо или в комбинации с другими данными ГИС, для их характеристики. В ряде сложных случаев (т.е. смешанной литологии, низкоомных продуктивных зон, участков с низкой пористостью и проницаемостью, присутствия средней вязкости и высоковязких нефтей), где стандартные методы не могут оценить<sup>a</sup> свойства коллектора, ЯМР является единственной технологией, позволяющей сделать это.

Надежные и точные измерения петрофизических характеристик методом ЯМР требуют внимательного, сделанного заранее планирования. Планирование выполнения работ является критичным для успешной записи каротажа. Специфичная информация о пласте и свойствах флюидов может применяться для оптимизации схемы активации и, следовательно, позволять получать информацию, которая раньше была недоступна, а также повысить достоверность результатов. Если параметры записи заданы некорректно или не оптимально, то результаты интерпретации будут значительно отличаться от истинных свойств коллектора, как это показано на рисунке 8.1.

На рисунке показана инкрементная и кумулятивная пористость и спектр  $T_2$  из двух серий измерений ЯМР выполненных на одном образце керна. Красным цветом выделены кривые полученные при недостаточном количестве эхо-сигналов (*NE*), недостаточной

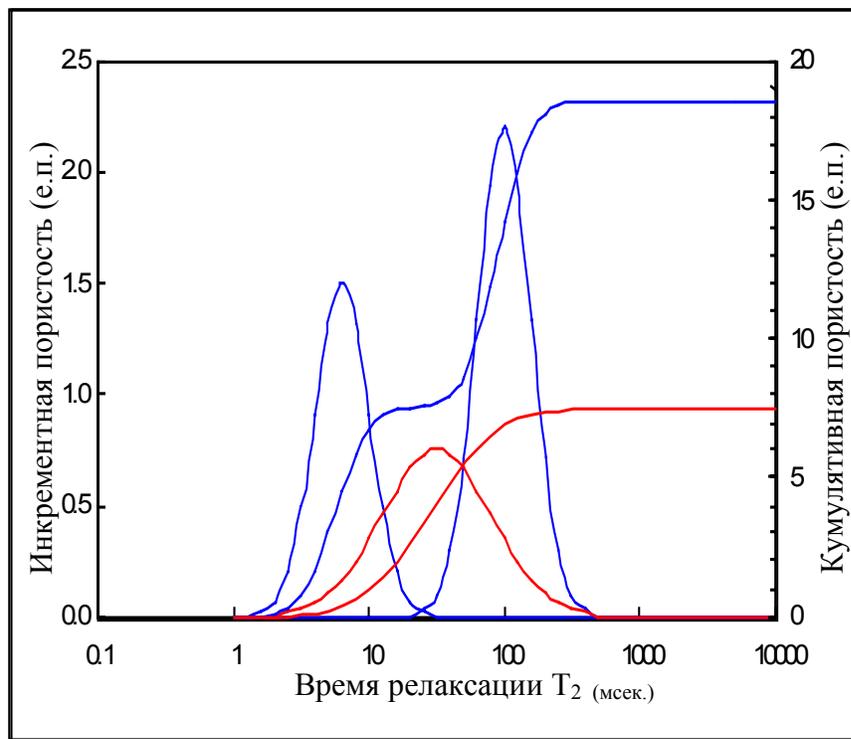
---

<sup>a</sup> В оригинале – «неспособны приоткрыть завесу».

поляризации ( $TW$ ), слишком большом времени между эхо-сигналами ( $TE$ ) и низком соотношении сигнал/шум ( $S/N$ ). В этом случае распределение  $T_2$  весьма широкое, одномодальное и с центром в районе 30 мсек., а кумулятивная пористость не превышает 8 единиц. Синие кривые получены из данных записанных при увеличении ( $NE$ ) и ( $TW$ ), уменьшении ( $TE$ ) и с увеличением числа суммированных сигналов для улучшения уровня ( $S/N$ ). В этом случае время  $T_2$  представлено бимодальным распределением с максимумами на отметках 7 и 100 мсек. и кумулятивной пористостью выше 18 единиц.

Планирование выполнения ЯМР в скважине может быть осуществлено в три шага:

1. Определить ЯМР-свойства пластовых флюидов ( $T_{1,bulk}, T_{2,bulk}, D_0$  и  $HI$ );
2. Оценить ожидаемые результаты ЯМР (спектр спада, поляризация, кажущаяся пористость) в интервалах записи;
3. Выбрать наборы параметров активации и определить соответствующие величины ( $TW, TE, NE$ );



**Рисунок 8.1** Спектры распределения  $T_2$  могут значительно различаться в зависимости от параметров записи. В данном случае красные кривые представляют результаты полученные при записи с неправильно выбранными параметрами. Голубым цветом показаны кривые полученные при оптимально заданных параметрах.

Все аспекты планирования работ в этих трех шагах уже были полностью рассмотрены в предыдущих главах. В данной главе будет представлено обобщение этих вопросов и иллюстрация ряда примеров. Первый пример будет использован в нескольких основных разделах этой главы.

## Определение ЯМР-свойств пластовых флюидов

При записи ЯМР каротажа, следующие свойства пластовых флюидов играют важную роль:

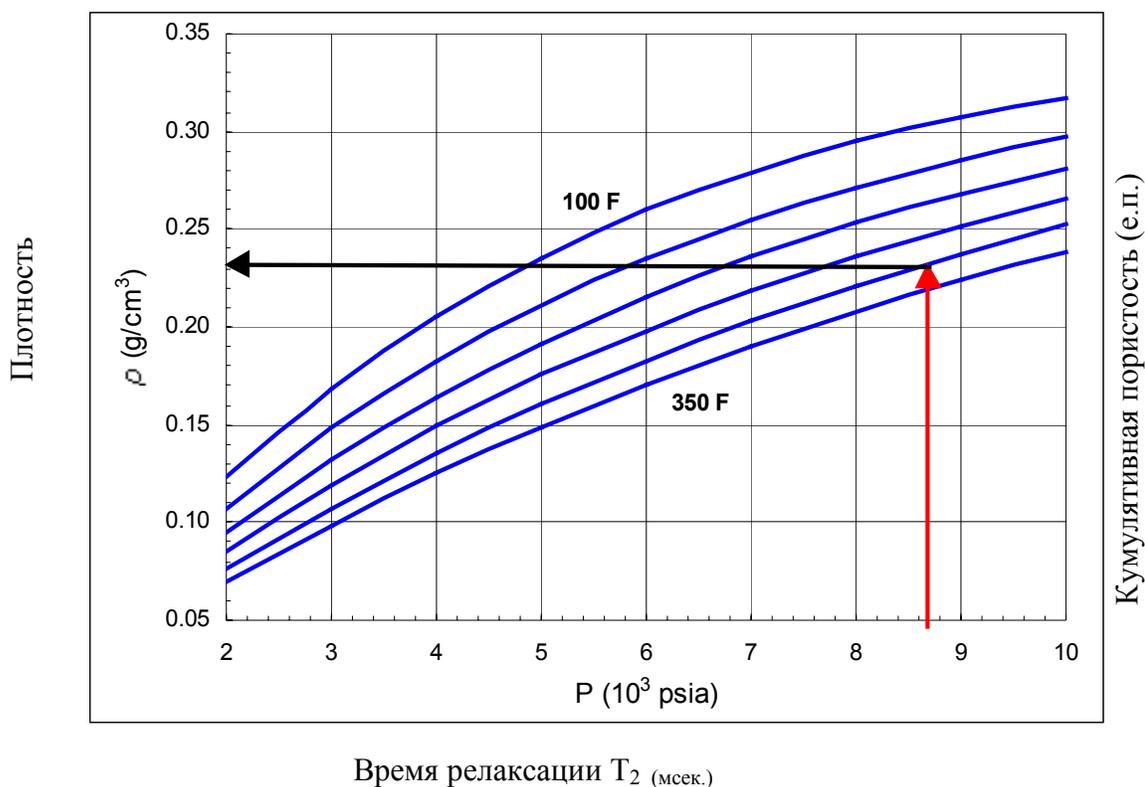
- Продольное время объемной релаксации ( $T_{1,B}$ );
- Неограниченная диффузия характеризующаяся коэффициентом ( $D_0$ );
- Углеводородный индекс ( $HI$ );

Эти значения могут быть получены лабораторными измерениями в смоделированных пластовых условиях, либо измерениями при атмосферных условиях результаты которых затем экстраполируются к пластовым или корректируются из общих закономерностей (в виде палеток или эмпирических уравнений).<sup>1-9</sup> Оценка параметров времени объемной релаксации, углеводородного индекса и коэффициента диффузии может быть сделана по эмпирическим зависимостям, приведенным в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – ЯМР-свойства флюидов

	Время объемной релаксации $T_{1,B}, T_{2,B}$ , (сек.)	Коэффициент диффузии $D_0$ ( $10^{-5}$ см <sup>2</sup> /сек)	Углеводородный Индекс $HI$
Вода	$\approx 3 \frac{T}{298\eta}$	$\approx 1.3 \frac{T}{298\eta}$	$\approx 1$
Нефть	$\approx 2.1 \frac{T}{298\eta}$	$\approx 1.3 \frac{T}{298\eta}$	$\approx 1$
Газ	$\approx 2.5 \times 10^4 \frac{\rho}{T^{1.17}}$	$\approx 8.5 \times 10^{-2} \frac{T^{0.9}}{\rho}$	$2.25\rho$

В этих уравнениях  $T$  – пластовая температура в градусах Кельвина,  $\eta$  – вязкость в пластовых условиях в санти Пуаз<sup>b</sup>,  $\rho$  – плотность газа в в пластовых условиях г/см<sup>3</sup>. Плотность газа может так-же быть получена по данным испытания скважины или рассчитана по уравнению состояния<sup>10</sup>, либо снята непосредственно с палетки на рисунке 8.2. Вязкость нефти может быть померяна, получена из данных других работ выполненных на месторождении, или грубо оценена по таблицам и другим источникам информации о нефти.<sup>11</sup>



**Рисунок 8.2** Синие кривые показывают связь плотности природного газа ( $C_{1.1}H_{4.2}$ ) и давления для заданной температуры. Температура возрастает от верхней кривой (100°F) к нижней (350°F) с шагом в 50°F. Стрелками показана оценка плотности газа (0.23 г/см<sup>3</sup>) при давлении 8,700 psi и температуре 300°F.

<sup>b</sup> 1 Пуаз=0.1 Па сек

**Пример 1: РНО, газ****Описание скважины**

Выполнение работ методом ЯМР было запланировано в газоносной скважине пробуренной на РНО. Скважина вскрыла продуктивный пласт на глубине 20,000 футов, где максимальное давление и температура были, соответственно, 8,700 *psi* и 300°F.

**Пример 1, шаг 1: определение ЯМР-свойств флюидов**

Плотность газа в пластовых условиях определяется по палетке на рисунке 8.2. Пересечение изобары (красная стрелка) с кривой зависимости плотности для температуры 300°F дает значение плотности газа (черная стрелка) в 0.23 г/см<sup>3</sup>.

Температура переводится из градусов Фаренгейта в градусы Кельвина:

$$T(K) = \frac{5}{9}[T(F) - 32] + 273 = \frac{5}{9}(300 - 32) + 273 = 422K$$

Свойства газа, были рассчитаны, согласно уравнениям, помещенным в таблице 8.1:

$$T_{1,gas} = 2.5 \cdot 10^4 \frac{\rho}{T^{1.17}} = 2.5 \cdot 10^4 \frac{0.23}{422^{1.17}} = 4.9 \text{ (s)}$$

$$D_{0,gas} = 8.5 \cdot 10^{-2} \frac{T^{0.9}}{\rho} = 8.5 \cdot 10^{-2} \frac{422^{0.9}}{0.23} = 85 \cdot 10^{-5} \text{ (cm}^2 \text{ / s)}$$

$$HI_{gas} = 2.25 \rho = 2.25 \cdot 0.23 = 0.52$$

Экстраполяция свойств фильтра РНО, померянных в лабораторных условиях к пластовым условиям дает следующие величины:

$$T_{1,mf} = 1.1 \text{ (s)}$$

$$D_{0,mf} = 2.5 \cdot 10^{-5} \text{ (cm}^2 \text{ / s)}$$

$$HI_{mf} = 1$$

Для многих буровых растворов сервисные компании могут предоставить эти данные. В противном случае, они должны быть померяны в лабораторных условиях.

Свойства пластовой воды в этих условиях (т.е. в порах) оцениваются как:

$$T_{1,w} < 1 \text{ (s)}$$

$$D_{0,w} = 1 \cdot 10^{-5} \text{ (cm}^2 \text{ / s)}$$

$$HI_w = 1$$

### Оценка ожидаемых спектров спада пластовых флюидов в коллекторе

Спектр распределения  $T_2$  в смеси вода-нефть-газ в коллекторе, является суммой спектров от трех жидких составляющих. Газ всегда является несмачивающей жидкостью<sup>11</sup> и его спад описывается одной экспонентой со скоростью релаксации (или постоянной спада) определяемой по:

$$\frac{1}{T_{2,g}} = \frac{1}{T_{2,g,bulk}} + \frac{D_g (\gamma G T E)^2}{12} \quad (8.1)$$

где  $T_{2,g}$  – объемное  $T_2$  для газа,  $D_g$  – коэффициент само-диффузии (которому для целей планирования может быть приписано значение свободной диффузии)  $\gamma$  – гиромагнитный коэффициент,  $G$  - градиент магнитного поля воздействующего на молекулы и  $TE$  – время между эхо-сигналами использованное в цикле *CPMG*. Для первой аппроксимации  $G$  – градиент поля скважинного прибора (т.е. не учитываются градиенты магнитного поля породы).

Поскольку большинство коллекторов считается гидрофильными, то релаксация нефти зависит от её объемной релаксации и эффектов диффузии. Большая часть сырых нефтей представляют собой смесь различных алканов, у каждого из которых имеется собственная скорость релаксации  $(T_{2,o})_i$  соответствующая:

$$\left[ \frac{1}{T_{2,o}} \right]_i = \left[ \frac{1}{T_{2,o,bulk}} \right]_i + \frac{D_o (\gamma G T E)^2}{12} \quad (8.2)$$

Сигнал от нефти является наложением всех этих индивидуальных составляющих которые формируют спектр релаксации. Диффузия оказывает большее влияние на легкие алканы (на  $T_2$  – длинном конце спектра релаксации), чем на тяжелые (более вязкие) компоненты, вызывая сдвиг в сторону коротких времен  $T_2$  и сжатие (сужение) спектра. Спектр нефти в градиентном поле может быть аппроксимирован одно-модальным распределением с центром в  $T_{2,o}$ .

$$\frac{1}{T_{2,o}} = \frac{1}{T_2} + \frac{D_0 (\gamma G TE)^2}{12} \quad (8.3)$$

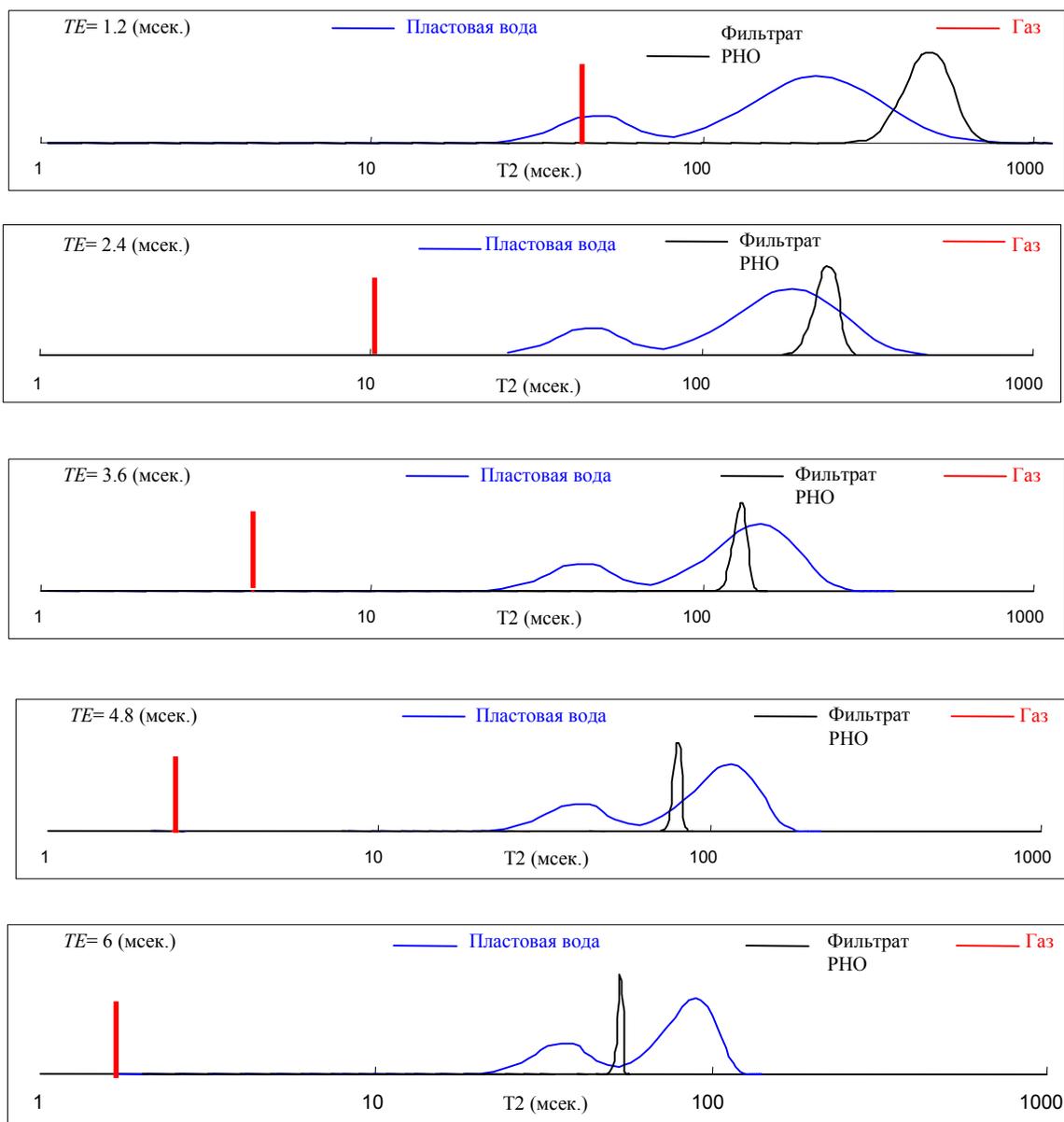
Где  $T_{2,o,bulk}$  рассчитывается по формуле из таблицы 8.1. Отметим, что для несмачивающих жидкостей  $T_1$  и  $T_2$ , при отсутствии градиента, равны.

Часть спектра релаксации, которая приходит от пластовой воды, состоит из многочисленных компонент отражающих вариации размера пор. Релаксация каждой отдельной составляющей описывается как:

$$\left[ \frac{1}{T_{2,w}} \right]_i = \frac{1}{T_{2,w,bulk}} + \left[ \rho_2 \frac{S}{V} \right]_i + \frac{D_w (\gamma G TE)^2}{12} \quad (8.4a)$$

$$\left[ \frac{1}{T_{1,w}} \right]_i = \frac{1}{T_{1,w,bulk}} + \left[ \rho_1 \frac{S}{V} \right]_i \quad (8.4b)$$

$T_{w,bulk}$  получают из таблицы 8.1,  $S/V$  – отношение поверхность-к-объему (удельная поверхность) для данного класса пор и  $\rho$  - поверхностная релаксивность. В общем случае  $\rho_1$  и  $\rho_2$  имеют различные значения. Измерения спектров спада времен  $T_1$  и  $T_2$  на 105 образцах пород, привело к оценке среднего значения  $T_1/T_2$  в 1.65.<sup>12</sup> Измерения проводились при нулевом градиенте внешнего поля и  $TE = 0.16$  мсек.



**Рисунок 8.3** Увеличение времени между эхо-сигналами  $TE$  позволяет разделять сигнал времени  $T_2$  от флюидов с различной диффузивностью. Отмечается сужение (сжатие) спектра при увеличении величин времени  $TE$ .

### Пример 1, шаг 2а: оценка ожидаемого сигнала ЯМР (распределения $T_2$ )

Значения ЯМР-свойств флюидов, полученные при первом шаге этого примера для расчета спектра релаксации  $T_2$  заменяются на уравнения 8.1 – 8.3., результаты представлены на рисуне 8.3. Свойства пластовой воды были взяты для общего случая с чистым песчаником, обладающим широким спектром пористости и хорошей проницаемостью. Во многих случаях, для выполнения планирования, достаточно самого общего представления о породе. Расчет выполнялся для магнитного поля с градиентом 18 Гаусс/см., время между эхо-сигналами  $TE$  указано на рисунках.

Сигналы от всех флюидов перекрываются при стандартном значении времени  $TE$  равном 1.2 мсек. Увеличение этого параметра приводит к разделению ЯМР-сигнала и позволяет различать отдельные составляющие. При условии, что существует достаточный контраст в значениях диффузии, вариации в  $TE$  могут использоваться для выделения различных компонент. Этот подход составляет основу для метода сдвига спектров ( $MSS$ ) применяемого для типизации флюидов.

### Оценка ожидаемой кажущейся пористости ЯМР коллектора

Регистрируемый ЯМР сигнал приходит от всех флюидов находящихся в области исследования, которые содержат атомы водорода. Согласно теории, рассмотренной в главе 3, амплитуда сигнала (или кажущаяся пористость) измеренная при заданном времени  $TE$ , является суммой составляющих от кажущейся пористости воды  $\phi_{w,app}$ , нефти  $\phi_{o,app}$  и газа  $\phi_{g,app}$ . Кажущаяся пористость каждого из перечисленных составляющих является результатом общей пористости  $\phi$ , насыщения флюидом  $S$ , углеводородного индекса флюида  $HI$ , и той частью ядер водорода флюида, которые были поляризованы за время  $TW$  между циклами  $CPMG$ . Для газа:

$$\phi_{g,app} = \phi S_g HI_g \left(1 - e^{-TW/T_{1,g}}\right) \quad (8.5)$$

И для нефти и для воды ЯМР-спад происходит по мульти-экспоненте, поэтому введение поправок за поляризацию – сложный процесс. Большинство нефтей являются смесью

различных алканов и регистрируемые амплитуды отражают разницу в углеводородном индексе и значениях  $T_1$  :

$$\phi_{o,app} = \phi \sum [S_{o,i} HI_{o,i} (1 - e^{-TW/T_{1,o,i}})] \quad (8.6)$$

Аналогично, регистрируемые амплитуды сигнала от воды отражают различия в значениях  $T_1$  которые связаны с различием в размере пор:

$$\phi_{w,app} = HI_w \sum [\phi_i S_{w,i} (1 - e^{-TW/T_{1,w,i}})] \quad (8.7)$$

В большинстве случаев, если  $TW$  выбрано в три раза больше чем наибольшее значение  $T_1$  от нефти или воды, то поляризация почти однородная. Кроме того, хорошее приближение достигается при предположении, что углеводородные индексы воды и нефти равны, в этом случае кажущаяся пористость исследуемая прибором принимает вид:

$$\phi_{app} = \phi \cdot [S_w + S_o + S_g \cdot HI_g (1 - e^{-TW/T_{1,g}})] \quad (8.8)$$

### Пример 1, шаг 2б: оценка ожидаемого сигнала ЯМР (кажущейся пористости)

Для расчета относительной амплитуды поляризации как функции времени  $TW$  показанной на рисунке 8.4., значения  $T_1$  для воды, фильтрата и газа, определенные при первом шаге, использовались в уравнениях 8.5 – 8.7. Контраст в значениях  $T_1$  флюидов в этом коллекторе позволяет, при помощи изменений времени поляризации, оценить их вклад в регистрируемый ЯМР-сигнал. При величине  $TW = 3$  секундам, сигналы от воды и фильтрата РНО практически полностью поляризованы (>95%). Однако, при этом значении  $TW$  регистрируется только 45% сигнала от газа. Полная поляризация газа требует величины  $TW > 15$  сек.

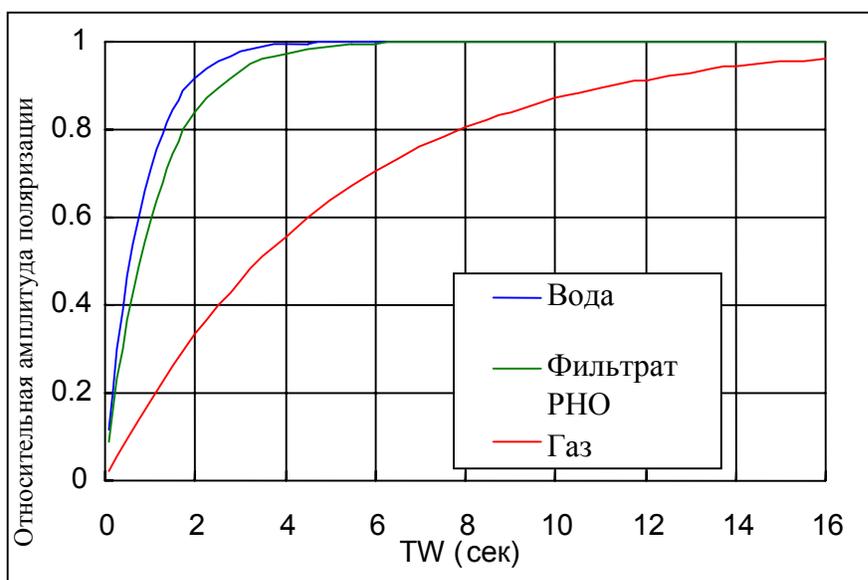
### Выбор цикла активации

Для выполнения планирования и подготовки работ методом *MRIL*, для начала, необходимо четко определиться с поставленными задачами. Ограничение задач ЯМР определением пористости и проницаемости может позволить использовать стандартные

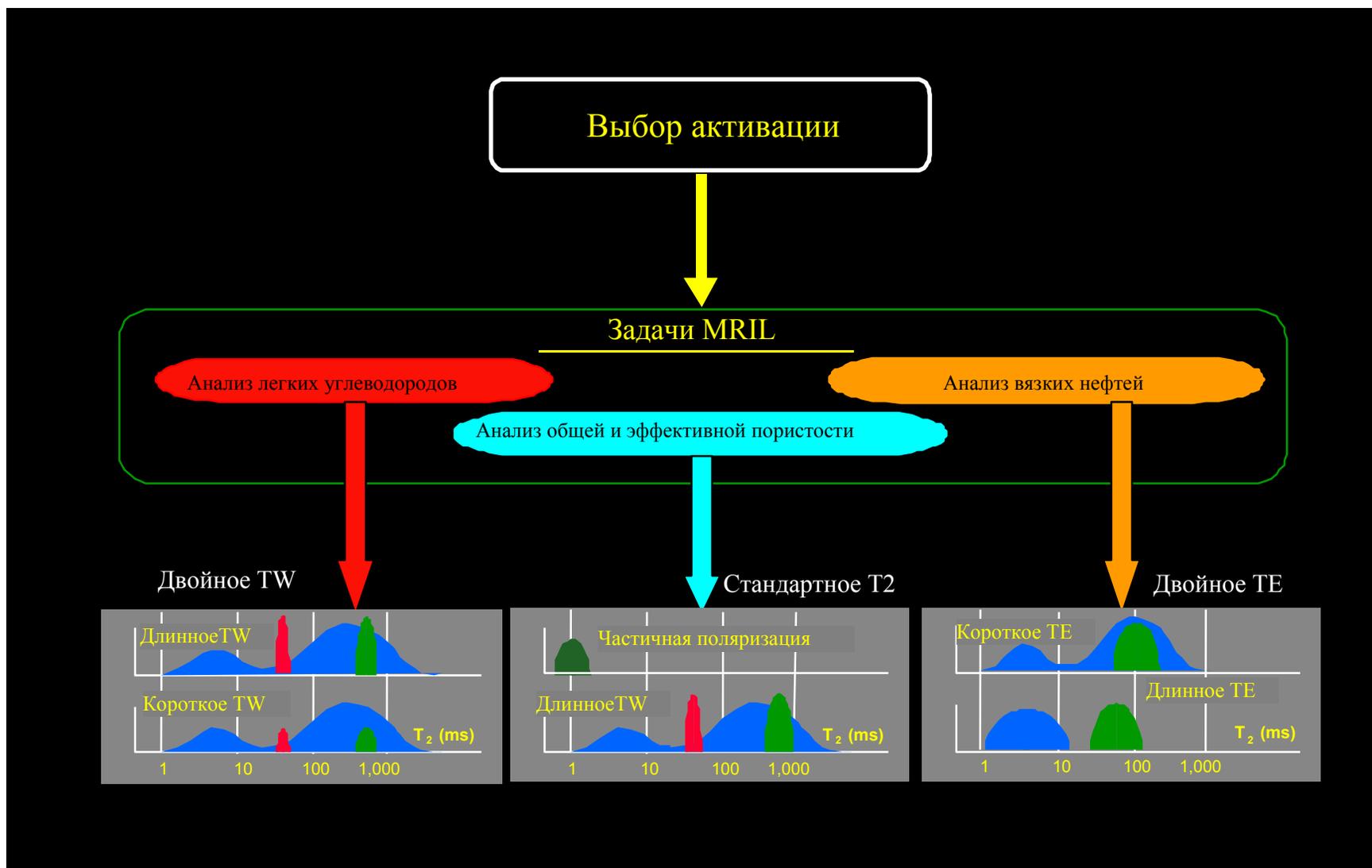
активизации, которые дают возможность сравнительно быстрой записи. Расширение области интересов и в первую очередь необходимость типизации углеводородов, приводят к применению более сложных активаций, и как следствие – к снижению скорости записи. Знание пластовых условий необходимо для оценки возможности применения предпочтительной активации и оптимизации параметров записи для улучшения качества результатов.

На основе современных представлений о физике ЯМР и поведении поровых флюидов в пластовых условиях (давление и температура), для покрытия всего спектра основных задач, были разработаны три «семейства» активаций, показанные на рисунке 8.5.

Каждый тип активаций служит для решения своих задач и оптимизирован для того, чтобы давать данные для специфических методов обработки. Анализ этих данных методом связанным с другой активизацией будет иметь весьма ограниченное применение и не позволит решить поставленные задачи.



**Рисунок 8.4** В скважине, показанной в примере 1, относительная амплитуда поляризации для различных флюидов, рассчитывалась как функция  $TW$ . При этом использовались следующие значения:  $T_{1,gas} = 4.9$  сек.,  $T_{1,OBMF} = 1.1$  сек. и  $T_{1,water} < 1$  сек. Изменения величины  $TW$  для контроля вклада индивидуальных компонент в суммарный сигнал, являются основой метода разностей спектра ( $DSM$ ) применяемого при типизации углеводородов.



**Рисунок 8.5**

Активации выбираются в соответствии с задачами стоящими перед выполнением работ прибором MRIL

### Стандартная активация $T_2$

Данные стандартной активации  $T_2$  позволяют определять пористость, проницаемость и производительность (подвижные флюиды). (Термин стандартная активация  $T_2$  иногда используется при измерении только эффективной пористости с  $TE = 1.2$  мсек.). Первые поколения приборов ЯМР работали на одной частоте и поэтому позволяли только стандартные активации  $T_2$ . Их использование ограничивалось применением в водоносных зонах и для нефтей легких и средней вязкости, однако оно было расширено, после осознания того факта, что выделение газа прибором так-же возможно. Стандартные активации  $T_2$  используются в настоящее время в многочастотных приборах и преимущественно в ситуациях, где контраст  $T_1$  и  $D$  незначителен. В этих случаях многократные активации с расширенными возможностями не дают дополнительной информации. Преимущества стандартных активаций  $T_2$  – возможность увеличения скорости записи при сохранении качества получаемых данных или получение данных лучшего качества при обычной скорости записи.

### Активация двойного времени $TW$

Запись с активацией двойного времени  $TW$  позволяет определить пористость, проницаемость и производительность (подвижные флюиды), а так-же осуществлять прямую типизацию углеводородов и их количественную характеристику, при использовании метода разницы спектров ( $DSM$ )<sup>1</sup> или анализа временной составляющей ( $TDA$ ).<sup>2</sup>

Активации с двойным  $TW$  используют разницу в значениях  $T_1$  воды и легких углеводородов и позволяют определять их количество и распределение. При этом несколько факторов ограничивают скорость записи: использование длинного времени  $TW$  в одном канале записи, при сравнительно малой амплитуде сигналов от короткого времени  $TW$  в другом канале, и необходимость высокого качества данных для достаточного уровня сигнал/шум в сигналах от разности.

### **Активация двойного времени $TE$**

Записи с активацией двойного времени  $TE$  позволяют определить пористость, проницаемость и производительность (подвижные флюиды), а так-же осуществлять прямую типизацию углеводородов при использовании метода сдвинутого спектра ( $SSM$ ), анализа диффузии ( $DIFAN$ ), или метода усиления диффузии ( $EDM$ ).<sup>3</sup>

При активизациях с двойным  $TE$  используется значительно больше вариаций в диффузии вязких нефтей, воды и легких углеводородов, при этом задачей ставиться разделение сигналов от углеводородов в области времен  $T_2$ . Первоначальное их использование было ограничено газоносными коллекторами, разрезами с легкими нефтями и применением для качественной типизации пластовых флюидов. Однако, в последнее время, появились многочисленные примеры их использования для количественного анализа, в основном, благодаря применению методик расширенной интерпретации. Это «семейство» активаций так-же требует более медленных скоростей записи и высокого соотношения параметра сигнал/шум.

### **Определение цикла активации и параметров записи**

В предыдущих разделах были рассмотрены составляющие необходимые для разработки активизации. В этом разделе предполагается, что заданы ЯМР-свойства флюидов и коллектора, задачи выполнения ГИС определены и что выбран один из типов активации (стандартная  $T_2$ , двойное  $TW$  или двойное  $TE$ ). Основываясь на этих данных, наша цель – в общих чертах оценить оптимальные параметры активации и записи.

Для записи должна использоваться одна из заранее заданных активаций которая наиболее близка к рассчитанному идеалу. Если ни одна из заранее созданных активаций не подходит для решения поставленных задач, то на основании планирования и ограничений рабочих параметров необходима разработка специальной активации.

Если некоторые или даже все необходимые параметры флюидов неизвестны, то для создания оптимальной программы записи необходимо использовать их наиболее

консервативные оценки. Единственным недостатком этого подхода, является тот факт, что рассчитанные таким образом активизации, вероятно, приведут к более долгому времени записи. В последствии, по мере получения необходимой информации, это время может быть значительно сокращено.

### Стандартные активации $T_2$

Приборы серий *MRIL-B* и *MRIL-C* не могли регистрировать быстрые спады ранних времен эхо-сигналов от воды содержащейся в глинах и в пространстве микропористости. Таким образом, их измерения пористости были связаны с эффективной пористостью. Современные приборы скважинного ЯМР регистрируют эти ранние вступления и позволяют мерять суммарную пористость.

Стандартные активации  $T_2$  являются стоящими по умолчанию в приборах серий *MRIL-C/TP* и *MRIL-Prime*. В этой активизации цикл с частичным восстановлением на одной частоте повторяется 50 раз, а суммированные данные эхо-сигналов передаются на поверхность. Интегрирование этой информации и данных стандартной записи сигнала  $T_2$  позволяет рассчитывать общую (суммарную) пористость. Обычно, параметры активации частичного восстановления имеют следующие значения:  $TE = 0.6$  мсек.,  $TW = 20$  мсек. и  $N = 10$ .

В остальной части стандартной активации используются значения  $TE = 1.2$  мсек. и  $0.9$  мсек., соответственно, для приборов диаметра 6 и  $4^{7/8}$  дюймов. Разные значения  $TE$  применяются для компенсации за различия в (среднем) градиенте магнитного поля у приборов (15.6 и 20.0 Гаусс/см. для скважин соответственно большого и малого диаметров) и для поддержания контраста в результирующих значениях ( $TE$  и  $G$ )<sup>13</sup>. Выбор соответствующих значений  $TE$  обеспечивает идентичное измерение кажущихся значений времени спада  $T_2$  приборами разного типа.

Как показано на рисунке 8.6, полная поляризация, теоретически, требует бесконечного длинного времени  $TW$ . Для практического применения используют поляризацию выше

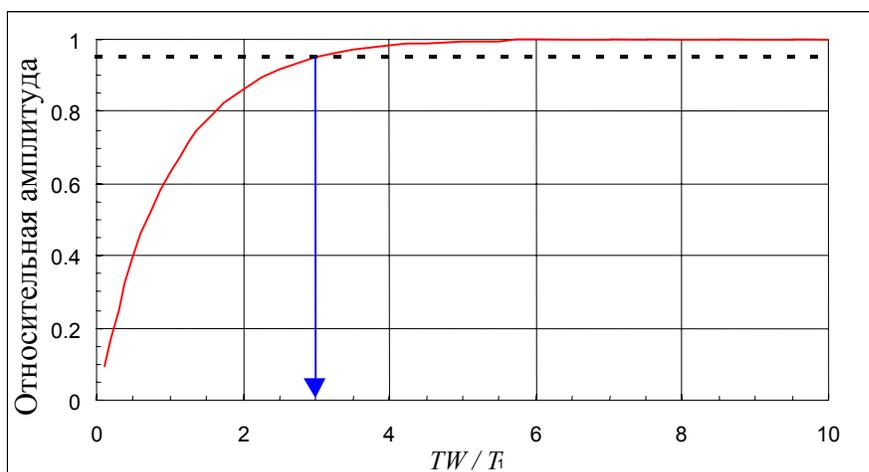
95%. Как показано в уравнении представленном ниже, такая поляризация достигается при значениях  $TW \geq 3T_1$ .

$$1 - e^{-TW/T_1} \geq 0.95 \Rightarrow TW \geq 3T_1 \quad (8.9)$$

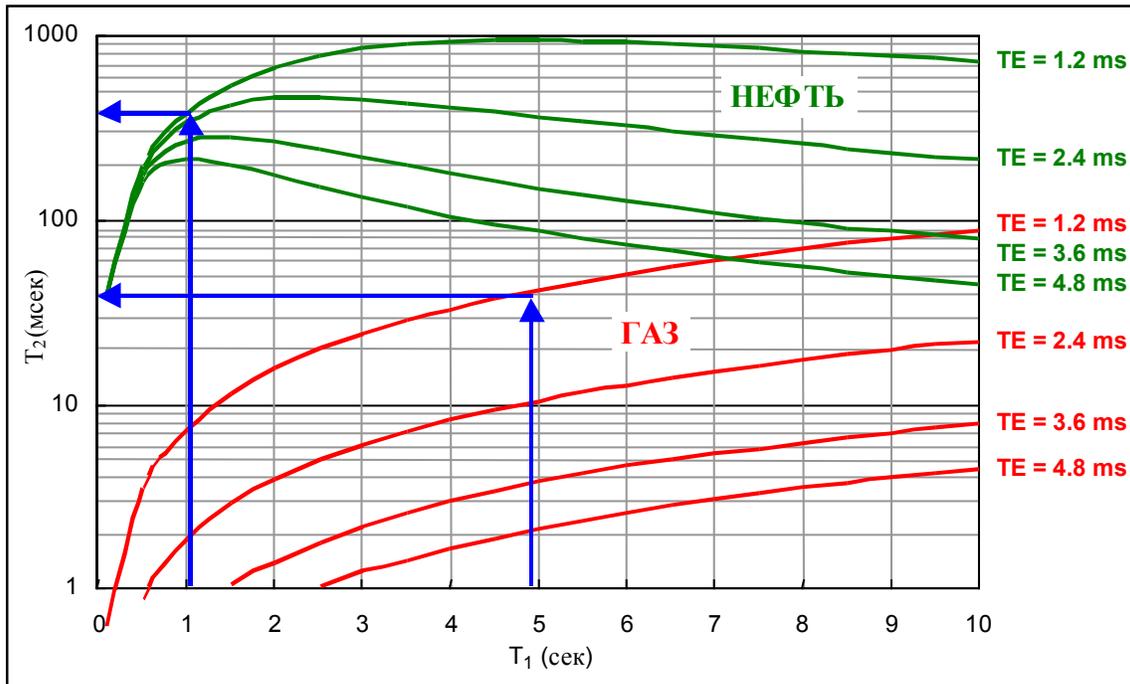
В газоносных коллекторах такое требование может привести к увеличению значений  $TW$  до 10 секунд и выше, что поставит серьезные ограничения по скорости записи и/или частоте (количеству) измерений. Можно показать, что при стандартной обработке и благоприятном соотношении сигнал-шум, решаются только скорости спада со значениями в три раза большими, чем время измерения ( $NE TE$ ), т.е. должно выполняться условие:

$$3NETE \geq T_{2,max} \Rightarrow NE \geq \frac{T_{2,max}}{3TE} \quad (8.10)$$

Оценка значения  $T_{2,max}$  требует знания местных условий. В общем случае, величины  $T_2$  для нефти и газа могут быть получены по палеткам изображенным на рисунке 8.7, которые были рассчитаны для флюидов с параметрами представленными в таблице 8.1 и по уравнениям 8.1 и 8.3, для градиента магнитного поля 18 Гаусс/ см.



**Рисунок 8.6** Относительная амплитуда поляризации как функция  $TW/T_1$ , для практических целей полная поляризация достигается при  $TW > 3T_1$ .



**Рисунок 8.7** Время релаксации  $T_2$  нефти и газа регистрируемое прибором ЯМР с градиентным магнитным полем в 18 Гаусс/см. зависит от времени  $T_1$  объемной релаксации.

### Пример1, шаг 3: определение подходящих параметров ( $TE$ , $TW$ , $NE$ ) для стандартной активации $T_2$

Для этой записи может быть использована стандартная активация  $T_2$  с  $TE = 1.2$  мсек. При регистрации данных с  $TE = 1.2$  сек., сигналы от газа и фильтра РНО появятся соответственно, на отметках 40 и 400 мсек. в спектре  $T_2$  (при значениях,  $T_{1,gas} = 4.9$  сек. и  $T_{1,mf} = 1.1$  сек., определенных на первом шаге данного упражнения). Знание местных условий дает нам :  $T_{1,water} \approx 1$  сек., и  $T_{2,water} \approx 400$  мсек.

Соответствующее число эхо-сигналов должно быть:

$$NE \geq \frac{400}{3 \times 1.2} \geq 110$$

Определение времени  $TW$  зависит от набора задач поставленных перед выполнением ЯМР. Если необходимо полностью записать сигнал от газа, то время  $TW$  должно быть больше чем  $3 \times 4.9 \approx 15$  сек. Если нужны данные только от полностью поляризованных воды и фильтрата РНО, то будет достаточно и  $TW = 3$  сек.

### Активации двойного времени $TW$

Для выполнения активации двойного времени  $TW$  необходимо задать параметры  $TW_L$ ,  $TW_S$ ,  $TE$  и  $NE$ . Если считается, что вода полностью поляризована, то кажущаяся пористость  $\phi_a$  определяется по:

$$\phi_a = \phi \left\{ S_w + S_{hc} HI_{hc} \left( 1 - e^{-TW/T_{1,hc}} \right) \right\} \quad (8.11)$$

Уравнение 8.12 определяет постоянные  $a$ ,  $b$  и  $c$ , следующим образом:

$$\begin{aligned} TW_S &= aT_{1,w} \\ TW_L &= bTW_S = abT_{1,w} \\ T_{1,hc} &= cT_{1,w} \\ (a \geq 1, b \geq 1, c \geq 1) \end{aligned} \quad (8.12)$$

Объединение уравнений 8.11 и 8.12 приводит к следующим выражениям значений кажущейся пористости, померянных при длинных и коротких временах задержки :

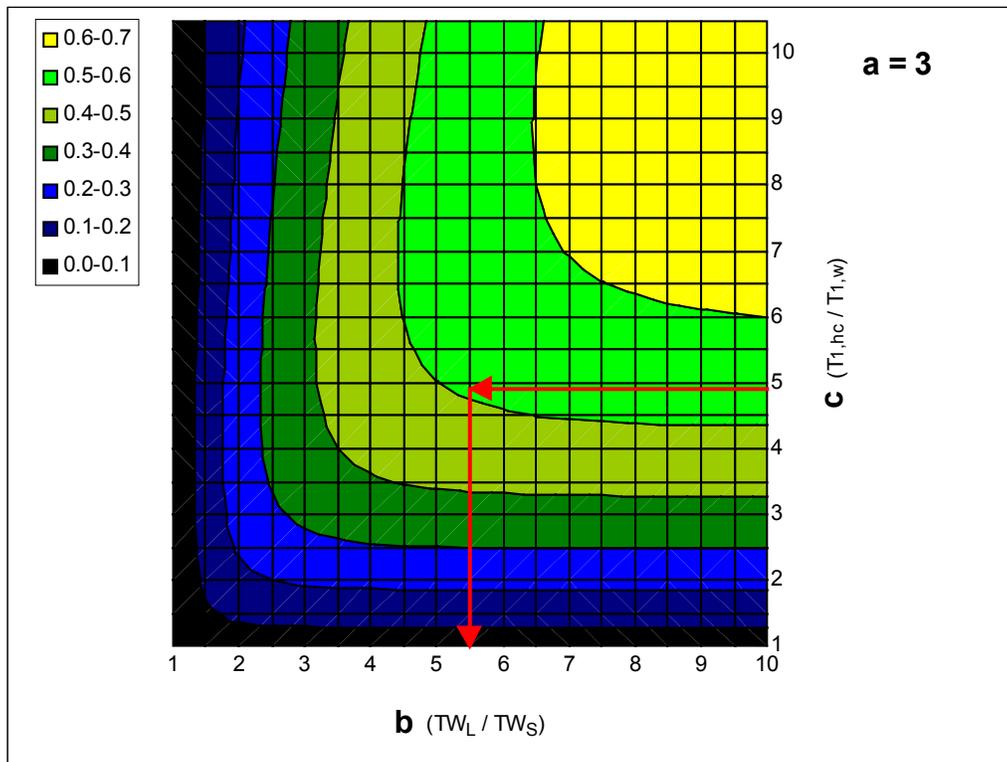
$$\begin{aligned} \phi_{a,L} &= \phi \left\{ S_w + S_{hc} HI_{hc} \left( 1 - e^{-ab/c} \right) \right\} \\ \phi_{a,S} &= \phi \left\{ S_w + S_{hc} HI_{hc} \left( 1 - e^{-a/c} \right) \right\} \end{aligned} \quad (8.13)$$

Сигнал от разности  $\Delta\phi$  получают непосредственно вычитанием сигнала с коротким  $TW$  из сигнала с длинным временем  $TW$ .

Для исключения влияния воды в сигнале от разности, необходимо, чтобы она была полностью поляризована в обоих случаях – и с длинным  $TW$ , и с коротким. Это условие выполняется, если  $TW_L \geq TW_S \geq 3 \times T_{l,water}$ , или если  $a \geq 3(T_{l,water})$ , где  $T_{l,water}$  – самое длинное время  $T_l$  связанное с водой в порах.

$$\Delta\phi = \phi \left\{ S_{hc} H I_{hc} \left( e^{-a/c} - e^{-ab/c} \right) \right\} \quad (8.14)$$

Для любого значения  $a$  большего  $3$ , доля от полного сигнала углеводородов, остающаяся в сигнале от разности, зависит только от безразмерных параметров  $b$  и  $c$ , т.е. является функцией отношений  $TW_L$  к  $TW_S$  и  $T_{l,h}$  к  $T_{l,w}$ , что выражает контраст в значениях  $T_l$  между водой и углеводородами. Для  $a = 3$  эта зависимость изображена графически на рисунке 8.8.



**Пример 16 шаг 3: определение подходящих параметров ( $TW_L$ ,  $TW_S$ ,  $TE$  и  $NE$ ) для активации двойного времени  $TW$**

В этом примере может так-же быть использована активация двойного времени  $TW$ . Для конкретной скважины соответствующие времена имеют значения  $T_{l,gas} = 4.9$  сек.,  $T_{l,mf} = 1.1$  сек. и  $T_{l,water} \approx 1$  сек. (см. шаг 1 данного примера), указывающие на контраст в значениях  $T_l$  газ-вода  $c = 4.9$ . Согласно данным палетки на рисунке 8.8, такой контраст будет соответствовать максимальной поляризации в пределах 0.5 – 0.6; стрелками на рисунке показано, как получают наилучшее соотношение  $TW_L/TW_S$ , равное 5.5. Эта величина является результатом самого малого значения  $TW_L$ , которое приводит к получению сигнала от газа в пределах 0.5 – 0.6 от максимума. Соответствующие значения  $TW$ :

$$TW_S = 3T_{l,water} = 3 \text{сек.}$$

$$TW_L = 5.5TW_S = 16.5 \text{сек.}$$

Во время шага 2, в данном примере, было показано, что сигналы от пластовой воды растянуты на участке времен спектра  $T_2$  до 400 мсек., и что появление сигнала от газа ожидается на 40 мсек. Максимальное время релаксации определяется величиной 400 мсек., которая потребует по крайней мере  $400/(1.2 \times 3) = 110$  эхо-сигналов.

Для активации двойного времени  $TW$  используются следующие параметры:

<p>Активация 1: <math>TE = 1.2</math> мсек., <math>N = 110</math>, <math>TW_L = 16.5</math> сек.</p> <p>Активация 2: <math>TE = 1.2</math> мсек., <math>N = 110</math>, <math>TW_S = 3</math> сек.</p>
--

При такой активизации двойного времени  $TW$ , разница от сигнала газа достигает максимума, однако собственно значения пористости, насыщенность углеводородами в объеме исследования и углеводородный индекс в пластовых условиях определяются будет ли сигнал достаточно велик, чтобы он мог быть измерен.

Средняя пористость в этой скважине составляет около 14 единиц, предполагается, что газонасыщенность в зоне проникновения находится на остаточном уровне 30% и что углеводородный индекс газа равен 0.52 (см. шаг 1 данного упражнения). Подставляя эти значения в уравнение 8.14 получаем

$$\Delta\phi = 14 \times 0.3 \times 0.52 (e^{-3/4.9} - e^{-16.5/4.9}) = 2.2 \times 0.51 = 1.1 \text{ед.пористости}$$

Такой уровень сигнала располагается едва над порогом чувствительности этой методики и появиться в спектре разности на отметке 40 мсек.

Весь этот процесс можно повторить, чтобы показать, что активизация двойного времени  $TW$  так-же позволяет успешно избавляться от сигнала фильтрата РНО из зоны проникновения ( $T_{l,obmf} = 1.1$  сек.) в спектре разности. При увеличении значения  $T_l$  фильтрата описанный процесс, для определения нового сигнала от фильтрата, потребует минимальных изменений. Для планирования приемлимых значений  $TW$  необходимо оценить контраст значений  $T_l$  газа и фильтрата РНО. Такая оценка показана в примере 2.

## Пример 2: РНО, двойное время $TW$

### Описание скважины

Планирование работ методом ЯМР выполнялось для скважины с теми-же пластовыми условиями, что и в примере 1, но для других параметров фильтрата РНО. Так-же как и в примере 1 газоносная скважина была пробурена на РНО с глубиной забоя 20,000 футов и максимальными значениями давления и температуры, соответственно, в 8,700 psi и 300° F.

### Шаг 1: определение ЯМР-свойств флюидов

Параметры газа и пластовой воды такие-же, как и в предыдущем примере. Аналогично, свойства фильтрата РНО были померяны в лабораторных условиях и затем экстраполированы на пластовые. Рассчитанные свойства относящихся к делу газа, фильтрата РНО и пластовой воды собраны в первых трех колонках таблицы 8.2.

Таблица 8.2 – Пример 2: ЯМР-свойства флюидов в пластовых условиях

	$T_1$ (сек.)	$D_0$ (см <sup>2</sup> /сек)	$HI$	$T_{2D}$ (мсек.)
Газ	4.9	$85 \times 10^{-5}$	0.52	40
Фильтрат РНО	2.5	$2 \times 10^{-5}$	1	800
Пластовая вода	< 1	$1 \times 10^{-5}$	1	< 400

### Шаг 2: оценка ожидаемого ЯМР-сигнала

Приведенные в таблице значения  $T_1$  использовались в уравнениях 8.5 – 8.7 для расчета поляризации как функции  $TW$ , результаты показаны на рисунке 8.9. Графики показывают, что полная поляризация пластовой воды, фильтрата и газа потребует, соответственно, значений времени  $TW$  в 3, 8 и 15 секунд. Значения времени  $T_2$  для прибора MRIL, с градиентом магнитного поля 18 Гаусс/см и временем между эхо-сигналами 1.2 мсек., были определены по графикам на рисунке 8.7 и представлены в таблице 8.2 в колонке  $T_{2D}$ .

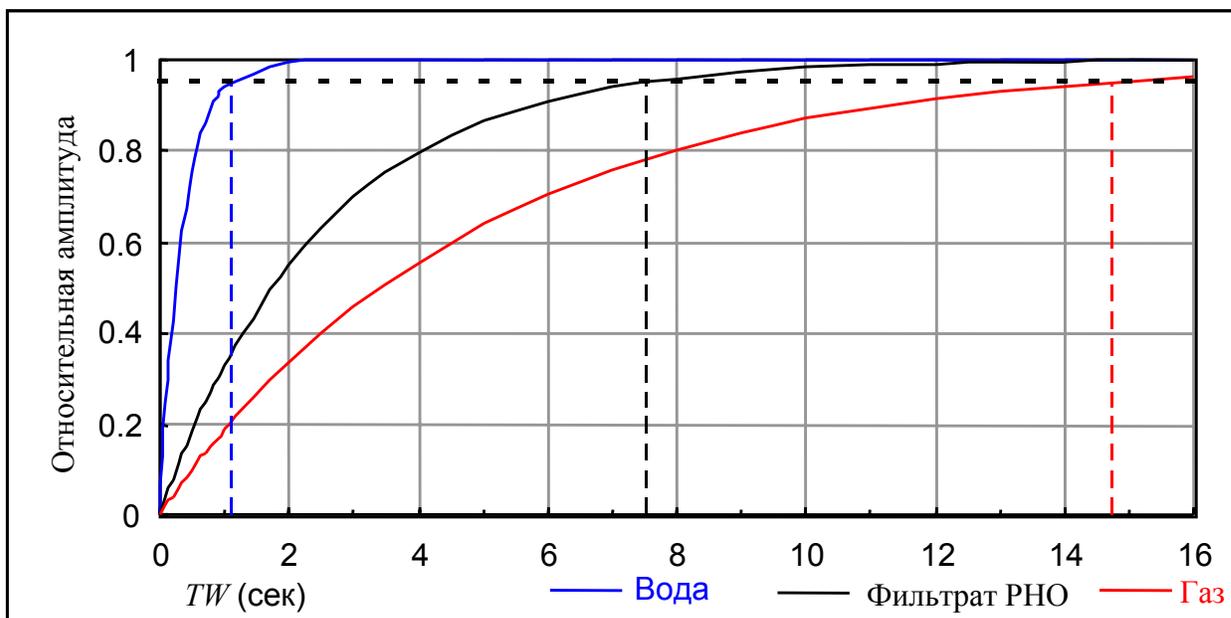
### Шаг 3: определение подходящих параметров ( $TW_L$ , $TW_S$ , $TE$ и $NE$ ) для активации двойного времени $TW$

Уничтожение сигналов от фильтрата и пластовой воды в спектре разности требует полной поляризации флюидов и накладывает ограничение:  $TW_L > TW_S > 8сек$ . Критической величиной, в данном случае, будет являться не контраст в значениях  $T_1$  между газом и водой (т.е.  $c = 4.9$ ), а контраст между газом и фильтратом РНО (т.е.  $c = 2$ ). Нанеся это низкое значение на палетку 8.8 получим, что доля поляризованного газа не превысит уровня 0.2 – 0.3 и что наиболее приемлемое отношение времен задержки  $TW_L/TW_S = 3.5$ . Следовательно, соответствующие значения  $TW$  равны:

$$TW_S = 3T_{1,OBMF} = 8сек.$$

$$TW_L = 3.5TW_S = 28сек.$$





**Рисунок 8.9** В скважине из примера 2 относительная амплитуда поляризации была рассчитана как функция времени  $TW$  в газе, фильтрате РНО и пластовой воде. Для расчетов использованы значения времени  $T_1$  приведенные в таблице 8.2.

В таблице 8.2 показано, что наиболее длинные времена  $T_2$  при записи в данной скважине, составляют 800 мсек., (фильтрат РНО), число эхо-сигналов, необходимое для его регистрации, должно быть, по крайней мере,  $800/(1.2 \times 3) = 220$ .

Для активации двойного времени  $TW$  используются следующие параметры:

Активация 1:  $TE = 1.2$  мсек.,  $N = 220$ ,  $TW_L = 28$  сек.  
 Активация 2:  $TE = 1.2$  мсек.,  $N = 220$ ,  $TW_S = 8$  сек.

Величина сигнала разности от газа рассчитывалась аналогично предыдущему примеру:

$$\Delta\phi = 14 \times 0.3 \times 0.52 \left( e^{-8/4.9} - e^{-28/4.9} \right) = 2.2 \times 0.19 = 0.42 \text{ ед. пористости}$$

Получаемый сигнал ниже порога чувствительности и, следовательно, предложенный метод записи не возможен. Кроме того, очень длинные времена  $TW$  для предложенной активизации, не являются практичными, т.к. тут-же приведут к низким скоростям записи и плохому вертикальному разрешению.

При заданных условиях возможен альтернативный подход, который позволит избавиться от сигналов воды и оставит достаточно сигнала от газа и фильтрата РНО в спектре разности. На отметке  $c \approx 5$  (рисунок 8.8) соответствующий контраст в значениях  $TW_L/TW_S$  будет в пределах от 5 до 6, а применимые к этому случаю значения  $TW$ , соответственно 1.5 и 8 сек. Показанный на рисунке 8.10 результат моделирования, свидетельствует о четком разделении сигнала  $T_2$  от газа и фильтрата РНО, обеспечивающий их независимую количественную оценку. Амплитуда газовой составляющей рассчитывается следующим образом:

$$\Delta\phi = 14 \times 0.3 \times 0.52 \left( e^{-1.5/4.9} - e^{-8/4.9} \right) = 2.2 \times 0.54 = 1.2 \text{ ед. пористости}$$

А амплитуда составляющей фильтрата РНО, соответственно:

$$\Delta\phi = 14 \times 0.3 \left( e^{-1.5/2.5} - e^{-8/2.5} \right) = 4.2 \times 0.51 = 2.1 \text{ ед. пористости}$$

Теперь, для активации двойного времени  $TW$  используются следующие параметры:

Активация 1: $TE = 1.2$ мсек., $N = 220$ , $TW_L = 8$ сек.
Активация 2: $TE = 1.2$ мсек., $N = 220$ , $TW_S = 1.5$ сек.

### Активации двойного времени $TE$

Для записи с активизацией двойного времени  $TE$  необходимо задаться параметрами  $TE_L$ ,  $TE_S$ ,  $TW$  и  $NE$ . Незначительный контраст значений  $T_1$  природного газа и фильтрата РНО являлся помехой при попытке разделения этих флюидов методом двойного времени задержки  $TW$ , рассмотренным в примере 2. Тем не менее, значительные отличия в

сигналах  $T_2$  от газа и фильтрата, являющиеся результатом различий в их диффузии, позволили разделить и количественно охарактеризовать эти флюиды. В более общем случае, если для установки разницы в области спектров контраст диффузии полученный при стандартной активизации недостаточен, то кажущийся контраст может быть усилен записью с двойным временем  $TE$  (см. рисунок 8.3).

### Пример 3: РВО, вязкая нефть, двойное время $TE$

#### Описание скважины

Скважина была пробурена на РВО и вскрыла коллектор с вязкой нефтью.

#### Шаг 1: определение ЯМР-свойств пластовых флюидов

Соответствующие свойства флюидов, представлены в таблице 8.3. ЯМР свойства фильтрата РВО идентичны свойствам пластовой воды. Отметим, что время  $T_1$  пластовой воды короче, чем ее объемное значение и что оно представляет собой распределение отражающее структуру порового пространства породы, а не единичное значение. Табличная величина  $T_1$  представляет собой логарифмическое среднее распределения  $T_1$ .

Таблица 8.3 – Пример 2: ЯМР-свойства флюидов в пластовых условиях

	$T_1$ (сек.)	$D_0$ (см <sup>2</sup> /сек)	$H_I$	$T_{2D}$ (мсек.)
Пластовая нефть	0.5	$0.2 \times 10^{-5}$	1	486
Пластовая вода	< 0.8	$1 \times 10^{-5}$	1	< 400

#### Шаг 2: оценка ожидаемого ЯМР-сигнала

Приведенные в таблице значения  $T_1$  использовались в уравнениях 8.5 – 8.7 для расчета поляризации как функции  $TW$ , результаты показаны на рисунке 8.11. Распределения сигнала  $T_2$  для различных значений времен  $TE$  (при градиента магнитного поля 18 Гаусс/см.) от всех составляющих представлены на рисунке 8.12.

### Шаг 3: определение подходящих параметров ( $TE_L$ , $TE_S$ , $TW$ и $NE$ ) для активации двойного времени $TE$

Изучение рисунков 8.11 и 8.12 говорит о том, что стандартная запись  $T_2$  и запись с двойным временем  $TW$  не дадут достаточной дифференциации флюидов и не позволят количественно оценить их объемы. При стандартной активации  $TE = 1.2$  мсек., все имеющиеся в наличии флюиды будут иметь сходные характеристики времен спада  $T_2$  (от 300 до 5000 мсек.). Вариации значений времени  $TW$  приведут к равному уменьшению сигналов от нефти и фильтрата РВО и одновременному их исключению из разностного спектра.

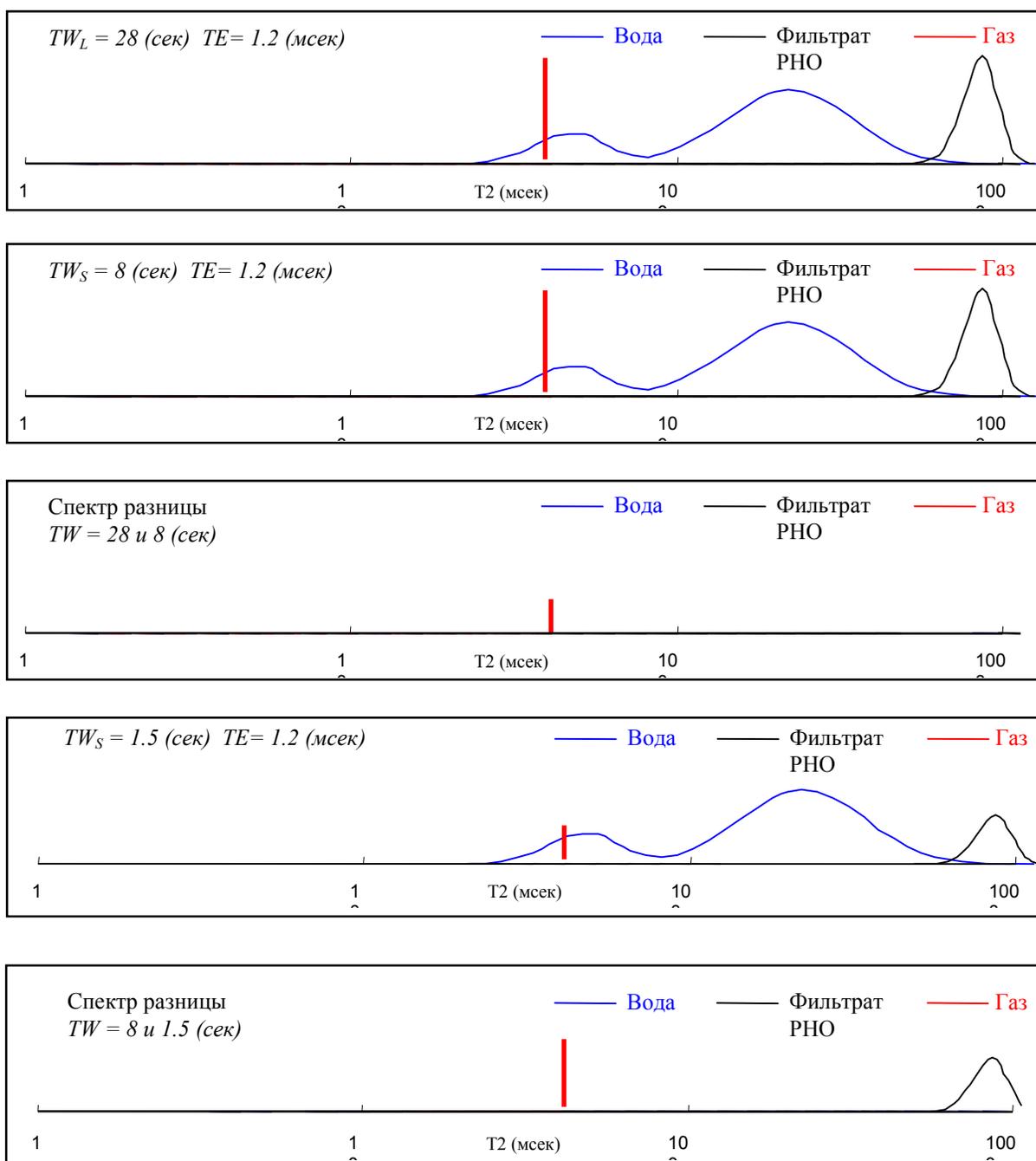
Для оценки различий в кажущихся значениях  $T_2$  как функции  $TE$  для «свободной» воды и нефти, в данной скважине, могут использоваться уравнения 8.3 и 8.4. Результаты представленные на рисунке 8.12 показывают полное разделение сигналов от нефти и воды, из-за различий диффузии флюидов, при времени между эхо-сигналами превышающем 4.8 сек. Большие значения диффузии воды, по сравнению с диффузией в нефти, при увеличении времени между эхо-сигналами, приводят к уменьшению кажущихся времен  $T_2$ .

Аналогично предыдущему примеру, соответствующее число эхо-сигналов оценивается по самой медленной компоненте ( $T_2 \sim 800$  мсек.) и при стандартном времени между эхо-сигналами равняется  $800/(1.2 \times 3) = 220$ . Увеличение времени между эхо-сигналами до 4.8 мсек. приводит к уменьшению числа измерений  $220/4 = 55$ . Соответственно, предлагаются новые параметры активации двойного времени  $TE$ :

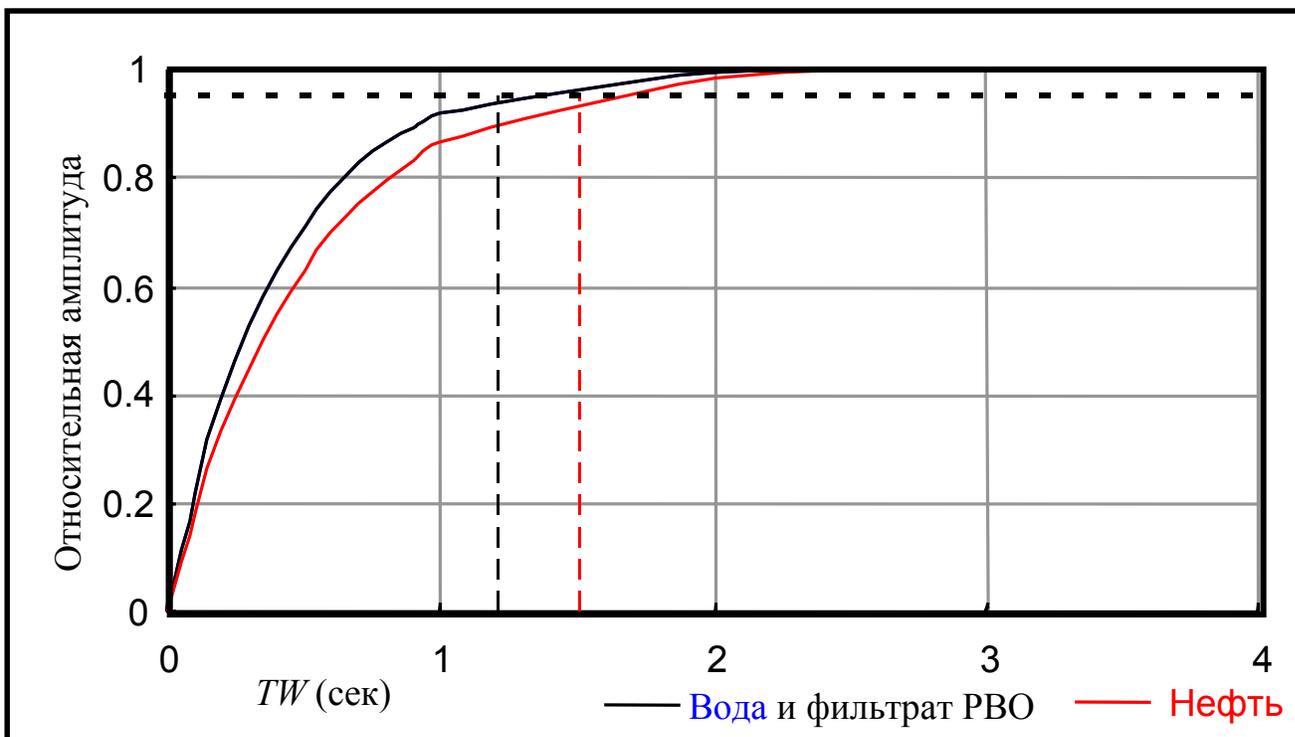
Активация 1:	$TE_S = 1.2$ мсек.,	$N = 220$ ,	$TW = 3$ сек.
--------------	---------------------	-------------	---------------

Активация 2:	$TE_L = 4.8$ мсек.,	$N = 55$ ,	$TW = 3$ сек.
--------------	---------------------	------------	---------------

Для записи с активацией двойных времен  $TE$  и  $TW$  необходимо задаться параметрами  $TE_L$ ,  $TE_S$ ,  $TW_L$ ,  $TW_S$  и  $N$ .



**Рисунок 8.10** В примере 2 запись с двойным  $TW$  и отношением  $TW_L/TW_S$  равным 28/8 позволяет уничтожить сигналы от пластовой воды и фильтрата БР в спектре разности и усилить разностный сигнал газа (верхние три блока). Однако сигнал разности весьма небольшой и требует медленной скорости записи из-за больших времен (две нижних блока). В другом варианте - записи с двойным  $TW$ , при отношении  $TW_L/TW_S$  8/1.5, из разностного спектра уничтожается только пластовая вода, а сигналы от газа и фильтрата РНО, в значительной степени раздвинуты на диаграмме  $T_2$ , чтобы обеспечить их независимую количественную оценку.



**Рисунок 8.11** В скважине из примера 3 относительная амплитуда поляризации была рассчитана как зависимость от времени  $TW$  в пластовой нефти, фильтрате РВО и пластовой воде. Для расчетов использовались значения времени  $T_1$  из таблицы 8.3. У фильтра РВО и пластовой воды сходные ЯМР свойства, поэтому соответствующие им кривые на графике совпадают.

### Двойное $TW$ /двойное $TE$ (исследование пласта с неизвестными параметрами)

В предыдущих разделах детально рассматривалось составление наиболее высокоточных и эффективных программ записи в случаях когда, в разумном приближении, заданы параметры коллектора, пластовых флюидов и условий. Однако, нет никаких причин ограничивать применение ЯМР каротажа только этими областями. Включение метода ЯМР в набор исследований на разведочном этапе должно стать повседневной практикой, поскольку он дает независимые от литологии измерения пористости, информацию о проницаемости, оценку добычных возможностей, типизацию пластовых флюидов и величину насыщения углеводородами. Основное преимущество наличия априорных

данных о пластовых условиях, -это возможность оптимизации параметров записи с целью получения специфичной информации при минимизации времени записи.

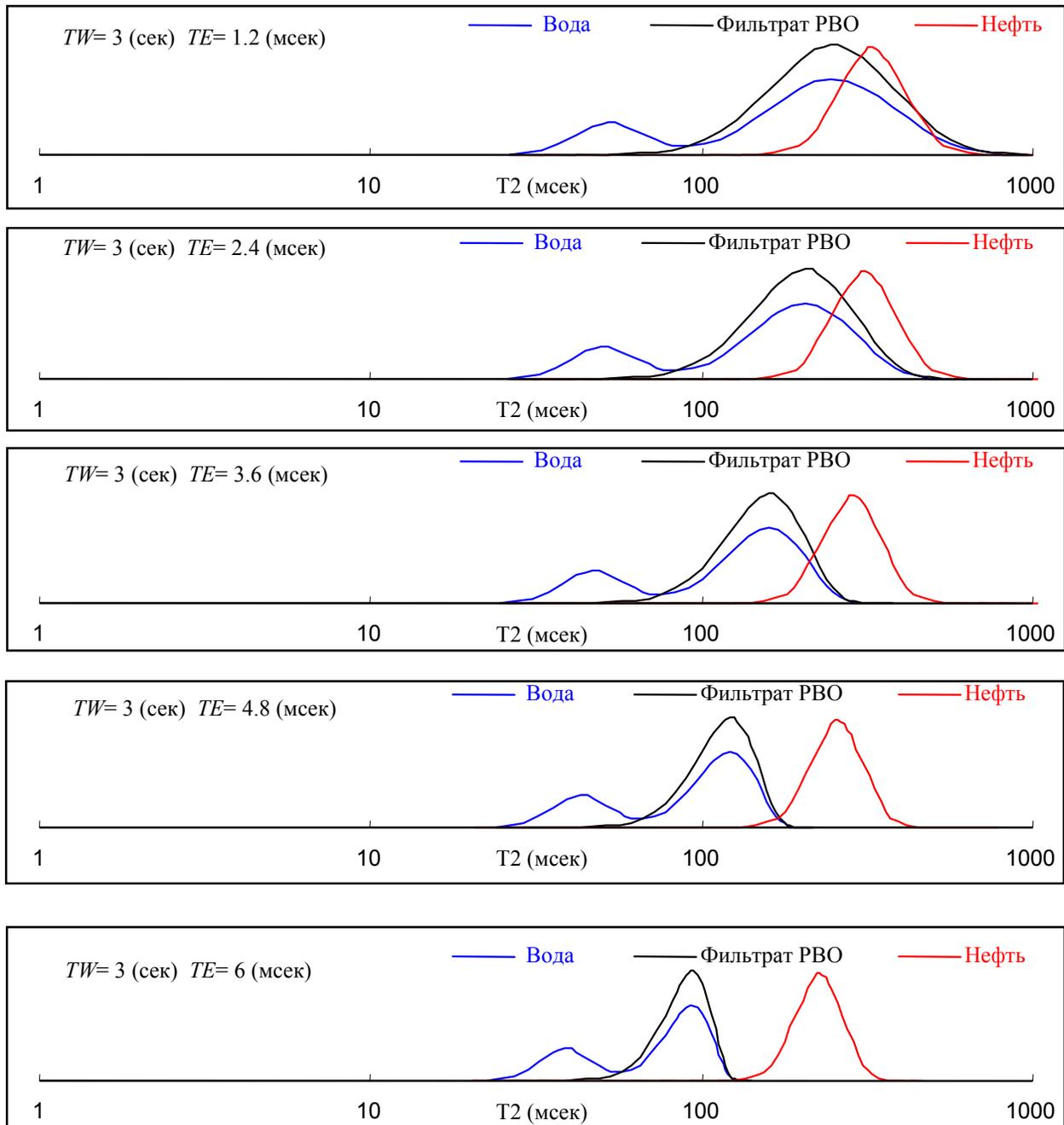
Показанный в предыдущих примерах подход, состоящий из трех последовательных шагов, так-же применим для пластов с неизвестными условиями, где запись с активациями двойных времен  $TE$  и  $TW$  может быть наиболее информативной. Ниже следует описание трех шагов такого подхода:

### **Шаг 1: определение ЯМР-свойств пластовых флюидов**

Введите значения пластовой температуры и давления и по рисунку 8.2 и таблице 8.1 определите величины времен объемной релаксации, диффузивности и углеводородных индексов флюидов (нефть, газ, вода). (В случае если температура и давление в пласте неизвестны, предположите градиент давления равным гидростатике т.е. 0.433 psi/фут, и температурный градиент 0.015° F/фут). Аналогичная информация о фильтрате бурового раствора должна быть получена от заказчика, либо так-же быть рассчитанна соответствующим образом. Для планирования работ ЯМР в чистых песчаниках, при отсутствии других данных, приблизительные значения распределения  $T_2$  в пластовой воде должны находиться в пределах от 1 мсек. – и до  $T_{1,bulk} / 2.5$ . В глинистых коллекторах или в пластах содержащих парамагнитные материалы, эти значения могут быть меньше раз в 10. В карбонатах консервативные оценки распределения  $T_2$  воды указывают на значения от 1 мсек. – и до  $T_{1,bulk}$ .

### **Шаг 2: оценка ожидаемых результатов ЯМР**

Времена объемной релаксации рассчитанные при первом шаге затем используются для оценки степени поляризации как функции времени задержки  $TW$ , для проверки пригодности активации двойного времени  $TW$  и для подавления одной (или нескольких) компонент в сигнале разности. Этот шаг позволит определить соответствующие значения времени  $TW$ .



**Рисунок 8.12** В примере 3 значения времени  $T_2$  для воды, нефти и фильтрата РВО сдвигаются в сторону меньших значений при возрастании  $TE$ . Кажущееся  $T_2$  нефти “отстает” от времен двух других флюидов из-за низкой диффузивности нефти.

Уравнения 8.1 – 8.4 используются для расчета средних значений времен  $T_{2D}$  соответствующих флюидов, т.е. кажущихся времен релаксации как функции  $TE$ , при заданном градиенте поля 18 Гаусс/см. Эти результаты могут использоваться для проверки возможности разделения флюидов во временном спектре  $T_2$  при увеличении  $TE$  (метод сдвига спектра).

### **Шаг 3: определение подходящих параметров ( $TW_L$ , $TW_S$ , $TE_L$ , $TE_S$ , $NE_L$ и $NE$ )**

Наиболее приемлимые времена поляризации для активации с двойным  $TW$ , при стандартном времени между эхо-сигналами ( $TE = 1.2$  мсек.), приводят к следующим значениям:

$$TW_S = 3 T_{1,max} \text{ пластовой воды}$$

$$TW_L = 3 T_{1,max} \text{ углеводородов}$$

Наиболее длинные времена  $T_{2D}$  из рассчитанных на втором шаге, определяют необходимое число эхо-сигналов для этих активизаций:

$$NE = T_{2D,max} / (3 * TE)$$

Для использования контраста в значениях диффузии должен быть записан дополнительный набор сигналов с активацией с более длинным  $TE$  ( т.е. 4.8 мсек.) и получено соответствующее число эхо-сигналов. Интеграция всех данных позволит получить информацию о коллекторе и о свойствах пластовых флюидов.

### **Пример 4: РНО, газ, двойное $TW$ , и $TE$**

#### **Описание скважины**

Во время бурения разведочной скважины на нефть было отмечено высокое содержание газа свидетельствующее о наличии небольшой газовой шапки. Шламмограмма показала присутствие песчаников и незначительное содержание аргиллитов. Скважина была пробурена на РНО с глубиной забоя 12,000 футов, аномальных температур или давлений не отмечалось.

**Шаг 1: определение ЯМР-свойств пластовых флюидов**

Температура и давление в пластовых условиях на забое определены следующим образом:  $12,000 \times 0.015 = 180^\circ \text{ F}$  ( $355^\circ \text{ K}$ ) и  $12,000 \times 0.433 = 5,196 \text{ psi}$ . Экстраполяция измеренных в лабораторных условиях свойств фильтрата к пластовым условиям дала:

$$T_{1,mf} = 1.5 \text{ (s)}$$

$$D_{0,mf} = 0.92 \cdot 10^{-5} \text{ (cm}^2 / \text{s)}$$

$$HI_{mf} = 1$$

Плотность газа при  $180^\circ \text{ F}$  и  $5,196 \text{ psi}$ ., в соответствии с рисунком 8.2, составляет  $0.21 \text{ г/см}^3$ . Остальные свойства газа рассчитываются по уравнениям приведенным в таблице 8.1:

$$T_{1,gas} = 2.5 \cdot 10^4 \frac{\rho}{T^{1.17}} = 2.5 \cdot 10^4 \frac{0.21}{355^{1.17}} = 5.4 \text{ (s)}$$

$$D_{0,gas} = 8.5 \cdot 10^{-2} \frac{T^{0.9}}{\rho} = 8.5 \cdot 10^{-2} \frac{355^{0.9}}{0.21} = 80 \cdot 10^{-5} \text{ (cm}^2 / \text{s)}$$

$$HI_{gas} = 2.25 \rho = 2.25 \cdot 0.21 = 0.47$$

По опыту предыдущих работ в этом районе, наиболее вероятным типом углеводородов здесь является нефть с низким газовым фактором и вязкостью около 3 сантиПуаз. Используя эти данные и уравнения из таблицы 8.1 свойства нефти и пластовой воды, соответственно:

$$T_{1,oil} = 3 \cdot \frac{T}{298 \cdot \eta} = \frac{3 \cdot 355}{298 \cdot 3} = 0.84 \text{ (s)}$$

$$D_{0,oil} = 1.3 \cdot \frac{T}{298 \cdot \eta} = \frac{3 \cdot 355}{298 \cdot 3} = 0.52 \cdot 10^{-5} \text{ (cm}^2 / \text{s)}$$

$$T_{1,water} = 3 \cdot \frac{T}{298 \cdot \eta} = \frac{3 \cdot 355}{298 \cdot 1} = 3.6 \text{ (s)}$$

$$D_{0,water} = 1.3 \cdot \frac{T}{298 \eta} = \frac{3 \cdot 355}{298 \cdot 1} = 1.5 \cdot 10^{-5} \text{ (cm}^2 / \text{s)}$$

$$HI_{oil} \approx HI_{water} \approx 1$$

ЯМР-свойства пластовых флюидов для этой скважины представлены в таблице 8.4.

**Таблица 8.4** – Пример 4: ЯМР-свойства флюидов в пластовых условиях  
( $TE = 1.2$  мсек.,  $G = 18$  Гаусс/см.)

	$T_1$ (сек.)	$D_0$ (см <sup>2</sup> /сек)	$HI$	$T_{2D}$ (мсек.)
Фильтрат РНО	1.5	$0.92 \times 10^{-5}$	1	500
Газ	5.4	$80 \times 10^{-5}$	0.47	45
Нефть	0.84	$0.52 \times 10^{-5}$	1	325
Пластовая вода	< 1	$1.5 \times 10^{-5}$	1	< 400

### Шаг 2: оценка ожидаемых результатов ЯМР

Времена объемной релаксации, рассчитанные при первом шаге, используются для построения семейства кривых поляризации, показанных на рисунке 8.13. Отметим, что поверхностная релаксация и размер пор привели к укорачиванию времени пластовой воды  $T_1$  ниже значения её объемной релаксации и, что наблюдаемый сигнал спада является не одним значением, а распределением, и отражает распределение порового пространства в породе. Значения  $T_1$  приведенные в таблице являются средними логарифмическими распределения  $T_1$ .

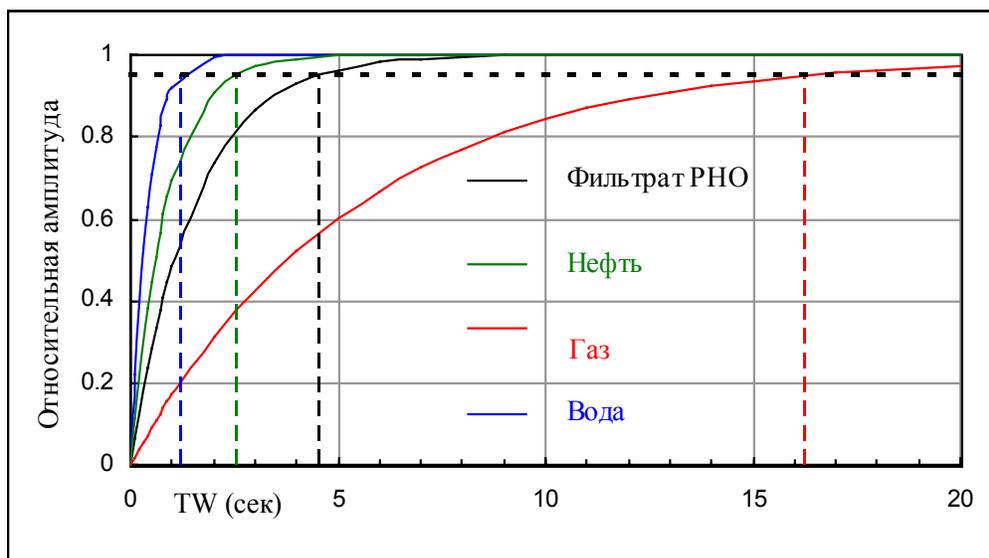
Уравнения 8.1 – 8.4 так-же использовались для расчета типичных распределений  $T_2$  в данных флюидах при различных  $T_1$ , эти результаты показаны на рисунке 8.14.

### Шаг 3: определение подходящих параметров ( $TW_i$ , $TE_i$ , $NE_i$ )

Анализ всей информации собранной в таблицах и рисунках рассчитанных для флюидов в этой разведочной скважине, показывает, что самые медленные компоненты  $T_2$  релаксируют со скоростью около 500 мсек. (фильтрат РНО при  $TE = 1.2$  мсек.).

Соответственно, необходимое число эхо-сигналов для этих медленных составляющих, равно:

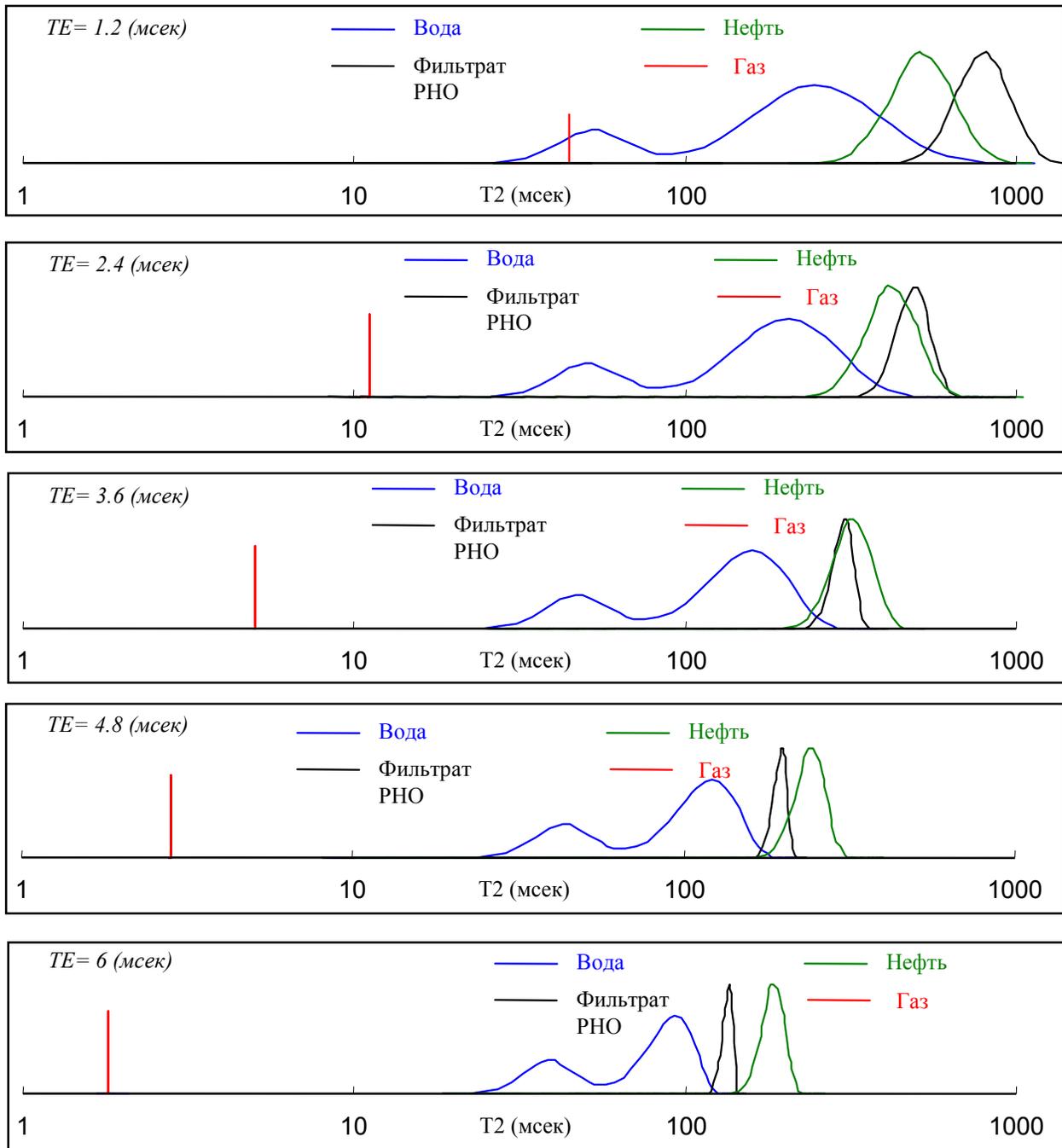
$$NE = 500 / (3 \times 1.2) \approx 133$$



**Рисунок 8.13** В разведочной скважине рассмотренной в примере 4, относительная амплитуда поляризации рассчитывалась как функция от времени  $TW$  в газе, нефти, пластовой воде и фильтрате РНО. В расчетах использовались значения  $T_1$  из таблицы 8.4.

Значительный контраст в значениях  $T_1$  между газом и остальными флюидами позволяет использовать анализ разностей спектров или разности эхо-сигналов (временного домена). Соответствующие значения времени  $TW = 16$  и 5 мсек.

ЯМР-свойства пластовой нефти и фильтрата РНО весьма схожи. Любая пара значений полученных активизацией двойного времени  $TW$  будет одинаково снижать обе составляющие. Запись данных с  $TE = 6$  сек.,  $TW = 5$  сек., и 1.5 сек., позволяет исключить сигнал воды из данных диффузии, что весьма упрощает процесс интерпретации.



**Рисунок 8.14** Распределения сигнала  $T_2$  при различных значениях времени  $TE$  были рассчитаны для пластовой воды, нефти, газа и фильтрата РНО в разведочной скважине, приведенной в примере 4.

Для данной скважины предлагаются следующие наборы параметров для активизаций:

Активация 1:	$TE = 1.2$ мсек.,	$NE = 300$ ,	$TW = 16$ сек.
Активация 2:	$TE = 1.2$ мсек.,	$NE = 300$ ,	$TW = 5$ сек.
Активация 3:	$TE = 6$ мсек.,	$NE = 60$ ,	$TW = 5$ сек.
Активация 4:	$TE = 6$ мсек.,	$NE = 60$ ,	$TW = 1.5$ сек.

### Другие соображения при планировании работ прибором MRIL

При принятии решений о циклах активации пластовые условия обязательно должны приниматься во внимание, поскольку они определяют реальные времена поляризации  $TW$ , время между эхо-сигналами  $TE$  и их число  $NE$ , скорость записи и параметр (скользящее среднее) осреднения  $RA$ . Следующие характеристики являются наиболее важными:

#### Тип коллектора (песчаник, карбонаты, мел, диатомит)

В большинстве случаев тип коллектора оказывает незначительное влияние на выбор циклов активизации, но он безусловно играет важную роль при обработке и интерпретации данных. В общем, поверхностная релаксивность у карбонатов  $\rho_2$  слабее, чем у песчаников, что приводит к более низким скоростям релаксации. Следовательно, для разделения свободных и связанных флюидов надо использовать различные граничные значения  $T_2$  (как правило эти значения составляют 33 мсек., для песчаников и 90 мсек., для карбонатов, отметим однако, что эти величины были получены эмпирически и могут не работать в некоторых областях).

Любые породы обогащенные железом или, в более общем виде, – содержащие парамагнитные включения, могут значительно усилить поверхностную релаксацию и привести к сдвигу спектра распределения  $T_2$  в сторону более коротких времен, при этом исчезает возможность использовать стандартные величины граничных значений. При значительных количествах парамагнитных включений, релаксация может стать более

быстрой и не будет регистрироваться, в этом случае пористость померянная ЯМР окажется заниженной.

Относительно большие изолированные поры (т.е. не сообщающиеся поры которые не пропускают через себя флюиды) часто встречаются в карбонатных разрезах. Приборы ЯМР будут давать правильные показания пористости, но проницаемость, рассчитанная по стандартному алгоритму не будет соответствовать действительности (её рассчитанные значения будут выше реальных). Стандартные модели, как правило, недооценивают проницаемость «усиленную» за счет трещиноватости. Потенциальное наличие крупных пор и более маленьких значений  $\rho_I$  означает, что максимальное значение  $T_{Iw}$ , может быть несколько большим в карбонатах, по сравнению с песчаниками.

### **Смачиваемость**

В большей части разделов данной книги породы считались гидрофильными. Для случаев с водой и газом это предположение выполняется практически всегда, однако в случаях с нефтью и водой ситуация может быть и другой. При смешанной смачиваемости в обоих составляющих – и в нефти и в воде происходят и объемная релаксация, и взаимодействие с поверхностью породы. Следовательно, их спектры будут смешаны и появятся на временах меньших, чем при объемной релаксации. Спектры зависят от отношения поверхности смоченной водой - к объему воды и от поверхности смоченной нефтью - к объему нефти. В этом случае интерпретация ЯМР становится очень сложной и её возможности не так хорошо изучены как в случае с гидрофильной породой. Можно сказать с уверенностью, что такие случаи потребуют применения активизаций с многочисленными  $TE$ . Представляется маловероятным, что активации с различными  $TW$  помогут разрешить эту проблему.

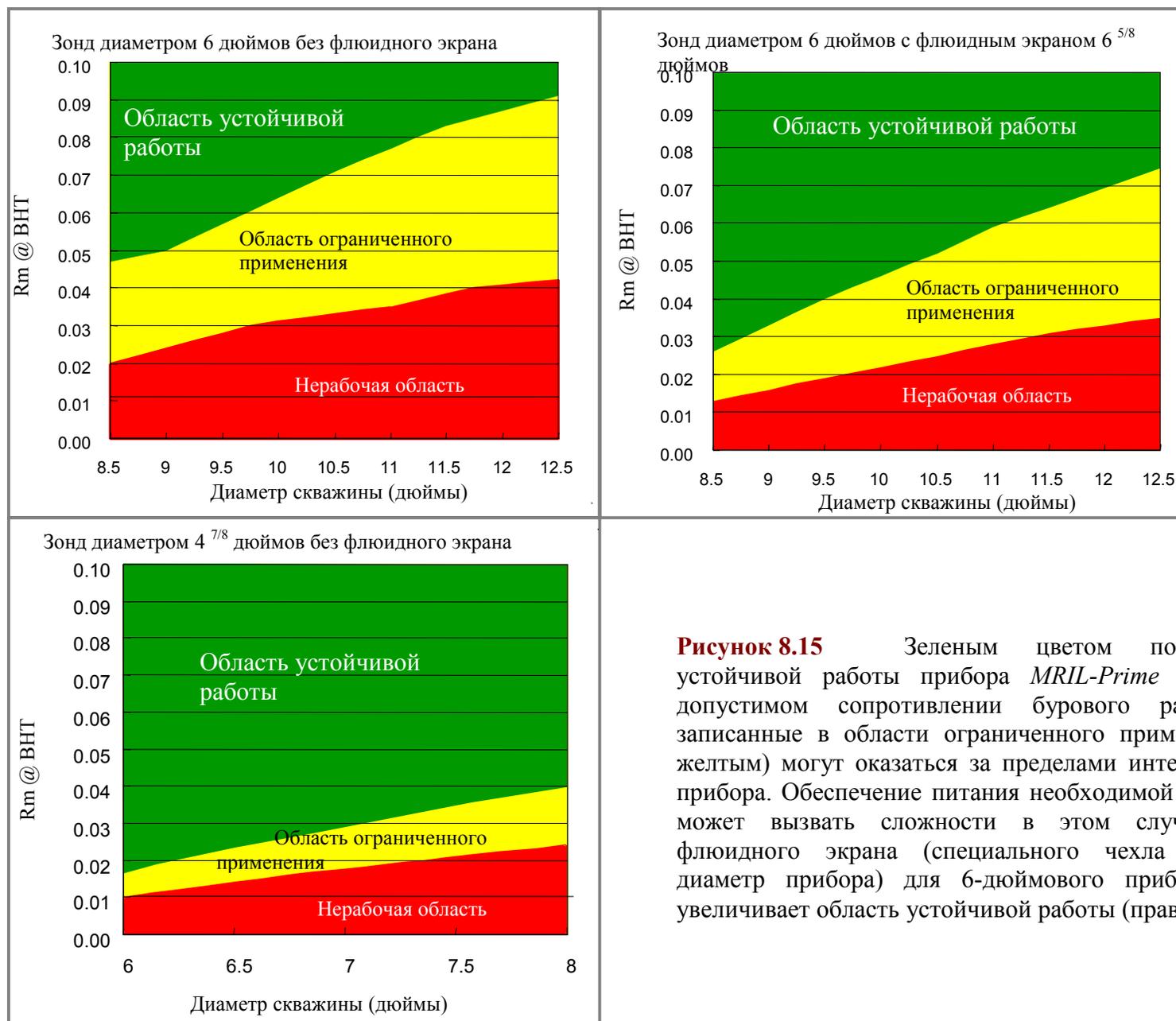
### **Тип бурового раствора (РВО, РНО)**

В общем случае, качество данных полученных методом ЯМР выше в скважинах с РНО, чем в РВО. Проводимость РНО значительно ниже, что снижает эффекты нагрузки на

---

систему передатчик-приемник. Это снижение позволяет записать больше эхо-сигналов и с меньшим уровнем шума. Если у системы РВО повышенная проводимость (т.е. сопротивление слишком низкое), то возрастает нагрузка, накладывая существенные ограничения на выполнение работ скважинным прибором. Эта величина может достичь такой степени, что прибор не сможет работать, как это показано на рисунке **8.15**. Для работы в более проводящих средах, в зависимости от диаметра скважины, может применяться специальный чехол (флюидный экран) изолирующий часть воды от антенны.

Запись ЯМР сигнала в скважине с РНО не ограничена проблемами с проводимостью, фильтрат раствора в поровом пространстве дает дополнительный углеводородный сигнал, который может существенно затруднять интерпретацию данных каротажа. Для снижения интерференции сигналов от фильтрата РНО и собственно пластовых флюидов, рекомендуется проводить исключительно внимательное планирование работ. Большинство флюидов РНО обладают длинными временами релаксации  $T_1$ , а их диффузия сравнима с диффузией воды. Эти обстоятельства затрудняют их разделение с помощью методов сдвига или разности спектров.

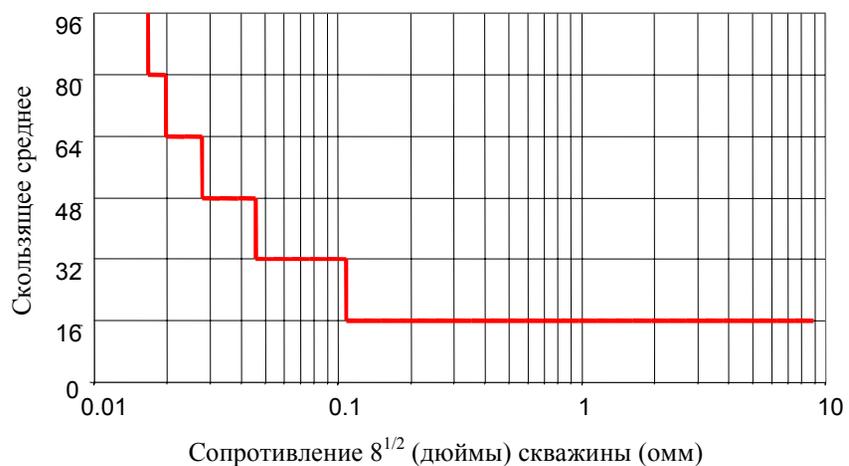


**Рисунок 8.15** Зеленым цветом показаны области устойчивой работы прибора *MRIL-Prime* при минимально допустимом сопротивлении бурового раствора. Данные записанные в области ограниченного применения (показаны желтым) могут оказаться за пределами интервала калибровки прибора. Обеспечение питания необходимой мощности так-же может вызвать сложности в этом случае. Применение флюидного экрана (специального чехла увеличивающего диаметр прибора) для 6-дюймового прибора, значительно увеличивает область устойчивой работы (правый слайд).

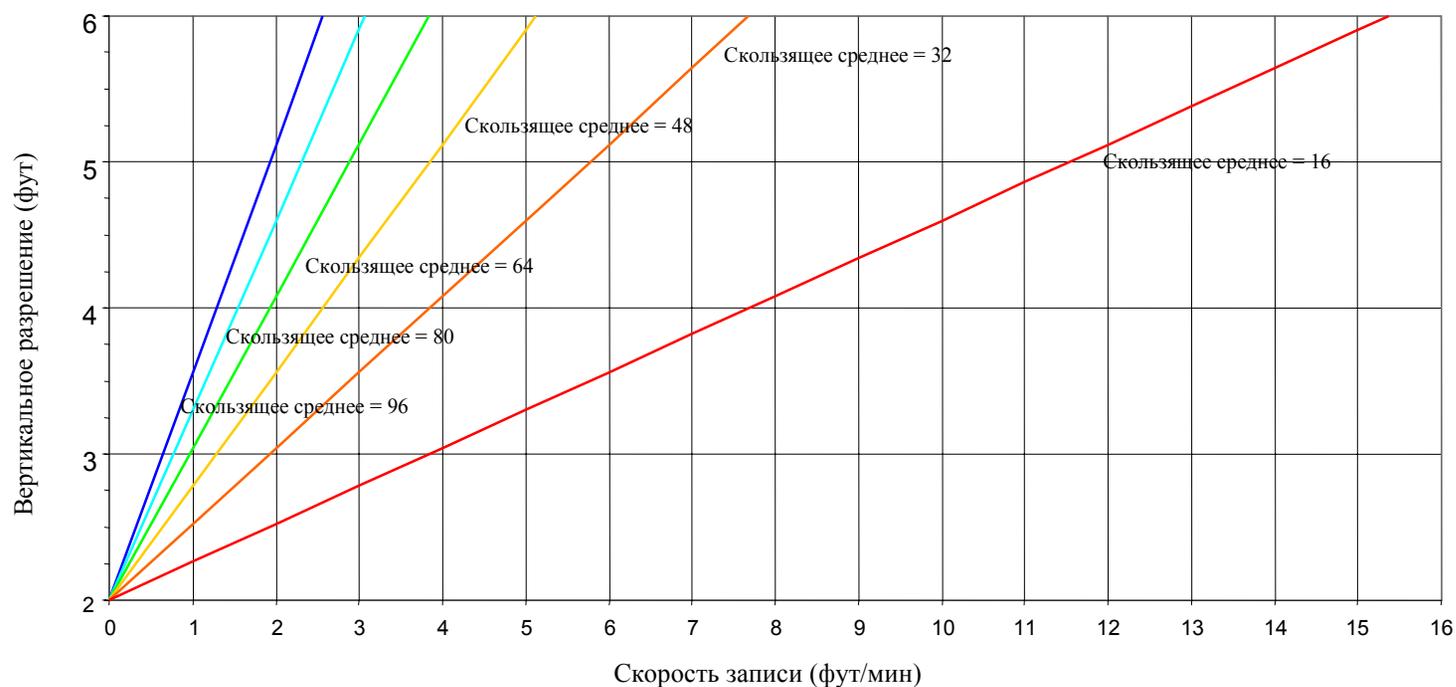
**Компромисс между параметрами: скорость записи  $\Leftrightarrow$  точность (сигнал/шум, частота измерений)  $\Leftrightarrow$  тип и детальность получаемой информации**

При планировании бурения любой скважины определенное внимание должно уделяться программе выполнения ГИС. Отношение сигнал/шум, в основном, контролируется диаметром скважины и сопротивлением бурового раствора. При снижении уровня сигнал/шум возрастает скользящее среднее ( $RA$ ), которое должно поддерживать необходимый уровень точности определений пористости. Общепринятая практика работ требует, чтобы у измерений пористости было отклонение не более единицы (в ед.пористости). Значение  $RA$ , в сочетании со скоростью записи, определяет вертикальное разрешение скважинного прибора. Эти отношения для прибора *MRIL-Prime* и активации *MAX4* представлены на рисунке **8.16**. Графики хорошо иллюстрируют, что сопротивление бурового раствора оказывает весьма значительное влияние на максимально возможную скорость записи. При снижении сопротивления  $R_m$  ниже 0.1 Ом., значение  $RA$  возрастает по экспоненте и, связанное с этим, стремительное снижение скорости записи представляется достаточно очевидным.

Снижение вертикальной разрешенности в малоперспективных зонах или на участках с однородным коллектором позволяет увеличить скорость записи. Она же сдерживается специфическими требованиями ЯМР: высокой точностью и низкой погрешностью измерений, которые требуют ее снижения. Для наиболее часто употребляемых активизаций были разработаны методы позволяющие оптимизировать скорости записи до максимума, при снижении качества получаемых данных в пределах погрешности метода.



**Рисунок 8.16** Палетки скоростей применяемые при активации *MAX4* в приборе *MRIL-Prime*. Значение  $R_m$  наносится на левую палетку, после чего считывается необходимое значение «скользящего среднего». Пересечение этой величины с требуемым вертикальным разрешением (на нижней палетке) дает скорость записи.



## Ссылки

1. Akkurt, R., et al., 1995, NMR logging of natural gas reservoirs, paper N, 36<sup>th</sup> Annual SPWLA Logging Symposium Transactions, 12 p.
2. Prammer, M.G., et al., 1995, Lithology-independent gas detection by gradient-NMR logging, SPE 30562, presented at the 1995 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 12 p.
3. Akkurt, R., et al., 1998, Enhanced Diffusion: Expanding the range of NMR direct hydrocarbon-typing Applications, paper GG, presented at the 39<sup>th</sup> Annual SPWLA Logging Symposium, 14 p.
4. Vinegar, H.J., 1995, Short course notes, SPWLA short course on NMR, Houston, Texas.
5. *Log Interpretation Principles/Applications*, 1987, Schlumberger Educational Services, Houston, Texas, p. 45
6. Gerritsma, C.J., Oosting, P.H., and Trappeniers, N.J., 1971, Proton spin-lattice relaxation and self-diffusion in methanes: II. Experimental results for proton spin-lattice relaxation times, *Physica*, v. 51, p. 381–394
7. Oosting, P.H., and Trappeniers, N.J., 1971, Proton spin-lattice relaxation and self-diffusion in methanes: IV. Self-diffusion in methanes, *Physica*, v. 51, p. 418–431
8. Dawson, R., Khory, F., and Kobayashi, R., 1970, Self-diffusion measurements in methane by pulsed nuclear magnetic resonance: *AIChE Journal*, v. 16, no. 5, p. 725–729.
9. Zhan, Q., et al., 1998, Some exceptions to default NMR rock and fluid properties, paper FF, 39<sup>th</sup> Annual SPWLA Logging Symposium Transactions, 14 p.
10. Yarborough, L., and Hall, K.R., *Oil & Gas Journal*, Feb. 1974, p. 86
11. Craig, F.F., The reservoir engineering aspects of water flooding, SPE Monograph Volume 3 of the Henry L. Doherty series, Dallas, 1993, p. 12.
12. Prammer, M.G., et al., 1999, Theory and operation of a new, multivolume NMR logging system, paper DD, presented at the 40<sup>th</sup> Annual SPWLA Logging Symposium, 12 p.
13. Kleinberg, R.L., et al., 1993, Nuclear Magnetic Resonance of Rocks: T<sub>1</sub> vs T<sub>2</sub>, SPE 26470, presented at the 1993 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 11 p.
14. McCain Jr, W. D., 1990, *Petroleum Fluids*, Pennwell Books, Tulsa, Oklahoma, 548 p. 330–331.

---

## Глава 9

### Контроль качества каротажа *MRIL*

---

Контроль качества является важным условием при получении данных каротажем визуализации магнитного резонанса. Для обеспечения наиболее высокого качества данных используется система контроля ошибок скважинного прибора и индикаторы качества записи. Контроль качества каротажа ЯМР включает поверку приборов до и после регистрации, рабочую настройку, регистрацию данных каротажа, визуальное воспроизведение показателей качества и окончательную проверку полевых материалов. Данная глава содержит пять разделов: понятия и определения необходимые для понимания процесса оценки качества каротажа, поверка и контроль, контроль качества во время записи, визуальное воспроизведение показателей качества и проверка качества после регистрации каротажа.

#### Понятия и определения

#### Приращение и уровень $Q$

Приращение указывает на количество нагрузки передаваемой скважинными флюидами и породами на цепь передатчика прибора скважинного *MRIL*. 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 радиоданной, поделенной на амплитуду сигнала возникающего в измерительной обмотке. Измерение прироста осуществляется как часть каждой последовательности импульсов.

Прирост зависит от частоты. Рабочая частота прибора должна быть настроена так, чтобы его величина была максимальный.

Прирост измеряется, когда находящийся в скважине прибор испытывает на себе 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 не меняется резко в пределах обычного интервала записи, изменения в приращении возникают, как правило, в результате изменений сопротивления пород или размера скважины при использовании бурового раствора с низким сопротивлением.

Прирост никогда не должен быть нулевым. Неожиданные изменения или всплески в приросте, как правило, указывают на проблемы возникающие в скважинном приборе.

Активизация каротажа визуализации магнитного резонанса направлена на достижение определенного уровня качества: высокого  $Q$ , среднего  $Q$  или низкого  $Q$ . Как показано в таблице 9.1., величина приращения определяет используемый уровень качества ( $Q$ ).

**Таблица 9.1** Определение уровня величины  $Q$ .

Приращение	Уровень $Q$
>300	высокий $Q$
200–300	средний $Q$
<200	низкий $Q$

## **$V_1$ и $V_{1mod}$**

$V_1$  представляет собой силу импульса Карр-Пурселл-Мейбум-Гилла который осуществляет изменение направления и фазы протона. Как часть каждой последовательности импульсов,  $V_1$  регистрируется с помощью измерительной обмотки. Кривая  $V_1$  должна быть относительно постоянной, но слегка изменяться при изменениях проводимости раствора в стволе скважины и пласте.  $V_1$  понижается в случае наличия размывов и пластов с низким сопротивлением. Изменения происходящие в  $V_1$ , колеблются вместе с приращением в том же направлении, что и изменения происходящие в 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 проведенной в мастерской. Отношение между  $V_{1mod}$  и  $V_1$  устанавливается с помощью:

$$V_{1mod} = V_1[1 + 0.0033(T_{magnet} - T_{calibration})] \quad (9.1)$$

где  $T_{magnet}$  является температурой магнита в скважинных условиях, а  $T_{calibration}$  представляет собой температуру магнита в поверочном резервуаре во время процесса калибровки. Оба вида температуры измеряются по Цельсию.

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 процессе поверки, проведенной в мастерской. В случае если  $V_{1mod}$  не остается в этих пределах, возникают следующие явления:

- Протоны изменяют направление недостаточно или слишком;
- Снижается отношение сигнал-шум в приборе и точность измерения пористости;

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

### **Chi « $\chi$ - *Kai*»**

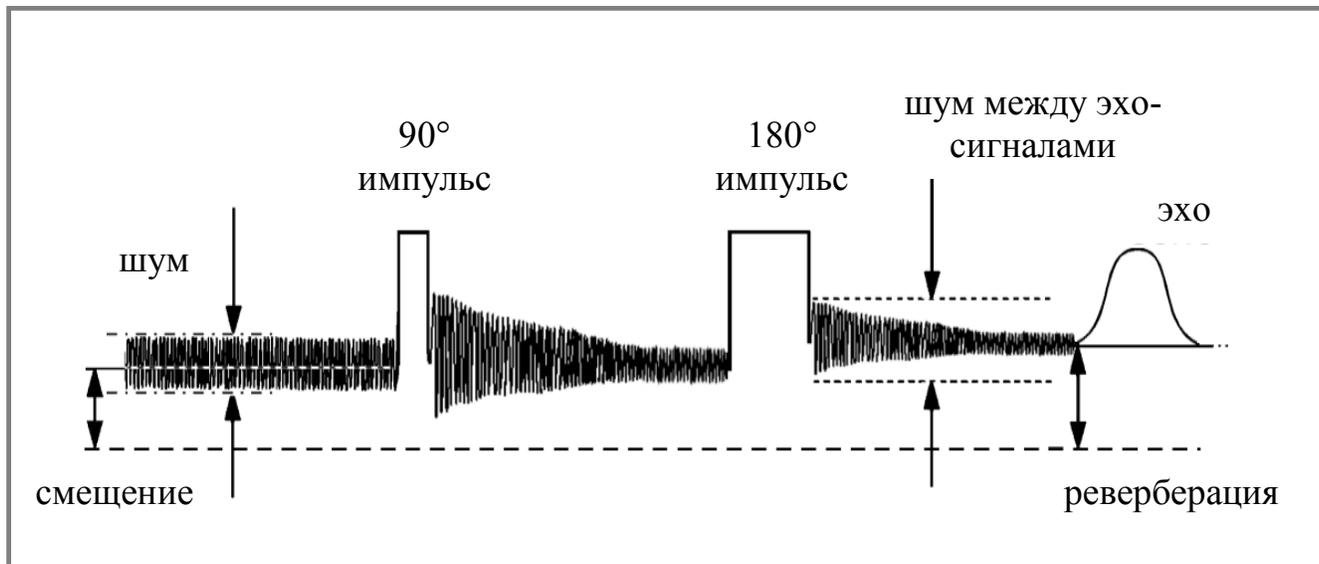
$\chi$  представляет собой уровень соразмерности между расчетной характеристикой спада и записанными амплитудами эхо-сигналов. *Kai* является одним из основных показателей качества каротажа которые отражаются визуально во время процесса записи. Величина *Kai*, в целом, должна быть менее 2, но в некоторых случаях, когда наблюдается низкий уровень качества, она может быть и выше 2. Даже если средний уровень *Kai* ниже 2, резкие изменения или всплески показателей *Kai* обычно указывает на проблемы в приборе, которые необходимо устранить.

### **Индикаторы шума: *OFFSET* (смещение), *NOISE* (шум), *RINGING* (реверберация) *IENoise* (шумы между эхо-сигналами)**

Как показано на рисунке 9.1, уровень шума при каждом цикле Карр-Пурселл-Мейбум-Гилла (*CPMG*) определяется четырьмя видами измерения шума: смещение (*OFFSET*), шум (*NOISE*), реверберация (*RINGING*) и межсигнальный шум (*IENoise*). Прежде чем приступить к циклу *CPMG*, следует определить *OFFSET* и *NOISE* на основе анализа сигнала окружающей среды. *OFFSET* является средним значением этого сигнала, в то время как *NOISE* представляет собой стандартное отклонение. Для определения *RINGING* и межсигнального шума применяется метод противофазных пар (*PAP*) описанный в главах 2 и 5. Совокупность противофазных пар в первом приближении не содержит сигнала. Средняя величина этой суммы является *RINGING* и стандартное отклонение от суммы представляет собой межсигнальный шум, который может быть приблизительно равен величине *NOISE*, причем любая значительная разница между ними является признаком шума производимого внутри зонда во время генерации импульсова передатчиком.

Четыре вида измерения шума играют роль показателей качества. Они проверяются, а затем по ним вводится поправка за условия записи, так же как и с эхо-сигналами и, следовательно, они масштабируются в единицах пористости. Шум и межсигнальный шум обратно пропорциональны приросту. Реверберация зависит от интервалов между эхо-сигналами (*TE*). Она будет более сильной для короткого *TE*, чем для длинного *TE*. Например, максимальная реверберация для *TE* = 1.2 мсек. равна примерно 40 единицам, в

то время, как для  $TE = 0.6$  мсек максимальная величина составит 60 единиц. Рабочая частота прибора должна выбаться такой, чтобы реверберация была минимальной.



**Рисунок 9.1**

Для единичного цикла *CPMG* показаны различные элементы шума. Параметры: смещение *OFFSET*, шум *NOISE*, реверберация *RINGING* и шум между эхо-сигналами *IENoise* используются для контроля качества записи. (Амплитуды импульсов цикла *CPMG* и эхо-сигналов даны вне масштаба).

Величины этих показателей должны находиться в допустимых пределах, как показано на таблице 9.2. В шуме и межсигнальном шуме не должно быть всплесков.

При использовании многочастотного режима для каждой частоты регистрируется своя характеристика шумов.

**Таблица 9.2** Допустимые изменения в показателях качества записи

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

### Датчики низкого напряжения

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 9.3

Таблица 9.3 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 серии эхо-сигналов и в результате величина напряжения от конденсаторов снижается во время передачи цикла *CPMG*.

Прибор *MRIL* может компенсировать изменения напряжения. Собственно напряжение конденсатора измеряется в начале и в конце цикла импульсов (эхо-сигналов), причем обе величины представляются в реальном времени. В начале цикла напряжение определяется как  $HV_{max}$ , а в конце - как  $HV_{min}$ .

В условиях высокого  $Q$  при 50 эхо-сигналах и  $TW \geq 1500$  мсек.,  $HV_{max}$  должно быть примерно таким же, как и напряжение, указанное на вольтметре панели питания.

Для стандартной записи  $T_2$ , с активацией двойного  $TW$  и двойного времени  $TE$ ,  $HV_{min}$  должно быть выше 400 вольт постоянного тока. Если это не достигнуто, прибор не сможет компенсировать недостаток напряжения и, таким образом, уменьшится  $B_1$ . Сокращение  $B_1$  обычно приводит к недооценке пористости, особенно на более длинных составляющих  $T_2$ .

При использовании активации общей пористости две серии сигналов идут последовательно: стандартная активация  $T_2$  используемая для определения пористости и активация частичной поляризации для определения воды связанной с глинистой компонентой. В этом случае, поскольку запись частичной поляризации следует непосредственно за записью стандартной активации  $T_2$ , полученный  $HV_{min}$  является не только напряжением в конце цикла эхо-сигналов Карр-Пурселл-Мейбум-Гилла для эффективной пористости, но также и напряжением в начале активации частичной поляризации. Таким образом, при регистрации каротажа общей пористости нельзя допустить, чтобы  $HV_{min}$  упало ниже 450 вольт.

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

Сигнал ЯМР, регистрируемый антенной, поступает на фазочувствительный детектор дающий на выходе два канала данных (Канал 1 и Канал 2) с разницей в  $90^\circ$ . Поступающие по обоим каналам данные могут быть представлены в качестве функции времени поступления эхо-сигнала, как показано на рисунке **9.2a** - для отдельного измерения и на рисунке **9.2б** для восьми совместных измерений. Эти данные могут быть так-же показаны в виде графика взаимозависимости, как показано на рисунке **9.3a** для отдельного измерения и рисунке **9.3б** для восьми совместных.

Величина эхо-сигнала спада может быть рассчитанна:

$$E_{amp}(i) = \sqrt{E_x^2(i) + E_y^2(i)} \quad (9.2)$$

где  $E_{\text{amp}}(i)$  является рассчитанной амплитудой для для  $i^{\text{th}}$  эхо-сигнала, а  $E_x(i)$  и  $E_y(i)$  являются амплитудами  $i^{\text{th}}$  эхо-сигнала, соответственно, для каналов 1 и 2. Однако, на этот расчет влияет спрямление и все шумы вносят свой вклад считаясь положительными сигналами. Следовательно, кривая спада никогда не доходит до нуля, а остается на некоторой небольшой величине, которая при инверсии эхо-сигналов 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  $\varphi$  рассчитывается на основе:

$$\varphi = \tan^{-1} \frac{\sum_{i=2}^k E_y(i)}{\sum_{i=2}^k E_x(i)} \quad (9.3)$$

Где  $i$  является эхо-сигналом в серии эхо-сигналов спада, а  $k$  представляет собой число эхо-сигналов используемых для расчета фазового угла. Обычно  $2 \leq k \leq 9$ . Это вычисление осуществляется после применения метода скользящего среднего. Этот угол используется затем в качестве угла фазовой коррекции данных обоих каналов равной вращению данных Канала 1 и Канала 2 через угол  $\varphi$ . После коррекции один канала содержит в основном сигнал ЯМР (амплитуда которого является реальной частью серии эхо-сигналов), в то время как другой канал содержит в основном шум (амплитуда которого является воображаемой частью серии эхо-сигналов), как показано на рисунке 9.4. Реальная часть серии эхо-сигналов преобразуется в распределение  $T_2$ .

$PHER$  представляет собой среднюю величину воображаемой части серии эхо-сигналов и, в идеале, равен нулю. Практически же  $PHER$  должен быть менее одного при регистрации достоверных данных.  $PHNO$  является стандартным отклонением воображаемой части серии эхо-сигналов и по размеру должен быть сравнимым с другими показателями шума. К тому же, рассчитанный угол фазовой коррекции обозначенный сокращением  $PHCO$ , может быть представлен также как показатель качества. В случае если измеряемый сигнал

является слишком слабым, *RHCO* указывает на случайные колебания с глубиной. Если же измеряемый сигнал имеет достаточную амплитуду, *RHCO* остается стабильным по глубине. Для каротажа двойного времени задержки и двойного времени между эхо-сигналами, *RHCOA*, являющийся *RHCO* для длинного времени задержки, должен быть таким же, что и *RHCOB*, являющийся *RHCO* для короткого времени задержки.

## Температура

В процессе записи каротажа регистрируются три показателя температуры: Temp1, Temp2 и Temp3. Temp1 представляет собой температуру кожуха электронного блока, Temp2 – температуру блока передатчика, а Temp3 – температуру собственно магнита.

## Поверка и контроль перед каротажем

Поверка прибора *MRIL* выполняется перед каждой работой в калибровочном резервуаре, как это показано на рисунке 9.5. Перед выполнением каждой записи нет необходимости проводить полную поверку, которая планируется лишь раз в месяц. Процедура поверки должна осуществляться для каждой активации. Поверочный резервуар выполнен из стекловолокна и покрыт тонким слоем металла. Резервуар служит контейнером предназначенным для хранения образца воды, а также используется в качестве клетки Фарадея для защиты от нежелательных фоновых сигналов. Поверочный резервуар в своей первоначальной версии состоит из трех камер совмещенных с осью, вдоль которой расположена антенна. 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 оказывается достаточно быстрым. Средняя и внутренняя камеры могут заполняться водой разной солености для моделирования скважинных условий. При поверке приборов в 4½ дюйма (С) и 7/8 дюйма (Прайм) средняя камера заполняется водой с присадками, а внутренняя камера заполняется соляным раствором с целью воспроизведения нагрузки

антенны. В новых вариантах имеется только одна камера, в которой скважинные условия имитируются с помощью искусственной нагрузки.

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 (девятидесятиградусные и стовосьмидесятиградусные 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.

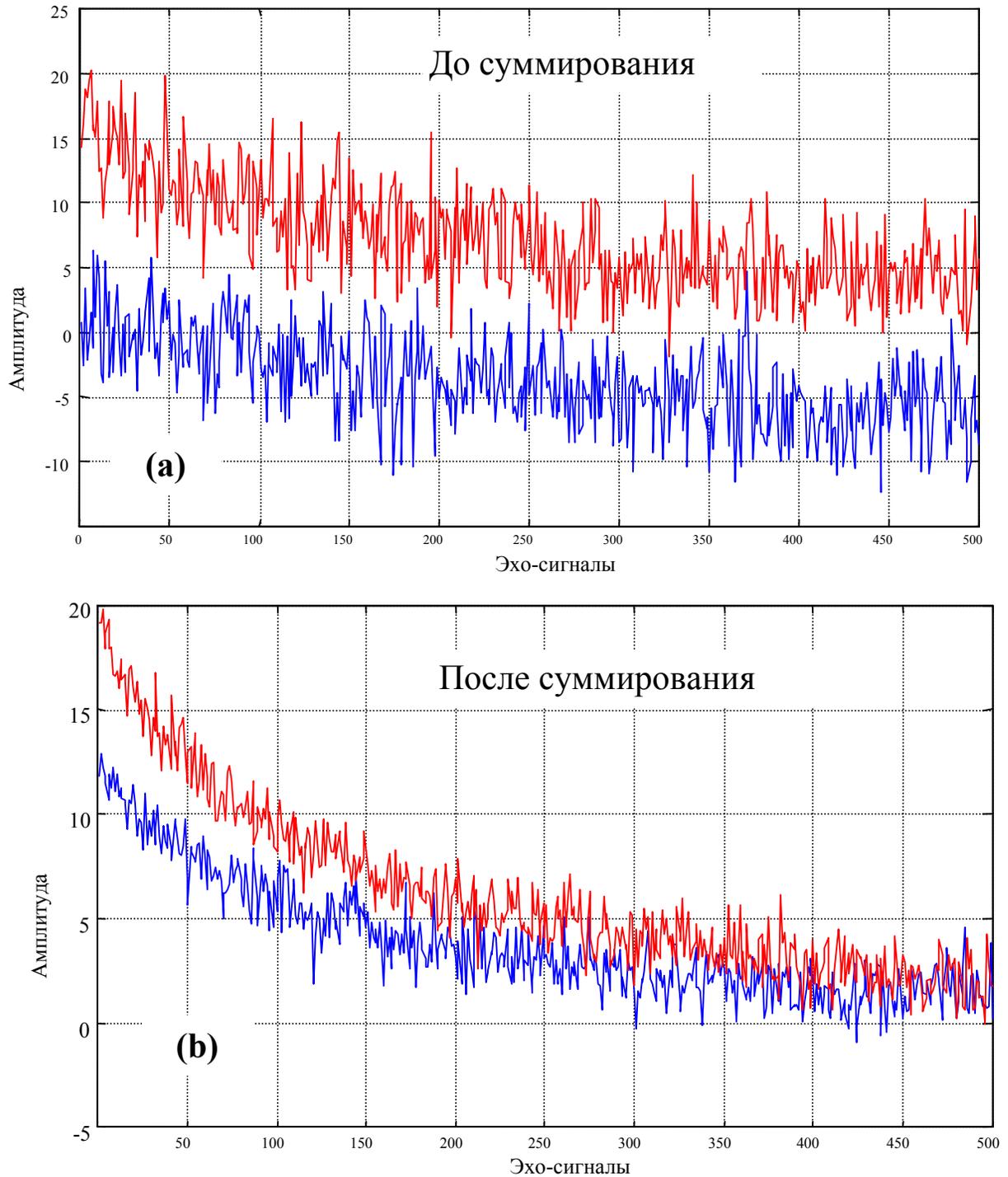
Отношение между  $A_0$  и пористостью (в поверочном резервуаре максимум  $A_0$  настраивается на стопроцентную пористость).

### Процедура калибровки

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

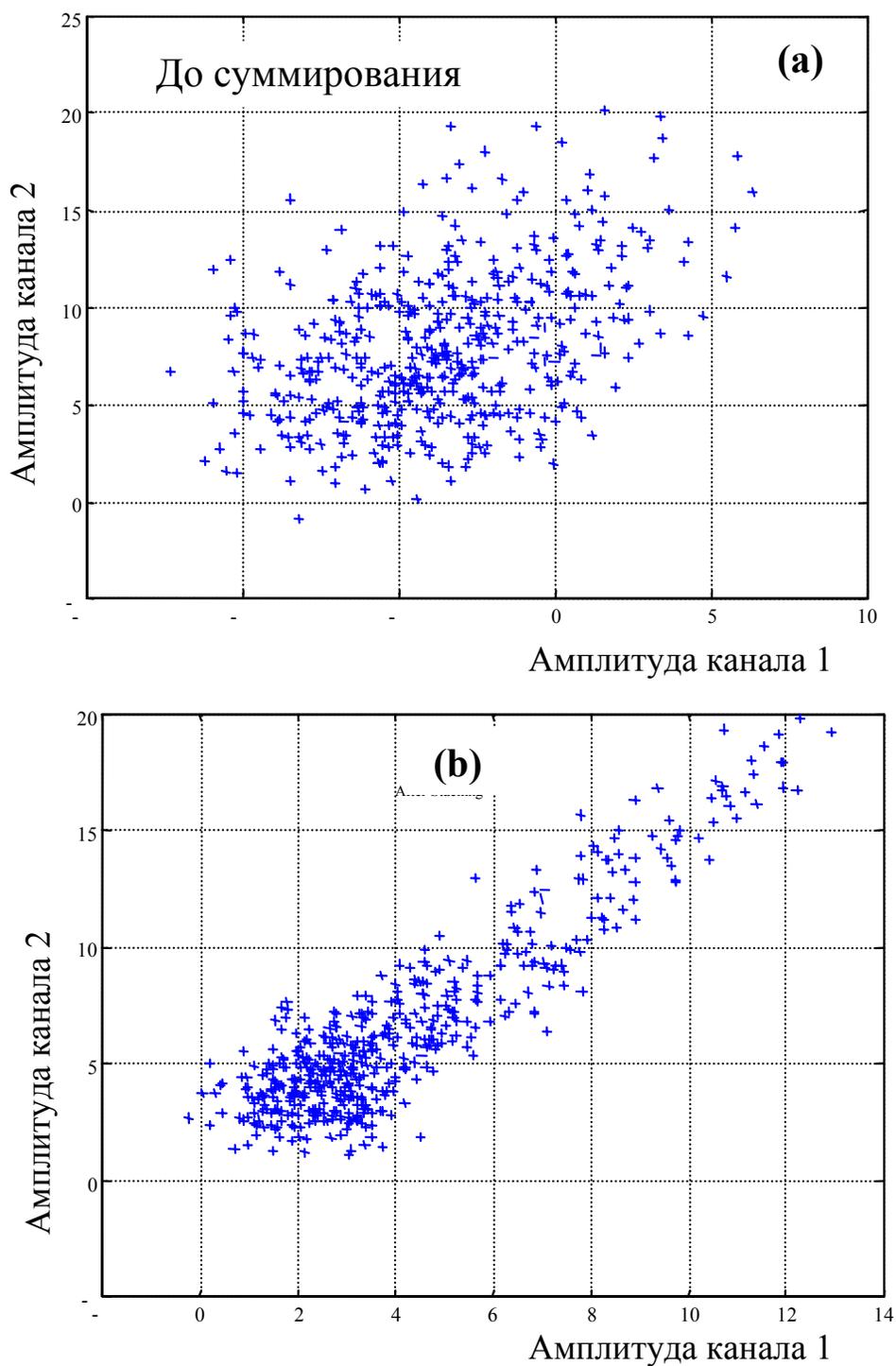
### Проверка качания частоты

Проверка качания частоты поводится с целью нахождения частоты обеспечивающей наибольшее приращение. Во время проверки качания частоты используются средства программного обеспечения с целью изменения частоты передатчика в достаточно широком диапазоне с помощью измерительной обмотки, а так-же для определения приращения прибора с помощью радиоантенны. Как показано на схеме частотного распределения, представленной на рисунке 9.6, частота может иметь четко выраженный максимум. В таком случае передатчик настраивается на эту частоту.



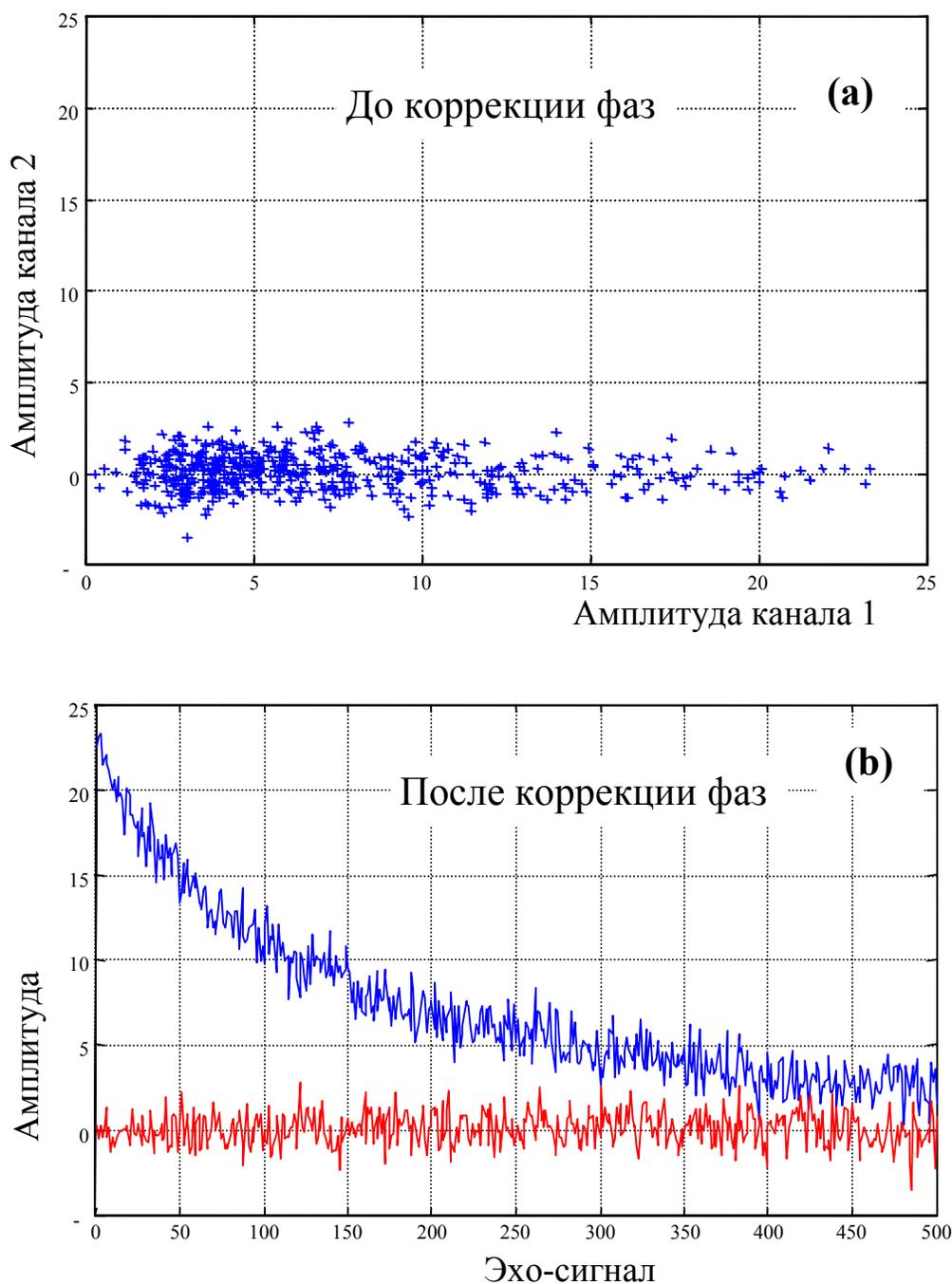
**Рисунок 9.2**

После того как детектор фаз разделил данные полученные антенной на две составляющие, сдвинутые на  $90^\circ$  (масштаб дан в единицах пористости) данные могут быть представлены как функция времени (масштаб дан в миллисекундах). На графике (а) данные каждого канала не суммировались, поэтому в сигналах большое количество помех. На графике (в) суммированы данные восьми измерений и, соответственно, улучшено соотношение сигнал/шум.



**Рисунок 9.3**

Данные антенны сдвинутые на  $90^\circ$  (с рисунка 9.2) могут быть сопоставлены между собой. На графике (а) амплитуды каналов до суммирования; на графике (в), суммированы данные восьми измерений, и, соответственно, лучше корреляция



**Рисунок 9.4**

Данные антенны из канала 1 и канала 2 (с рисунков 9.2 и 9.3) могут быть ротированы для уменьшения доли шумов. После ротации данные на графике (а) группируются вдоль горизонтальной линии, соответствующей нулевой амплитуде второго канала. Амплитуды первого канала, на графике (в), представляют собой реальный эхо-сигнал и используются для аппроксимации; амплитуды второго канала представляют собой видимую часть спада эхо-сигнала.

Проверка качания частоты имеет большое значение для правильной работы прибора. Эта частота влияет на работу цепей передачи и приема прибора в двух аспектах. Во-первых, если цепи передатчика и антенны не настроены на ту-же самую частоту и передача мощности не эффективна, прибор может перегреться и выйти из строя. Во-вторых, эффективность цепи приема резко снижается за пределами очень узкого диапазона частоты, настроенного на резонансную частоту антенны. Следовательно, в случае неправильного выбора рабочей частоты амплитуда регистрируемых эхо-сигналов будет искусственно занижена, что приведет к падению отношения сигнал-шум. Точно так же, если прибор выверен при неправильной частоте, при последующих каротажных работах будут получены неверные данные.

## Эталонирование

С помощью эталонной поверки определяется амплитуда импульсов *CPMG*, а также отношение, необходимое для коррекции генерируемых и наведенных эхо-сигналов. При этом записывается амплитуда эхо-сигналов 1 и 2, а амплитуда серии эхо-сигналов при времени 0,  $A_0$  определяется с использованием кривой экспоненциального затухания, определяемого от эхо-сигнала 3 до последнего эхо-сигнала. Затем определяются три множителя ( $A_{0mul}$ ,  $E_{1mul}$  и  $E_{2mul}$ ), которые выводятся совместно с амплитудой  $V_1$ , как показано на рисунке 9.7.  $A_{0mul}$  представляет собой фактор, необходимый при нормализации кривой спада для того, чтобы она показывала стопроцентную пористость в воде поверочного резервуара.  $E_{1mul}$  и  $E_{2mul}$  являются функциями  $V_1$ . Определение этих множителей показано следующим образом:

$$\begin{aligned} A_{0mul} &= \frac{A_0}{100} \\ E_{1mul} &= \frac{E_{1fit}}{E_1} \\ E_{2mul} &= \frac{E_{2fit}}{E_2} \end{aligned} \tag{9.4}$$

Где  $E_{1fit}$  и  $E_{2fit}$  представляют собой значения для эхо-сигнала 1 и эхо-сигнала 2, рассчитываемые с помощью кривой 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 амплитуды при максимальной  $A_0$  необходимо, чтобы цикл импульсов Карр-Пурселл-Мейбум-Гилла, генерировал девяностоградусное изменение направления магнетизации и стовосьмидесятиградусное изменение фазы. Коррекция мощности для 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 эхо-сигнала 1 осуществляется путем регрессии  $B_1$  и  $E_{1mul}$ . Поправка вызванного эхо-сигнала в отношении эхо-сигнала 2, как правило, представляет собой константу. Корректировка  $B_1$  для  $A_0$  и  $E_1$  осуществляется в соответствии со вторым порядком многочленной формы:

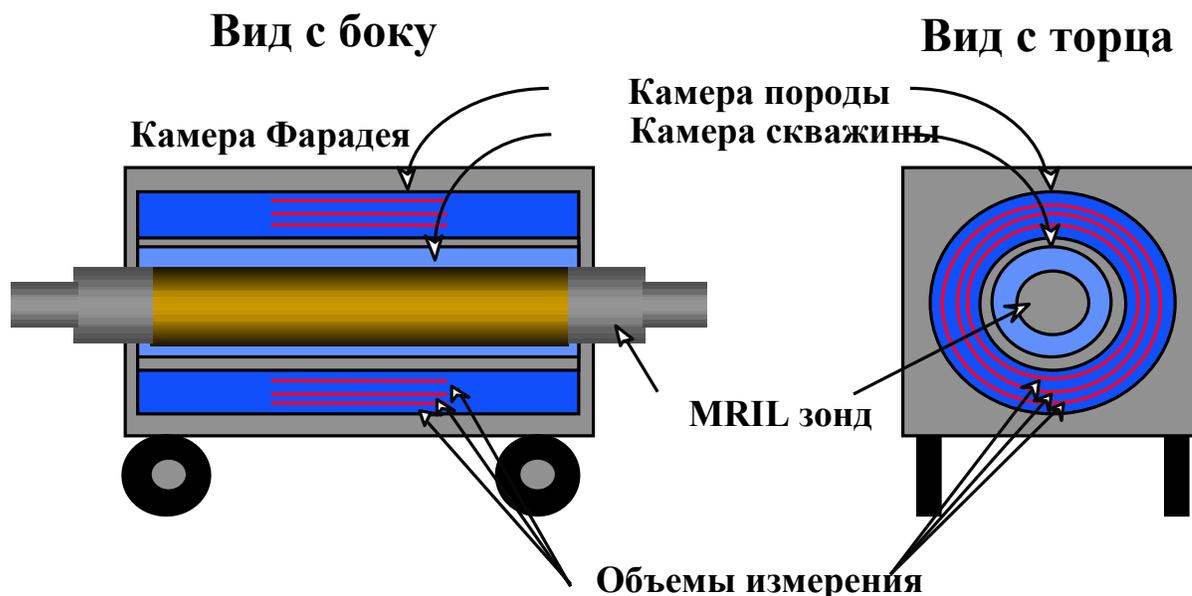
$$\begin{aligned} A_{0mul} &= A_{0-A} \cdot B_1^2 + A_{0-B} \cdot B_1 + A_{0-C} \\ E_{1mul} &= E_{1-A} \cdot B_1^2 + E_{1-B} \cdot B_1 + E_{1-C} \end{aligned} \quad (9.5)$$

С целью определения  $A_{0-A}$ ,  $A_{0-B}$ ,  $A_{0-C}$ ,  $B_{1-A}$ ,  $B_{1-B}$  и  $B_{1-C}$ . Затем можно определить поправки для величин диапазона  $B_1$ .

Калиброванная пористость при каротаже *MRIL* определяется как:

$$\phi_{MRIL} = \frac{A_0}{A_{0mul}} \quad (9.6)$$

Данные по всем множителям и соотношениям включаются в таблицу по эталонной поверке (таблица 9.4). Так как поверочный резервуар заполнен водой, указанное на таблице  $T2R$  рассчитывается на основе экспоненциального затухания, приведенного в соответствие с измеренной серией эхо-сигналов. Значение  $B_1$  регулируется на основании изменений вносимых в параметры программного обеспечения, который называется глобальной амплитудой, как показано в левой колонке таблицы 9.3. В отношении прибора типа С, глобальная амплитуда шестидюймового зонда имеет величины, которые колеблются от 70 до 135, а глобальная амплитуда для прибора в 4½ дюйма может находиться между 40 и 80.



**Рисунок 9.5**

Для моделирования влияния флюидов ствола скважины и 100% объема измерения, камеры в калибровочной ёмкости для прибора *MRIL* заполняются водой с присадками.

### Статистическая проверка в ёмкости

С помощью статистической проверки определяется реакция прибора в резервуаре заполненном водой (т.е. со стопроцентной пористостью). Это делается перед каждой каротажной записью и для каждого сочетания параметров времени между эхо-сигналами, частоты и ожидаемого уровня  $Q$ . При различном времени задержки и разном числе регистрируемых эхо-сигналов не требуется проводить дополнительной поверки. Она проводится на приборе помещенном внутрь поверочного резервуара с использованием величин, определяемых во время качания частоты и эталонной поверки. Рисунок 9.8 дает пример предоставления данных при статистической проверке резервуара. Средняя величина отклонения пористости померянной в таком резервуаре не должна превышать 2%.

---

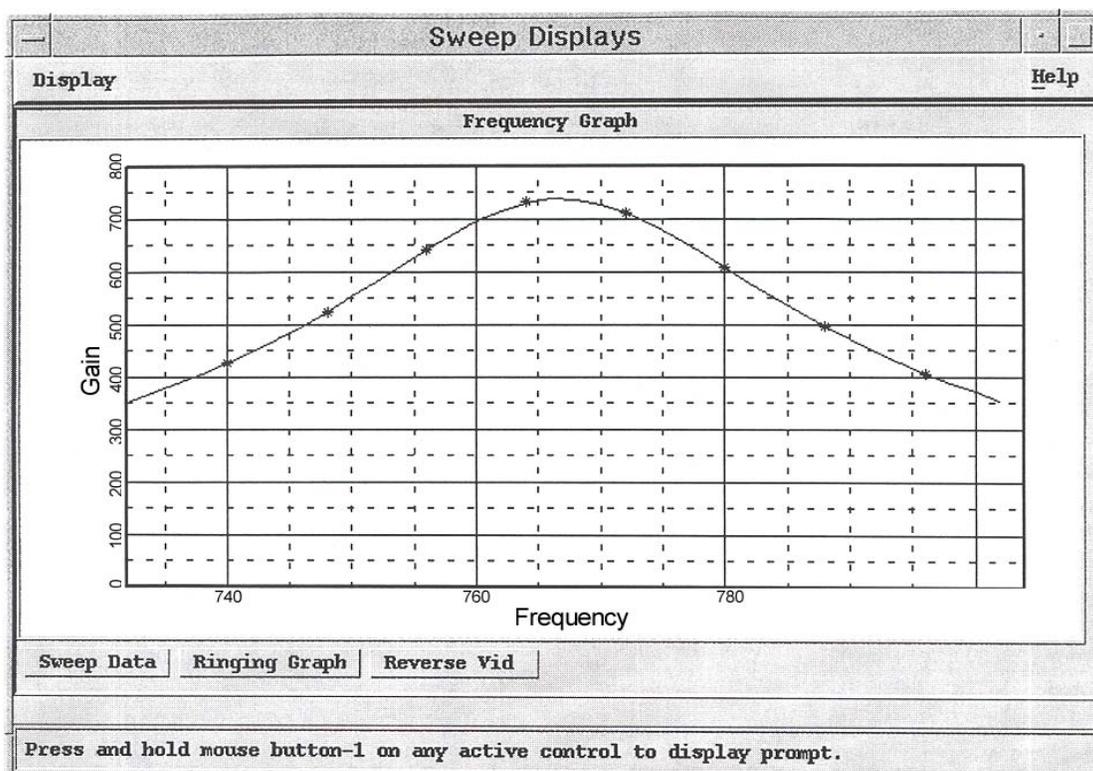
После каротажных работ окончательное подтверждение сигнала прибора достигается путем проверки прибора в эталонном резервуаре после того как прибор поступил в мастерскую. Для проверки постоянства реакции прибора всегда рекомендуется сравнивать текущие данные поверки с прежними данными.

Результаты поверки прибора и статистической проверки ёмкости заносятся в журнал для последующей сверки с основными данными этих операций. Для подготовки работы по каротажу *MRIL* необходимо провести поверку каротажного зонда для каждой из основных активаций и для ожидаемых скважинных условий.

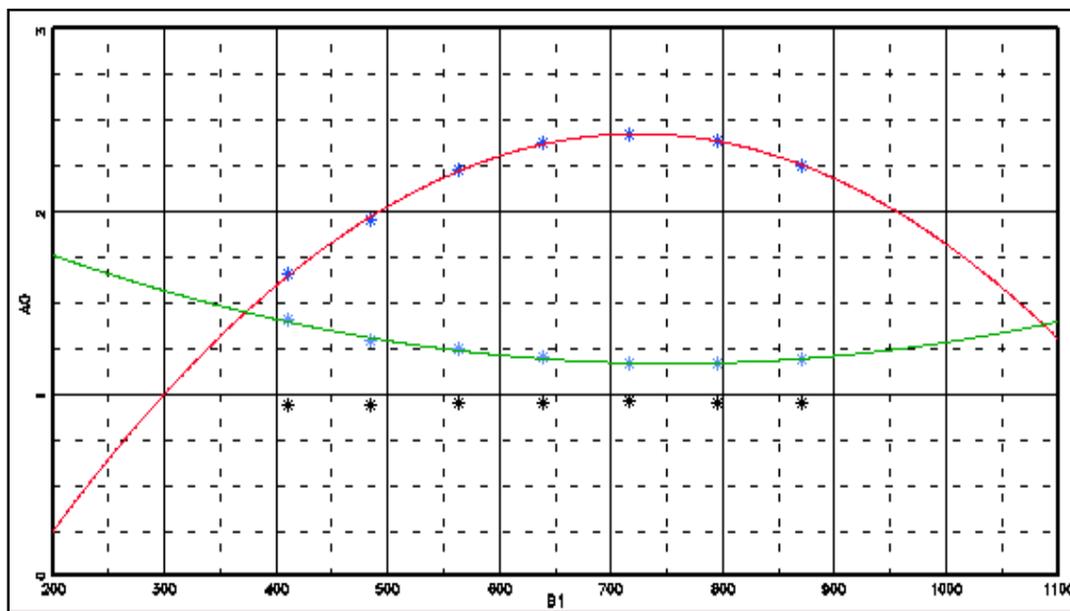
### **Проверка электроники**

После поверки необходимо предварительно проверить прибор, чтобы удостовериться, что его электроника работает нормально. При этой проверке к электронике прибора подключается контрольное устройство для измерения характеристик нескольких внутренних параметров прибора. В таблице 9.4 показано сопоставление этих параметров и их допустимых колебаний. Стандартное отклонение по всем характеристикам шума должно быть проверено на основе таблицы 9.4 и использоваться в качестве эталона пригодности. Так как эта проверка относится только к электронной системе прибора, сама по себе успешная проверка не гарантирует правильной записи сигналов каротажным прибором. Но если прибор не прошел эту проверку, он не должен использоваться.

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



**Рисунок 9.6** Распределение, показываает операционную частоту, при которой достигается макимальное усиление.



**Рисунок 9.7** Избражение основной калибровки: амплитуда импульсов CPMG при  $90^\circ$  повороте и  $180^\circ$  перефазировке определяется по максимуму  $A_0$ . Зависимость оперативной коррективки находят по регрессии  $B_1$  и  $A_{0\text{ mul}}$  (красная линия). Стимулированное отношение коррекции для первого эхо-сигнала находят по регрессии  $B_1$   $E_{1\text{ mul}}$  (зеленая линия). Стимулированное отношении коррекции для второго эхо-сигнала постоянная величина (показана черными звездочками).

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	
AINOISE	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 9.8** В отчете по статистической проверке в калибровочной ёмкости, измеренная пористость МРНІ должна находиться в пределах 2% погрешности от 100 е.п. Все индикаторы качества, такие как показатели шума и данные по напряжениям в датчиках, должны быть в пределах допустимых отклонений.

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 *AIENOISE* являющиеся, соответственно, шумом и шумом ИЕ для частоты 1 в многочастотном режиме, зависят от приращения и меняются в зависимости от системы прибора. Их значения должны быть согласованы с каждой системой, причем любая разница превышающая 2 единицы между значениями, полученными при предварительной проверке и значениями, полученными при проверке до каротажных работ, а также между значениями, полученными до и после работ на скважине, могут указывать на проблемы скважинного прибора.

В таблице 9.6 представлен пример отчета о лабораторной проверке, показывающий измеренные величины  $B_1$ , приращения, шума, шума ИЕ, вызванного сигнала, смещения,  $N_{vmin}$ ,  $N_{vmax}$  и температуры передатчика и блока, их ожидаемых диапазонов, стандартных и допустимых отклонений.

**Таблица 9.4** Таблица эталонной поверки прибора

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 <sub>0 A</sub> : -6.86007E-06		A <sub>0 B</sub> : 0.010392		A <sub>0 C</sub> : -1.51424			
E <sub>1 A</sub> : 1.71249E-06		E <sub>1 B</sub> : -0.00270606		E <sub>1 C</sub> : 225627			
E <sub>2 Multiplier</sub> : 0.971747		A <sub>0 Chi</sub> : 1.3111E-05		E <sub>1 Chi</sub> : 1.9125E-05			

Таблица 9.5 Допустимые отклонения и диапазоны поля прибора *MRIL*

Название датчика	Обычный диапазон	Допустимое отклонение	Стандартный разброс
B <sub>1</sub>	450–750	±25	7.5
A1NOISE	<12	±2	2.0
A1NECH	<12	±2	2.0
A1RING	-30–30	±2	
A1OFFSET	-30–30	±2	
GAIN	250–350	±15	7.5
TEMP1	AMBIENT		
TEMP2	AMBIENT		
Hvmin	530–590	±10	2.5
Hvmax	570–610	±10	2.5
15VUP	19–24		0.005
15V	14.8–15.2		0.005
15VN	-14.8– -15.2		0.005
15VT	14.8–15.2		0.005
15VUM	19–24		0.005
5VUM	9.5–12.5		0.005
5VA	4.9–5.1		0.005
5VAN	-4.9– -5.1		0.005
5VD	4.9–5.1		0.005

Таблица 9.6 Пример отчета об эталонной поверке с допустимыми отклонениями

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				
	SHOP	EXPECTED RANGE	STD. DEV.	ALLOWABLE DEV
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
A1NECHO	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	

## 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 поверки, необходимо проверить колебание частоты в скважинных условиях. В этом случае передатчик настраивается на ту частоту, которая дает наибольший прирост при колебании. 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 менять аппаратуру в стационарных условиях.

### Скорость записи и скользящее среднее

Скорость каротажа *MRIL* зависит от многих факторов. Палетки скорости записи основываются на учете следующих факторов:

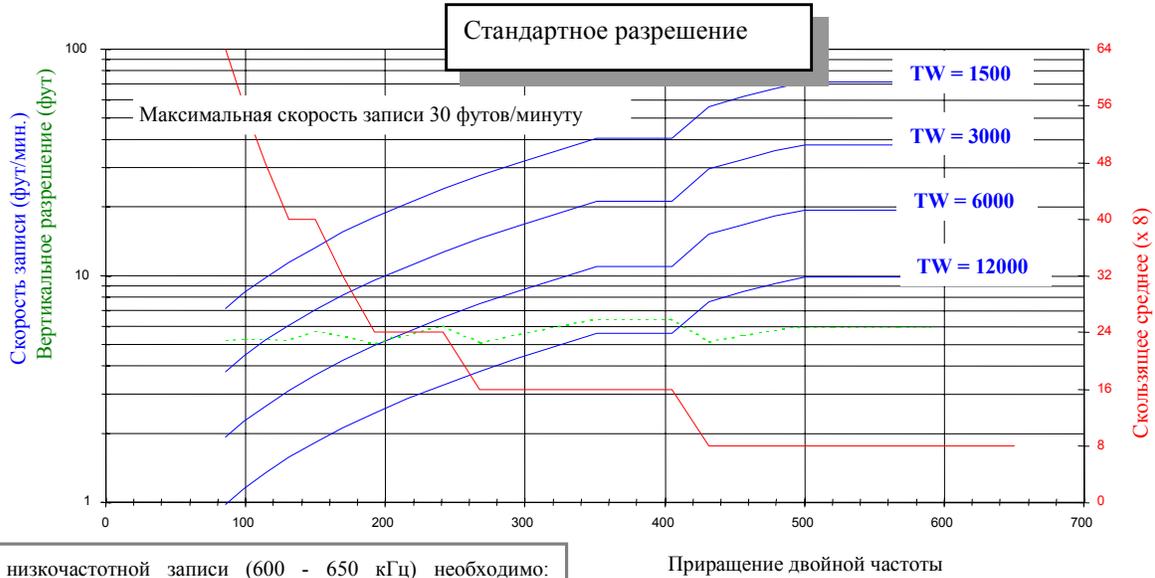
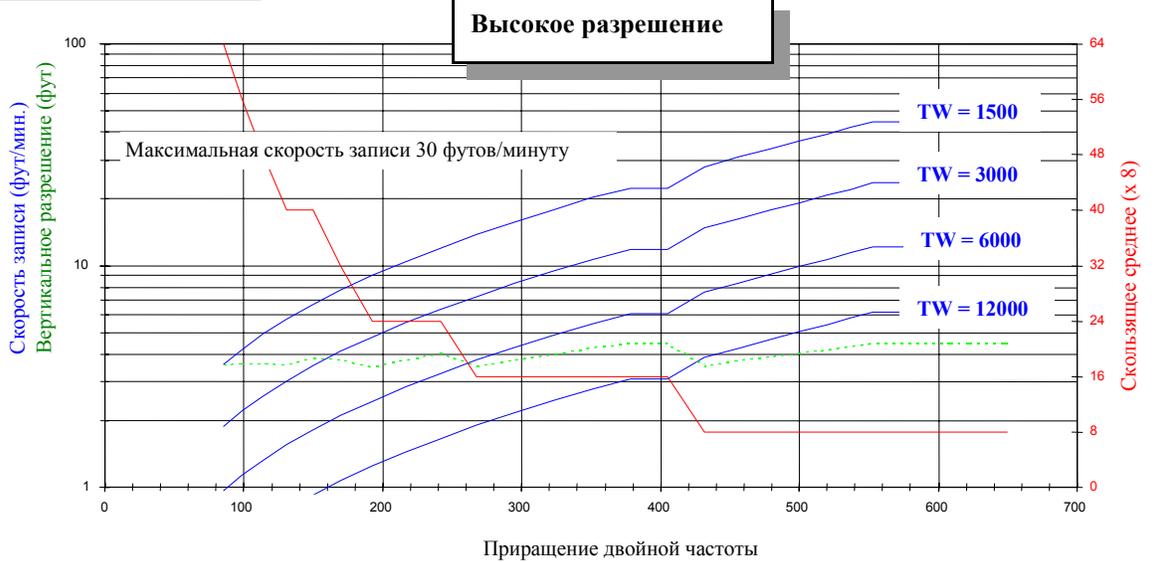
- приращение
- активация
- время поляризации
- тип прибора (С или Прайм)
- размер прибора
- вертикальное разрешение
- рабочая частота

Данные, которые берутся из палеток скорости, имеют большое значение для выбора нужного (минимального) параметра осреднения, основанного на приросте прибора. На рисунке 9.9 показан пример палетки скоростей для прибора *MRIL* типа С. Для каждого типа вертикального разрешения рассчитывается своя палетка (например для высокого или стандартного разрешения). На рисунке 9.10 приводится пример использования такой палетки скорости.

6" зонд  
Стандартная  
двойная  
частота

## Скорость записи Параметр осреднения

Высокочастотные зонды (700 - 750 кГц)



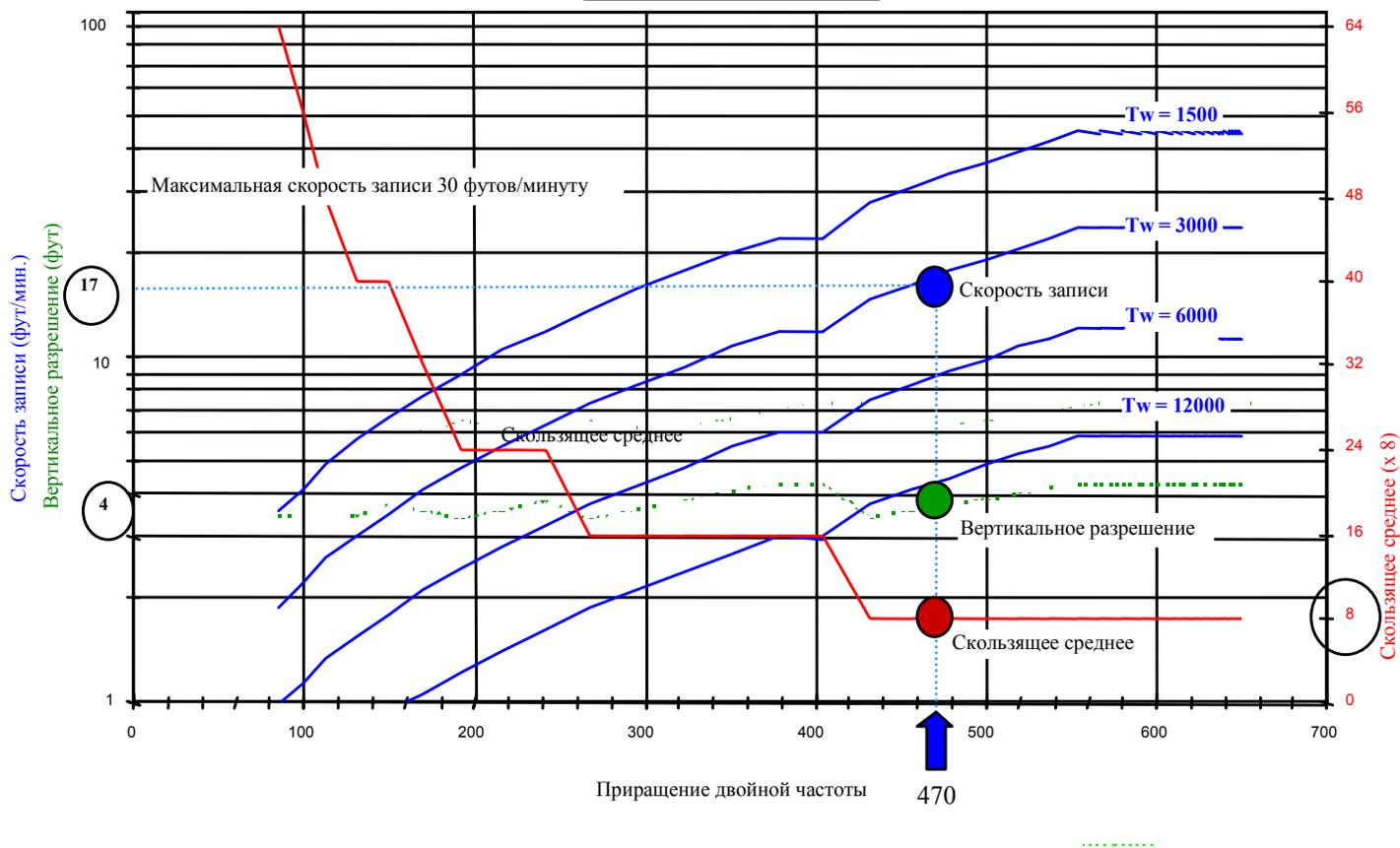
Для низкочастотной записи (600 - 650 кГц) необходимо: увеличить величину скользящего среднего на 50% - округлить до ближайшего и умножить на 8; снизить скорость записи на 33%.

**Рисунок 9.9** Палетки рассчитаны для определения скорости записи прибора MRIL-C работающего в режиме двух частот и высокочастотной регистрации (700-750 кГц). Верхняя палетка применяется при высокой вертикальной разрешенности (т.е. около 4 футов, для любого приращения); нижняя - при стандартном разрешении (т.е. около 6 футов). Палетки такого типа рассчитаны для 6" и 4<sup>1/2</sup>" зондов; одно- двух- и трех- частотного режимов; и для активизаций стандартного  $T_2$ , двойного  $TE$ , двойного  $TW$  и суммарной пористости.

6" зонд  
Стандартная  
двойная  
частота

Прибор со стандартной частотой (700 - 750 кГц)

Высокое разрешение



Для низкочастотной записи (600 - 650 кГц) необходимо:  
увеличить величину скользящего среднего на 50% -  
округлить до ближайшего и умножить на 8; снизить  
скорость записи на 33%.

**Рисунок 9.10** На палетке расчета скорости показано, что при приращении в 470, времени задержки  $TW = 3000$  мсек., и требовании высокого вертикального разрешения, скорость записи должна быть 17 футов/мин., а скользящее среднее составлять 8. Как показано на графике, в этом случае будет достигнуто вертикальное разрешение в 4 фута.

Рисунок 9.10. На примере использования графика скорости предполагается (произвольно), что приращение прибора составляет 470, причем требуется режим высокого разрешения и время TW составляет 3000 мсек. Нужно начать с 470 на горизонтальной оси (прирост двойной частоты) и спроецировать по вертикали до достижения красной кривой параметра осреднения. В этой точке справа снять значение 8 по шкале скользящего среднего. Продолжать проецировать по вертикали до достижения штриховой кривой вертикального разрешения. В этой точке, слева снять значение 4 шкалы вертикального разрешения. Снова продолжать проецировать по вертикали до достижения синей кривой скорости записи при TW = 3000 м. В этой точке слева снять значение 17 шкалы скорости каротажа. С помощью примечания в нижней части графика объясняется, как отрегулировать скорость каротажа и величину параметра осреднения, взятых из графика, при использовании низкочастотного режима.

### Настройка $V_1$ к скважинным условиям

При подготовке к каротажным работам очень важно отрегулировать  $V_1$  представляющее собой силу импульсов Карр-Пурселл-Мейбум-Гилла, генерирующих изменения направления магнетизации протона на  $90^\circ$  и изменение фаз на  $180^\circ$ . Величина  $V_1$  должна быть изменена поправкой за температуру скважины.  $V_{1\text{mod}}$  должен быть отрегулирован так, чтобы он находился в пределах 5% пикового значения  $V_1$ , установленного при проверке в мастерской.

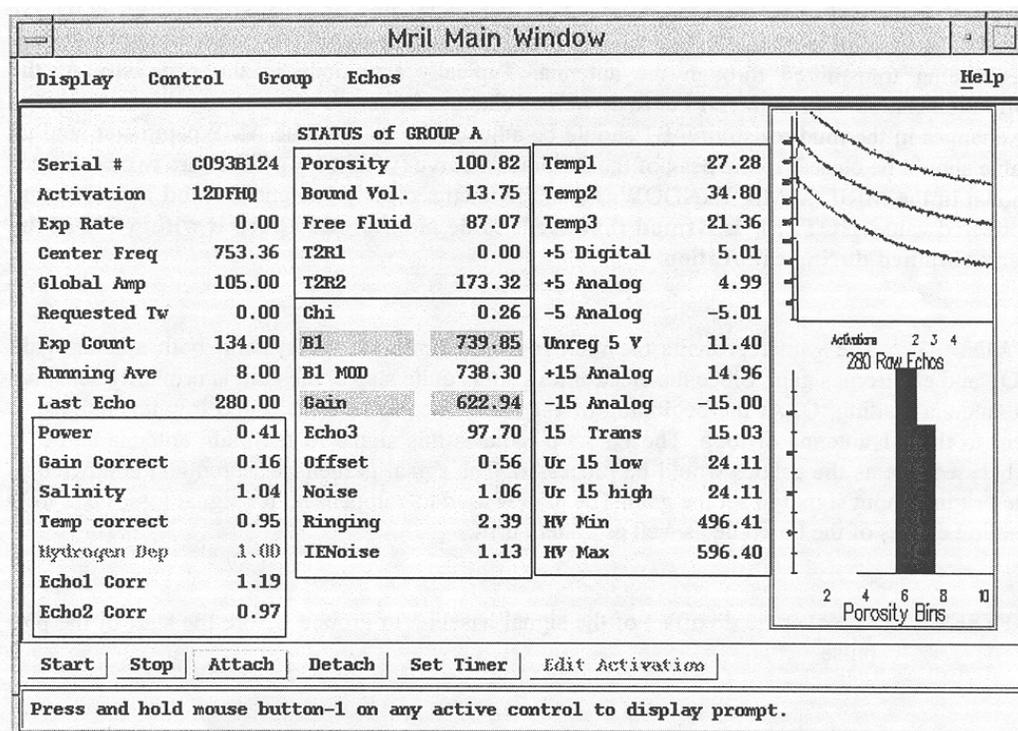
### Мониторинг качества во время записи

Главное окно каротажа *MRIL* в программе *Halliburton Excell-2000* представляет большинство показателей качества в режиме реального времени при приеме эхо-сигналов *CPMG* (рисунок 9.11). Окно включает три колонки значений параметров, график серии необработанных эхо-сигналов, а также график распределения времени  $T_2$  и инкрементное распределение. В верхней части первой колонки даются основные параметры, относящиеся к регистрации данных, такие как серийный номер, наименование активации, рабочая частота, сила импульсов *CPMG* (амплитуд), TW, число эхо-сигналов, а также

параметр осреднения. Нижняя часть первой колонки содержит основные коэффициенты для поправок, такие как поправка мощности, поправка коэффициента усиления, температурная поправка и собственно поправка эхо-сигналов 1 и 2.

В верхней части второй колонки представлены измеренная пористость (ЯМР пористость), рассчитанный ИСВ и ИСФ и подразумеваемое  $T_{2\text{cutoff}}$  (33 мсек. для песчаников и 92 мсек. для карбонатов). В нижней части второй колонки показаны основные показатели контроля качества, такие как *Кай*, приращение,  $V_1$ ,  $V_{1\text{mod}}$  и характеристики шума (смещение, реверберация, шум, шум IE).

В третьей колонке представлены показания вспомогательных датчиков, такие как температура 1, 2 и 3, зарегистрированная электронным блоком прибора, передатчик и магнит, а так-же все данные датчика напряжения электронного оборудования. В случае если значение любого показателя качества выходит за допустимые пределы, в окошке появляется красный сигнал, предупреждающий специалиста о наличии проблемы.

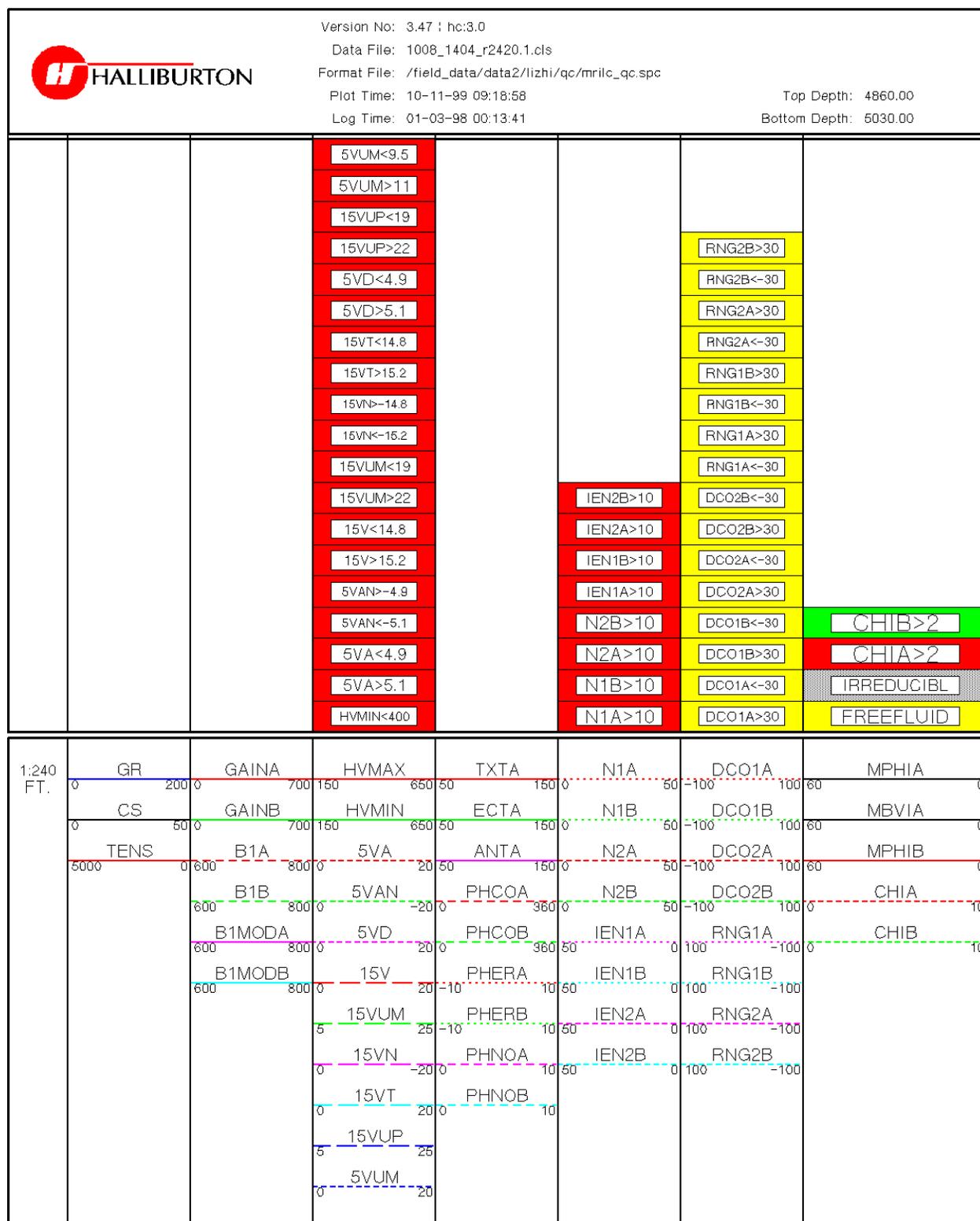


**Рисунок 9.11** Большинство индикаторов находятся в основном окошке MRIL, таким образом, при регистрации эхо-сигналов СРМГ можно следить за качеством записи. Данные приведенные в этом примере, получены от эхо-сигнала записанного в калибровочной ёмкости и соответствуют пористости 100%.

### Визуальное воспроизведение показателей качества записи

Все показатели качества заносятся в файл полевых данных и в случае необходимости могут быть воспроизведены. Качество каротажа может быть визуально показано в различных формах и форматах. Рисунок 9.12 представляет собой пример визуального воспроизведения показателей качества. Дорожка 1 содержит данные по гамма-каротажу (*GR*), скорости навивки троса (*CS*) и натяжения (*TENS*). Дорожка 2 включает приращение (*GAIN*): *GAINA* (для группы А, также, как и ниже) и *GAINB* (для группы В, также, как и ниже), амплитуду импульсов *CPMG*: *B1A* и *B1B*, а также амплитуду циклов *CPMG*, измененную с поправкой на температуру: *BIMODA* и *BIMODB*. Дорожка 3 содержит все данные о напряжении в датчиках. Дорожка 4 показывает три вида температуры: передатчика (*TXTA*), электронного блока (*ECTA*) и антенны (*ANTA*). Кроме того, дорожка 4 показывает параметры коррекции фазы, такие как фазовые углы *PHCOA* и *PHCOB*, среднее значение воображаемой части спада эхо-сигналов, *PHERA* и *HERB*, стандартное отклонение воображаемой части спада эхо-сигналов, *PHNOA* и *PHNOB*. Дорожка 5 содержит шум и шум IE для групп А, В и частот 1 и 2, таких как *N1A* (шум для группы А и частоты 1), а также *N1B*, *N1A*, *N2B*, *IEN1A*, *IEN1B*, *IEN2A* и *IEN2B*. Дорожка 6 содержит *OFFSET* и *RINGING* для групп А, В и частот 1 и 2. Дорожка 7 включает *Kai* для групп А и В, ЯМР пористость от групп А и В, а также ИСВ от группы А.

Такое визуальное воспроизведение представляет собой общий формат для различного рода активаций, таких как С/ТР, активации с двойным временем задержки (ТW) и с двойным временем между эхо-сигналами (ТE). При использовании активации С/ТР группа А представляет собой серию эхо-сигналов, полученных при времени задержки полной поляризации, а группа В с временем ТE = 1.2 мсек., представляет собой серию эхо-сигналов, полученных при времени задержки частичной поляризации и времени между эхо-сигналами ТE = 0.6 мсек. При использовании активации с двойным временем ТW группа А состоит из длинных спадов ТW, а группа В из коротких спадов ТW. При использовании активации с двойным временем ТE, группа А содержит спады с коротким ТE, а группа В с длинными ТE.



**Рисунок 9.12** 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.

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

На рисунке **9.13** представлен пример визуального воспроизведения качества при каротаже с двойным временем TW. При проверке кривых на диаграмме не обнаруживается отклонений в данных напряжения на датчиках, характеристики шума и *Kai*. Все показатели для групп А и В, частот 1 и 2 находятся в пределах допустимого диапазона. Параметры фазовой коррекции, *PHCOA*, *PHCOB*, *PHERA*, *PHERB*, *PHNOA* и *PHNOB* являются небольшими и стабильными.  $V_1$  и  $V_{1mod}$  меняются с изменениями значений прироста.  $V_{1mod}$  должен быть сверен с данными поверки в мастерской, причем его значение не должно превышать 5% пикового значения импульса *CPMG*, установленного при поверке. Скорость навивки торса должен составлять 6 футов в минуту. Эта скорость, а также параметр осреднения должны быть сверены с графиком скорости в соответствии с приращением, временем TW и разрешающей способностью по вертикали. На дорожке 7 показана разница в  $T_1$  между флюидами в пласте-коллекторе, так как ЯМР пористость А (*MPHIA*) значительно превышает ЯМР пористость В (*MPHIB*).

Необработанные данные эхо-сигналов и распределений времени  $T_2$  также могут визуально воспроизводиться в целях быстрого просмотра и проверки качества, как показано на рисунке **9.14**. Данные группы записи с двойным временем TW воспроизводятся для одной и той же скважины и в том же самом интервале, как это показано на рисунке 9.10. Данные о натяжении кабеля показаны в колонке глубин. Колонки 1 и 2 показывают, соответственно, суммированные данные по группам А и В. Колонки 3 и 5 содержат серии эхо-сигналов, соответственно, по группам А и В. Колонки 4 и 6 представляют собой распределение времени  $T_2$  для групп А и В. Колонки 7 и 8 содержат данные по *Kai*,

приросту, ЯМР пористости и ИСФ, соответственно, для групп А и В. Серии эхо-сигналов могут помочь выяснить некоторые проблемы с шумами, как например, высокое *Kai*.

### Проверка качества после выполнения работ

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

$$MPHI = \phi_e \cdot HI \cdot [1 - e^{-\frac{TW}{T_1}}] \quad (9.7)$$

$$MSIG = MPHI + CBW \quad (9.8)$$

*MPHI* = эффективная пористость по данным *MRIL* ;

$\phi_e$  = эффективная пористость пласта ;

*HI* = углеводородный индекс флюида, находящегося в эффективной пористости ;

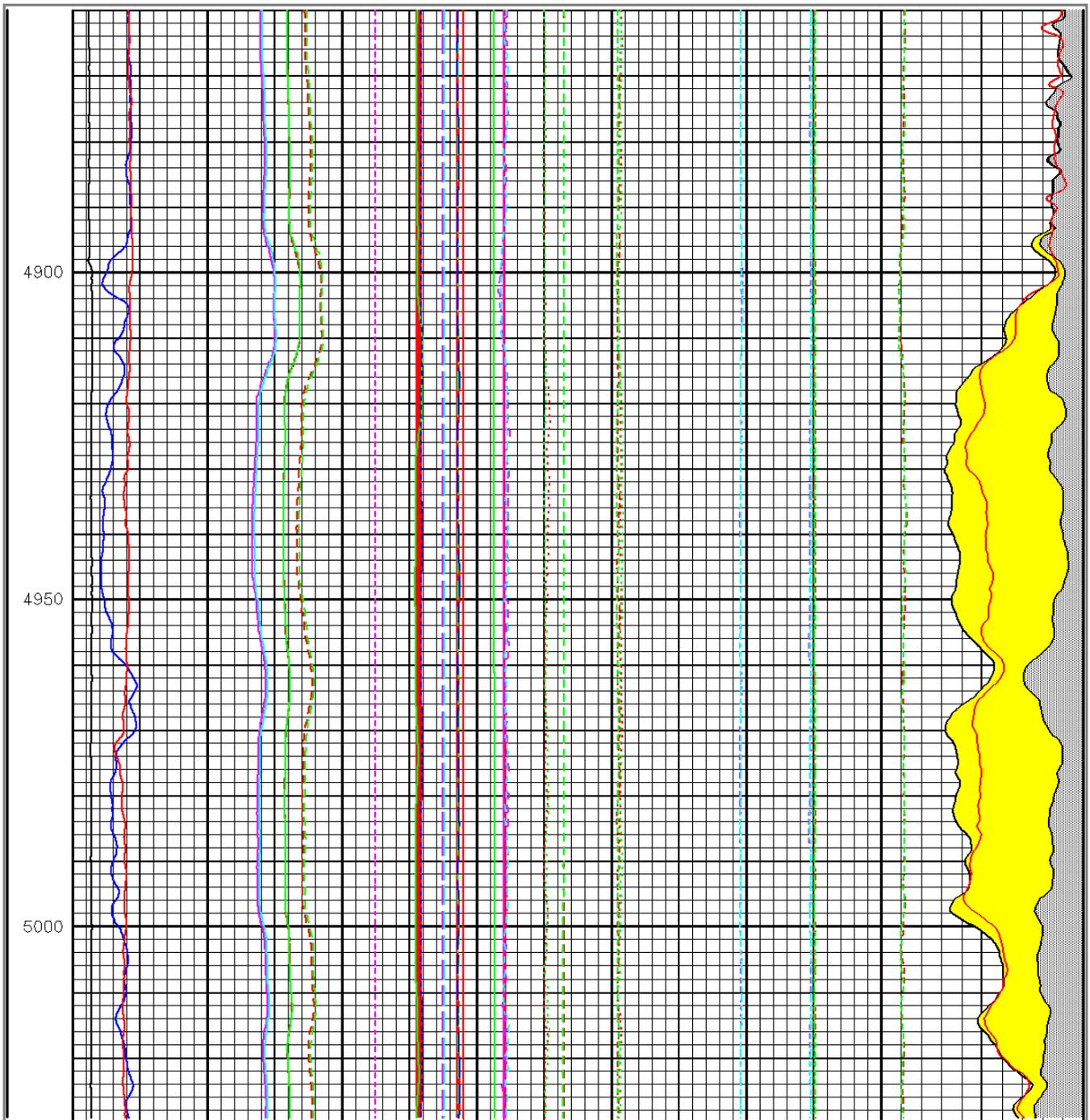
*TW* = время поляризации примененное при записи ;

$T_1$  = время продольной релаксации флюида в эффективной пористости ;

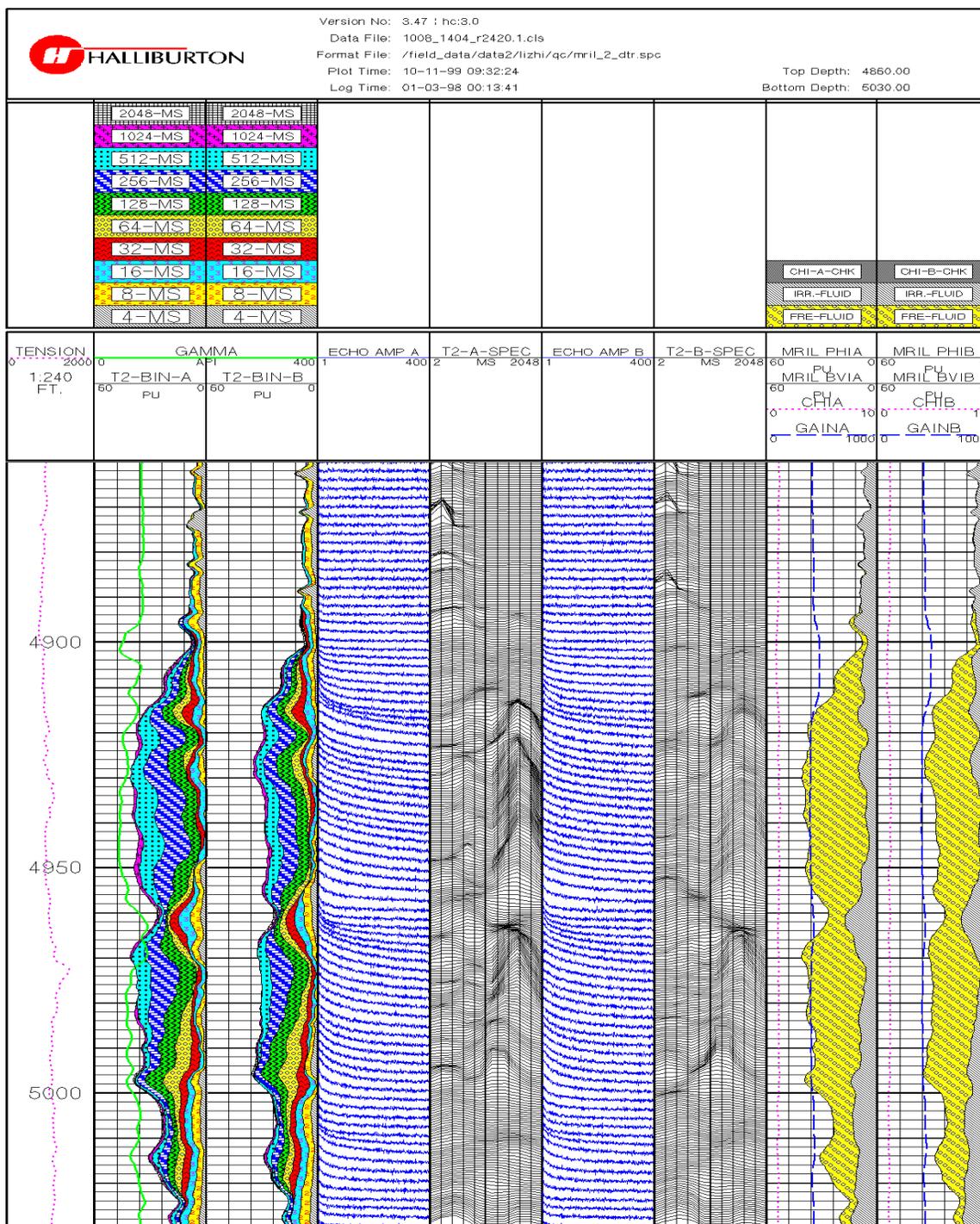
*MSIG* = общая пористость по данным *MRIL* полученная при записи суммарной пористости ;

*CBW* = вода связанная с глинистой компонентой, померенная прибором *MRIL* при  $TE = 0.6$  мсек. и активации частичной поляризации ;

*MPHI* может быть отличной от эффективной пористости, если сказывается влияние углеводородного индекса и длинных компонент времени  $T_1$ . Процесс измерения пористости прибором *MRIL-Prime* обычно позволяет скомпенсировать её недооценку из-за эффектов  $T_1$ , но на результаты оказывает влияние *HI*.



**Рисунок 9.13** На этом фрагменте диаграммы качества каротажа записанного с двойным временем  $TW$ , показано изменение параметров напряжения датчиков, характеристики шумов и  $Chi$ . Все индикаторы групп А и В и частот 1 и 2 в пределах нормы,  $B_1$  и  $B_{1mod}$  меняются с изменением  $GAIN$ . В седьмой колонке пористость  $MPH1A$  больше чем  $MPH1B$ , что означает наличие контраста значений  $T_1$  в пластовых флюидах. Качество каротажа может быть полностью оценено при проверке  $B_{1mod}$  и  $B_1$  найденном при калибровке, а так-же если скорость записи проверена по палеткам и измеренному приращению.



**Рисунок 9.14** Данные записи с двойным временем  $TW$  собранные на этом фрагменте получены из того-же интервала, что показан на рисунке 9.10. Такой формат используется непосредственно на скважине для оперативной предварительной оценки и проверки качества записи. Данные натяжения кабеля приведены в колонке глубин. В колонках 1 и 2 показаны инкрементные распределения, соответственно, для групп А и В. В колонках 3 и 5 показаны эхо-сигналы групп А и В, а в колонках 4 и 6 - волновые распределения  $T_2$ . В колонках 7 и 8 собраны параметры  $Chi$ ,  $GAIN$ ,  $MPHI$  и  $MBVI$ , соответственно, для групп А и В. Некоторые проблемы с шумом, например высокое  $Chi$ , могут быть оценены по изображению собственно эхо-сигналов.

**Отношение  $MPHI$  к  $MSIG$  на кривых общей пористости**

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

**Отношение  $MPHI_{TW_S}$  к  $MPHI_{TW_L}$  на кривых двойного времени  $TW$** 

Измеряемая при коротком времени поляризации пористость ( $MPHI_{TW_S}$ ) обычно бывает занижена и, таким образом, всегда меньше пористости, измеряемой при более длинном времени поляризации ( $MPHI_{TW_L}$ ). Так происходит даже в тех случаях когда  $TW_L$  не является достаточно длинным для полной поляризации. Такая недооценка особенно типична для продуктивных пластов. Итак, в общем и целом,  $MPHI_{TW_S} \leq MPHI_{TW_L}$ .

**Отношение  $MPHI_{TE_S}$  к  $MPHI_{TE_L}$  на кривых двойного времени  $TE$** 

Принимая во внимание диффузионный эффект, распределение времени  $T_2$  полученное при длинном времени между эхо-сигналами ( $TE$ ), сдвигается влево от распределения, полученного при коротком времени между эхо-сигналами. Так как некоторые компоненты  $T_2$  могли быть получены от самых ранних элементов (бинов) сигнала, то при длинном  $TE$ , эта часть пористости не регистрируется. Следовательно, в общем случае:  $MPHI_{TE_S} \leq MPHI_{TE_L}$ .

**Совпадение между  $MPHI$  и пористостью нейтрон-плотностного кросс-плота**

В чистых, водоносных коллекторах пористость  $MPHI$  должна быть примерно равна  $XPNI$  – пористости полученной на нейтрон-плотностном кросс-плоте. В чистых газоносных разрезах пористость  $MPHI$  полученная при стационарных условиях, должна быть примерно равна величине нейтронной пористости, рассчитанной для соответствующей матрицы. В сильно глинистых коллекторах ЯМР пористость должна примерно совпадать с пористостью плотностного каротажа, рассчитанной для соответствующей матрицы.

Для анализа характеристик прибора *MRIL* очень важно иметь представление о типе бурового раствора. Поскольку прибор обладает небольшой глубиной исследования регистрация данных происходит в зоне проникновения.

### **Влияние углеводородного индекса и времени поляризации на *MPHI***

В результате учета влияния как водородного индекса, так и длинных компонентов времени  $T_1$ , пористость *MPHI* может отличаться от эффективной пористости. В процессе измерений скважинного прибора серии *Прайм*, как правило, можно избежать недооценки, и ввести поправку за влияние эффекта  $T_1$ . Измерения пока еще 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.

### **Ссылки**

1. 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.

---

## Словарь

---

### А

#### Absorption (absorbed water)

Абсорбция, поглощение. В общем случае: (1) перемещение воды (или любой другой субстанции) в почве или породе под воздействием всех природных процессов (таяние, гравитация, атмосферный перенос); (2) поглощение воды клетками или организмами (корни растений). (3) *Абсорбированная вода*. Вода механически удерживаемая в почве или породе и имеющая свойства, сходные со свойствами обычной (свободной) воды при одинаковой температуре и давлении. Не путать с термином *Adsorption*.

#### Activation

Вызов, активация (активизация). Запрограммированная последовательность импульсов, контролирующая в скважинном приборе *MRIL* процесс поляризации пластовых флюидов, и отвечающая за измерение их ЯМР-свойств. Активация может содержать один или несколько *CPMG* циклов.

#### Activation, Dual-TE

Активация с двойным временем между эхо-сигналами (TE). Такая активация позволяет получать два *CPMG* эхо-сигнала при различных временах (TE), но при одинаковых временах ре-поляризации (TW). Данные, полученные таким способом, используются для выделения и типизации углеводородов. В методике типизации углеводородов используется разница в диффузивности пластовых флюидов. Поскольку скважинный прибор *MRIL* генерирует градиентное магнитное поле, время  $T_2$ , каждого флюида содержит компоненту, зависящую от его диффузивности и компоненту, зависящую от времени между эхо-сигналами (TE) используемого при ЯМР-измерении.

Увеличение времени между эхо-сигналами (TE), сдвинет спектр  $T_2$  в сторону меньших значений времен  $T_2$ ; у различных флюидов этот сдвиг будет отличаться. Разделение (сдвиг) в распределении  $T_2$  соответствует условию диффузивной релаксации ( $T_{2\text{diffusion}}$ ):

$$\frac{D(\gamma TWE)^2}{12}$$

Такая активация может успешно использоваться для выделения и количественной характеристики нефтей средней вязкости.

### Activation, Dual-TW

Активация с двойным временем задержки (TW). Такая активация позволяет получать два СPMG эхо-сигнала при различных временах задержки (TW), но при одинаковом времени между эхо-сигналами (TE). Данные, полученные при активизации с двойным временем задержки, используются для расширения возможностей выделения газоносных коллекторов или пород с легкой нефтью. Выделение продуктивных участков основано на том, что  $T_1$  в газах и легких нефтях значительно больше  $T_1$ , пластовой воды. Поляризация пропорциональна TW:

$$p \propto 1 - e^{-TW/T_1}$$

Выбирается настолько маленькое значение TW, что ЯМР-сигнал от пластовой воды поляризуется полностью, а от нефти и/или газа - нет. Затем, выбирается большое значение TW, с тем, чтобы большая часть сигнала от углеводородов так-же была поляризована. Из сигнала с длинным временем TW, вычитается первый сигнал - с коротким TW, оставшиеся в результате эхо-сигналы или  $T_2$  распределения содержат информацию только об углеводородах. Этот метод успешно используется для количественного определения содержания нефти и газа.

### Activation, Standard-T<sub>2</sub>

Активация с стандартным временем ( $T_2$ ). Активация позволяет получать СPMG эхо-сигнал при таком TW, что пластовые флюиды полностью поляризованы и TE при котором могут быть устранены эффекты диффузии на  $T_2$ . Типичные значения, при такой активации: TE = 1.2 мсек., 3 сек. < TW < 6 сек., и NE = 300 (число эхо-сигналов). Активация используется, в основном, для определения эффективной пористости и проницаемости.

### Activation, Total-Porosity

Активация суммарной (общей) пористости. Такая активация позволяет получать два СPMG эхо-сигнала при различных временах задержки (TW), и при различных временах между эхо-сигналами (TE). Первый сигнал, записывается при TE = 0.6 мсек., и TW = 20 мсек. (достигается только частичная поляризация), и используется для количественного определения пор малого размера, которые по крайней мере большей частью заполнены водой, связанной с глинистой компонентой. Другой сигнал записывается при TE = 0.9 или 1.2 мсек., и при TW, достаточно длинном, чтобы обеспечить полную поляризацию всех пластовых флюидов. Этот эхо-сигнал используется для определения эффективной пористости, суммирование двух пористостей (эффективной и связанной с глинистой компонентой) дает представление об общей пористости. Комбинация TE и TW используется для регистрации «хвостов» или «концов» составляющей эхо-сигнала при стандартной активизации  $T_2$ .

### Adsorption (adsorption water)

Адсорбция. (1) Прилипание, притяжение ионов или молекул находящихся в растворе к поверхности твердой фазы. (2) притяжение газа, жидкости или растворенного материала на границе раздела с твердой фазой. (3) *Адсорбированная вода*. Вода, удерживаемая силами ионного или молекулярного притяжения на поверхности почвы или минеральных частиц. По своим физико-химическим свойствам принципиально отличается от свободной/капиллярной воды. Не следует путать с термином *Absorption*.

## В

### $B_0$

Символ, используемый для обозначения внешнего статического магнитного поля. Обозначение постоянного магнитного поля, создаваемого скважинным прибором NMR; может так-же использоваться символ  $Bz$ . Символы  $B_0$  и  $Bz$  применяются для описания скалярной величины поля.

### $B_1$

Символ, используемый для обозначения магнитного поля, созданного контуром, резонирующим с радио частотой ( $RF$ ). Осциллирующее магнитное поле, созданное радиочастотой ( $RF$ ) резонансного контура. Такое поле генерируется в направлении перпендикулярном полю  $B_0$  и используется для изменения направления магнетизации на  $90^\circ$  и  $180^\circ$  градусов. Значение  $B_1$  обозначает величину напряженности магнитного поля.

### Borehole washout

Каверна (или размыв) ствола скважины. Профиль ствола скважины оказывает значительное влияние на запись, сделанную прибором *MRIL*. При приближении записывающей части прибора к каверне, наблюдается увеличение параметров *MPHI* и *MBVI* (ЯМР пористость и общее содержание связанных флюидов). Прибор *MRIL* воспринимает РВО как связанную воду из-за большого количества глинистого дисперсного материала и связанной гидратной воды. РНО, в этом случае, обладает короткими временами релаксации, - результат большого количества присадок-эмульгаторов, используемых для контроля за водяной составляющей.

Размыв ствола скважины распознается по:

- Совместной интерпретации ЯМР и кавернометрии/профилеметрии;
- Сравнительному анализу пористости ЯМР (*MPHI*) и пористости по кросс-плоту других методов. Если пористость ЯМР больше пористости на кросс-плоте, то весьма возможно влияние флюидов в стволе скважины;
- Наличие аномального значения общего содержания связанных флюидов (*MBVI*), которое так-же может быть показателем проникновения флюидов РВО;

- Наблюдаемому увеличению пористости ЯМР, при одновременном увеличении показаний кавернометрии, и приблизительного равенства значений общего содержания связанных флюидов и общей ЯМР пористости;

### **Bound water (~ combined water)**

*Химически связанная (конституционная) вода.* Вода, входящая в кристаллическую структуру. Она не может быть удалена без изменения химического состава или структуры породы. Сюда так-же относится вода, входящая в состав живых клеток.

### **Bulk Volume Irreducible (BVI)**

Суммарный объем связанной воды или индекс связанной воды (ИСВ). Часть (в процентах) порового пространства, занятого неподвижной водой которая связана капиллярными силами. ИСВ рассчитывается суммированием распределения сигнала  $T_2$  до времени граничного значения  $T_{2\text{cutoff}}$ .

### **Bulk Volume Irreducible, Cutoff (CBVI)**

Граничное значение суммарного объема связанной воды или индекса связанной воды (ИСВ). Величина/значение «отсечки».

### **Bulk Volume Irreducible, Spectral (SBVI)**

Спектральный объем суммарной связанной воды или спектральный индекс связанной воды (ИСВ), полученный методом *MRIL*. Этот параметр рассчитывается по модели, в которой, в каждом спектральному бину связанной воды приписывается определенный процент пористости. Для расчетов таким методом существуют различные модели.

### **Bulk Volume Moveable (BVM)**

Суммарный объем свободных флюидов или индекс свободного флюида (ИСФ *FFI*). Часть (в процентах) порового пространства, занятого подвижными флюидами. Может быть представлен любой комбинацией воды, нефти и/или газа.

### **Bulk Volume Water (BVW)**

Суммарный объем воды (общая/суммарная водонасыщенность). Часть (в процентах) порового пространства, занятого водой.

## С

### **C-series MRIL tool**

Прибор *MRIL* второго поколения (серия С), разработанный и запущенный в эксплуатацию компанией *NUMAR* в 1994 г. Может производить различные измерения одновременно на трех частотах.

**C/TP MRIL tool**

Модифицированный прибор *MRIL-C*, впервые опробован в 1996 г. При уменьшении значения  $TE$  до 0.6 мсек, он позволяет производить измерения общей (суммарной) и эффективной пористости.

**Capillarity**

Капиллярность, капиллярное действие, капиллярное натяжение. (1) В общем случае – свойство трубок, при погружении во флюид вызывать поднятие (или понижение) уровня жидкости в них, по отношению к уровню флюида в который они погружены. (2) Взаимодействие между соприкасающимися поверхностями жидкой и твердой фазы, нарушающей горизонтальную поверхность жидкости. Также применяются термины *Capillary Action* или *Capillary Attraction*.

**Capillary Bound Water (MBVI или BVI)**

*Капиллярно-связанная вода* - часть воды, которая удерживается в порах или движется через них благодаря капиллярным силам. Эта часть поровой влаги остается в порах при пластовых условиях. Иногда так-же называется *удержанной водой* или *водой капиллярной каймы* (~ *fringe water*, AGI Glossary of Geology, 1987) однако эти синонимы не распространены и не рекомендованы к употреблению. Иногда ошибочно заменяется на *реликтовую* или *погребенную воду*. В общем случае связанная вода находится в интервале от 3 мсек. до граничного значения индекса свободного флюида  $T_{2\text{cutoff}}$ . Вода, содержащаяся в капиллярах породы, может находиться в состоянии капиллярно-разобщенной (*вода углов пор или ограниченная менисковыми поверхностями*), либо в состоянии собственно капиллярной – если поры полностью заполнены водой. В почвоведении иногда заменяется на *suspended water* ~ вода, подвешенная в повах и грунте.

**Capillary Fringe**

*Капиллярная кайма* – согласно (*Meinzer O E*, 1942) «Капиллярная кайма, лежащая непосредственно над зеркалом воды, зона, в которой вода удерживается силой капиллярности».

**Carr-Purcell-Meiboom-Gill Pulse Sequence (CPMG)**

Цикл (последовательность) импульсов Карр-Пурселл-Мейбум-Гилл. Первые два импульса последовательности разделены периодом времени  $\tau$ , а остальные импульсы, соответственно периодом  $2\tau$ . При измерении сигнала  $T_2$  скважинными приборами цикл начинается с  $90^\circ$  импульса, за которым следует серия  $180^\circ$  импульсов. Эхо-сигналы расположены по середине между  $180^\circ$  импульсами, на временах  $2\tau$ ,  $4\tau$ , ...; где  $2\tau = TE$ , времени между эхо-сигналами. Во время этих эхо-сигналов регистрируются данные спада. Такая последовательность электромагнитных импульсов компенсирует эффекты неоднородности и различия градиентов магнитного поля при ограниченной диффузии или её отсутствии и снижает аккумуляционные эффекты от несовершенства  $180^\circ$  импульсов.

### Clay-Bound Water (CBW)

(1) Вода связанная с глинистой компонентой. Часть (в процентах) порового пространства, занятого водой, связанной с негативно заряженной поверхностью глинистых минералов. *CBW* зависит от величины катионного обмена породы (*CEC*) и солености пластовой воды. (2) Неподвижная, структурно связанная вода, расположенная на поверхности глинистых минералов. Поверхности глины являются электронно заряженными благодаря замещению ионов в их структуре; эти поверхности притягивают значительное количество ионно-связанной воды. Эта вода называется адсорбированной или поверхностно связанной. Глинисто-связанная вода так-же включает в себя капиллярно сконденсированную воду в микропорах глинистых агрегатов. Объем воды зависит от удельной поверхности глины и от плотности поверхностного заряда. По определению, глины сложены из частиц мелкого размера, и их удельная поверхность очень велика. Связанная вода влияет на электропроводность песчаников, но не сказывается на их гидропроводимости. Связанная вода не может быть замещена углеводородами и не может течь, у нее очень короткие времена  $T_1$  и  $T_2$ .

### Combinable Magnetic Resonance (CMR/CMR+)

Комбинируемый (комбинационный) прибор магнитного резонанса. Коммерческое название скважинного прибора расширенного комплекса ГИС, компании *Schlumberger*.

### Condensate (condensation) water

Конденсационная вода, растворенная в газе, находящемся в пласте (*водоконденсат*).

### Connate water

(1) Реликтовая вода. Вода, заключенная в интерстициях осадочных или эффузивных пород во время их отложения. Т.е. вода, лишенная контакта с атмосферой в течении долгого геологического времени. Синоним *ископаемая вода*. (2) Морская вода, содержащаяся в полостях между пластами осадочных пород и изолированная благодаря отложению перекрывающих осадков (*A Glossary of Geographical Terms L.D. Stamp, 1961*).

### CMRTm Tool\*

Комбинационный прибор магнитного резонанса компании *Schlumberger*, выпущенный в 1995 г. Прибор работает с прижимным башмаком, и глубиной исследования около одного дюйма. Такая незначительная глубина исследования делает прибор весьма чувствительным к проникновению, наличию глинистой корки и неоднородностям ствола скважины. Приемная антенна *CMR* длиной 6 дюймов, расположена по середине магнита, длиной 12 дюймов. Такое положение оставляет 3 дюйма магнита для поляризации протонов перед записью сигнала. Объем исследования прибора *CMR* составляет цилиндр около 1 дюйма диаметра и 6 дюймов длиной. Прибор работает в режиме одиночной частоты.

## D

**D** см. **Diffusion Constant**

### Decay constant

(1) Декремент (коэффициент) затухания. (2) Коэффициент ослабления.

**DIFAN** См. **Diffusion Analysis**.

### Differential Spectrum

Разность спектров (разностный спектр). Разница между двумя распределениями спектра  $T_2$ , полученная при измерении *delta TR*. По разности спектров, значительно проще разделить легкие углеводороды от тяжелых нефтей и воды. См. *DSM-logging*.

### Diffusion

Диффузия. Процесс при котором молекулы и другие частицы перемешиваются и мигрируют в результате их случайного теплового движения. Диффузия молекул во время *CPMG* или другой последовательности спин-эхо импульсов, вызывает затухание и спад значения  $T_2$ . Если во время последовательности импульсов, используется магнитное поле с известным градиентом, это затухание можно оценить количественно и таким образом, определить коэффициент диффузии флюида.

### Diffusion Analysis (DIFAN)

Диффузионный анализ. Методика интерпретации, базирующаяся на двойном измерении времени  $TE$ . *DIFAN* использует различие диффузионных констант воды и нефтей средней вязкости и применяется для выделения и количественной оценки продуктивных коллекторов. Данные для интерпретации *DIFAN* записываются при двойном измерении времени  $TE$  и одиночном, длинном времени поляризации.

### Diffusion constant

Коэффициент диффузии (диффузионная константа).

$$D = \frac{\langle x^2 \rangle}{6t}$$

По определению – среднеквадратичное смещение молекул, наблюдаемое в период времени  $t$ . Коэффициенты диффузии меняются при изменении типа флюида и температуры. В газах  $D$  так-же зависит от плотности, и таким образом связано с давлением.

### Diffusion Limit, Fast

Ограничение быстрой диффузии. В случае, когда протоны ядер в поре породы, переносятся с помощью диффузии и взаимодействуют (релаксируют) с поверхностью породы со скоростями релаксации флюида ограниченными релаксационными свойствами поверхности поры, а не скоростью перемещения

протонов, процесс диффузии на поверхности поры происходит значительно быстрее, чем в поре. Магнетизация в поре остается однородной, и для описания процесса поляризации или ее спада, достаточно одного значения  $T_1$  или  $T_2$ . Это предположение является основой для пересчета регистрируемых сигналов  $T_1$  или  $T_2$  в распределение пористости по размеру пор.

### **Diffusion Limit, Slow**

Ограничение медленной диффузии происходит в случае, когда протоны переносятся по поре диффузией и релаксируют на поверхности со скоростью ограниченной не релаксивностью поверхности, а скоростью, с которой они могут ее достигнуть. Такая диффузия не приводит к образованию однородной магнетизации в поровом пространстве. Соответственно для корректного описания процесса спада намагниченности в поре требуется не одна, а несколько экспоненциальных зависимостей. См. так-же *Slow Diffusion Limit*.

### **Diffusion Relaxation**

Диффузионная релаксация. Механизм релаксации вызванной молекулярной диффузией в градиентном поле, во время измерений *CPMG*. Молекулярная диффузия во время цикла *CPMG* или другой последовательности импульсов, вызывает затухание кажущегося значения  $T_2$ . Это затухание может быть количественно померяно и соотнесено с диффузивностью флюида, при условии, что известен градиент магнитного поля которое было приложено во время последовательности импульсов. Диффузия влияет только на измерения  $T_2$  и не влияет на значения  $T_1$ .

### **Diffusion, Restricted**

Ограниченная диффузия. Эффект геометрии (ограничения пространства) стенок пор, на диффузионное перемещение молекул. Измерения диффузии ЯМР, позволяют рассчитать диффузионную постоянную по данным затухания сигнала, вызванного молекулярным движением в течении очень точного интервала. Если временной интервал ( $TE$  для последовательности *CPMG*) достаточно большой, молекулы будут сталкиваться со стенками поры (или другим препятствием) и будут “ограниченны”. При этом кажущаяся постоянная диффузии будет уменьшаться.

### **DMR** сокращенное от: **Density Magnetic Resonance**

Метод плотностно-магнитного резонанса. Совместная интерпретация данных ЯМР и плотностного метода, при которой для выделения газоносного коллектора используют разность кривых общей пористости. Аналогичным образом может использоваться сравнение ЯМР с акустическим методом, такой подход иногда называют акустическим магнитным резонансом (AMR или SMR).

### **DSM** сокращенное от: **Differential Spectrum Method**.

**DSM logging (differential spectrum)**

Метод разницы спектров (МРС). Последовательная запись двух эхо-сигналов *CPMG* с различными временами задержки (TW) и одинаковым TE. Изменения во времени задержки приводят к изменению во времени повтора TR (или TX), отсюда идет название *delta TR*. Такой подход используется при записи ЯМР для улучшенного выделения коллекторов с газом или легкой нефтью. Он основан на том, что значения  $T_1$  газа или легких нефтей, в пористой среде, значительно длиннее, чем значения  $T_1$  пластовой воды. Сначала выбирается такое минимальное значение TW, чтобы полностью улавливался сигнал от пластовой воды, а сигнал от газа и/или нефти – нет. Второе, более длинное, значение TW выбирается таким, чтобы так-же уловить и большую часть сигнала от углеводородов. При последующем вычитании результирующих спектров распределения  $T_2$  получают разницу, содержащую информацию только от углеводородов. Эта разность спектров может использоваться для количественной оценки газонасыщенности, и, если известно время  $T_1$  в нефти, для оценки нефтенасыщенности.

**E****Echo Spacing (TE)**

Интервал между эхо-сигналами (TE). В последовательности *CPMG*, это время между 180-градусными импульсами. Этот интервал совпадает, со временем между двумя соседними эхо-сигналами.

**EDM** сокращение от: **Enhanced Diffusion Method.**

**Effective porosity**

Эффективная пористость. Предполагается такой-же как и МРНЕ, полученной при TE = 1.2 мсек. Разница между общей пористостью и МРНЕ, равна пористости воды, связанной с глинистой компонентой.

$$MPNE \equiv \phi_{eff} = \phi_{TOTAL} - \phi_{CBW}$$

**Enhanced Diffusion Method (EDM)**

Метод усиленной диффузии. Подход к интерпретации ЯМР, основанный на разности диффузии в различных флюидах. Усиление эффекта диффузии во время записи эхо-сигналов, позволяет разделять свободную воду и нефть по распределению  $T_2$ , полученному при выбранном длинном времени TE. Для распознавания нефтей средней вязкости *EDM* использует последовательность *CPMG*, записанную со стандартной регистрацией  $T_2$ , и с длинными временем TE. Для количественной характеристики флюидов методом *EDM* необходимо записать данные при двойном времени задержки TW с длинным времени TE или данные при двойном времени TE, записанные при длинном TW.

### ERM (Enhanced Ratio Method)

Метод усиления соотношения эхо-сигналов. Первая запись выполняется с длинным временем  $TW$  и коротким  $TE$ , т.е. регистрируется длинное время  $T_2$  - сигнал от газа. Вторая запись с длинным временем  $TW$  регистрируется сигнал от газа, длинное  $TE$  приводит к короткому  $T_2$  в газе. После этого спад  $T_2$  первой записи делится на  $T_2$  от второй (делятся эхо-сигналы) полученный результат - кривая соотношения эхо-сигналов. Первые моменты (вступления) соотношения используются для вычисления диффузии газа. Преимущества метода: прямое определение газа, устойчивость к помехам; недостатки - требуется большое значение  $NI$ . По данным: *Flaum C., et al. "Identification of Gas with the Combinable Magnetic Resonance Tool (CMR)", 1996 SPWLA Symposium.*

## F

### Fast diffusion limit

Лимит быстрой диффузии. Это предположение лежит в основании преобразования распределения времен  $T_1$  и  $T_2$  в распределения пор по размерам. Суть этого сложного процесса сводится к переносу протонов, силами диффузии внутри поры к поверхностному слою, где они релаксируют. Условием обоснованности лимита быстрой диффузии, служит:

$$\rho a / D \ll 1$$

где  $a$  характеристический размер поры,  $\rho$  поверхностная релаксация, и  $D$  диффузионная константа флюида. Когда процесс диффузии проходит быстрее, чем характеристическое время релаксации флюида в поре, магнетизация в поре остается равномерной и единственное значение времени  $T_1$  или  $T_2$  может быть использовано для описания спада магнетизации в индивидуальной поре.

**FFI** см. **Free Fluid Index.**

**FID** см. **Free Induction Decay.**

### Fossil water

Ископаемая или реликтова (сингенетическая) вода; редко употребляемое: *талассогенная* вода, т.е. задержанная в осадках во время их отложения. (*A Glossary of Geographical Terms L.D. Stamp, 1961.*)

### Free Fluid Index (FFI)

Индекс свободного флюида (ИСФ). Описывает часть порового пространства, занятого флюидами, которые могут свободно перемещаться. Необходимо различать часть флюидов, которые могут быть смещены капиллярными силами, и частью флюидов, которые могут быть добыты из коллектора, при данном

насыщении. При интерпретации *MRIL*, ИСФ рассчитывается как суммирование сигнала от распределения  $T_2$  от значения времени больших (или равных) граничному значению  $T_{2\text{cutoff}}$ .

### Free Induction Decay (FID)

Спад свободной индукции. Промежуточный сигнал ЯМР от возбужденных с Ларморовской частотой ядер, обычно получаемый после единичного радиочастотного импульса. Характеристичная постоянная времени для спада свободной индукции, обозначается  $T_2^*$ . Эта величина всегда значительно меньше чем время  $T_2$ .

## G

### G

Обозначение силы градиента магнитного поля, которое меряется при ЯМР.

### Gain

Прирост, приращение. Применяется по отношению к относительному потенциалу, приобретенному прибором, в котором учитывается вклад антенны и электроники. Поскольку вклад электроники практически постоянный, приращение, в основном, зависит от нагрузки на антенну  $Q$ . В начале каждой последовательности импульсов, измеренный на низком уровне сигнал, посылается от приемной антенны (явление известно как ***B<sub>1</sub>-цикл***) к главной антенне, полученный при этом сигнал обрабатывается как эхо-спад. Полученный результат измеряется и сравнивается с начальным выходным импульсом; разница и составляет приращение. Такой процесс применяется для компенсации за потери при нагрузке  $Q$ , которая зависит от флуктуаций системы и неоднородностей ствола скважины.

### Gauss

Гаусс. Единица измерения магнитного поля; 10,000 Гаусс равны 1 Тесле. Магнитное поле Земли составляет примерно 0.5 Гаусс.

### Gradient field

Градиентное поле. Магнитное поле, сила которого меняется, в зависимости от положения объема измерения. Прибор *MRIL* использует градиентное поле в радиальном направлении. При небольших объемах исследования, градиент поля, можно считать линейным; как правило он измеряется в Гаусс/см. или Гц/мм.

### Gravitational water

Гравитационная вода; - т.е. влага перемещающаяся в порах под действием силы тяжести, редко употребляемое.

### Gyromagnetic (magnetogyric) Ratio ( $\gamma$ )

Гиромагнитное отношение (степень гиромагнитности), в общем случае обозначается символом  $\gamma$ . Сила ядерного магнетизма для данного типа ядер. Определяется как отношение магнитного момента к угловому моменту частицы. Является мерой силы ядерного магнетизма. Для каждого типа ядер, это постоянная величина. Для протона  $\gamma = 42.58 \text{ MHz/Tesla}$ .

## Н, I

### Hydrogen index

Углеводородный индекс ( $HI$ ). Получается при делении протонной плотности жидкой фазы в поровом пространстве на протонную плотность чистой воды при стандартных значениях температуры и давления. Этот индекс изначально использовался для интерпретации компенсационного нейтронного каротажа и был весьма нечетко определен.

### Immobile water

Неподвижная или несмещаемая вода. В общем – термин свободного употребления, которого, по возможности, следует избегать при описании ЯМР.

### Interstitial water

Поровая вода. Подземная вода в поровом пространстве пород, синоним свободной пластовой воды входящей в состав индекса свободного флюида ( $ИСФ-MFFI$ ), иногда так-же называется *диффузной*.

### Inversion recovery

Инверсионное восстановление. Последовательность импульсов, применяемая при измерении времени релаксации  $T_1$ . Последовательность: « $180^\circ - t_i - 90^\circ$  - запись –  $TW$ », где  $i = 1 \dots N$ . Первый  $180^\circ$  импульс разворачивает магнитные моменты ядер по отношению к полю  $\mathbf{B}_0$ . После заданного времени задержки  $TW$  (времени инверсии -  $t_i$ ),  $90^\circ$  -импульс разворачивает спины в поперечной плоскости и измеряется степень восстановления начальной магнитизации. После времени задержки  $TW$ , поляризация полностью восстанавливается и цикл повторяется. Для получения достоверных данных о времени  $T_1$ , этот цикл должен повторяться несколько раз с различными  $t_i$ , и следовательно требует значительное время.

### Irreducible Water (BVI)

Остаточная вода. Возможная трактовка – приблизительно сумма пленочной и капиллярно- связанной воды. В некоторых работах заменяется на термин *residual water*.

## L

### Larmor Equation

Уравнение Лармора. Уравнение, согласно которому, частота прецессии ядерного магнитного момента в магнитном поле прямопропорциональна напряженности магнитного поля и гиромагнитному отношению.

$$f = \gamma B_0 / 2\pi$$

где:

$B_0$  величина статического магнитного поля

$\gamma$  уровень гиромагнитности

### Larmor Frequency

Ларморовская частота. Частота с которой спин ядра прецессирует вокруг постоянного поля, или частота при которой возможен ЯМР. Эта частота определяется уравнением Лармора.

### Lattice

Решетка/кристаллическая решетка. Термин заимствован из физики твердого тела и описывает степени свободы (или местные условия) в пределах которых спины ядер могут обменивать энергию. Обмен энергией приводит к тому, что магнетизация релаксирует до величины термального равновесия посредством спин-решеточной релаксации  $T_1$ .

### Line-broadening

Расширение линии. «Смазывание» или расширение спектра времени  $T_2$  за счет помех.

## M

**M** см. **Magnetization**.

Вектор намагниченности.

**M0**

Равновесное значение вектора намагниченности, направленное вдоль постоянного магнитного поля.

**MAD (measurement-after-drilling).**

Измерение ЯМР в режиме «запись после бурения». Осуществляется прибором *MRWD (Magnetic Resonance While Drilling tool)*, при этом регистрируется сигнал, близкий по качеству к сигналу от стандартного прибора типа *Прайм*, на кабеле.

### **Magnetic resonance (MR)**

Магнитный резонанс. Метод описывает более обширную группу явлений, чем ЯМР. Включает ядерный четырехкратный резонанс (*NQR*) и парамагнитный резонанс электронов (*EPR*). Термин применяется чтобы избежать противоречий, поскольку распространено ошибочное представление, что если употребляется термин ядерный, обязательно присутствует и радиоактивность.

### **Magnetic Resonance Imaging (MRI)**

Метод визуализации магнитного резонанса. Томография. Термин относится к визуализации структуры человеческой ткани при помощи ЯМР. Приборы *MRI* используют градиентные поля, позволяющие локализовать измерения в пространстве. *MRI*-методику так-же можно использовать при исследовании керна и (остаточного) насыщения керна.

### **Magnetic resonance image logging (MRIL)**

Каротаж визуализации магнитного резонанса. Новый подход к методике ЯМР, разработанный и запатентованный компанией *NUMAR Corporation*. Скважинный прибор *MRIL* использует поле с постоянным градиентом и перпендикулярным магнитным полем *RF*, позволяющим проводить измерения ЯМР в отдельных объемах концентрической формы.

### **Magnetic susceptibility, $\chi$**

Магнитная восприимчивость. Константа описывающая пропорциональность между внешним магнитным полем наведенной намагниченностью. Разница в магнитной восприимчивости поровых флюидов и матрицы породы приводит к градиентам внутреннего поля.

### **Magnetization, Longitudinal (M.)**

Продольная намагниченность (*M*). Часть вектора начальной намагниченности, параллельная постоянному магнитному полю (*B<sub>0</sub>* или *B<sub>z</sub>*).

### **Magnetic Moment**

Магнитный момент. Мера магнитных свойств объекта или частицы (протона), которые заставляют объект или частицу располагаться параллельно магнитному полю.

### **Magnetization, Nuclear**

Ядерная намагниченность. Макро вектор количественно равный спрямленному ядерному магнитному моменту в постоянном магнитном поле. Вектор проецируется в плоскость перпендикулярную статическому полю и известен под названием *поперечной намагниченности*, эта та величина, которая наблюдается при ЯМР.

### **MAP/MARII**

Название пакета программ, разработанного компанией *NUMAR* для инверсии данных спада эхо-сигнала в распределение  $T_2$  и расчета *MPHI*, *BVI* и *BVM*, на

основе граничного значения времени  $T_2$ . Алгоритм инверсии применяемый в ней основан на разложении по особым значениям - сингулярное разложение (*SVD*).

**MBVI<sup>1</sup>** – тоже, что и **BVI**

**MBVM** - тоже, что и **BVM**

### **МСВW**

Глинисто-связанная вода. Расчет значений *CBW*, полученных суммированием распределения  $T_2$ , при частично поляризованных CPMG эхо-сигналах, с  $TE = 0.6$ мсек. и  $TW = 20$ мсек. см. *Water, Caly-bound water*.

### **МРЕRM**

Проницаемость, рассчитанная по данным ЯМР эхо-сигналов. В настоящее время используется много различных формул, некоторые из них - модификации зависимости *Kozeny-Carman*. Два, наиболее часто употребляемых подхода основаны на

(1) уравнении *Coates*:

$$k = \left( \frac{\phi}{10} \right)^4 \left( \frac{BVM}{BVI} \right)^2,$$

и (2) формуле геометрического среднего:

$$k = a\phi^4 T_{2gm}^2.$$

### **МРHE**

Эффективная ЯМР пористость. Параметр рассчитанный в результате интеграции части суммарной пористости, начиная приблизительно с 4 мсек. и до более длинных значений времени  $T_2$ . Пористость, полученная из  $T_2$  *MRIL* (при  $TE = 1.2$  мсек) называется *MPHE*, та же пористость, полученная приборами *MRIL* серии В и С, называется *MPHI*.

### **МРНI**

ЯМР пористость, по данным каротажа или анализа керна, в первом приближении представляет не зависящую от минералогии, эффективную пористость породы, заполненную жидкой фазой. Отметим, что действительное значение пористости может зависеть от минимального времени между эхо-сигналами. См. так-же *MPHE* и *MPHS*.

### **МРHS**

Общая пористость, полученная прибором *MRIL-C/TP*. Рассчитывается как сумма частичных пористостей для всех ячеек  $T_2$  (более 0.5 мсек). Этот параметр нельзя получать приборами *MRIL* серии В, и первыми выпусками серии С.

<sup>1</sup> М – stands for *magnetic*

**MR** см. **Magnetic Resonance**.

**MRI** см. **Magnetic Resonance Imaging**.

**MRIAN** см. **MRIL Analysis**.

**MRIL** см. **Magnetic Resonance Imaging Logging**.

### **MRIL Analysis (MRIAN)**

Анализ визуализации магнитного резонанса. Методика интерпретации, в которой совместно обрабатываются данные метода сопротивлений (глубокого), стандартные измерения  $T_2$  методом визуализации ЯМР, и модели двойной воды. *MRIAN* позволяет рассчитать пористость, заполненную пластовой водой в неизменной зоне. Затем полученные данные сравниваются с результатами анализа только данных ЯМР, например *TDA*, *EDM*, или *DIFAN*.

### **MRIL $B_0$ Radial Dependence**

Радиальная зависимость  $B_0$  в методе *MRIL*. Постоянное магнитное поле  $B_0$  в приборе *MRIL* является градиентным полем, напряженность которого  $B_0$  уменьшается по мере удаления от оси прибора. Радиальная зависимость описывается как  $B_0 \sim r^{-2}$ , где  $r$  – расстояние от оси прибора.

### **MRIL $B_0$ Temperature Dependence**

Температурная зависимость  $B_0$  в методе *MRIL*. Постоянное магнитное поле  $B_0$  в приборе *MRIL* создается постоянным магнитом. Температурная зависимость напряженности  $B_0$  связана с тем, что намагниченность магнита зависит от температуры. Средняя аппроксимация напряженности поля, для типичных скважинных условий, описывается как  $T^{-1}$  зависимость, где  $T$  – абсолютная температура.

### **MRIL $B_1$ Temperature Correction**

Температурная поправка  $B_1$  в методе *MRIL*. Импульс  $B_1$   $90^\circ$  определяется при наземной калибровке прибора *MRIL*, в комнатной температуре. Энергия необходимая для  $90$ -градусного поворота ядер в скважине, будет отличаться от энергии импульса из-за различий в температурах, соответственно возникает необходимость ввода поправки за температуру.

### **MRIL-C Tool**

Прибор *MRIL* серии *C*. Второе поколение приборов, выпущенных компанией *NUMAR* в 1994 году. Этот прибор позволяет проводить одновременно многочисленные измерения. *MRIL-C* работает в режиме двойной частоты, а *MRIL-C+* в режиме тройной частоты. Прибор *MRIL-C/TP*, выпущенный компанией *NUMAR* в 1996 году, использует уменьшенное значение  $TE$  (0.6 мсек.), и обеспечивает одновременное изменение общей и эффективной пористости. В

дополнение, поскольку в приборе уменьшена реверберация, первые эхо-сигналы так-же содержат полезную информацию.

Поскольку прибор *MRIL-C* работает либо в двух-частотном либо в трех-частотном режиме, измерения на различных частотах могут проводиться один за другим значительно быстрее. Каждая частота возбуждает сигнал с различной глубины, и соответственно отпадает необходимость ждать спада наведенной поляризации перед следующим измерением в другой точке. Изменения в частотах позволяет проводить больше измерений, в заданный отрезок времени и таким образом увеличить скорость записи, без уменьшения соотношения сигнал/шум, или увеличить это соотношение без замедления скорости записи.

### **MRIL Depth of Investigation (DOI)**

Глубина исследования (ГИ). Поскольку Ларморовская частота зависит от  $B_0$ , а  $B_0$  зависит от расстояния до центра прибора, частота так-же зависит от расстояния, и соответственно определяет глубину исследования прибора *MRIL*. Кроме того,  $B_0$  зависит от температуры, соответственно, если используется одна частота  $B_1$ , Ларморовская частота и глубина исследования зависят от температуры. При увеличении температуры, напряженность  $B_0$  спадает; соответственно уменьшается и глубина исследования. Так для прибора *MRIL* глубина исследования составляющая около 16 дюймов при температуре около 25 °С, уменьшается до 14 дюймов при повышении температуры до 125 °С. Детали и рекомендации по этому набору проблем рассматриваются в различных публикациях.

### **MRIL-Prime Tool**

Прибор серии Прайм. Последнее семейство приборов *MRIL*, выпущенных компанией *NUMAR*. Скважинные приборы этой серии могут выполнять измерения в скважине, одновременно на девяти различных частотах. При переключении с одной частоты на другую измерения могут производиться значительно быстрее. Приборы *MRIL* этой серии позволяют произвести измерения связанной воды (и капиллярной), эффективной пористости, и определить тип углеводородов за одну СПО. Помимо значительного сокращения времени, исчезает необходимость коррекции глубин.

У прибора *MRIL-прайм*, есть два дополнительных пре-поляризионных магнита, расположенных над- и под приемной антенной. Такая конструкция позволяет достигать полную поляризацию пластовых флюидов, и получать  $T_2$  сигнал в меньшей степени зависящий от условий измерения. Приборы этой серии могут записывать всю информацию, необходимую для выделения в разрезе продуктивных коллекторов и определения их параметров – типа, количества (насыщенности) углеводородов и расчета проницаемости. На практике, этот прибор может практически полностью заменить стандартный комплекс ГИС в открытом стволе.

### **MRIL Sensitive-Volume Thickness**

Чувствительный объем. Мощность зоны, из которой прибор получает информацию. Мощность отдельного “информационного слоя” составляет около 1 мм. и зависит от градиента поля  $B_0$  и частоты слоя.

### MRWD (Magnetic Resonance While Drilling tool)

Прибор записи ЯМР во время бурения. Экспериментальный прибор, регистрирующий спектральный ЯМР непосредственно во время бурения разработки *Numar* и *Sperry-Sun*. Опробован в Мексиканском заливе в 1999 г. Прибор может применяться с долотами диаметром  $8\frac{1}{2}$  и  $10\frac{5}{8}$  дюймов, и работает в двух режимах – собственно *MRWD* и *MAD* (см. *measurement-after-drilling*).

### MSIG

Измерение пористости, полученное комбинированием данных записанных при двойном времени TE, равным 0.6 и 1.2 мсек. Пористость, полученная таким образом, должна хорошо совпадать с измерениями на керне.

$$MSIG = MCBW + MPHI.$$

### Mud doping

Присадки/глинистые присадки. Сравнительно редко применяемое на практике добавление магнетита в буровой раствор. Для первых, уже устаревших, приборов типа *NML*, было необходимо заглушить фоновый сигнал ствола скважины. Однако, в настоящее время, в некоторых случаях, по-прежнему желательно добавлять в буровой раствор ионы с парамагнитными свойствами, чтобы изменить ЯМР свойства фильтратов раствора.

## N

### Nuclear magnetic logging (NML)

Ядерно-магнитный каротаж. Результат изысканий использования ЯМР для каротажа, проведенных в 50-х и 60-х гг. компанией *Chevron*. Исследования завершились созданием прибора *NML*, который измерял прецессию потонов водорода, вызванную магнитным полем Земли. Для прибора, требовалось использование специальных присадок, которые сводили на нет сигнал от ядер водорода в стволе скважины.

### Nuclear Magnetic Resonance (NMR)

Ядерно-магнитный резонанс (ЯМР). Метод наблюдения за статическими и динамическими параметрами ядерного магнетизма. Для этого метода необходимо статическое магнитное поле, чтобы переориентировать магнитные моменты спинов, и поперечное осциллирующее поле (на частотах радио-диапазона RF), чтобы возбуждать магнитные моменты ядер. Частота осциллирующего поля должна удовлетворять условию резонанса с Ларморовской частотой:

ЯМР может использоваться для характеристики молекулярной структуры и для зондирования взаимодействия молекул. ЯМР является основной методикой

химической спектроскопии, с весьма широкими возможностями, включая исследование свойств жидкостей в пористой среде.

## P

**PAP** см. **Phase Alternate Pairs**.

### Paramagnetic Material

Парамагнитный материал (парамагнетик). К этому классу относятся материалы со слабой, но положительной магнитной восприимчивостью. Даже незначительное количество такого материала, может существенно уменьшать времена релаксации в породе. К таким веществам относятся марганец, ванадий, большинство редкоземельных минералов и кислород. В некоторых случаях специальные смеси (эмульсии) используются в скважинах для выделения коллекторов. Сульфат меди ( $\text{CuSO}_4$ ) применяется при метрологии приборов и позволяет значительно сократить время калибровки.

### Phase Alternate Pairs (PAP)

Метод противофазных пар. Методика записи двух эхо-сигналов, смещенных по фазе на 180 градусов. Смещение эхо-сигнала достигается за счет сдвига по фазе начальной последовательности импульсов CPMG с 90-градусов на 180-градусов. Это приводит к изменению полярности эхо-сигнала на противоположную. В процессе обработки один сигнал, вычитается из другого, чтобы внести поправки за реверберацию и смещение нулевой линии.

### Polarization Time (TW)

Время поляризации, см. **Wait Time**.

### Pore-Size Distribution (From $T_2$ Distribution)

Распределение пор по размерам по данным времени релаксации  $T_2$ . Порода-коллектор обычно состоит из пор различного размера. Если пренебречь эффектом обмена флюидов между порами, процесс релаксации порового флюида можно описать как сумму релаксаций в отдельных порах разного размера. Распределение записываемого сигнала релаксации является результатом наложения распределений от отдельных пор. При ограничении быстрой диффузии, время  $T_2$  флюида определяется как:

$$\frac{1}{T_2} = \rho_2 \frac{S}{V} + \frac{1}{T_{2B}}$$

где  $T_{2B}$  – скорость объемной релаксации, для небольших пор, типичных в песчаных коллекторах:

$$\frac{1}{T_{2B}} \ll \rho_2 \frac{S}{V} \text{ и может не учитываться.}$$

Если в поровом пространстве присутствуют два или более флюида, то в результате капиллярного давления, несмачивающие фазы, будут занимать крупные поры, в то время как смачивающие – мелкие. Кроме того, времена релаксации несмачивающих жидкостей меньше, чем у смачивающих, поскольку величина их  $T_2$  не включает поверхностную составляющую. Капиллярные и поверхностные эффекты приводят к укорачиванию  $T_2$  у смачивающих флюидов, по сравнению с теми-же флюидами в объеме. Значительно меньшая разница наблюдается у времен  $T_2$  несмачивающих флюидов. Следовательно, различные типы жидкостей могут быть выделены при анализе распределения  $T_2$  или при использовании методик двойных времен  $TW$  или  $TE$ .

См. так-же  $T_2$  in porous media.

### Porosity, Effective

Эффективная пористость. Как правило определяется как суммарный объем пор, занятый подвижными флюидами, за исключением изолированных пор, и части порового пространства, занятого молекулами адсорбированной воды. Эффективная пористость включает поровые флюиды, которые могут быть неподвижными, в данных условиях водонасыщенности и капиллярного давления. Для глинистых песчаников, эффективной пористостью, является весь объем, занятый флюидами, за вычетом объема, занятого глинисто связанной водой, и с углеводородным индексом равным 1.

### Porosity, Total

Суммарная (общая) пористость. Весь объем порового пространства, занятого флюидами. При измерении прибором *MRIL*, общая пористость определяется как:

$$\phi_{total} = \phi_{CBW} + \phi_{eff} = \phi_{CBW} + MPNI.$$

*MPNI* – Эффективная пористость, измеренная приборами серии *C*. Количество воды, связанной с глинистой компонентой *CBW* может быть определен по нейтрон-плотностному кросс-плоту пористости и *MPNI*. Когда используется прибор *MRIL-C/TP*, то непосредственное измерение параметра *PORCBW* обеспечивается эхо-сигналом с  $TE$  0.6 мсек.

### Precession

Прецессия. Круговое движение оси магнитного момента протона вокруг оси поля  $B_0$ , происходящее при Ларморовой частоте (*Larmor frequency*).

### Proton density

Протонная плотность. Концентрация подвижных атомов водорода в единице объема. Результаты ЯМР могут быть скорректированы за изменения в протонной плотности, если разделить кажущуюся ЯМР пористость на соответствующий водородный индекс.

### Pulse, Hard

Жесткий импульс. Термин применяется для описания мощного кратковременного RF-импульса, применяемого в последовательности ЯМР. В противоположность

“мягким” импульсам, которые, как правило низкоэнергетичные и продолжительные. Поскольку длительность “жестких” импульсов более короткая, они чаще находят применение для последовательностей, которым необходимы короткие времена между эхо-сигналами *TE*. См.так-же *Pulse Shaping*.

### **Pulse, Soft**

Мягкий импульс. Длинные импульсы, применяемые при ЯМР измерениях. Во временном распределении, импульсы имеют колоколообразную форму, со «срезанным» верхом.

### **Pulsed nuclear magnetic tool (PNMT)**

Пульсационный прибор ЯМР. Экспериментальный прибор с прижимным башмаком, разработанный компанией *Schlumberger*. Используя однородное магнитное поле, прибор исключал влияние ствола скважины, за счет плотного контакта с породой. Этот прибор был полностью вытеснен последовавшим CMR - комбинируемый прибором магнитного резонанса.

### **Pulse Shaping**

Формирование импульсов. При измерении ЯМР, амплитуда, форма и ширина *RF* импульсов определяет избирательность по частоте (см. так-же *Pulse hard & soft*). Мягкие импульсы формируются таким образом, чтобы улучшить их частотную избирательность и некоторые другие параметры. Жесткие импульсы имеют прямоугольную форму и содержат целый набор частот, отличных от основной, их частотная избирательность очень низкая. Мягкие импульсы занимают более широкое поле в пространстве временного домена, но имеют сравнительно узкий, однородный частотный спектр, и следовательно, обладают хорошей избирательностью.

### **Pulse, 90°**

Девяностоградусный импульс. Импульс радиочастоты, который генерируется для “разворота” вектора собственной намагниченности на девяносто градусов от его начального положения, по отношению к вращающейся системе координат. Если спины изначально расположены параллельно статическому магнитному полю, такой импульс создает поперечную магнетизацию и спад свободной индукции.

### **Pulse, 180°**

Стовосемьдесятиградусный импульс. Импульс радиочастоты, который генерируется для “разворота” вектора собственной намагниченности на 180 градусов от его начального положения, по отношению к вращающейся системе координат. В идеальном случае, амплитуда 180-го импульса умноженная на его продолжительность вдвое превосходит амплитуду 90-градусного импульса помноженного на его продолжительность. Каждый из 180-градусных импульсов в цикле *CPMG*, создает эхо-сигнал.

## R

### Radio frequency (RF)

Радио частота. Электро-магнитное излучение с частотой в радио диапазоне. В лабораторных спектрометрах Ларморовская частота (*Larmor frequency*) для водорода, как правило, находится в этом-же диапазоне.

### Regularization

Регуляризация. Процесс, используемый для стабилизации при инверсии измеренного спада ЯМР-сигнала в спектр распределения  $T_2$ . Применяется несколько разнообразных методов, *MAP* – один из них. Все методы приводят к более плавному спектру. Необходимость в регуляризации означает, что не существует уникального спектра ЯМР или распределения пор. В большинстве случаев основные черты спектра не зависят от используемого метода регуляризации.

### Relaxation Time

Время релаксации (спада). Постоянная времени, связанная с возвращением спинов ядер в их начальное состояние после возбуждения. В измерениях ЯМР существуют несколько времен релаксации; наиболее часто измеряемые –  $T_1$  и  $T_2$ . В свободной воде  $T_1$  и  $T_2$  около 3 секунд, значения для пластовой воды в поровом пространстве как правило, менее 300 мсек.

### Relaxation Time, Bulk Fluid

Объемное время релаксации. Это время описывает взаимодействие флюида самого-с-собой. В большинстве случаев  $T_1$  и  $T_2$  одинаковы. Однако в газах, из-за их диффузивности, кажущееся  $T_2$ , померенное методикой *CPMG*, в градиентном поле, может быть значительно меньше, чем  $T_1$ .

### Relaxation Time, Longitudinal ( $T_1$ )

Время продольной релаксации ( $T_1$ ). Продольная или спин-решеточная релаксация. Это время характеризует скорость переориентировки спинов помещенных во внешнее магнитное поле.

### Restricted diffusion

Ограниченная (принудительная) диффузия. Описывает эффект геометрического ограничения порового пространства на диффузионное перемещение молекул. Измерения ЯМР диффузии определяют диффузионную константу по затуханию вызванному движением молекул в четко ограниченном интервале наблюдения. Если временной интервал ( $TE$  в цикле *CPMG*), будет достаточно большим, то молекулы будут сталкиваться со стенками поры и с другими препятствиями, и при этом становиться ограниченными. Кажущаяся диффузионная константа в этом случае будет уменьшаться.

**Residual Oil**

Остаточная нефть (нефтенасыщенность). Часть нефти, оставшейся в породе-коллекторе, после промыва фильтратом БР или проникновения вод заводнения, либо после какого-то другого метода добычи.

**Ringing**

Наведенный или вызванный сигнал (реверберация). Характеризует осцилляционную реакцию магнита на использование высоко-энергетических *RF* импульсов. Магниты в приборе *MRIL* ведут себя подобно пьезоэлектрическому кристаллу. Когда *RF* антенна, под воздействием высоко-энергетичного *RF* импульса, приходит в возбужденное состояние, магнит резонирует или отзывается. Благодаря своим пьезоэлектрическим свойствам, магнит генерирует осцилляционный потенциал, который смешивается с сигналом от породы. У каждого магнита есть особое «окно» (шириной обычно 20-40 кГц), в котором эффект минимален. Идеальная операционная частота магнита, расположена посередине этого «окна».

**Rotating frame of reference**

Вращающаяся рамка. Имеется ввиду подвижная система отсчета координат, установленная на вращающемся скважинном приборе, по сравнению со стационарной системой координат. В методе ЯМР рамка подвижной системы отсчета вращается с Ларморовской частотой. Уравнения, описывающие изменения магнетизации в такой системе принимают более простую форму. Влияние постоянного магнитного поля компенсируется, при этом становится значительно легче представить и рассчитать ЯМР свойства.

**Running Average (RA)**

Скользящее среднее, параметр осреднения. Представляет собой суммарное число отдельных экспериментов (полных эхо-сигналов), необходимых для обеспечения высокого уровня сигнал/шум. Поскольку в последовательности *CPMG*, применяют технологию *PAP*, скользящее среднее равняется как минимум двум.

**S**

**SBVI** см. **Spectral Bulk Volume Irreducible.**

**Sensitive volume, MRIL tool**

Чувствительный объем (объем исследования). Это объем породы, которая дает сигнал ЯМР. У скважинного прибора *MRIL* постоянный градиент магнитного поля и чувствительный объем в форме цилиндра с диаметром исследования (*DOI*). Толщина цилиндра исследования определяется величиной градиента и  $B_1$ , и составляет несколько миллиметров. В стандартных условиях записи объем исследования около одного  $800 \text{ см}^3$ .

### Shifted spectrum

Сдвинутый (смещенный) спектр. Относится к наблюдаемому сдвигу спектра распределения сигнала, связанному с маленькими значениями  $T_2$  происходящими при увеличении  $TE$  (см.  *$\Delta TE$  logging*). Этот сдвиг наиболее заметен, в легких углеводородах. У газов диффузивность значительно выше, чем у нефтей или воды; газы так-же более чувствительны к изменениям во времени между эхо-сигналами ( $TE$ ). Тяжелые нефти обладают пониженной диффузивностью и менее чувствительны к изменениям в  $TE$ .

### Signal-to-noise ratio (S/N)

Уровень сигнал/помеха. Служит для оценки качества данных. Для данных метода ЯМР, в общем случае определяется как отношение амплитуды сигнала к шуму.

### Slow diffusion limit

Предел медленной диффузии. Это одно из ограничений при анализе спада магнетизации в ядрах, в единичной поре. Для медленной диффузии должно выполняться следующее условие:

$$\rho a / D \gg 10,$$

где  $a$  характеризует размер поры,  $\rho$  - поверхностная релаксация, и  $D$  – константа диффузии флюида. В этом пределе, диффузия не обеспечивает однородную магнетизацию порового пространства. Протоны релаксируют преимущественно на поверхности поры и магнетизация меняется по поровому пространству. В этом случае требуются несколько экспотенциальных спадов, чтобы охарактеризовать магнитную релаксацию в порах одного размера.

### Soil water

Поровая вода (почвенная влага); согласно (*Jacks, 1954*) – вода, удерживающаяся в хорошо дренированной почве после стекания избыточных вод, когда скорость нисходящего движения существенно снизилась. *Soil moisture* - вода, которая может быть удалена из почвы при нагревании её до  $105^\circ \text{C}$ .

### SSM Logging

Последовательная запись, в одном интервале двух спектров распределения ЯМР, с различными временами между эхо-сигналами ( $TE$ ). Используется для оценки наличия (и иногда типа) углеводородов в пласте-коллекторе и основан на различиях в коэффициентах диффузии пластовых флюидов. Поскольку прибора *MRIL* создает в скважине градиентное магнитное поле, то у каждого пластового флюида есть, в распределении  $T_2$  копонента зависящая от времени  $TE$ . Увеличение  $TE$  сдвинет спектр  $T_2$ , в сторону меньших значений; этот сдвиг будет разным для каждого типа флюида.

### Shifted Spectrum Method (SSM)

Метод сдвига спектров (МСС). Методика интерпретации основанная на измерении двойного времени  $TE$ , с идентичными временами  $TW$ . Метод использует различия в диффузивностях между флюидами, и служит для выделения продуктивных

пластов и типизации углеводородов. Название «сдвиг спектров» основывается на сдвиге в распределении сигнала  $T_2$ , в сторону меньших значений, при увеличении  $TE$ . Газы обладают значительно большей диффузивностью, по сравнению с нефтью или водой, и значительно более чувствительны к изменениям  $TE$ . Тяжелые нефти обладают низкой диффузивностью, и менее других флюидов зависят от изменений в  $TE$ . Метод применяется к распределению  $T_2$  пластовых флюидов и использует разницу в их сдвиге для типизации.

### Signal Averaging

Осреднение (сигнала). Один из основных приемов для улучшения отношения сигнал/шум, использует суммирование нескольких эхо-сигналов.

### Spin

Спин. Собственный угловой момент элементарной частицы или системы частиц, такой как ядро. Спин отвечает за магнитный момент частицы или системы.

### Spin Echo

Эхо спина. Повторное появление ЯМР-сигнала после того как FID (спад свободной индукции) исчезает. Сигнал появляется в результате эффекта инверсии сдвинутых по фазе ядерных спинов. После того как спины возбуждены действием  $RF$  импульса, из-за неоднородностей в  $B_0$  в них происходит спад свободной индукции. Изохромы (семейства) спинов, являющиеся группами спинов прецессирующих с одинаковой Ларморовской частотой, во время спада свободной индукции, теряют фазовую когерентность. Однако во время этого спада изохромы не испытывают значительного числа взаимодействий типа спин-спин и попрежнему сохраняют “фазовую память”.

Если второй импульс (180) генерируется за время  $\tau$ , сразу после первого  $RF$  импульса изохромы поменяют фазу своих спинов, за точно такой-же промежуток  $\tau$ . Значительный по величине эхо-сигнал будет сгенерирован в момент времени  $TE = 2\tau$ . Даже в случае, если второй импульс не 180-градусный, эхо-сигнал все равно будет сгенерирован, но только будет меньше по амплитуде. Третий импульс повторит процесс.

### Stimulated Echo

Вызванный эхо-сигнал. Эхо, сформированное после того как магнетизация изменяется сначала в направлении  $x$ - $y$ , затем по оси  $z$ , а затем опять по  $x$ - $y$ . Вызванный эхо-сигнал наблюдается после трех-импульсной последовательности сигналов. Из-за неоднородностей магнитного поля  $B_1$ , вызванные эхо-сигналы появляются во время цикла  $CPMG$ , применяемого в скважинных приборах, в те же промежутки, что и регулярные эхо-сигналы, и должны быть скомпенсированы при калибровке.

### Surface Relaxivity ( $\rho$ )

Поверхностная релаксация. Способность поверхности вызывать релаксацию протонов (Kenyon, 1992), т.е. потерю ориентации или фазовой когерентности. Эта величина зависит от силы взаимодействия флюид-матрица, а так-же от смачиваемости поверхности. Значения колеблются в пределах от 0.003 до 0.03 см/сек. в обломочных породах, и принимают меньшие значения в карбонатах.

## Т

### T<sub>1</sub>

Время продольной или спин-решеточной релаксации. Время, за которое ядерная намагниченность в статическом магнитном поле достигает термального равновесия.

### T<sub>1</sub> and T<sub>2</sub> bulk fluids

Время релаксации в жидкости. Для жидкой воды и нефти  $T_1 \approx (1-1.5)T_2$ . Несколько экспериментальных данных были опубликованы для времен релаксации в сжиженных природных газах. Для СН<sub>4</sub> наблюдается приблизительное равенство значений  $T_1 \approx T_2$ . Однако, поскольку диффузия в газах значительно больше, чем в жидкостях, кажущаяся величина  $T_2$  в газах, измеренная в неоднородном магнитном поле по *CPMG*, может быть значительно меньше, чем  $T_1$ .

### T<sub>2</sub>

Время поперечной или спин-спиновой релаксации. Характеризует скорость спада поперечной намагниченности или потерю фазовой когерентности. Обычно  $T_2$  меньше чем  $T_1$ ; оба времени релаксации успешно связываются с петрофизическими параметрами (распределением пор по размерам, соотношением поверхность-объем, проницаемостью, капиллярным давлением).

### T<sub>2</sub> in porous media

Время спада  $T_2$  в пористой среде. Для флюида в порах, это время зависит от свойств самого флюида, от от свойств поверхности матрицы поры и от структуры порового пространства. В условиях ограничения быстрой диффузии, скорость поперечной релаксации флюида в поре может быть описан следующим выражением:

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{2bulk}} + \frac{\lambda}{T_{2surf}} \frac{S}{V}$$

Таким образом,  $T_2$  зависит от следующих параметров:

$T_{2bulk}$  – времени релаксации флюида, насыщающего пору;

$T_{2\text{surf}}$  - времени релаксации нескольких (первых) слоев молекул флюида, непосредственно прилегающих к поверхности поры;

$\lambda$  - толщины слоя поверхностного флюида;

$S$  и  $V$  – объем порового пространства и площадь поверхности поры;

В литературных источниках,  $\lambda/T_{2\text{surf}}$  обозначают как один параметр, называемый поверхностной релаксацией (*surface relaxivity*)  $\rho$ . Величина этого параметра зависит от силы взаимодействия флюид-пора. Он так-же изменяется в зависимости от смачивающих характеристик флюида и химии поверхности породы. Обычно вторая составляющая настолько преобладает, что первой составляющей можно пренебречь. Таким образом,  $T_2$  пропорционально  $V/S$  поры.  $T_2$  пропорционально линейному размеру поры, эта пропорциональность, для простой геометрии порового пространства описывается линейно. См. так-же *Pore-size distribution*

### **$T_2$ distribution**

Распределение времени  $T_2$ . В общем случае, пористая порода содержит большое число пор различного размера. Если пренебречь эффектом межпорового взаимодействия, релаксация в пористой системе, насыщенной однофазовой жидкостью, может рассматриваться как релаксация в серии изолированных пор различного размера. Спектр релаксации будет суммарным наложением (суперпозицией) спектров от отдельных пор.

Время  $T_2$  в одной поре пропорционально характеристическому размеру поры, следовательно,  $T_2$  пропорционально  $V/S$  и, соответственно, спектр  $T_2$  линейно связан с распределением  $V/S$ . Когда поровое пространство насыщает двух или трех-фазовая жидкость, то в результате действия капиллярных сил, несмачивающая компонента, располагается в более крупных порах, а смачивающая компонента – в более мелких. В дополнение, релаксация в несмачивающих жидкостях меньше, чем в смачивающих, поскольку время  $T_2$  не включает поверхностную релаксацию. И капиллярный, и поверхностный эффекты, приводят к тому, что время  $T_2$  в поверхностных смачивающих флюидах меньше, чем в тех-же флюидах в объеме поры. Для несмачивающих жидкостей такая разница во временах  $T_2$  значительно ниже. Следовательно, разницу в жидких фазах можно оценить по анализу спектра распределения  $T_2$  или используя оценку вклада отдельных составляющих релаксации (например **TR**) для случаев с многофазовой насыщенностью.

$T_2^*$ - Постоянная времени, характеризующая потерю фазовой когерентности в поперечной намагниченности неоднородного магнитного поля. Величина  $T_2^*$  всегда меньше чем  $T_2$ . Этот спад может быть преобразован, если применять  $180^\circ$  импульсы, в результате будет сформирован спин эхо-сигнал.

### **$T_2$ cutoff**

Граничное значение времени  $T_2$ . Величина, которая эмпирически связывается с капиллярными свойствами флюида, смачивающего поверхность породы. Применяется для разделения пор (по их размеру) и количественного выделения

капиллярно связанной воды (капиллярное давление больше 50 *psi*). Для получения общей воды (*BVI*) в обломочных породах осуществляют суммирование пористости, связанной с временами  $T_2$  большими 33 мсек. Аналогично, для карбонатного разреза, граничное значение  $T_2$  составляет примерно 90 мсек. Заметим, что эти величины граничных значений эмпирические и могут зависеть от свойств конкретной породы.

### $T_{2D}$

Константа времени, описывающая спад поперечной намагниченности во время последовательности импульсов *CPMG*, вызванной молекулярной диффузией градиента магнитного поля. Эта величина пропорциональна времени  $T_2$ . Для прибора *MRIL*, эта константа для воды мала (и ей можно пренебречь) когда  $TE$  меньше или равно 1 мсек. Выражение для  $T_{2D}$

$$T_{2D}^{-1} = \frac{1}{12} \lambda^2 G^2 TE^2 D$$

Не следует путать эту константу с временем  $T_{1D}$ , которое встречается в некоторых книгах по ЯМР. Время  $T_{1D}$  - время релаксации ЯМР поля в диполе, которое может быть померено специальной серией импульсов.

### $T_{2int}$ (intrinsic relaxation time)

Собственное (истинное) время поперечной релаксации - померянное при нулевом градиенте магнитного поля.

### $TE$

Сокращение для выражения времени между эхо-импульсами. В серии *CPMG* это интервал времени между импульсами, равный времени между соседними эхо-сигналами.

### $TI$

Время между импульсами *RF* (называемыми импульсами инверсии) и 1/2-импульсом в последовательности импульсов восстановления инверсии, используемых для измерения времени  $T_1$ .

### Time-dependent filter

Фильтр временной зависимости. Применяется для обработки данных ЯМР-каротажа, которые очень часто содержат высокий уровень шумов. Фильтр разделяет эхо-сигналы и снижает уровень случайных шумов связанных с колебаниями температуры. Традиционный фильтр низких частот не может применяться из-за коротких составляющих времени  $T_2$ .

### Time Domain Analysis (TDA)

Метод анализа временной составляющей (домена). Метод, альтернативный методу разделения спектров, применяется для обработки данных *ΔTR*-метода. Интерпретация

проводиться в области временного домена. Ключевыми составляющими данного метода являются:

- Расчет величины разницы двух эхо-последовательностей;
- Обработка временной составляющей разницы для расчета насыщенностей, используя предположенные или измеренные значения времени релаксации в нефтях/газе/воде и значения их углеводородных индексов;

В методе разницы спектров (*DSM*) два эхо-сигнала TR, сначала конвертируются в спектры времени  $T_2$  и, затем, вычитаются один из другого. Интерпретация делается в домене спектров времен  $T_2$ . Помехи и методы регуляризации, используемые для инверсии эхо-сигналов в спектр  $T_2$ , могут частично размывать значения пористости в смежных бинах и при вычитании спектров приводить к негативным значениям пористости, что естественно, неверно. У метода анализа временной составляющей меньше проблем, связанных с расширениями спектра времени  $T_2$ , происходящих на границах в результате действия шумов. Это наиболее простой метод для количественного определения углеводородов.

### TR (or TX)

Сокращение выражения времени повтора. Это период времени между вступлениями (началом) серий импульсов. В руководствах *WALS/MRIL*, время TR обозначается как TX или время эксперимента.

### Transverse Magnetization (MX)

Поперечная магнетизация. Часть общего вектора магнетизации, расположенного под определенным углом к постоянному магнитному полю.

## V,W

### Viscosity

Вязкость, коэффициент вязкости. Сопротивление потока жидкости. Вязкость вызывается силами внутреннего трения, обусловленного межмолекулярными связями. Коэффициент диффузии *D* обратно пропорционален вязкости.

### Wait Time (TW)

Время задержки. Время между последним *CPMG* импульсом в 180-градусной последовательности и первым импульсом следующей последовательности, на той-же частоте. Это время, когда происходит магнитная поляризация или восстановление ( $T_1$ ), так-же называется временем поляризации.

### Water of Retention.

Общий термин воды, удерживаемой породой. Часть поровой воды в осадочной породе, которая удерживается в порах капиллярным давлением при условии свободного течения; возможные синонимы: реликтовая или погребенная вода (*AGI*).

## Water Types

Типы влаги в поровом пространстве. Ископаемые флюиды и вмещающие их породы находятся в тесном физико-химическом взаимодействии. Имеется большое количество классификаций видов воды находящейся в поровом пространстве.

**Жестко связанной водой** является адсорбированная (или гигроскопичная), особо прочно связанная вода мономолекулярного слоя на границе раздела «порода-вода», и химически связанная – конституционная или кристаллизационная. **Конституционная вода** (*constitution w.*) прочно связана с кристаллической решеткой минерала и находится в виде ионов  $H^+$  и  $OH^-$  (а не молекул). **Кристаллизационная вода** (*crystal ~lization w.*) менее прочно связана с решеткой и участвуя в ее строении сохраняет свою молекулярную форму (*например гипс  $CaSO_4 \cdot 2H_2O$  или лимонит  $2Fe_2O_3 \cdot 3 H_2O$* ). Может выделяться при нагревании, переходя в этом случае в воду дегидратации. **Физически связанная вода** (или прочносвязанная *~adhesive water*) удерживается на поверхности частиц породы молекулярными силами с заметной энергией связи, определяемой как теплота смачивания (сорбция). Адсорбированный мономолекулярный слой воды благоприятствует образованию полислоев воды. Критически важными характеристиками жестко связанной воды является ее пониженная растворяющая способность, отсутствие электропроводности и повышенная плотность. Количество жестко связанной воды зависит от минералогического состава породы, степени ее дисперсности и состава обменных катионов, и определяет гидрофильность породы; оно может являться классифициционным признаком.

**Рыхло (или слабо-) связанной водой** является пленочная (вода двойного слоя) и капиллярная вода. **Пленочная вода** (*~film water*) образует полимолекулярный слой ориентированных дипольных молекул, она передвигается по породе от частицы с более толстой пленкой к частице с менее толстой пленкой не подчиняясь силе тяжести. Вместе с капиллярной влагой, она оказывает понижающее влияние на сопротивление породы. Обильное содержание такой воды особенно характерно для глинистых минералов и некоторых вторичных изменений (частичное растворение) обломочной части породы.

## Water-Wet

Смачиваемая (поверхность). Гладкая поверхность является смачиваемой, когда сила притяжения молекул воды и молекул поверхности больше чем внутренне отталкивание между молекулами воды. Угол капли на контакте со смачиваемой поверхностью менее  $90^\circ$  градусов (померянный с внутренней стороны капли).

## Wettability

Смачиваемость. Способность твердой поверхности быть смоченной при соприкосновении с жидкостью. Жидкость смачивает поверхность в случае, когда поверхностное натяжение жидкости уменьшается и жидкость распространяется по поверхности. Только смачивающие жидкости в поровом пространстве обладают

поверхностной релаксацией. Таким образом смачиваемость влияет на ЯМР-свойства флюидов в коллекторах.

### Список некоторых обозначений

- $\gamma$  - гироманнитный момент
- $\rho$  - поверхностная релаксация
- $\chi$  - магнитная восприимчивость
- $\eta$  - вязкость
- $\phi$  - пористость

### Ссылки

1. Glossary of Magnetic Resonance Imaging Terms, in Bushong, S.C., Magnetic Resonance Imaging, Physical and Biological Principles, Second Edition, Mosby, 1996.
2. Glossary of Terms and Expressions Used in Well Logging, Second Edition, SPWLA, Houston, 1984.
3. NMR Terminology Glossary, Western Atlas, 1996.

### Дополнительные источники

- Геологический Словарь AGI (Washington D.C.1972).
- Словарь географических терминов *Стампа* (*A Glossary of Geographical Terms L.D. Stamp, 1961*).
- Словарь издательства Русский Язык в двух томах, (*The Comprehensive Scientific and Technical Dictionary*) Москва, 1991.
- Справочника по Инженерной Геологии (*раздел 9*) издательства Наука, Москва, 1972.

Наиболее полный список работ по тематике ЯМР в скважинной геофизике и петрофизике, расположен на web-сайте организации SPWLA:

<http://www.spwla.org/biblio/nmrbib.htm>.

---

## Алфавитный указатель

---

### А

$A_0$  290  
 $A_{0mul}$  285, 290  
A1ENoise 291, 297  
A1NOISE, A1OFFSET, A1RING 290, 297  
активация (активизация) 6, 37, 152  
двойного времени задержки TW  
24, 38, 108, 219, 241, 246, 249, 303  
двойного времени между эхо-  
сигналами TE 24, 179, 220, 242, 252, 303  
частичной поляризации 203, 152  
стандартная 241  
стандартная T2 242, 152  
общей пористости 16  
с расширенными возможностями  
240, 256  
цикл 238, 242  
амплитуда 10, 12  
антенна 3, 134  
радиочастотная 132, 135  
Арабский залив 209  
Арчи 91, 198  
Аргентина 215  
Австралия 27, 30

### Б

бин 303

### В

$V_0$  52, 130, 136, 143  
 $V_1$  54, 58, 273  
катушка 295  
 $V1A$ ,  $V1B$  297  
 $V1mod$  273, 297  
 $VVI$  9, 17, 32, 80, 86  
граничное значение 81  
 $VW$  9  
ВНК 176  
вектор намагниченности 54

визуализация магнитного резонанса 3,  
48  
вода остаточная, 81, 119, 33  
капиллярная 6, 94  
подвижная 33, 80  
суммарный объем 15, 122, 200  
суммарная связанная 80, 90  
водонасыщенность 25, 33, 196, 201  
водород 3, 48  
время  
магнетизации T1 48, 53, 65  
релаксации T2 65, 122  
вязкость 107, 120

### Г

газ 23, 108, 122, 173, 209, 232, 259  
остаточный 93  
ГВК 32  
ГНК 176  
гидроразрыв 223  
гидрофильный 77, 90, 107  
глина 9, 34, 37, 94  
глубина исследования 135, 144

### Д

данные, регистрация 37, 177, 202  
датчики 276, 296

дефазирование 58  
 диапазон 155  
 диатомиты 111, 264  
 диффузия 70, 174, 181  
     усиление 184  
     контраст 106, 114, 117

**Е**  
 E1 285  
 Египет 27, 169

**З**  
 заканчивание скважин 221  
 запись 10, 167  
 зонд 4, 7, 37

**И**  
 индекс свободного флюида (ИСФ) 15,  
 17, 86, 296  
     связанной воды 88, 296  
 инверсия 15  
 Индонезия 184  
 инкременты 75, 90  
 интерпретация 8  
     комплексированием 25, 194  
     собственно ЯМР 163  
 исследование, объем 4, 39, 140

**К**  
 кажущийся коэффициент диффузии ( $D_a$ )  
 181  
 кажущаяся пористость 181  
 кажущаяся проводимость воды ( $C_{wa}$ ) 181  
 калибровка 73, 280, 288  
 канал, поровый 78, 91  
 карбонаты 19, 68, 77, 107, 209, 264  
 Карр-Пурселл-Мейбум-Гилл, цикл 58  
 керн 13, 83, 170  
 Коатеса, уравнение 216  
 коллектор  
     низкоомный 33, 205, 208  
     гидрофильный 192  
     трещинный 94  
 кросс-плот 171, 183, 199, 222, 303  
 Кюри 53

**Л**  
 LWD 42, 173, 209  
 Луизиана 221

**М**  
 MAX4 268  
 MCBW 17, 95  
 MFFI 17, 32, 96  
 MPHI 96, 303  
 MRI 1, 38, 48  
 MRIL каротаж 3, 48, 154  
     прибор 130, 136, 141, 157, 243,  
 268  
 $M_0$ , магнетизация 51, 59, 74, 97, 131, 158

магнит, постоянный 139  
 математическая модель 189  
 материалы, полевые 10  
 матрица 9, 94  
 Мексиканский залив 19, 33, 83, 173, 333  
 метод  
     DIFAN 181  
     EDM 184, 215  
     MRIAN 195, 200, 208, 218  
     анализа временной компоненты  
 (TDA) 25, 107, 164 205  
     разности спектров (DSM) 24, 164  
     сдвига спектра (SSM) 178  
 многочастотные, измерения 142, 149,  
 275  
 моделирование 116  
 модель  
     SDR 92  
     StiMRIL 194, 201  
     Ваксмана-Смита 7  
     двойной воды 7, 195  
     Коатеса 19, 32, 91, 93  
     объемная 8  
     пористости 94, 198  
     проницаемости 91  
     свободного флюида 93  
 мониторинг 209, 295  
 микропористость 6

**Н**  
 NE 58, 137, 154

неоднородности

ствола скважины 38

нефть

вязкая 9, 23, 38, 107, 119

легкая 9, 22, 116, 123

"мертвая" 67, 106

сырая 34, 107, 120

**О**

обмотка 58

оптимизация 222

осадконакопление 77

отсечка 17, 80

**П**

палетка 41, 292

параметры записи 242, 245, 248, 261, 271

песчаник мелко-зернистый 77, 107

"туффовый" 215

перефазирование 57

перфорация 215

планирование 229, 264

поверка 279, 286, 300

полоса пропускания 131, 145

поляризация 47, 48, 53, 133, 203, 244, 304

помехи 152

пор, размер 6, 77

пористость 4, 6, 27, 88, 299

по ЯМР 12, 37, 230, 237

эффективная 37, 89

прецессия 49

прибор скважинный 4,

приращение 271

протон 48, 59, 131, 134, 142

проницаемость 88

по ЯМР 19, 27, 91

**Р**

РНЕР, РННО, РНСО 277

RDT (пластоиспытатель) 42

RF 135, 143

РВО 118, 124, 213, 217, 253, 265

РНО 118, 126, 173, 233, 249, 259, 265

распределение

T2 14, 230

инкрементное

разрешение, вертикальное 134, 138, 142, 268, 294

реверберация 147, 274

регистрация данных 166

регуляризация 76

резонанс, магнитный 48

релаксация 23, 47, 64, 112

вызванная диффузией 68, 71

объемная 66, 85

поверхностная 67, 121

**С**

CBVI 81, 86

CBW 9

CPMG, цикл 59, 62, 134, 295

Chi ( $\chi$ ) 2кай" 274

SBVI 88

Северное море 87, 111

сердечник 159

сигнал, наведенный 147

скользящее среднее 268

скорость записи 134, 268, 292

спада 11

смачиваемость 88, 120, 125, 265

спад

многоэкспонентный 14, 71, 135, 234

свободной индукции (ССИ) 54, 57, 132

спектр 234

спин 50, 58

Стралей 107

стимуляция 215

суммирование 281

**Т**

T<sub>1</sub> 10, 113

T<sub>2</sub> 10, 113, 243

T<sub>2cutoff</sub> 83

TE 154

температура 41, 279, 297

Техас 221

томография мозга 2, 6

Травис Пик 221

**У**

углеводородный индекс 10, 97, 110, 304  
углеводороды, типизация 22, 106, 113  
легкие 219

**Ф**

FID (ССИ) 55  
фазовая коррекция 277, 283  
Фарадея, камера 286  
ферромагнетик 141  
физика ЯМР 47  
фильтрат 96  
флюиды, пластовые 5, 234  
анализатор 42  
ЯМР-свойства 6, 22, 108, 231

**Х**

Хлопковая Долина 221

**Ц**

цеолиты 215  
централизатор 159  
цикл активации 47, 156, 238, 242

**Ч**

частичная поляризация 203  
частота Ларморовская 49, 139  
частота  
качение 280  
прецессии 49  
рабочая 41, 154, 271, 292

**Ш**

шум 61, 135, 274, 278

**Э**

эспонента 76, 200  
электроника 159, 287  
эмпирический подбор 75  
эталонирование 284  
эхо-сигнал 10, 23, 47, 58, 61, 131, 151

**Ю**

USBM 121

**Я**

ЯМР 1, 41, 59, 106  
проницаемость 221  
спад 60, 237