

СКВАЖИННЫЕ И ЛАБОРАТОРНЫЕ ПРИБОРЫ

1.1. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЯМР В ПОЛЕ ЗЕМЛИ

Явление ядерно-магнитного резонанса было обнаружено в 1946 г. в Стенфордском университете Блохом (F. Bloch), и в Гарвардском университете - Пурселлем (E. Purcell). Оно быстро нашло практическое применение в медицине, биологии и физике. В дальнейшем изучение с его помощью состава и процессов происходящих в веществе на молекулярном и атомарном уровнях привело к развитию новой области: ЯМР-спектроскопии.

Первые попытки использования метода в петрофизике начались с 1950-х гг., принадлежат специалистам компаний Mobil, Exxon, Shell, Texaco и Chevron, и, в основном, ограничивались исследованиями образцов нефтей и их фракций. Компания Chevron дольше других поддерживала эту обширную программу и совместно с Varian Associates создала первый скважинный прибор (см. рисунок 1.1).

Первые исследования в области петрофизики были сосредоточены на анализе связей сигналов ЯМР с вязкостью флюидов, однако уже на ранних стадиях работ была отмечена другая важная зависимость – из-за наличия поверхностной составляющей (T_{2s}) вода в порах релаксирует со скоростями значительно превышающими величину объемной релаксации (T_{2v}). Выделение поверхностной компоненты позволяет оценивать (в гидрофильном коллекторе) величину удельной поверхности, а следовательно – абсолютной проницаемости. Совместными усилиями компаний Schlumberger, Mobil, Texaco, Berg-Warner и Varian было выполнено несколько принципиальных работ, которые привели к созданию первого коммерческого зонда ЯМР, предложенного к использованию в начале 60-х гг. компаниями Pan Geo Atlas Corporation (PGAC) и Schlumberger.

Изначальная идея применения резонанса для выполнения каротажных работ принадлежала Расселу Вариану (Russel Varian), последующие научно-исследовательские разработки в этой области выполнялись в период с 1953 по 1955 гг. в компании Varian Associates. При этом предполагали, что разделение сигналов от нефти и воды не составит труда т.к. время объемной релаксации воды существенно больше, а поскольку их плотности (в большинстве случаев) достаточно близки, то появляется возможность оценки суммарной пористости породы. Никто однако не предполагал, что из-за поверхностной составляющей поперечная релаксация водяной фазы окажется в широком спектре значений. С другой стороны, нефть, характеризуется, за исключением гидрофобных пород, релаксацией близкой к объемной, и совпадающей по значениям с некоторыми компонентами водной фазы. Поэтому разделение сигнала от свободной нефти и воды стало представляет известную сложность.

Помимо этого, приборы ЯМК (NMR) встретились с другой проблемой. Зонд был сконструирован основываясь на наблюдениях свободной прецессии протонов в магнитном поле Земли, происходящей на частоте примерно в 2 кГц. Приёмопередающая катушка (показанная на рисунке 1.1) была намотана на рамку длиной 175 и шириной в 15 см. Во время измерения релаксации на неё в течении нескольких секунд

подавался сильный импульс постоянного тока, затем питание выключалось и той-же катушкой регистрировался наведенный от резонанса протонов эхо-сигнал. При этом «мертвое время» в течении которого регистрация полезного сигнала была невозможна составляло около 30 мсек., (в последствии оно было уменьшено до 21 мсек.). Соответственно начальная часть сигнала спада свободной прецессии прибором ЯМК не записывалась, а измеренная суммарная ЯМР-пористость оказывалась заниженной.

По счастью, величина «мертвого времени» была чуть меньше граничного значения ($T_{2\text{CUT-OFF}}$) в 33 мсек., традиционно используемого теперь для разделения свободных и связанных флюидов (см. главу 2). Это дало возможность использовать приборы типа ЯМК для выделения объема подвижных флюидов, названного ИСФ¹. Метод получил некоторое практическое применение и, как следствие, дальнейшее развитие.

Практика выполнения скажинных исследований методом ЯМК в магнитном поле Земли показала, что для подавления помех возникающих от бурового раствора желательным является использование различных магнетитовых присадок, которые добавляют для снижения времени релаксации ниже порога граничных значений зонда. Применение присадок требовало изменения конструкции зонда и использования немагнитного материала для корпуса. Это удорожало стоимость работ и существенно ограничивало область применения метода. Кроме того, было установлено, что чувствительность приборов ЯМК зависит от ориентировки собственно зонда в скважине по отношению к линиям магнитного поля Земли, и для каждого случая требовалась индивидуальная калибровка. Эта проблема частично была решена в Российских приборах серии АЯМК, где была встроена дополнительная катушка измеряющая «стандартный» сигнал от ёмкости с жидкостью с заданными ЯМР-свойствами.

Для решения возникших проблем практически одновременно Куком (Cook R.), Купером и Джексеном (Cooper R.K., & Jackson J.A.) в 1980 г. было предложено использование двух постоянных магнитов цилиндрической формы, которые создают постоянное поле заданной напряженности (рис 1.2). Собственно объем измерения ЯМР представлена тороидной областью с однородной радиальной напряженностью поля (H_R). Приемо-передающая катушка создает в её пределах 90° -градусный импульс поворачивающий вектор магнетизации (M_0).

Впоследствии Клоу (Clow H.) построил экспериментальный прибор с медным соленоидом, помещенным внутри Mn-Zn феррита, существенно повысив его добротность (Q) и отношение сигнал/шум. После выполнения исследований было установлено, что основным недостатком являются флуктуации положения и напряженности магнитного поля тороида, связанные с изменениями скважинной температуры, направления поля Земли и техническими особенностями постоянных магнитов. Если катушка настроена на одну фиксированную частоту (R_F), то она не может создавать резонанс в условиях изменяющегося поля. Штрикман и Тейчер (Taicher Z., Shtrikman S.) модифицировали схему Кроу и предложили использовать один цилиндрический магнит, с полем направленным перпендикулярно его поверхности (МОНО-1). Таким образом, встроенная в него параллельно катушка всегда сможет найти соответствующую узкую область резонанса, независимо от флуктуаций напряженности. В новом зонде напряженность магнитного поля уменьшается по мере

¹ FFI=Free-fluid index (индекс свободного флюида - ИСФ)

удаления от поверхности магнита как $1/r^2$. Данная схема была реализована в коммерческом зонде типа MRIL компанией NUMAR, а после её покупки - в многочастотной версии MRIL-D (или Prime) компании Halliburton.

В отличие от большого цилиндрического магнита Штрикмана и Тейчера, специалисты компании Schlumberger (Kleinberg R.L.) разработали собственный зонд с прижимным магнитом, который выполняет измерения де-централизованно (монография 1). В антенне находятся три магнита в виде пластин, намагниченных в одном направлении и создающих однородное поле на глубину приблизительно 2.5-3 см. от стенки скважины. Для усиления чувствительности, приемная антенна заполнена ферритом. Эти разработки реализованы в коммерческих зондах комбинационного магнитного резонанса, серии: CMR-200 и CMR+².

1.2. ПРИБОР ЯК-8 (МОДИФИКАЦИЯ АЯМК) КОМПАНИИ ТВЕРЬГЕОФИЗИКА

По сравнению с ранее успешно использованными в Татарии и Западной Сибири скважинными приборами серий АЯМК -1-3 и ЯК -1, модифицированный зонд ЯК-8 обладает рядом преимуществ:

- изменена конструкция датчика и применены новые материалы, повышающие надежность и долговечность его работы;
- цифровая передача сигнала со скважинного прибора производится в коде «Манчестер-2», что позволяет снизить помехи от кабеля;
- встроен блок автоматической подстройки на частоту сигнала свободной прецессии, что исключает пропуск пластов, а так-же возможное снижение чувствительности за счет изменения этой частоты;
- разработан режим работы, при включении которого подавляются помехи от промывочной жидкости (РВО);
- программное обеспечение позволяет регистрировать и предварительно обрабатывать сигнал свободной прецессии, а при интерпретации устанавливать оптимальные времена отсчета его значений;

Таблица 1.1. Некоторые технические характеристики прибора ЯК-8

Габаритные размеры, мм:	
диаметр скважинного прибора	139
длина скважинного прибора	3000
Масса скважинного прибора, кг	80
Чувствительность, не хуже, мкВ/1% ИСФ	0,8
Скорость каротажа, м/ч	240
Диапазон измерений ИСФ, %	0-100
Нелинейность амплитудной характеристики измерительного тракта, %, не хуже	±2
Время включения усилителя	
Скважинного прибора («мертвое» время), мс	15
Время регистрации сигнала, с	1,5 или 1

² Во всех существующих к настоящему времени приборах измерения во время бурения используются цилиндрические магниты.

Разрядность АЦП, не менее	12
Частота дискретизации выходного сигнала, $\kappa\Gamma\text{ц}$	12,5
Скорость передачи, $\kappa\text{Бод}$	80
Время передачи, с	2,5
Рабочая температура, $^{\circ}\text{C}$	120
Максимальное гидростатическое давление, МПа	50

Основным условием успешного применения этого зонда является наличие в исследуемом интервале скважины раствора без магнитных добавок (магнетит и т.д.).

Прибор успешно применялся на Ромашкинском месторождении при:

исследовании сильноглинистых пластов, которые по НГК, АК и др. методам ГИС характеризуются значительной общей пористостью но небольшой эффективной. По данным ЯК появляется возможность выделения собственно ИСФ и оценить величину динамической пористости.

исследовании маломощных пластов и пластов, неоднородных по коллекторским свойствам. ЯК-8 позволяет без влияния вмещающих пород выделять в разрезе пласты толщиной 0,6 м и более. Поэтому маломощные пласты, а также прослои с ухудшенными коллекторскими свойствами или неколлекторы в мощных пластах уверенно отмечаются на его материалах.

выделении пластов насыщенных вязкой нефтью. Такие участки по ГИС мало отличаются от нефтяных пластов с подвижной нефтью, поэтому основная задача в данном случае состоит в прогнозе притока нефти из пласта. ЯМК уверенно решает эту задачу, т.к. он практически «не видит» высоковязкие УВ.

Так-же по результатам собственно ЯМ каротажа в поле Земли можно определять эффективную толщину пласта, эффективную или динамическую пористость. При комплексной интерпретации данных ЯМК и других методов стандартного комплекса ГИС появляется возможность оценивать коэффициент извлечения нефти, проницаемость и качество вскрытия пласта.

Будущее скважинных исследований ЯМР в поле Земли

Мы считаем, что будущее применения этого типа скважинных зондов весьма ограничено. Использование постоянных магнитов ведущими сервисными компаниями как в России, так и за рубежом полностью вытеснило метод ЯМК с рынка услуг. В главе 5 (раздел 5.2) рассмотрены несколько примеров использования современного прибора ЯК-8 в карбонатных и смешанных разрезах Оренбурга.

1.3. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЙ ПРИБОР ТИПА OXFORD

Первый скважинный прибор градиентного поля, который располагался децентрализованно был построен в лаборатории Херчел Смита (Hercel Smith) под

руководством Slade R.A., Hawkes R.C., и Lucas A.J. Компания Шелл частично спонсировала эти исследования, которые были прекращены вскоре после успешных полевых испытаний прототипа зонда.

Примерная конфигурация приемо-передающего блока показана на рисунке (рис. 1.3). Два цилиндрических магнита располагались сверху и снизу от приемо-передающей антенны, а сигнал от бурового раствора скважины блокировался специальным экраном. Отличительной особенностью зонда типа Oxford было удивительное сочетание высокой скорости регистрации до 360 м/час и глубины исследований – 170-180 мм. В дальнейшем эти разработки частично были использованы компанией Baker Atlas в приборе MREX.

1.4. Зонд MREX (MR-Explorer) компании Baker Hughes

В начале 2001-2002 гг. компания Baker Hughes начала полевые испытания собственного зонда, который сочетал в себе наиболее удачные черты предшественников (рис 1.4). Этот прибор имеет градиентное магнитное поле но так-же как и CMR работает с отклонительным рычагом – т.е. прижатым к ственке скважины. При длине приемной антенны в 60 см. (24 дюйма), глубина исследования составляет от 5 до 10 см. Принципиальным его отличием от других многочастотных скважинных приборов является возможность регистрации общей пористости за одну СПО. Поскольку современный метод ЯМР регистрирует данные в событийном масштабе, а не в масштабе глубин, это позволяет повысить точность измерений без потери вертикального разрешения или скорости регистрации. Влияние эксцентриситета ствола и помехи от РВО исключаются прижимным устройством, при этом остальные неоднородности – каверны и размывы оказывают минимальное влияние. Прибор может выполнять стабильные измерения в наклонных стволах и не требует флюидного экрана при работе в скважинах большого диаметра, заполненных солёным РВО.

MREX создан как попытка комбинирования наиболее удачных решений предыдущих зондов компаний Ньюмар и Шлюмберже. Тестирование экспериментальных разработок проходило в 200-2003 гг., и начиная с 2004 г. этот зонд предлагается на рынке услуг к коммерческому использованию. Прижимной рычаг обеспечивает плотный контакт с поверхностью ствола скважины, таким образом, исключая влияние бурового раствора. Прибор играет роль собственного флюидного экрана, снижая потери энергии поляризации в соленом БР и повышая, таким образом, отношение сигнал-шум. Вторым важным преимуществом такой ориентации зонда, является исключительно надежная работа в наклонно-направленных стволах.

Прибор выполняет многочастотные измерения в скважинах с температурой до 175°C, и давлением до 130 МПа (см. таблицу 1.2). Область исследования многочастотной антенной ограничена 120° окном (см. рисунок 1.5). В настоящее время используется семь частот на расстоянии около 5 см., и отстоящих от поверхности прибора на 6 см., но в будущем это число предлагают увеличить по крайней мере вдвое. Каждая частота отстоит от предыдущей примерно на 1 см. Стандартный набор активаций включает в себя времена поляризации $T_w = 30, 50, 100, 200, 1000, \text{ и } 5126$ мсек. и набор времен между эхо-сигналами T_E , начиная с 0.6 мсек. Программное обеспечение системой

SIMET позволяет выполнять необходимое осреднение эхо-сигналов на стадии инверсии, т.е. во времени спада, а не в распределении амплитуды пористости.

Таблица 1.2.

Некоторые технические характеристики прибора MREX

Габаритные размеры, мм:	
диаметр скважинного прибора	127
длина скважинного прибора	7400
Масса скважинного прибора, кг	291
Скорость каротажа, м/ч	400
Диапазон измерений ИСФ, %	0-100
Диаметр ствола скважины, мм ³	147-356
Длина приемной антенны, мм	635
Глубина исследований, мм	62-111
Минимальное время T _E , мсек	0.4
Рабочая температура, °C	160
При работе менее 4 часов	175
Максимальное гидростатическое давление, МПа	137.9

Как и в зондах группы MRIL глубина исследования связана с резонансной частотой, поэтому наличие градиентного поля (а следовательно и нескольких частот), позволяет менять эту величину в небольших пределах. На рисунке (рис. 1.6) приводится пример калибровочного графика связи резонансной частоты и глубины области резонанса, для прибора MREX.

1.4.1. Методика Избирательных Активаций (OOA – Objective Oriented Acquisitions)

Для получения максимальной петрофизической информации и одновременной оптимизации скорости записи, компанией Бэйкер Атлас предлагается использовать активации, разработанные для решения конкретного набора задач (таблица 1.3.).

Таблица 1.3.

Активации прибора MREX и решаемые ими задачи

АКТИВАЦИЯ	ЗАДАЧИ	РАССЧЕТНЫЕ ПАРАМЕТРЫ	ЧИСЛО ЧАСТОТ
FAST BW	Расчет проницаемости при комплексной интерпретации	CBW, CBVI, MPerm	2
PoroPerm	Спектральная пористость и проницаемость	CBW, CBVI, SBVI, MFFI ⁴ , Φ _{ТОГ} , MPerm	6
PoroPerm + Gas ¹	Спектральная пористость и проницаемость, газонасыщенность ЗП	CBW, CBVI, SBVI, MFFI, Φ _{ТОГ} , MPerm, Sg	6

³ Для стволов большого диаметра (более 356 мм.) применяются специальные активации.

PoroPerm + Oil ²	Спектральная пористость и проницаемость, нефте насыщенность ЗП	CBW, CBVI, SBVI, MFFI, $\Phi_{\text{ТОТ}}$, MPerm, So, η	3
PoroPerm + Heavy Oil ³	Спектральная пористость и проницаемость, нефте насыщенность ЗП	CBW, CBVI, SBVI, MFFI, $\Phi_{\text{ТОТ}}$, MPerm, So, η	6
1. Для УВ вязкостью менее 1 сП; 2. Для УВ вязкостью 1-20 сП; 3. Для УВ вязкостью более 20 сП; 4. В мнемонике Бэйкер Атлас MFFI=BVM (Bulk volume moveable fluid) т.е. ИСФ			

Выбор типа активации осуществляется на стадии планирования исходя из условий конкретного разреза и, в основном, определяется ожидаемым типом УВ. Активации разработаны таким образом, что частично перекрывают друг-друга, обеспечивая возможность регистрации всей необходимой информации за одну СПО. Название групп активаций отражает основной набор решаемых ими петрофизических задач. При наличии в интервале записи нескольких флюидов: например газа, нефти и воды, или газа и конденсата требуется дополнительное планирование.

Активации типа «связанная вода» используются, в основном, для оценки глинисто-связанной и капиллярной влаги, и при регистрациях с высокими скоростями (~370 м/час). Результаты ЯМР в данном случае интерпретируются совместно с другими методами пористости: ГГК-п и АК, после чего рассчитывают эффективную и динамическую пористость и проницаемость. Эхо сигналы группы «В» получают от частично поляризованных флюидов эффективной пористости и используют для определения капиллярно-связанной влаги, а группы «С» - связанной с глинистой компонентой. При интерпретации полученных данных можно пользоваться только методами фиксированных граничных значений, а применять более сложные варианты обработки, например спектрально распределения связанной воды (SBVI, и MBVI) – нельзя.

На рисунке (рис. 1.7) показаны последовательности регистрирующих импульсов для типичной активации. В практике работ эти параметры можно менять, в зависимости от типа используемого зонда и специфики разреза. Примеры схем, и основные характеристики отдельных активаций приводятся в приложении к данной главе.

Активации типа «пористость-проницаемость» служат для получения базисной информации: спектрального распределения суммарной ЯМР-пористости и рассчитанной по одной из моделей проницаемости. Эти активации используются чаще всего и рекомендованы для условий, когда свойства/тип УВ неизвестны. Их применение в полной мере использует многочастотность области резонанса, чтобы избежать интервалов «мертвого времени» при восстановлении поляризации T_1 . В разрезах для которых применение более коротких времен T_1 достаточно для полной поляризации, возможны трех-частотные варианты регистрации (рис. 1.8).

Эхо-сигналы групп «1А» и «4А» получают от полностью поляризованных флюидов, и используют для расчета эффективной пористости. Постоянное требование к методу ЯМР - это повышение отношения сигнал-шум, особенно во время регистрации первых вступлений, связанных с началом спада T_2 от связанных флюидов. Одним из подходов является уменьшение времени между записываемыми эхо-сигналами - T_E . Стандартным значением для этой группы активаций прибора MREX будет $T_E=0.6$

мсек. Для дальнейшего повышение качества BVI суммируется большое количество спадов частичной поляризации: «2D», «2E», «3D», «3E», «5D», «5E», «6D», и «6E» (см. рисунок 1.8). Вода микропористости CBW рассчитывается из эхо-спадов «1C», «3C», «4C», и «6C». Значения общей ЯМР-пористости уточняют суммированием данных от полной поляризации и $BFV = CBW + BVI$ от активации высокого разрешения.

Активации типа «пористость-проницаемость и нефть» используют в разрезах с легкой и средневязкой нефтью, вязкость которой в пластовых условиях составляет 1-20 сПуаз. Они часто рекомендуются для разрезов с газовой шапкой, где ЯМР измерения дополнены плотностным или акустическим каротажем. При этом так-же получают все стандартные распределения пористости и расчетную проницаемость. Применение максимального числа частот, и следовательно, различных глубин исследования позволяет изучать зону проникновения и иногда определять остаточную УВ-насыщенность. Если пластовые флюиды требуют более длинных времен поляризации (T_1), то возможно увеличение числа работающих частот, с тем, чтобы не снижать скорость регистрации или не терять вертикальное разрешение.

Эхо-сигналы группы «А» регистрируют с различными временами T_E , что дает возможность получить три измерения диффузии ($G \cdot T_E$) на трех различных частотах. Возможность выбора из шести частот градиентного поля позволяет оптимизировать параметры регистрации, и в частности диапазон T_E , в зависимости от пластовых условий (рис 1.9). Эхо-сигналы «В» записывают от частичной поляризации и только на двух частотах, их T_E совпадает с T_E соответствующей активации «А». Таким образом получают две пары измерений с различным временем T_W , и с различной диффузионной составляющей. Эти данные используются для типизации УВ и возможного расчета их вязкости в пластовых условиях.

В данной активации, при незначительной модификации, так-же существует возможность регистрации T_1 . Восстановление спектра поляризации по данным измерений с различными временами задержки выполняется так-же как и в активациях типа «пористость-проницаемость и газ». Совместная интерпретация T_1 и отношения T_1/T_2 позволяет типизировать свободные флюиды и выделять ГВК и ВНК используя только материалы ЯМР.

Активации типа «пористость-проницаемость и газ» разработаны для выделения продуктивных зон с легкими УВ с вязкостью менее 1 сП в пластовых условиях и газа. Их так-же успешно применяют в случаях газо-конденсатных залежей с небольшой нефтяной отторочкой, где получают всю необходимую петрофизическую информацию за одну СПО: CBW, BVI, BVM (ИСФ), и рассчитанную проницаемость (рис. 1.10). Применение многочастотных измерений при частичной поляризации позволяет восстановить кривую T_1 , которая необходима для типизации УВ. Восстановление спектра поляризации T_1 по данным измерений семи различных времен задержки, показано на рисунке (рис. 1.11).

Для каждой из шести частот эхо-сигнал «А» получают от полностью поляризованного объема флюидов, и используют для определения эффективной ЯМР пористости. Дополнительно, для выделения составляющей микропористости CBW, применяется серия промежуточных эхо-сигналов «С» с меньшими временами T_1 , и с $T_E=0.4$ мсек. Суммирование этих компонент дает величину общей ЯМР-пористости.

Все эхо-сигналы группы «А» регистрируются с одинаковым временем T_E , но на разных частотах. Различия в градиенте магнитного поля позволяют получить информацию о диффузионной составляющей ($G \cdot T_E$). Все эхо-сигналы группы «В» регистрируются от частично поляризованных флюидов, с временем T_E таким-же как и в группе «А», но на других частотах. Таким образом получают еще одно измерение диффузии ($G \cdot T_E$) от объема свободных флюидов. Эту часть сигнала обрабатывают для расчета диффузионных констант и T_2 , для последующей типизации и оценки вязкости.

Эхо-сигналы полученные от разных времен T_W дают достаточное число промежуточных значений поляризации, чтобы определить распределение T_1 . Совместная интерпретация времен T_1 и T_2 в зонах присутствия свободных флюидов, дает возможность разделения последних на газ-нефть и воду. Увеличение числа частот градиентного поля позволяет повысить точность и вертикальное разрешение выполняемых измерений, чего нельзя добиться при фиксированной несущей частоте.

1.5. Зонд ориентированного резонанса (DR) компании Halliburton

К началу 2005 г. на рынке скважинных услуг предлагается к использованию до восьми разных приборов, позволяющих регистрировать сигнал ЯМР. Но на практике, все эти приборы имеют технические ограничения связанные с необходимостью выбора между скоростью записи и отношением сигнал/шум, и/или вертикальное разрешение – глубина исследований. Многочастотные измерения несколько разрешают эту ситуацию, позволяя варьировать между сложными активациями, например двойных времен T_E - T_W , или капиллярных объемов (BVI). В 2003 г. компания Халлибуртон предложила на рынок услуг принципиально новый тип скважинного прибора, выполняющего измерения ориентированного или направленного ЯМР.

Схема нового прибора компании Халлибуртон показана на рисунке (рис. 1.12), и в целом схожа со схемой MRIL-D, когда блоки электроники и конденсаторной батареей модифицированные под низкочастотный диапазон, расположены сверху магнитной антенны. Направленный резонанс регистрируется в десяти различных объемах с глубинами исследования от 64 до 102 мм. Прибор выполняет измерения децентрализованно, используя два ассиметричных отклонительных кольца, для предохранения рукава антенны от контакта с шероховатой поверхностью породы. Зонд прижимается к стенке отклонительным рычагом, а в наклонно-направленных стволах еще и собственным весом. Данные записанные при ориентировке в 0° служат для проверки качества регистрации и последующей калибровке.

На рисунке (рис. 1.13) показан принцип регистрации прибором типа MRIL, при котором магнитное поле может быть смоделировано стандартным вертикально расположенным магнитом с двумя полюсами. Аналогичная конфигурация поля успешно используется и приборами регистрации каротажа во время бурения – LWD. Линии напряженности постоянного поля показаны красными стрелками, а объем исследований – черными сплошными линиями. Теоретически число промежуточных частот, и соответственно число независимых объемов измерений может быть неограниченно велико, однако на практике, в скважинных исследованиях оно меняется

от 8 до 12. При ориентированном резонансе магнитное поле направлено радиально (рис. 1.13), и моделируется магнитным монополем. Радиочастотная антенна этого прибора заимствована из ранней версии MRIL-D (Prime) и может получать сигнал от 360°. Кроме этого она может регистрировать ЯМР селективно – на половину своей апертуры, т.е. на 180°. Азимут ориентировки антенны может поворачиваться с шагом в 90°. Радиальное разделение сигнала выполняется последовательной сменой пяти частот регистрации, а суммарное число измерений для четырех позиций составляет 20.

В приборе направленного резонанса два режима круговой регистрации, когда регистрируется сигнал с направлений север-юг и запад-восток (N-S, E-W). И четыре режима избирательной регистрации – северный, восточный, южный и западный. Резонанс исследуемых объемов не может вызываться индивидуально, явление ЯМР наблюдается одновременно в двух смежных или во всех четырех секциях (рисунок **). Регистрируемые от отдельных квадрантов сигналы не являются совершенно независимыми, и для декомпозиции единичной секции требуется дополнительное планирование и специальная обработка.

Наиболее вероятной областью применения приборов такого типа считают скважины большого диаметра, т.к. при размере до 380 мм. сигнал от раствора не попадает в зону резонанса.

1.5.2. Дополнительные поправки скважинных приборов

Согласно материалам полевых испытаний, в показания суммарной (общей) ЯМР-пористости в зависимости от пластовых/скважинных условий рекомендуется вводить дополнительное поправки.

Поправка за снижение содержания водорода

Применение этой поправки позволяет учесть изменения плотности воды в пластовых условиях, т.е. связанных с колебаниями температуры и давления. В обычных ситуациях, коррекция оказывается пренебрежительно мала и ей часто пренебрегают. Поправка вводится в показания эффективной пористости МРНІ, и поэтому предполагает наличие воды в зоне резонанса. Расчет производится по следующей формуле:

$$C_{HD} = 1.0 + \left(\frac{T(^{\circ}C) \times МРНІ}{30} \right) \times 0.1 \left(\frac{T(^{\circ}C) - 10.0}{176.66} \right) \quad [1.1]$$

Где T(C) - пластовая температура, а МРНІ -эффективная пористость

Графическое распределение поправок в зависимости от температуры и пористости приводится в палетках, в разделе Приложения.

Поправка в B1 за пластовую температуру

В мнемонике ЯМР символом $B1$ – обозначают поперечное магнитное поле, создаваемое радиочастотной антенной, а $B0$ – продольное поле постоянного магнита. При нагревании зонда, создаваемое им постоянное поле ослабевает, что приводит к снижению диаметра исследований и возможному резонансу с частотой антенны, т.е. дополнительным помехам. Чтобы частично скомпенсировать вариации магнитного поля связанные с высокими пластовыми температурами, вводится следующая поправка:

$$B1_{CORR} = B1 \times (1 + 0.0033[T_{FM} (^{\circ}C) - T_{CAL} (^{\circ}C)]) \quad [1.2]$$

Где $B1$ – измеренная напряженность поля, T_{FM} – пластовая температура, а T_{CAL} – температура калибровки прибора в атмосферных условиях;

Графически величина поправки в зависимости от пластовой температуры оценивается по отношению $B1_{CORR}/B1$, и приводится в разделе Палетки.

Поправка за «свежий спин»

Поправка позволяет учитывать вклад полностью поляризованных «свежих» спинов, попадающих в объем исследований при регистрации с короткими T_E , за счет перемещения прибора за время между эхо-сигналами. Поправка зависит от длины антенны, скорости регистрации и параметров активации, и как правило вводится в разницу между эхо-сигналами, увеличивая исходное значение.

$$C_{ED} = \frac{1.0}{\left[1.0 - T_{WS} \times \frac{\Delta L}{L_A} (T_{WS} + N_E T_E) \right]} \quad [1.3]$$

Где T_{WS} – время задержки активации с коротким T_E , ΔL – разница глубин между активациями с длинным и коротким временами T_E , а L_A – длина приёмной антенны;

1.6. Скважинный прибор ЯМР-Эксперт (MRX⁴) компании Schlumberger

Результаты выполнения современных ЯМР-исследований скважинными приборами в различных н.-г. бассейнах Мира, свидетельствуют о том, что данные этого метода можно использовать значительно шире, чем предполагалось ранее. Помимо ставшими уже традиционными задачами: эффективной и динамической пористости, типа насыщения и проницаемости, ЯМР может давать ценную информацию о вязкости, смачиваемости, присутствии и/или объемах фильтрата бурового раствора. В основном эти новые задачи решаются набором различных значений времен T_W и T_E , но при этом остаются «незамеченными» проблемы балансирования между вертикальным разрешением и чистотой сигнала и/или скоростью записи. Новый зонд компании Шлюмберге MRX благодаря специфичной конструкции позволяет существенно

⁴ MRX=Magnetic Resonance eXpert*

улучшить вертикальное разрешение и повысить детальность исследований профиля ЗП без потерь в скорости регистрации или отношении сигнал/шум.

Прибор оснащен тремя антеннами – основной для типизации флюидов (М), и двумя дополнительными – для выполнения измерений повышенной разрешенности (А и В на рис. 1.15). Основная антенна выполняет измерения на восьми разных частотах, в ограниченных объемах отстоящих на одинаковое расстояние друг-от-друга (рис. 1.16). Антенны высокого разрешения работают в одночастотных режимах, с глубиной исследования чуть меньшей, чем минимальной значение основной. Режимы активаций антенн задаются таким образом, чтобы минимизировать потерянное время, и соответственно увеличить объем регистрируемых данных. На рисунке (рис 1.15), объемы основной антенны показаны белым цветом. Объемы антенн высокого разрешения – соответственно зеленым (А) и красным (В) цветами.

Как и свои предшественники группы CMR, прибор выполняет измерения децентрализованно и прижимается к стенке скважины специальным рычагом (рис. 1.17). Система крепления позволяет выполнять исследования наклонно-направленных стволов и скважин большого диаметра, как на кабеле, так и на колонне буровых труб. Некоторые технические параметры прибора приводятся в таблице (таб 1.4).

Таблица 1.4. Некоторые технические характеристики прибора MRX

Габаритные размеры, мм:	
диаметр скважинного прибора	127
длина скважинного прибора	9967
Масса скважинного прибора, кг	544
Скорость каротажа, м/ч	914-76
Минимальное время T_E (мсек)	0.45
Вертикальное разрешение, (см)	10-46
Глубина исследования, (см)	3.2, 3.8, 4.8, 5.8, 6.9, 7.9, 8.6, 9.4, 10.2
Минимальный диаметр ствола (мм)	149.2
Частота сигнала, кГц	1,100
Диапазон	1000-500
Градиент поля (Гаусс/см)	43
Диапазон	38-12
Рабочая температура, °С	150
Максимальное гидростатическое давление, МПа	139

Диаметр (глубина) исследования зависит от частотного диапазона, но при максимальном значении в 10.2 см., большая (если не вся) часть ЯМР-сигнала поступает от зона проникновения. На практике полевых работ этого оказывается достаточно для выделения составляющей УВ, а в случае проходки ствола на РНО эта зона может быть существенно меньше. Сочетание антенн разного размера/глубинности и многочастотности измерений позволяет детально анализировать профиль зоны проникновения фильтрата. В конце главы, в разделе приложения приводятся параметры некоторых активаций этого прибора.

Изучение профиля ЗП выполняется на четырех частотах, соответствующих глубине исследований в 3.2, 3.8, 4.8 и 5.8 см. Регистрация сигнала выполняется

последовательно, так что в течении перемещения антенны на равную ей величину, записывается только один цикл. Это позволяет в полной мере использовать преимущество пре-поляризационного магнита, расположенного над антеннами. Данные активации ЕРМ⁵ регистрируются от каждой частоты. Скорость регистрации этого типа измерений как правило 250 м/час, а время $T_E = 0.6$ мсек.

Исследования повышенной разрешенности (ПВ) выполняются двумя антеннами малого размера (А и В) и одной из частот основной антенны (М). Активации этого типа разработаны таким образом, чтобы измеряемые объемы малых антенн не перекрывались, а длинные времена поляризации пластовых флюидов обеспечивались пре-поляризационным магнитом. Объемы основной антенны в этом случае перекрываются, а эффективное время поляризации составляет около 1.3 сек.

Исследования профиля насыщений и характеристики флюидов выполняются при помощи активаций трех типов:

- Регистрации эхо-сигналов двойных (реже - тройных) времен T_E и/или T_W ;
- Регистрации эхо-сигналов для объектно-ориентированного моделирования типа MacNMR или MRF;
- Регистрации эхо-сигналов для независимого моделирования типа D- T_2 ;

В первом случае последующая обработка выполняется по одной из многочисленных методик связанных с анализом разности амплитуд и выделением УВ-составляющей. Во втором случае необходимым условием является хорошее знание ЯМР-свойств флюидов, вносящих вклад в резонанс и соответственно прямое моделирование различных участков ЗП и нетронутой части пласта. Это условие нарушается в случае частичного изменения гидрофильности породы, появления внутренних магнитных градиентов и/или ограниченной диффузии. Возникающие проблемы решаются третьим типом, в котором обработки индивидуальных эхо-сигналов выполняется независимо от априорных моделей. При этом сравниваются распределения времен релаксации T_2 и скорости молекулярной диффузии D_0 (рис. 1.18). Методика картирования таких распределений и их количественной обработки была запатентована в 2002 г. (Venktamaranan et.al., 2002).

На рисунке (рис. 1.19) показан пример такой интерпретации на стационарном измерении в скважине в Северном Море. На левом слайде, для заданных пластовых условий сплошными линиями показаны теоретические значения для газа (красным), нефти (зеленым) и свободной воды (синим). Реальный сигнал, в логарифмическом масштабе, отмечается по изменению окраски на карте от синего к красно-желтому. Интерпретация объемов различных флюидов показано желтыми прямоугольниками, соответственно: *Bound water* – связанная вода, *oil* – пластовая нефть, *obmf* – фильтрат РНО, и *gas* – газ. На правом слайде белыми стрелками показаны наиболее типичные осложнения, возникающие при D- T_2 интерпретации: *Internal Gradient* – внутренний (собственный) магнитный градиент флюида, *High GOR* – высокий ГФ, *Mixed Wettability* – смешанный тип смачиваемости, *Restricted Diffusion* – ограничения быстрой диффузии.

В случае разделения вклада от флюидов различного состава (как показано на левом слайде), все амплитуды попавшие внутрь прямоугольника суммируются и дают

⁵ ЕРМ – Enhanced Precision Mode, режим повышенной точности

искомый объем. В случае если спектры перекрываются или сливаются может потребоваться дальнейшая фильтрация, например использования обработки среднего логарифмического диффузии (D_{LM}) при котором для каждого флюида рассчитывается одно среднее значение амплитуды T_2 .

Одновременно с расширением аналитических возможностей интерпретации ЯМР, предложены новые типы активаций принципиально отличающихся от стандартных CPMG⁶-измерений. Такие активации используют длинные времена T_E в начале цикла измерений, получили название редактированной диффузии (DE⁷) и рассматривались в предыдущей монографии. Их основное преимущество – независимое измерение эффекта диффузии и регистрация значительно большего количества данных по сравнению со стандартной записью. Характеристика основных режимов прибора MRX и соответствующих активаций приводится в таблице (таб 1.5)

Таблица 1.5. Области применения и ограничения основных режимов MRX

РЕЖИМ	Скорость записи (м/час)	АКТИВАЦИЯ				Насыщение (нефть)	Насыщение (газ и каверны)	Вязкость УВ	Выделение легких УВ	Спектральная пористость	Связанная влага
		T_1	T_2	D_0	ЕРМ						
Профиль насыщения	73	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Профиль T_1	91	X	X		X		X		X	X	X
Профиль T_2	275		X		X				X	X	X
Повышенное разрешение	122		X		X				X	X	X
Базисное профилирование	550		X		X					X	X
Связанных флюидов	1100		X		X						X
Области применения и задействованные активации помечены «X»											

1.6.2. MRF модель двухкомпонентной смеси (нефть-вода)

В 2002 г. Фридман (Fredman R., et.al., 2002) предложил модель двухкомпонентной смеси, в которой спад поперечной магнетизации $M(t)$ измеренной активацией типа DE описывается уравнением:

$$M(t) \approx \sum_{f=O,W} \iiint dD dT_1 dT_2 \left[P_F(D, T_1, T_2) \times \exp\left(-\frac{t}{T_2}\right) \times I(t, t_{EL}, D) \times f(T_W, T_1) \right] \quad [1.4]$$

Суммирование выполняется по двум флюидам – нефти и воде, P_F – функция распределения времени диффузионного спада, для каждого флюида, функция f , вводится для коррекции за неполное время восстановления в активации DE:

⁶ CPMG – цикл Карр-Пурселл-Мейбум-Гилла

⁷ DE – Diffusion Editing активации редактирования диффузии

$$f(T_w, T_1) = 1 - \exp\left(-\frac{T_w}{T_1}\right) \quad [1.5]$$

Диффузионная составляющая детально рассмотрена в работах Хурлиманна (Hurlimann, et.al., 2001, 2002), в общем виде записывается как:

$$I(t, T_{EL}, D) = \left[a_D \exp\left(-\frac{\gamma^2 G^2 D T_{EL}^3}{6}\right) + a_S \exp\left(-\frac{\gamma^2 G^2 D T_{EL}^3}{3}\right) \right] \times \exp\left(-\frac{\gamma^2 G^2 D T_{ES}^2 t}{12}\right) \quad [1.6]$$

Необходимым условием является $t > 2T_{EL}$, т.е. превышение времени регистрации над длинным временем между эхо-сигналами по крайней мере вдвое. Спад диффузии в неоднородном магнитном поле проходит по би-экспоненте, вклад в которую идет от прямых и стимулированных эхо-сигналов. Третья часть уравнения, учитывает влияние диффузионного спада во время регистрации эхо-сигналов с короткими временами T_{ES} в активации DE. Постоянные a_D и a_S названы прямым и стимулированным коэффициентами⁸, и определяются частотным диапазоном приемного контура прибора.

Для части уравнения с $t \leq 2T_{EL}$, связанной эхо-спадами от длинных времен, диффузионная составляющая с высокой степенью точности может быть представлена стандартной формой, описывающей спад по экспоненте:

$$I(t, T_{EL}, D) = \exp\left(-\frac{\gamma^2 G^2 D T_{EL}^2 t}{12}\right) \quad [1.7]$$

Метод MRF использует корреляцию между временами времен релаксации и коэффициентами диффузии «сырых» нефтей. Такой подход позволяет существенно упростить процесс прямого ЯМР-моделирование активации DE, и переписать уравнение диффузионной релаксации объема в линейной форме:

$$P_0(T_1, T_2, D) = P_0(T_2) \delta(D - \lambda T_2) \delta(T_1 - \xi_0 T_2) \quad [1.8]$$

Где $P_0(T_2)$ – спад поперечной релаксации нефти, свободный от диффузионной составляющей; распределения диффузии (D) и продольной релаксации (T_1) описаны функцией Дирака (δ); параметр λ связывает распределения времени релаксации и диффузии (модель SVM). Для большинства образцов «мертвых» нефтей $\lambda = 1.25 \times 10^{-5}$ (см²/сек²), а для реальных случаев пластовых флюидов, эта величина умножается на эмпирический коэффициент зависящий от величины газового фактора.

На рисунке (рис. 1.20) приводится пример формирования трех циклов (А-С) активации редактирования диффузии. В каждом цикле заданы два времени между эхо-сигналами: длинное T_{EL} и короткое T_{ES} . Короткие времена равны у всех циклов, а длинные возрастают от верхнего «А» к нижнему «С». Увеличение времени между измерительными импульсами (показаны черным) приводит к быстрому спаду

⁸ D = direct, S – stimulated;

релаксации (показаны синим и зеленым). Этот спад происходит пропорционально времени между T_{EL} и соответствующим им первым эхо-сигналам (показаны синим). Отдельная последовательность импульсов спада поперечной релаксации показана на рисунке (рис. 1.21). Собственно амплитуды эхо-сигналов обозначены красными точками, а осредняющая экспонента спада – сплошной черной линией; порог чувствительности разделяющий сигнал/шум обозначен в нижней части графика пунктиром. Графики зависимости параметров T_1 , T_2 и D определяемых по такой активации в приборе CMR для гидрофильного песчаного коллектора (Chanh Cao Minh, 2003) приводятся в разделе Палетки.

Для реальных нефтей Северного моря, на которых выполнялись исследования, связанные с разработкой концепции MRF, нефтей $\lambda=0.51 \times 10^{-5}$. Если эта величина определена неточно, то будет наблюдаться плохое совпадение результатов моделирования и исходных данных релаксации. Параметр определяется для «сырых» нефтей и равен отношению: $\xi_0 = T_1 / T_2$. При Ларморовских частотах порядка нескольких МГц или несколько меньших значениях, в легких и средних нефтях это отношение близко к ~ 1 . Согласно данным Фридмана (Freedman R., 2001) величина ξ_0 становится заметно больше «1» в высоковязких УВ и при более высоких частотах.

После подстановки линейных уравнений для воды и нефти в исходную MRF модель, окончательный вариант релаксации при активации DE:

$$M(t, T_{EL}) = \int dT_2 P_w(T_2) \exp\left(-\frac{t}{T_2}\right) I(t, T_{EL}, D_w) f(T_w, \xi_w T_2) + \int dT_2 P_o(T_2) \exp\left(-\frac{t}{T_2}\right) I(t, T_{EL}, \lambda T_2) f(T_w, \xi_o T_2) \quad [1.9]$$

Данное уравнение предлагается использовать для инверсии эхо-спадов полученных активациями типа редактирования диффузии для разделения сигналов от нефти и воды. Пример такого разделения в реальном продуктивном пласте приводится на рисунке (рис. 1.22). В верхней части рисунка показаны записанные эхо-сигналы и соответствующие спады для водной фазы, а в нижней – для нефтяной. Соответственно полученное после инверсии распределение амплитуд T_2 показано в правой части рисунка. Первые распределения, полученные при малых временах между эхо-сигналами обозначены черным, а последние – при длинных временах – красным. Как видно из распределений амплитуд сигнал от нефти четко выделяется благодаря диффузии. Сигнал от водной фазы характеризуется четко выраженным пиком, быстрым спадом, а его диффузионная составляющая практически не выделяется. Возможности анализа диффузионной составляющей ограничены вязкостью пластовых флюидов и используемыми временами между эхо-сигналами. На рисунке (рис. 1.23) приводится пример распределений амплитуд T_2 , в зависимости от времени T_E для четырех различных флюидов. При вязкости УВ выше 100 и ниже 1.0 сП разделение сигнала ЯМР с большими временами может представлять сложности т.к. спад у водной и нефтяной фаз происходит почти одновременно. В ряде случаев, для высоковязких нефтей эта проблема решается стационарными измерениями, и регистрацией большого числа эхо-сигналов. В общем случае рекомендуется ограничивать область анализа диффузии пластами с УВ вязкость от 1.0 до 80.0 сП в пластовых условиях.

Параметры реальных активаций MRF использованных для выделения сигнала от УВ приводятся в таблице (табл. 1.6). Дополнительные характеристики наиболее успешно применяемых активаций прибора CMX приводятся в разделе Приложение, в конце главы.

Таблица. 1.6. Примеры параметров двух типов активаций MRF

	ЧАСТОТА (№)	T _W (мсек)	T _E (мсек)	N _E	RA
Скважина на пресном РВО, вскрывает нефтеносные песчаники	8	2500	0.6	500	1
	7	600	2.0	100	2
	6	150	3.0	75	2
	5	50	3.0	50	10
	4	150	6.0	50	2
	3	50	6.0	10	10
Скважина на соленом РВО, вскрывает нефтеносные доломиты	8	5000	0.6	1000	1
	7	8	0.6	8	32
	6	600	6.0	100	2
	5	600	4.0	150	2
	4	2000	2.0	300	2

1.7. ЯМР-анализаторы и скважинные потокомеры

Точное определение состава, давления, температуры и объемов пластовых флюидов необходимо для планирования и оптимизации разработки месторождений. Для получения этой информации используются пластоиспытатели на трубах, собственно добытые флюиды и скважинные испытатели. Последняя группа приборов является наиболее многочисленной т.к. позволяет получать высококачественные данные от нескольких продуктивных интервалов одновременно, и с минимальным влиянием фильтрата БР.

В случаях, когда проходка скважины осуществлялась на РВО учет влияния фильтрата как правило не вызывает осложнений. В ситуации с РНО может происходить смешение различных компонент раствора с пластовыми УВ, что существенно меняет свойства последних. Например, результаты исследований Гозалпоур (Gozalpour, 1999) показали, что примеси фильтрата РНО могут снижать измеренное давление насыщения и увеличивать вязкость смеси, при этом особенно «чувствительными» являются газоносные интервалы и участки с конденсатом. Как правило, для учета вклада примесей используют эмпирические поправки, однако предпочтение отдается измерениям с минимальным влиянием фильтрата.

Большинство современных анализаторов позволяют выполнять оценку степени «загрязнения» пластовой смеси в режиме реального времени. Для этого часто используют оптические или инфракрасные анализаторы. Компания Halliburton, совместно с группой Numag предложила альтернативный вариант испытателя, в котором исследуются свойства флюидов, непрерывно проходящих через ЯМР-анализатор.

1.7.1. Анализатор флюидов MRILab в связке с пластоиспытателем RDT

Анализатор MRILab входит одним из блоков в пластоиспытатель RDT (рисунок **). Он позволяет выполнять измерения времени «восстановления насыщения»⁹ или восстановления поляризации – T_1 . Анализатор использует серию измерений T_{1SR} при которой наведенная поляризация измеряет амплитуду продольной релаксации. Эти измерения независимо или совместно с величиной T_2 позволяют определить тип флюида/смеси непрерывно проходящей через камеру анализатора, а так-же оценить его вязкость и состав (ГФ).

Прибор может быть собран в различных конфигурациях, на рисунке (рис. 1.24) показана сборка, чаще других используемая в скважинах Мексиканского залива. Основным элементом пластоиспытателя является секция с двумя анализаторами, которые плотно прижимаются к стенке исследуемого интервала, и насосом поршневого типа создающего давление в переходных трубках и камера анализатора до 544 атм (8,000 psi). В верхней части сборки расположена секция с несколькими ёмкостями в которые отбирают образцы пластовых флюидов для дальнейших стационарных анализов в лабораториях.

Прибор работает на частоте в 4.3 МГц, что значительно выше, чем у остальных скважинных приборов выполняющих исследования открытого ствола. Постоянный магнит цилиндрической формы и навитая катушка создают поля необходимые для выполнения измерений ЯМР. В обычной активации T_{1SR} 15 различных времен задержки (T_w) меняющихся от 1 до 16,000 мсек., и суммарным циклом измерений в 32 сек. Жидкость поляризуется мощными постоянными магнитами, а затем подвергается исследованию ЯМР серий импульсов 4 МГц антенны. Ре-фокусирующие и возбуждающие резонанс импульсы подаются с длинной антенны, покрывающей всю магнитную секцию. Прием сигналов эхо-спада осуществляется антенной меньшего размера, расположенной в конце секции. Параметры активаций можно менять в широком диапазоне исходя из поставленных задач и предварительно оцененных скважинных условий, стандартным интервалом между измерениями считают 35 сек.

Выполненные в 2002 г. результаты моделирования в стационарных условиях показали, что при объеме жидкости менее 60 см³ измерения времени T_1 потока или неподвижного флюида практически не отличаются (Masak P.C., 2002). При наличии длинных времен продольной поляризации возникают дополнительные помехи, связанные с недо-поляризацией которые компенсируются соответствующими поправками.

Для каждого потока флюида постоянного состава (скорость которого не превышает 60 см³/сек), по записанным эхо-сигналам, рассчитывается серия кривых спада с различными временами. Как правило время восстановления намагниченности (T_{SR}) меняется от 1 мсек. до 16 сек. (рис. 1.16). Серия T_1 измерений, показанная на рисунке красными точками, обрабатывается затем методике однозначной декомпозиции¹⁰ при которой определяется наилучшее совпадение некоторой функции с точками собственно измерений.

⁹ Обозначается T_{1SR} – Saturation Recovery = т.е. восстановление магнитной «насыщенности»;

¹⁰ SVD – Single Value Decomposition математический метод аппроксимации серии точек кривой;

Измеренное таким образом время продольной поляризации может быть использовано как для типизации флюида, так и для оценки вязкости нефти в пластовых условиях:

$$\eta = 9.6 \times 10^{-3} \frac{T_K}{T_{IGM}} \quad [1.10]$$

Где T_K – абсолютная температура пласта в °К, а T_{IGM} – геометрическое среднее времени продольной релаксации в сек.;

При возрастании газового фактора, для фиксированного значения вязкости возрастает величина диффузии. Вклад диффузионной составляющей можно оценить при наличии двух измерений с различными временами между эхо-сигналами:

$$D = \frac{12000}{T_D \times (T_{E1}^2 - T_{E2}^2) \times (\gamma G_0)^2} \quad [1.11]$$

Где $G_0 = 11.8$ Гаусс/см – постоянная для MRILab, T_D – постоянная времени диффузии, $\gamma = 2 \pi \cdot 4258$ рад/сек/Гаусс – гиро-магнитная постоянная атома водорода;

Дополнительно, предлагается всегда рассчитывать вязкость по времени поперечной релаксации померянной методикой тройного параметра (Prammer et.al., 2001). При наличии двух независимых измерений: T_1 и D появляется возможность количественной оценки величины ГФ (см главу 2).

Указанием на существенное присутствие растворенного газа являются:

- Пониженные значения водородного индекса (HI) определяемые по низкой амплитуде сигнала и длинным временам T_{SR} ;
- Высокие значения T_1 (например выше чем у фильтрата);
- Высокая сжимаемость пластового флюида во время испытания и последующей прокачки через анализатор;

Методика оценки чистоты флюида - CLIP

Методика разработана в 2002-2003 гг. в группе NMRPlus, Р. Аккуртом (R. Accurt, 2004) и позволяет разделять фильтрат РНО и пластовые УВ. При этом выполняется анализ временной составляющей сигнала ЯМР, непосредственно во время движения смеси через анализатор MRILab.

Свое название получила по первым буквам - *Contamination Level Indicator while Pumping* = *CLIP* т.е., индикация уровня загрязнения во время прокачки. В данной методике выполняется оценка величины T_1 в нескольких экспериментах – полных циклах СМРГ, показанных на рисунке (рис. 1.25) различными цветами. В каждом эксперименте регистрируется определенное число эхо-сигналов, которые затем аппроксимируются кривой. Пример зарегистрированных эхо-сигналов для эксперимента с $T_{ISR} = 250$ мсек. показан на рисунке серыми точками.

Серия из 15-ти экспериментов называется *DEIP*¹¹ и дает 15 точек времен продольной релаксации (показанны на левой части рисунка красными точками), которые описываются некой кривой. Изменения этой кривой связаны с составом анализируемых флюидов, и соответственно по ним можно определять присутствие сигнала фильтратов РНО. Поскольку зависимость T_1 имеет экспоненциальный характер, наиболее «чувствительными» к составу флюидов являются эксперимент расположенные в её средней части.

В случае с РВО, можно предположить что фильтрат и пластовые УВ (нефть) не смешиваются друг-с-другом, и что через анализатор проходит двухфазовая смесь. В этом случае получаемый спектр времени T_1 рассматривают как сумму двух независимых спектров от конечных членов непрерывного спектра. При этом вклад каждой из двух компонент пропорционален содержанию данной компоненты в анализируемой смеси. Этот подход не будет работать только в случае, когда компоненты могут смешиваться т.е. присутствия растворов на нефтяной основе. Основной сложностью является отсутствие хорошо задокументированных ЯМР-спектров собственно растворов РНО и их фильтратов, а так-же отсутствие математических моделей позволяющих описать распределение T_1 в этом случае.

Возможным решением данной проблемы является перевод анализа из амплитуд T_1 в область вязкостей различных флюидов. Для оценки вязкости смеси существует несколько моделей, одним из успешно используемых подходов является нелинейна связь названная правилом смешения Тодда (Todd mixing-rule):

$$\eta_A = \frac{\eta_1 \eta_2}{(V_1 \eta_2^{1/n} + V_2 \eta_1^{1/n})^n} \quad [1.12]$$

Где «1» и «2» индексы соответственно первого и второго элемента смеси, индекс «А» - кажущееся (или собственно измеренное) значение вязкости - η , а V – объем элемента смеси; а экспонента «n» как правило равна «4»;

Поскольку в модели пластовый УВ-фильтрат присутствует только две компоненты, то

$$V_1 + V_2 = 1 \quad [1.13]$$

Если ввести понятие «индекса загрязненности» - I_C (*Contamination Index*) т.е. доли фильтрата в анализируемой смеси, то исходное уравнение Тодда можно переписать в виде:

$$\eta_A = \frac{\eta_1 \eta_2}{(I_C \eta_2^{1/n} + [1 - I_C] \eta_1^{1/n})^n} \quad [1.14]$$

Из нового уравнения видно, что для определения степени загрязненности исследуемого образца, необходимо, кроме измеренного (кажущегося) значения вязкости, знать вязкости граничных членов – η_1 и η_2 в пластовых условиях. Эти

¹¹ DEIP - Drifting of Echo Intensity while Pumping = Смещение/сдвиг амплитуды эхо-сигнала во время прокачки;

величины определяются прямым моделированием или рассчитываются по методикам EDM или DSM исходя из величин поперечной релаксации T_2 .

Согласно работам представленным в SPE (R. Accurt et.al., 2004), основные шаги при оценки степени загрязнения анализируемого образца фильтратом:

- Определить логарифмическое среднее распределение T_1 (T_{1LM}) для каждого измерения и преобразовать его в вязкость (η_A);
- Аппроксимировать полученное распределение η_A векторной функцией χ , которая используется для оценки вязкости: $\chi = f_\eta(t)$;
- При помощи асимптотического приближения функции χ к граничным членам определить величины η_1 и η_2 ;
- Используя измеренное η_A , и рассчитанные η_1 и η_2 определить по модели Тодда степень загрязнения каждого измерения;

Поскольку связь вязкости флюида η и времени продольной релаксации T_{1LM} не является точной, а установлена эмпирически, рассчитанные таким образом величины η_1 и η_2 могут отличаться от абсолютных значений, например лабораторных анализов. Считается, что более обоснованно определять эти величины как индексы вязкости (I_η), прямо-пропорционально связанные с собственно вязкостью флюидов.

На практике так-же используют величину вязкости рассчитанную по коэффициенту само-диффузии D_0 , определенному по величинам T_2 полученным активациями двойного времени T_E :

$$\eta = 5.05 \times 10^{-8} \frac{T_K}{D_0} \quad [1.15]$$

Модель смешанной вязкости

Помимо уравнения Тодда есть еще несколько эмпирических вариантов для расчета вязкости смеси. Любой из них требует проверки на конкретных материалах бассейна или группы месторождений. Так для работ на Северном Море, по данным компании Шелл, лучшее совпадение ЯМР-измерений и лабораторных анализов получено при модификации формулы Аррениуса:

$$\ln(\eta_A) = \frac{\alpha V_1}{\alpha V_1 + V_2} \times \ln(\eta_1) + \left[1 - \frac{\alpha V_1}{\alpha V_1 + V_2} \right] \times \ln(\eta_2) \quad [1.16]$$

Где α – эмпирически определяемая константа обычно меняющаяся в пределах от «0» до «2»;

Данное уравнение получило название *алгоритма оценки загрязненности* (CEA)¹², и успешно используется на различных месторождениях. Для нефтяных залежей

¹² CEA – Contamination Estimation Algorithm;

Северного Моря $\alpha = 1.5$; но в общем случае зависит от содержания газа, типа раствора и диапазона вязкостей УВ смеси.

Объемы двух компонент очевидным образом связаны с индексом загрязнения:

$$\begin{aligned} V_1 &= I_C \\ V_2 &= 1 - I_C \end{aligned} \quad [1.17]$$

И с учетом предложенной выше замены вязкости конкретной разности на индекс вязкости, собственно индекс загрязнения может быть определен как:

$$I_C = \frac{\ln(\eta_A) - \ln(I_{\eta 2})}{\alpha \ln(I_{\eta 1}) - \ln(I_{\eta 2}) - [\alpha - 1] \times \ln(\eta_A)} \quad [1.18]$$

Для УВ диапазона вязкостей 12.5 – 20 СПуаз данная формула давала хорошие результаты (Masak P.C., 2002).

Оценка вязкости пластовых флюидов в условиях присутствия фильтрата РНО всегда вызывает сложности. На рисунке (рис. 1.26) показаны распределения времен продольной релаксации T_1 полученные от флюида и фильтрата в скважине (верхний график – «а»), и при стационарных измерениях на образце «мертвой нефти» («б»). Как видно в обоих случаях пики фильтрата и пластовой смеси УВ практически совпадают, что делает невозможным интерпретацию «загрязненных» образов. Лабораторные измерения вязкости хорошо согласуются с результатами MRILab, и с расчетными значениями полученными с использованием геометрического среднего (550 мсек.) и модального (850 мсек.) распределений T_1 .

Связь продольной и поперечной составляющих ЯМР с плотностью (и вязкостью УВ) приводится на рисунке (рис. 1.27). В эксплуатационном стволе скважины в Северном Море были выполнены последовательно работы T_2 прибором MRIL-D (показаны на рисунке квадратами), а затем стационарные исследования MRILab (показаны на рисунке кружками). Измерения проводились в многопластовой нефти-конденсатной залежи. Как видно из рисунка ЯМР-свойства флюидов снижаются при возрастании вязкости, плотность нефти измерялась лабораторными сетодами в условиях близких к пластовым, а водородный индекс HI рассчитывался по данным скважинного ЯМР.

1.7.2 Основные виды стационарных ЯМР-спектрометров и потокомеров

Были разработаны и успешно применяются два вида лабораторных ЯМР-спектрометров: с незатухающей гармонической волной (continuous wave – C.W.) и преобразованием Фурье (Fourie transform - FT). Начиная с конца 70-х гг. спектромеры FT доминируют на рынке услуг (J. C. Edwards, 2002).

Спектрометры CW по своему принципу сходны с оптическими аналогами. Исследуемый образец помещается в сильное магнитное поле и частота источника медленно изменяется (в ряде случаев частота источника остается постоянной а меняется поле). Амплитуда измеряемых сигналов очень мала, поэтому при спектроскопии малых концентраций вещества возникает проблема с порогом

чувствительности прибора. Одним из возможных решений является осреднение большого числа сигналов с тем, чтобы поднять уровень отношения сигнал/шум. Случайный шум добавляется как квадратный корень из числа просуммированных сигналов. Если например сложить сто измерений, то шум возрастет в десять раз, а полезный сигнал – в сто. Такой подход не применим для спектрометров типа CW, в которых для каждой регистрации им требуется время около 8 минут.

В спектрометрах типа FT все частоты сканируются одновременно одним радиочастотным импульсом. Применяется один осциллятор (передатчик) генерирующий импульс с Ларморовской частотой. По окончании действия импульса протоны возвращаются в исходное равновесное состояние, за это время регистрируется снижение энергии называемое спадом свободной индукции (FID). Зарегистрированный сигнал ЯМР обрабатывается затем преобразованием Фурье для получения частотного спектра.

Для разделения УВ и воды приборы такого типа используются достаточно редко. Одна из публикаций Райта (I.W. Wright, 2002) приводится пример качественного анализа двух-фазовой смеси, однако описанный прибор не позволяет определять скорость потока и оценивать суммарный расход воды. Онг (Ong J.T., 2004) отмечает, что к концу 2004 г., нет ни одного коммерчески используемого потокомера, использующего ЯМР, ни для стационарных поверхностных, ни для скважинных работ. Основной задачей нового прибора будет определение скоростей потока отдельных фаз, а так-же их относительные объемы, необходима так-же независимая регистрация пластовой температуры и давления. Точность измерений должна быть не меньше, чем у существующих приборов и составлять около 3%.

Химический сдвиг

При исследовании двух- и более компонентной смеси частота резонанса протонов позволяет получать информацию о её молекулярном составе. Отношение сдвига частоты анализируемой группы протонов по отношению к основной частоте магнитного поля носит название химического сдвига (CS)¹³.

Количественно этот параметр описывается величиной δ , и определяется уравнением:

$$\delta = \frac{V_S - V_R}{V_R} \times 10^6 \quad [1.19]$$

Где «S» и «R» - соответственно объемы исследуемого образца и эталона;

Обычно сдвиг наблюдаемый в молекулах ¹H и ¹³C, сравнивают с эталонной молекулой тетраметилсилана, у которой величина $\delta = 0$. Этот эффект является результатом частичного экранирования магнитного поля электронным облаком. Химический сдвиг при ЯМР ¹H известен давно и задокументирован достаточно хорошо, для большинства органических молекул: алканов, алкенов и альдегидов (J. T. Ong, 2004, Madore B., 1999, Kruger G.J., 1983, 1996). Относительная величина сдвига в молекулах воды и функциональных групп водорода алканов и некоторых ароматических соединений приводится в таблице (таб. 1.7).

¹³ CS= Chemical Shift

Таблица 1.7. Химический сдвиг некоторых водородосодержащих групп (J. T. Ong, 2004).

ГРУППА	δ (ppm)
H ₂ O	4.5-5.0
CH ₃ -R	0.9-1.9
R-CH ₂ -R'	1.1-2.0
R-CH-R' R''	1.5-2.0
Ароматич. кольцо	7.0-8.0

На основании опубликованных работ (Bradley, W.G., 1988, Wrigt I.W., 2002) и результатов предварительного моделирования представляется возможным создание потокомера позволяющего выполнять количественные измерения ЯМР свойств флюидов в подвижной многофазовой смеси. Данные о наблюдаемом химическом сдвиге позволяют разделять вклад пластовых нефтей, газа и воды, т.к. в большинстве случаев у величины δ наблюдается разница в 2.5 ppm и выше. Условием, для уверенного выделения пиков отдельных компонент является наличие однородного магнитного поля с $\delta = 1.0$. В этом случае, для нового прибора остаются применимыми и описанные ранее методики использования времен продольной и поперечной релаксаций, поскольку наблюдается поляризация и остальные эффекты ЯМР. Определение объемов и долей различных компонент может быть получено из расчета протонной плотности отдельно для каждой фазы. Эта теоритическа разрабока, которая в нефте-газовой петрофизике может иметь ограниченное прикладное значение.

1.8. НЕКОТОРЫЕ ВОПРОСЫ РАЗРАБОТКИ РОССИЙСКОГО СКВАЖИННОГО ПРИБОРА ЯМР НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ (ЯМК-xx)

В настоящее время в скважинных исследованиях применяют несколько приборов, их детальные характеристики и описание преимуществ приводятся в различных публикациях, в том числе и в первой отечественной монографии посвященной современному ЯМР. Несколько в тени остались вопросы недостатков и ограничений которые сдерживают их повсеместное использование.

Прибор нового поколения должен сочетать в себе положительные черты предшественников но, что более важно – существенно превосходить их в области недостатков. В частности, должны быть принципиально расширены возможности его применения. Сравнительно недавно появившиеся приборы ЯМТК и ЯМК (магнитное поле Земли) не являются принципиально новыми решениями, и не отвечают повышенным требованиям.

За период 1999-2002 гг. было опубликовано несколько работ посвященных расширению применения существующих зондов ЯМР, и рекомендациям по созданию

новых приборов, в том числе работающих в режиме реального времени на колонне буровых труб (LWD/MWD). Часть этих рекомендаций была учтена и привела, в частности к модификации зондов ЯМТК, позволяющих регистрировать суммарную ЯМР-пористость MSIG и снабженных собственным каналом записи природной радиоактивности (ГК). Большая часть рекомендаций пока осталась не реализованной т.к. требует значительных временных и материальных затрат.

Отметим, что общее направление развития технологии скважинного ЯМР подтвердило целесообразность предложенных ранее изменений (моно-1). Все три новые прибора, появившиеся в период 2003-2004 гг., частично отвечают сформулированным нами требованиям, в частности в зондах MREX, MReXpert и MRIL-DR были успешно реализованы:

- Многочастотность измерений;
- Независимые измерения T_1 и T_2 ;
- Де-централизованная регистрация (снижение/исключение влияния РВО);
- Повышение глубины исследований и вертикального разрешения;
- Возможность выполнения комплекса стационарных исследований;

Ограничения и недостатки

Типичными недостатками современных приборов ЯМР являются: медленная запись, вертикальное разрешение и малая глубина исследования; в ряде случаев к ним добавляются: ограничения по сопротивлению РВО и диаметру ствола. Например эллипсоидный профиль ствола может заметно искажать данные ЯМР, делая их непригодными к дальнейшей обработки. Кроме того метод относительно сложен, требует внимательного предварительного планирования и не всегда дает достоверные результаты без предварительной калибровки по керну/флюидам (Djafarov I.S., 2004).

Все существующие ЯМР зонды получают информацию от полностью или частично промытой зоны, где вклад УВ минимален, при этом глубина исследования составляет первые сантиметры (рис 1.28). Для того, чтобы реально выделять и/или количественно характеризовать продуктивные интервалы глубину исследования необходимо увеличить на порядок. Решить это можно изменив собственно магнит или конфигурацию магнитного поля и/или снабдив зонд прижимным устройством.

Необходимость предварительного планирования, сложность регистрации и предварительной обработки так-же сдерживают повсеместное применение ЯМР. Практически во всех случаях использования зарубежных приборов основным независимым параметром, получаемым от ЯМР является количество капиллярно-связанной влаги (BVI). Использование многочастотных зондов или стационарных замеров (MRF) позволяет регистрировать данные нескольких активаций и, в ходе последующей обработки, рассчитывать остаточное УВ-насыщение и иногда вязкость УВ в пластовых условиях. Вся эта информация поступает от эффективной ЯМР-пористости (MPHI), но при этом не учитываются данные "частичного восстановления" т.е. влага микропористости (CBW) в глинистых частицах. Эта величина используется в двух случаях: при расчете проницаемости методом и при оценке водонасыщенности уравнениями типа двойной воды.

Согласно работам ряда литологов (Viveck, 2000) частицы глинистой размерности, формирующие аргиллиты содержат на себе несколько слоев воды, часть из которых обладает проводимостью, но не распознается современными приборами скважинного ЯМР. Возможность регистрации ранних вступлений определяется минимально возможными расстоянием между эхо-сигналами. У CMR+ оно составляет $T_E=0.2$, а у MRIL и MREX - 0.6 мсек. Однако ни один из существующих скважинных приборов не регистрирует полностью всю проводящую влагу. Таким образом CBW, а следовательно и общая ЯМР-пористость являются измерениями, которые заранее занижены а затем «восстановлены» экстраполяцией. При специфичной литологии коллектора (например черные сланцы) результаты могут не коррелироваться с традиционными методами пористости ГИС и/или данными керна.

Объем глинисто-связанной влаги изначально оценивался по объему глинистой составляющей, а она, в свою очередь - по одной из "стандартных" методик оценки глинистости. Следовательно, регистрация суммарной ЯМР-пористости может быть успешно заменена на запись только эффективной составляющей. Общую ЯМР-пористость следует относить к возможно перспективным разработкам, но для большинства терригенных коллекторов с легкими и/или средней вязкости УВ эта информация не является критически важной.

Основные рекомендации

Компания Ньюмар (Numar) вышла на рынок каротажных услуг с прибором одного типа. В области комплекса ГИС, это сравнительно небольшая компания не могла конкурировать с такими гигантами как Шлюмберже, Дрессер, Герхард и Халлибуртон. Ньюмар предложил зонд, который принципиально отличался от всех предшественников в первую очередь физикой процесса регистрации - получаемый им сигнал шел от подвижных флюидов. Это оказался нужный но дорогостоящий метод, клиенту передавалось большое количество измерений, в том числе и материалы обработки всего комплекса методов открытого ствола. Такой подход можно было условно назвать "ЯМР для богатых", поскольку он выполняется в ограниченном числе скважин, и за большую, по сравнению со стандартным комплексом стоимость. Обработка его исходных данных была доступна исключительно представителям сервисной компании, как правило, выполнялась совместно со стандартными ГИС, желательно при поддержке керна материалом.

Компания Шлюмберже являясь лидером на рынке услуг ГИС, предложила *комбинационный* прибор, который дополнял методы стандартного комплекса. Использование CMR показало обоснованность такого подхода, однако все коммерчески применяемые зонды работали на одной частоте, для выполнения работ с двойными временами им требуется две или более СПО, что в ряде случаев удорожает стоимость работ и затрудняет переобработку. Точечные измерения типа MRF внесли принципиально новое решение, и успешно применяются как в России так и за рубежом.

Применительно к Российским условиям, и в частности, к Западно-Сибирскому НГБ, использование приборов ЯМР требует калибровки к местным условиям. Например выполнению методических работ в серии опорных скважин где был отобран керн, и последующей переобработке всего комплекса данных. Работы, выполненные в 2002 г.,

показали, что даже в этом случае остаются пока нерешенными вопросы экстраполяции таких детальных исследований на остальные скважины куста/месторождения. Ряд требований неизбежно приводит к противоречиям: например снижение стоимости работ, веса и повышение скорости записи или увеличение глубины исследований и многочастотность измерений. Поэтому необходима одновременная разработка нескольких вариантов скважинного прибора, в которых основа будет единой, а дополнительная функциональность обеспечивается модульными блоками.

Прибор должен быть выполнен в двух модификациях: основной/«облегченный» вариант для стандартных работ по оценке спектрального распределения пористости в интервале 0.5-2000 мсек., и выделении сигнала от УВ составляющей; и «специализированный» вариант для скважинных исследований расширенного комплекса ГИС. Принципиальным отличием нового Российского прибора ЯМР должна быть относительно высокая скорость регистрации, простота использования и высокая надежность применения в различных условиях.

Новый прибор Ядерно-Магнитного Каротажа - ЯМК-хх должен удовлетворять следующим требованиям¹⁴:

- Градиентное магнитное поле;
- Повышенная глубина проникновения и вертикальное разрешение;
- Одновременная регистрация двух и более активаций (многочастотность);
- Возможность независимой регистрации параметров T_1 и T_2 ;
- Отсутствие ограничений по диаметру ствола и типу флюида (эксцентриситет);
- Повышенная скорость регистрации (пре-поляризационные магниты);
- Одновременная регистрация ГК и профилометрии;
- Увеличение объема исследований до 900 см³;
- Возможность одновременной регистрации АК/ГГК-п и ИК различной глубинности;

Предлагаемые характеристики скважинного прибора ЯМК-хх приводятся в таблице (таб. 1.8). Помимо создания собственного скважинного прибора ЯМР, рекомендуется начать исследования возможностей его практического применения для измерений на колонне буровых труб. При этом за основу необходимо взять основной «облегченный» вариант, требующий минимальных изменений, а главной задачей будет модификация антенны поскольку потребуется цилиндрический магнит, и учет и компенсация за вибрацию при бурении.

Дополнительные рекомендации

Уменьшение размера магнитной антенны до 25-30 см. Это позволит существенно снизить вес и стоимость прибора и позволит выполнять измерения в наклонных и горизонтальных стволах. Очевидно, что уменьшение размера антенны приведет к ослаблению получаемого сигнала и, при одинаковой скорости регистрации¹⁵,

¹⁴ Даются качественные характеристики, более конкретные величины ряда параметров будут установлены на основе переобработки данных лабораторных анализов выполняемых сейчас в г. Твери.

¹⁵ Необходимо помнить, что вертикальное разрешение скважинного ЯМР является динамической величиной, т.е. зависит от скорости регистрации.

снижению отношения сигнал/шум. Для компенсации этих негативных эффектов необходимо увеличить число регистрируемых частот в низкочастотного диапазона. Выполненное моделирование показало, что для зонда типа ЯМТК (несущая частота 730 кГц) потребуется две дополнительные частоты, при этом максимальное вертикальное разрешение составит 60-90 см. На рисунке (рис. 1.28) приводится сравнение частотных диапазонов и связанных с ними глубин исследования различных скважинных приборов. У всех рассмотренных зондов просматривается устойчивая тенденция к а) расширению диапазона частот резонанса, и б) увеличению глубины исследований.

Новый прибор должен иметь встроенный акустический каверномер (шести- или четырех-позиционный) и канал регистрации природной радиоактивности (ГК). Необходимо предусмотреть соединение, позволяющее выполнять регистрацию ЯМР в связке с приборами стандартного комплекса: КС и АК, и расширенного – микрозондов, плотностного каротажа и сканнеров.

Стандартное число регистрируемых эхо-сигналов для карбонатного разреза с кавернозной или кавернозно-поровой/трещинной пористостью должно быть увеличено до 550-600 и не должно быть меньше 400. Отметим, что в сложившейся практике работ стандартная регистрация выполняется с $N_E = 400$, что достаточно для определения эффективной пористости терригенного разреза, например песчаников группы АВ или ачимовской пачки Западной Сибири. При регистрации в карбонатных разрезах или при записи для выделения диффузионной компоненты (оценка вязкости), число регистрируемых эхо-сигналов обычно снижается до 133, что недопустимо. Для адекватного покрытия все области возможных значений нужно использовать специальные активации тройного времени задержки. Для карбонатных разрезов Венесуэлы и Индонезии успешно применялись следующие комбинации $T_W = (1:4:12)$, $(1:6:12)$, $(2:4:12)$ и $(2:6:12)$ сек. Соответственно, активации со средним временем в 4 сек. использовались для нефтеносных коллекторов, а 6 сек. для газоносных.

Для сложных условий или при необходимости сократить время записи разрабатывается специальный режим «регистрации капиллярной воды», при котором сознательно опускаются данные коротких компонент спектра T_2 (влага микропористости), и некоторой части длинных компонент T_2 (ИСФ). Одновременно с этим, необходимо предусмотреть возможность выполнения и специальных исследований по оценке остаточных УВ в зоне проникновения, определению вязкости нефти в пластовых условиях, изменения смачиваемости и типизации комплексов глинистых минералов. Наиболее существенным моментом, необходимым для этого является расширение диапазона времени между эхо-сигналами как в области малых ($T_{Emin} = 0.2-0.4$ мсек.), так и больших ($T_{Emax} = 4.8 - 6.0$ мсек.) времен.

Этот прибор будет ориентирован на скорейшее включение в стандартный комплекс ГИС обязательный к выполнению в каждой разведочной или поисковой скважине. Его основной задачей будет определение спектрального распределения эффективной ЯМР-пористости. Расширенный вариант исследований будет рекомендован для всех скважин в которых предусматривается отбором керна, и/или оценочных скважин.

1.8.1. КОНСТРУКТИВНЫЕ ОСОБЕННОСТИ

Основной (поляризационный) и дополнительные (пре-поляризационные) магниты.

Практика выполнения скважинных работ 2001-2002 гг. на территории Западной Сибири, Зауралья и Оренбургской области показывает, что предпочтительным является использование магнита выполненного с редкоземельными присадками из NdFrB, разработанном ОАО НПЦ «Тверьгеофизика». Согласно представленным «Тверьгеофизикой» данным, этот магнит имеет остаточную индукцию $B_r = 10000-11000$ Гаусс, и благоприятную температурную характеристику (изменение напряженности поля составляет 3-5% на 100°C), и сохраняет свои свойства при очень низких температурах, что является принципиальным преимуществом для работ на месторождениях Сибири, Тиман-Печорского бассейна и Казахстана. Однако магнит из NdFrB является «проводящим» и добротность радиочастотной катушки навитой непосредственно на него падает. Для ЯМТК была разработана новая схема которая позволила сохранить все характеристики полей в зоне исследования, и исключила влияние «проводящего» магнита на радиочастотную катушку. При меньших габаритах и весе антенны получены характеристики зонда аналогичные MRIL (радиус зоны исследования 180 мм., частота прецессии 730 кГц, добротность радиочастотной катушки 110). Поэтому есть основания полагать, что материал типа NdFrB более перспективный, так как позволяет создавать зонды меньшего диаметра с хорошими температурными характеристиками.

В приборе «расширенного комплекса» два магнита располагаются сверху и снизу от основной антенны, а в приборе «стандартного комплекса» есть только один верхний пре-поляризационный магнит.

Многочастотность измерений

Нужны как минимум четыре частоты, чтобы с активациями нового типа выполнять одновременную регистрацию параметров T_1 и T_2 при различных временах T_w-T_E . Однако для расширения возможностей ЯМР, и в частности для повышения отношения сигнал/шум необходимо увеличение числа частот до 12 - 18-ти. В настоящее время зарубежные аналоги работают на 6-ти - 8-ми частотах, но эта область постоянно совершенствуется. Количество частот определяется электроникой и не влияет на вес или конструкцию собственно зонда.

Дополнительные измерения выполняемые одновременно с ЯМР

Поскольку регистрация эхо-сигналов происходит в событийном масштабе, для привязке по глубине используют записываемую в отдельном канале кривую ГК. Необходимо дополнить канал измерений радиоактивности и снабдить прибор акустическим (или механическим) каверномером/пофилемером, 6-ти точечного типа. Данные профилометрии будут использоваться для введения поправок и выделения проблематичных участков. Каверны и крупные «вывалы» не позволят выполнить корректные ЯМР-измерения, такие участки должны исключаться из обработки. В

приборе «расширенного комплекса»предусматривается связка с зондом КС – БК и акустического метода.

Отклонители/прижимные рычаги

Для создания эксцентриситета и обеспечения максимально возможного плотного контакта со стенкой скважины в приборе предусмотрены 2 прижимных устройства. Прижимные устройства направлены на увеличение глубины исследования зонда, снижение эффектов проводимости жидкости, заполняющей ствол скважины, и исключение влияния «эллипсоидных» профилей ствола. Помимо двух рычагов, необходимо расположить несколько предохранительных колец, которые исключат механические повреждения магнитной антенны шероховатостями ствола.

Приемная антенна

Антенна должна обеспечивать вертикальное разрешение в стационарном режиме не порядка 200 мм., при глубине исследований (ГИ) до 150 мм. Уменьшение размера магнитной антенны позволит существенно снизить вес и стоимость прибора и позволит выполнять измерения в направленно-наклонных и горизонтальных стволах. Очевидно, что это приведет к ослаблению получаемого сигнала и, при одинаковой скорости регистрации¹⁶, снижению отношения сигнал/шум. Для компенсации этих негативных эффектов необходимо увеличить число регистрируемых частот в низкочастотном диапазоне. Выполненное моделирование показало, что для зонда типа ЯМТК (несущая частота 730 кГц) потребуется три-четыре дополнительные частоты, при этом максимальное вертикальное разрешение составит 400-600 мм. Габариты и вес прибора не задаются, представляется очевидным, что оба параметра должны быть минимальными, без ущерба качеству измерений.

Максимально допустимая в рабочем режиме температура 170°C, максимальное давление 170 Мпа (~1700 Атм.). Дополнительно необходимо разработать схему крепления приборов на колонне буровых труб для выполнения измерений при спуске и/или подъеме в режиме «аварийной скорости», в наклонно-направленных и горизонтальных участках ствола.

Количество регистрируемых при СПО эхо-сигналов (N_E) может варьироваться от 200 до 1000, их длительность T_R от 10 до нескольких миллисекунд, а время T_E от 0,2 до нескольких мсек. Учет влияния термобарических условий на амплитуду сигнала не отличается от стандартных процедур которые проводятся при любых ядерно-магнитных исследованиях, частично эти поправки вводятся автоматически в процессе регистрации.

1.8.3. ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

Существующее программное обеспечение требует существенной доработки. В настоящее время отсутствует единый пакет, который позволял бы выполнять все

¹⁶ Необходимо помнить, что вертикальное разрешение скважинного ЯМР является динамической величиной, т.е. зависит от скорости регистрации.

операции с данными ЯМР-каротажа и включать в обработку дополнительную информацию (керна, флюиды, ИП). Большинство программ (DPP, CMR-Advisor и NMR-Studio) неинтуитивны, требуют специального обучения и достаточно "капризны" в практическом использовании. Рекомендуется разработка собственного пакета программ включающего несколько самостоятельных модулей:

- Планирования скважинных работ;
- Петрофизической обработки спектральной пористости;
- Петрофизической обработки насыщенности;
- Статистической обработки;
- Прямого моделирования ЯМР по результатам:
 - стандартного комплекса ГИС;
 - расширенного комплекса ГИС;
 - ГИС и данных испытаний;

Независимое моделирование основывается на оценке литологии и структуры глинистой составляющей, по всей имеющейся информации. Это важный инструмент для дальнейшей экстраполяции детальных исследований выполненных в ограниченном количестве скважин на все месторождение/залежь или площадь. Особенно важно применение такого подхода в ситуациях когда регистрация ЯМР по каким-то причинам невозможна: обсаженный ствол, ликвидация, сложные геологические условия. Это сравнительно новое направление, активно разрабатываемое и успешно эксплуатируемое консалтинговыми компаниями. Успешно используется пакет Logic (Log/C) разработанный Logicom Computer Services UK Ltd., использующий «fuzzy logic». Активно применяется для переобработки скважинных материалов частная программа компании NMR Petrophysics, Inc., (руководитель Brian Stambaugh).

Вскоре после покупки Ньюмара, бывшие его менеджеры Аллен Ховард и Двэй Вивер (A. Howard и D. Weaver) организовали консалтинговую фирму NuTech Energy Alliance corporation (часто называемую просто NuTech). На базе широко применяемого пакета Petcom (компания Fugro) они предложили целый набор алгоритмов для переобработки спектральной ЯМР-пористости, и для моделирования капиллярной влаги. Этот подход оказался исключительно удачным и позволил существенно улучшить комплексную интерпретацию ГИС, например во многих сложнопостроенных газоносных коллекторах Техаса и Луизианы.

Исследования в этом направлении так-же ведутся в: центрах SINTEF Petroleum Research и NMR Centre связанными с Норвежским Университетом (Norwegian University of Science and Technology).

Рекомендованный к разработке пакет должен выполнять следующие функции:

- Полный набор "стандартной" обработки ГИС;
- Коррекция, фильтрация и нормализация T_2 и T_1 ;
- Различные варианты инверсии спада $T_{1/2}$ в волновое распределение;
- Считывание и обработку полевых материалов (спадов) существующих зондов и ЯМК-хх;
- Опративное сравнение волновых распределений и эхо-спадов $T_{1/2}$ (модель-ГИС-керна);
- Ввод различных поправок в полуавтоматическом режиме;

Вывод на дисплей данных в векторном формате;

Калибровка по керну/флюидам/ИП. Создание и оформление "Российского каталога ЯМР-свойств коллекторов и флюидов".

В настоящий момент обработка результатов скважинного ЯМР долгая и требует дополнительной информации, в противном случае она основывается на предположениях и параметрах выбранных произвольно. Например, оценка спектрального распределения пористости требует знания граничных значений "отсечек" ($T_{2CUT-OFF}$), а расчет проницаемости - определения литологически зависимых коэффициентов. Ограниченное количество профессионалов в полной мере осознают все сложности и могут выполнять такую обработку корректно. Для широкого применения метода ЯМР необходимо создание собственного каталога, основанного на лабораторных (стационарных) замерах и покрывающего возможно большее количество разнообразных пород, а так-же образцов пластовых флюидов и фильтратов БР. В настоящее время наиболее известным и широко используемой базой данных является "A.R.T. Sandstone Reservoir Catalogue" и несколько менее известным: "A.R.T. Carbonate Reservoir Catalogue". Во многих случаях при отсутствии данных керна или шламма выбор параметров для окончательной ЯМР-интерпретации основывается на подборе возможных аналогов из указанных каталогов.

В России систематическое изучение образцов пород и флюидов современным многочастотным ЯМР градиентного поля началось примерно с 1998 г. За это время был накоплен значительный опыт работ и собрано большое количество уникального материала. Рекомендуется провести 1) сбор и обобщение уже имеющихся результатов, 2) дополнение необходимых измерений традиционными методами и 3) расширение образцами опорных скважин. При этом особое внимание следует уделять получению данных по сложнопостроенным коллекторам, например: коре выветривания, толщам внедрения, продуктивным интервалам Абалакской, Баженовской, Викуловской и Кузнецовской свит, и сильно глинистым терригенным разностям.

ТАБЛИЦА 1.8 Некоторые параметры существующих приборов скважинного ЯМР

	CMR-200	MRIL-C	MRIL-D	MRI-LWD	MREX ¹⁷	ЯМТК ¹⁸	ЯМК-хх ¹⁹
T_E (мсек)	0.2 -	1.2 -	0.6 -	0.6 -	0.6 - ?	0.8-4.8	0.2/0.5-6.0
N_E	400	500	1000	400	800	400-1000	400-1000
V_0 (см ³)	40	610	2250	600+	n/a	300	900
N частот	1	2	9	2	6	3	4-6
ППМ ²⁰	нет	нет	да	нет	нет	нет	да
Вес (кг)	170	578/669			230	300	?
T_{MAX} (C)	175	155			175		190
P_{MAX} (Атм)	1700	1360			1360		2000

¹⁷ MR Explorer – экспериментальный прибор компании Baker Atlas

¹⁸ прибор компании Computalog и Тверьгеофизики

¹⁹ Рекомендации для нового прибора

²⁰ Пре-поляризационные магниты

ПРИЛОЖЕНИЯ

Параметры типичных активаций прибора MREX

Таблица 1.9. Активация «связанная вода»

ЧАСТОТА (кГц)	ГИ (мм)	ИМПУЛЬС	T _W (мсек)	T _E (мсек)	N _E	N _{REP}
870	63.5	1B	2000	0.4	225	1
870	63.5	1C	20	0.4	25	22
775	71.1	2B	2000	0.4	225	1
775	71.1	2C	20	0.4	25	22

Таблица 1.10. Активация «пористость-проницаемость»

ЧАСТОТА (кГц)	ГИ (мм)	ИМПУЛЬС	T _W (мсек)	T _E (мсек)	N _E	N _{REP}
870	63.5	1A	6100	0.6	833	1
870	63.5	1C	30	0.6	16	34
550	94	2D	7400	0.6	50	1
550	94	2E	100	0.6	50	1
690	78.74	3D	6450	0.6	50	1
690	78.74	3E	100	0.6	50	1
690	78.74	3C	30	0.6	16	34
775	71.1	4A	6100	0.6	833	1
775	71.1	4C	30	0.6	16	34
495	104.1	4D	7400	0.6	50	1
495	104.1	5E	100	0.6	50	1
620	86.4	6D	6450	0.6	50	1
620	86.4	6E	100	0.6	50	1
620	86.4	6C	30	0.6	16	34

Таблица 1.11. Активация «пористость-проницаемость и нефть»

ЧАСТОТА (кГц)	ГРАДИЕНТ (Гаусс/см)	ГИ (мм)	ИМПУЛЬС	T _W (мсек)	T _E (мсек)	N _E	N _{REP}
870	33	63.5	1A	5100	2.1	238	1
870	33	63.5	1B	1000	2.1	238	1
870	33	63.5	1C	30	0.6	16	22
775	28	71.1	2A	5100	0.6	833	1
775	28	71.1	2B	1000	0.6	833	1
775	28	71.1	2C	30	0.6	16	22
690	23	78.7	3A	5100	1.5	333	1
690	23	78.7	3C	30	0.6	16	12
690	23	78.7	3D	50	0.6	16	8
690	23	78.7	3E	100	0.6	50	4
690	23	78.7	3F	200	0.6	83	4

Таблица 1.12. Активация «пористость-проницаемость и газ»

ЧАСТОТА (кГц)	ГРАДИЕНТ (Гаусс/см)	ГИ (мм)	ИМПУЛЬС	T _W (мсек)	T _E (мсек)	N _E	N _{REP}
690	23	78.7	1A	9000	0.6	700	1
690	23	78.7	1B	1000	0.6	700	1
690	23	78.7	1C	20	0.4	25	32
870	33	63.5	2A	8000	0.6	700	1
870	33	63.5	2B	1000	0.6	700	1
870	33	63.5	2C	20	0.4	25	32
870	33	63.5	2D	50	0.6	16	8
870	33	63.5	2E	100	0.6	16	4
620	20	86.4	3A	9000	0.6	700	1
620	20	86.4	3B	1000	0.6	700	1
620	20	86.4	3C	20	0.4	25	32
775	28	71.1	4A	8000	0.6	700	1
775	28	71.1	4B	1000	0.6	700	1
775	28	71.1	4C	20	0.4	25	32
775	28	71.1	4D	50	0.6	16	8
775	28	71.1	4E	100	0.6	16	4
550	17	94	5A	11000	0.6	700	1
550	17	94	5C	20	0.4	25	32
495	14	104.1	6A	11000	0.6	700	1
495	14	104.1	6C	20	0.4	25	32

Параметры типичных активаций прибора MRIL-D

Таблица 1.13. Активации одиночных времен T_W-T_E

ГРУППА	ЧАСТОТЫ (канал)	T _W (мсек)	T _E (мсек)	N _E	RA
DTP7-8	0-3	7.8	1.2	400	16
DTP9-5	0-3	9.6	1.2	400	16
DTP12	0-3	12	1.2	400	16
Номинальные частоты каналов MRIL					
	0	590			
	1	620			
	2	650			
	3	680			
	4	760			

Таблица 1.14. Активации двойных времен T_W – одинарных времен T_E

ГРУППА	ЧАСТОТЫ (канал)	T _W (мсек)	T _E (мсек)	N _E	RA
DTW	0,1,2,3	12.2-1.0	1.2	400-400	16-16
DTW-1	0,1,2,3	12.2-1.0	2.4	200-200	16-16

DTW-2	0,1,2,3	12.2-1.0	3.6	133-133	16-16
DTW-3	0,1,2,3	12.2-1.0	4.8	100-100	16-16
DTW-4	0,1,2,3	12.2-1.0	6.0	80-80	16-16
DTWA	0,1,2,3	12.7-2.0	1.2	400-400	16-16
DT 10001	0,1,2,3	15.0-1.0	1.2	1000-1000	8-8
DR 10002	0,1,2,3	12.0-2.0	1.2	1000-1000	8-8

Таблица 1.15. Активации двойных времен T_E – одинарных времен T_E

ГРУППА	ЧАСТОТЫ (канал)	T_W (мсек)	T_E (мсек)	N_E	RA
DTE 108	0,1,2,3	8	1.2-2.4	400-200	16-16
DTE 110	0,1,2,3	10	1.2-2.4	400-200	16-16
DTE 112	0,1,2,3	12	1.2-2.4	400-200	16-16
DTE 208	0,1,2,3	8	1.2-3.6	400-133	16-16
DTE 210	0,1,2,3	10	1.2-3.6	400-133	16-16
DTE 212	0,1,2,3	12	1.2-3.6	400-133	16-16
DTE 308	0,1,2,3	8	1.2-4.8	400-100	16-16
DTE 310	0,1,2,3	10	1.2-4.8	400-100	16-16
DTE 321	0,1,2,3	12	1.2-4.8	400-100	16-16
DTE 408	0,1,2,3	8	1.2-6.0	400-80	16-16
DTE 410	0,1,2,3	10	1.2-6.0	400-80	16-16
DTE 412	0,1,2,3	12	1.2-6.0	400-80	16-16
DTE 193-7	0-1	3.7	1.2-2.4	400-200	8-8
DTE 203-7	0-1	3.7	1.2-3.6	400-133	8-8
DTE 303-7	0-1	3.7	1.2-4.8	400-100	8-8
DTE 403-7	0-1	3.7	1.2-6.0	400-80	8-8

Таблица 1.16. Активации двойных времен T_W и T_E

ГРУППА	ЧАСТОТЫ (кГц)	T_W (мсек)	T_E (мсек)	N_E	RA
DTWE 1	620	12.2-1.0	1.2-2.4	400-200	8-8
DTWE 2	650	12.2-1.0	1.2-3.6	400-133	8-8
DTWE 3	680	12.2-1.0	1.2-4.8	400-100	8-8
DTWE 4	760	12.2-1.0	1.2-6.0	400-80	8-8

Параметры типичных активаций прибора Ориентированного Резонанса

Таблица 1.17. Активации класса «пять групп»

ГРУППА	ЧАСТОТЫ (канал)	T_W (мсек)	T_E (мсек)	N_E	RA
DTWE1ABC	0,1	12.2-1.0	1.2	400-400	8-8
DTWE1DEC	2,3	12.2-1.0	2.4	400-200	8-8
DTWE1ADC	0,1,2,3	12.2	1.2-2.4	400-200	8-8
DTWE2ABC	0,1	12.2-1.0	1.2	400-400	8-8
DTWE2DEC	2,3	12.2-1.0	3.6	133-133	8-8
DTWE2ADC	0,1,2,3	12.2	1.2-3.6	400-133	8-8
DTWE3ABC	0,1	12.2-1.0	1.2	400-400	8-8
DTWE3DEC	2,3	12.2-1.0	4.8	100-100	8-8

DTWE3ADC	0,1,2,3	12.2	1.2-4.8	400-100	8-8
DTWE4ABC	0,1	12.2-1.0	1.2	400-400	8-8
DTWE4DEC	2,3	12.2-1.0	6.0	80-80	8-8
DTWE4ADC	0,1,2,3	12.2	1.2-6.0	400-80	8-8

Параметры типичных активаций прибора MRX

Таблица 1.18. Активация радиального профиля

ГРУППА	ЧАСТОТЫ (кГц)	T _W (мсек)	T _E (мсек)	N _E	N _{REP}
1	1100	10000	0.6	1000	1
2	1100	8	0.6	8	32
3	1100	16	0.6	16	8

Таблица 1.19. Активация профиля повышенного разрешения

ГРУППА	ЧАСТОТЫ (кГц)	T _W (мсек)	T _E (мсек)	N _E	N _{REP}
1	1100	10000	0.6	500	1
2	1100	8	0.6	8	24
3	1100	16	0.6	16	8

Таблица. 1.20. Активация профиля насыщений

ГРУППА	ЧАСТОТЫ (кГц)	T _W (мсек)	T _E (мсек)	N _E	N _{REP}
1	1100	10000	0.6-0.6	1000	1
2	1100	3000	0.6-0.6	1000	1
3	1100	3000	3.0-4.0	1000	1
4	1100	3000	4.0-5.0	1000	1
5	1100	3000	5.0-7.0	1000	1
6	1100	3000	7.0-10.0	1000	1

ССЫЛКИ

Akkurt R., Carl-Magnus Fransson, James M. Witkowsky, William M. Langley, Boqin Sun, Andrew McCarty, 2004. Fluid Sampling and Interpretation with the Downhole NMR Fluid Analyzer. SPE 90971.

Cao Minh, C. et al.: "Integration of NMR with Other Openhole Logs for Improved Formation Evaluation," SPE 49012 published in SPE Formation Evaluation Journal, 2000.

Catalano, D. et al.: "A Maximum-Entropy Analysis of the Problem of the Rotametric Distribution for Substituted Biphenyls Studied by ^1H Nuclear Magnetic Resonance Spectroscopy in Nematic Liquid Crystals", J. Chem. Phys., 94, 3928, (1991)

Chanh Cao Minh, Nick Heaton, Raghu Ramamoorthy, Elmar Junk, Eric Decoster, Jim White, Ramsin Eyvazzadeh, Osama Al-Yousef, Darren McLendon, "Planning and Interpreting NMR Fluid Characterization Logs," SPE 84478, presented at the SPE annual conference 5-8 Oct. Denver, Co, 2003.

Chen S., D. Beard, M. Gillen, S. Fang, and G. Zhang MR EXPLORER LOG ACQUISITION METHODS: PETROPHYSICAL-OBJECTIVE-ORIENTED APPROACHES. SPWLA 44th Annual Logging Symposium, June 22-25, 2003.

DePavia L., N. Heaton, D. Ayers, R. Freedman, R. Harris, B. Jorion, J. Kovats, B. Luong, N. Rajan, R. Taherian, K. Walter, D. Willis, Jeffrey Scheibal, Serena Garcia. A Next-Generation Wireline NMR Logging Tool, SPE 84482.

Djafarov I.S., Khafizov S.F., Syngaevsky P.E., NMR Applications in Reservoirs with Complex lithology: a Case Study. Petrophysics vol 45. #2. March-April. Originally presented at the SPWLA 44th Annual Logging Symposium, June 22-25, 2003 Galveston, TX, paper III.

Gozalpour, F., Danesh, A., Tehrani, D., Todd, A., and Tohidi B.: "Predicting Reservoir Fluid Phase and Volumetric Behavior from Samples Contaminated with Oil-Based Mud", paper SPE 56747, presented at the 1999 SPE ATCE, Houston, TX.

Slijkerman, W. F. J. et al.: "Processing of Multi-Acquisition NMR Data", SPE 56768 presented at the SPE annual conference 3-6 Oct. Houston, Texas, 1999.

Freedman, R. et al.: "A New NMR Method of Fluid Characterization in Reservoir Rocks: Experimental Confirmation and Simulation Results", SPE 75325 published in the SPE Journal, 2001.

Freedman, R. et al.: "Combining NMR and Density Logs for Petrophysical Analysis in Gas-Bearing Formations," paper II, SPWLA annual logging symposium, Keystone, Colorado, 1998.

Freedman, R. et al.: "Wettability, Saturation, and Viscosity Using the Magnetic Resonance Fluid Characterization Method and New Diffusion-Editing Pulse Sequences", SPE 77397 presented at the SPE annual conference Sep. 29 - Oct. 2 San Antonio, Texas, 2002.

Heaton, N.: "Method for Analysing Multi-measurement NMR Data ", internal memo, Oct. 2002.

Hurlimann M. D. et al.: "Diffusion-Editing: New NMR Measurement of saturation and Pore Geometry," SPWLA annual logging symposium June 2-5, Oslo, Japan, 2002.

Hurlimann, M. D. et al.: "Restricted Diffusion in Sedimentary Rocks, Determination of Surface-area-to-volume Ratio and Surface Relaxivity", Journal of Magnetic Resonance, Series A, vol. 111, p. 169-178, 1994.

LaTorraca, G. A. et al.: "Magnetic Susceptibility Contrast Effects on NMR T2 Logging", paper JJ, SPWLA annual logging symposium, Paris, France, 1995.

Madore B, Glover G.H. and Pelc N.J.; Unaliasing by Fourier Encoding the Overlaps Using the Temporal Dimension (UNFOLD), applied to cardiac imaging and fMRI: Mag. Reson. Med., 42, pp. 813-828; (1999).

Masak P.C., J. Bouton, M.G. Prammer, S. Menger, E. Drack, B. Sun, JK-J Dunn, M. Sullivan. Field test results and applications of downhole magnetic resonance fluid analyzer. 2002, June 2-5, SPWLA 43rd Annual Logging Symposium, paper GGG.

Mullins, O. C., and Shoroer, J. J.: "Real-Time Determination of Filtrate Contamination During Openhole Wireline Sampling by Optical Spectroscopy", paper 63071 presented at the 2000 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, TX, Oct. 1-4.

Ong J.T., Quant, M.B. Oyenevin, E.J. Coutt, I.M. MacLean. In Well Nuclear Magnetic Resonance (NMR) Multiphase Flowmeter in the Oil and Gas Industry. 2004, SPE 89978.

Prammer M.G., Bouton J., Masak P., and Menger S., 2001. Assessment of Sample Contamination by Downhole NMR Fluid Analysis. Paper SPE-71714, presented at 76th Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA September-30 October-03.

Prammer M., S. Menger, S. Knizhnik, G. Goodman, E Harris and E. Drack. Directional resonance: new application for MRIL, 2003. SPE paper 84479.

Todd, M. R., and Longstaff, W. J.: "The Development, Testing and Application of a Numerical Simulator for Predicting Miscible Flood Performance", Journal of Petroleum Technology (July 1972) 874-77.

Venktamaranan et.al., 2002. Nuclear Magnetic Resonance Measurements and Methods of Analyzing Nuclear Magnetic Resonance Data. Us Patent No 6,462,542.

Watanabe, Y. and Nakashima, Y. (2001), "Two-Dimensional Random Walk Program for the Calculation of the Tortuosity of Porous Media, Journal of Groundwater Hydrology, 43, 13-22.

Watanabe, Y. and Nakashima, Y. (2001), ExpFit.nb: "A MATHEMATICA program for the data processing of transverse relaxation times in nuclear magnetic resonance logging", Bulletin of the Geological Survey of Japan, 52, 321-325.

Wright I.W., Lastockin D and Allsopp K; Low Field NMR Water Cut Metering: SPE 77408, paper prepared for presentation at the SPE ATCE (Sept 29 to Oct. 2nd, 2002), San Antonio, Texas, USA: (2002).

Дополнительная библиография

Beard, D., Chen, S., Georgi, D., Gillen, M., "A New Generation NMR Logging Instrument Simplifies Data Acquisition". 2003 SPE ATCE, Denver, CO.

Bradley W.G Jr.: Chapter 7: Flow Phenomenon; Magnetic Resonance Imaging, Ed. Stark DD., Bradley W.G. Jr., The C.V. Mosby Company; (1988).

Bouton, J., Prammer, M. G., Masak, P. C., and Menger, S.: "Assessment of Contamination by Downhole NMR Fluid Analysis", paper SPE 71714 presented at the 2001 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA, Sept. 30-Oct. 3.

Cao Minh, C. et al.: "Planning and Interpreting Fluid Characterization Logs", paper SPE 84478 presented at the 2003 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, U.S.A., 5-8 October

Chen, S, Hursan, G., Georgi, D., "Maximum Use of Multiple Gradient, Multiple TE NMR Log Data". 2003 SPE ATCE, Denver, CO.

Costing P.H. and Trappeniers H.J.: Proton-Spin-Lattice Relaxation and Self-Diffusion in Methane: III. Interpretation of Proton-Spin-Lattice Relaxation Experiments: Physica, 51, pp. 395; (1971).

Fang, S., Chen, S., and Georgi, D., "SIMET for Fluid Characterization: Processing Algorithms and Implementation," BA Internal Report, 2002.

Genthe W.K., Vander Heyden W.R., Battocletti J.H., McCormick W.S. and Snowball H.M.; NMR Applied to Flow Measurement: Instrum. Technol, 15; pp. 53-58; (1968).

Heaton, N. J., et al.: "Applications of a New-Generation NMR Wireline Logging Tool," paper SPE 77400 presented at the 2002 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, TX, Sept. 29 - Oct. 2.

Hirasaki, G. J., Lo, S.-W., and Zhang, Y.: "NMR Properties of Petroleum Reservoir Fluids", paper presented at the 6th International Conference on Magnetic Resonance in Porous Media, Ulm, Germany, Sept. 8-12, 2002.

Jackson, J. A.: "Los Alamos NMR Well Logging Project," Concepts in Magnetic Resonance 13, no. 6 (2001) 368-378.

Kriiger G.J., Haupt J and Weiss R; A Nuclear Magnetic Resonance (NMR) Method for the Investigation of Two Phase Flow: In Measuring Techniques in Gas-Liquid Two-Phase Flows. IUTAM Symposium, Nancy, France (1983), pp. 435-454; Eds. Delhay J.M. and Cognet, G., Springer, Berlin, Heidelberg; (1984).

Kriiger G.J., Birke A. and Weiss R.; Nuclear Magnetic Resonance (NMR) Two Phase Flow Measurements: Flow Meas. Instrum., 7(1); pp. 25-37; (1996).

La Torraca G.A., Dunn K.J., Webber P.R. and Carlson R.M.: Low-Field NMR Determinations of the Properties of Heavy Oils and Water-in-Oil Emulsions: Magnetic Resonance Imaging, 16(5/6); pp. 659-662; (1998).

Lo S.W., Hirasaki G.J., House W.V. and Kobayashi R.: Mixing Rules and Correlations of NMR Relaxation Time with Viscosity, Diffusivity, and Gas/Oil Ratio of Methane/Hydrocarbon Mixtures: SPE 77264, paper prepared for presentation at the SPEATCE (Oct 1-4, 2000), Dallas, USA; (2000).

Loren, J.D., Permeability estimates from NMR measurements: Journal of Petroleum Technology, 24(8), pp. 923-928; (1972).

Madore B, Glover G.H. and Pelc N.J.; Unaliasing by Fourier Encoding the Overlaps Using the Temporal Dimension (UNFOLD), applied to cardiac imaging and fMRI: Mag. Reson. Med., 42, pp. 813-828; (1999).

McConnell J.R.; The Theory of Nuclear Magnetic Relaxation in Liquids, Cambridge University Press, NY; (1987).

McKeon, D., et al: "An Improved NMR Tool Design for Faster Logging," paper CC presented at the 1999 Annual Logging Symposium of the Society of Professional Well Log Analysts, Oslo, Norway, May 30 - June 3.

Morley, J., et al.: "Field Testing of a New Nuclear Magnetic Resonance Logging-While-Drilling Tool," paper SPE 77477 presented at the 2002 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, TX, Sept. 29 - Oct. 2.

Prammer, M. G., et al.: "A New Direction in Wireline and LWD NMR," paper DDD presented at the 2002 Annual Logging Symposium of the Society of Professional Well Log Analysts, Oiso, Japan, June 2-5.

Proett, M. A., Gilbert, G. N., Chin, W. C., and Monroe, M. L.: "New Wireline Formation Testing Tool with Advanced Sampling Technology", paper SPE 56711 presented at the 1999 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, TX, Oct. 3-6.

Slijkerman, W. F. J., Looyestijn, W. J., Hofstra, P., and Hofman, J. P., 1999, Processing of Multi- Acquisition NMR Data: paper SPE 567686 65th ATCE of SPE, New Orleans.

Tabary, J. and Fleury, M.: "A High Resolution NMR Logging Tool: Concept Validation," paper Z presented at the 2000 Annual Logging Symposium of the Society of Professional Well Log Analysts, Dallas, TX, June 4-7.

Venkamaranan, L. et al.: "Nuclear Magnetic Resonance Measurements and Methods of Analysing Nuclear Magnetic Resonance Data", U.S. Patent No. 6,462,542, (2002).

Wright I.W., Lastockin D and Allsopp K; Low Field NMR Water Cut Metering: SPE 77408, paper prepared for presentation at the SPE ATCE (Sept 29 to Oct. 2) (2002), San Antonio, Texas, USA; (2002).

Zhang Y., Hirasaki, G.J., House, W.V. and Kobayashi, R.: Oil and Gas NMR Properties: The Light and Heavy End: paper HHH prepared for presentation at the 43rd Annual SPWLA Annual Logging Symposium, (June 2-5, 2002), Oiso, Japan; (2002).

Веб-сайт с некоторыми программами моделирования эффекта ЯМР:
<http://staff.aist.go.jp/nakashima.yoshito/progeng.htm>

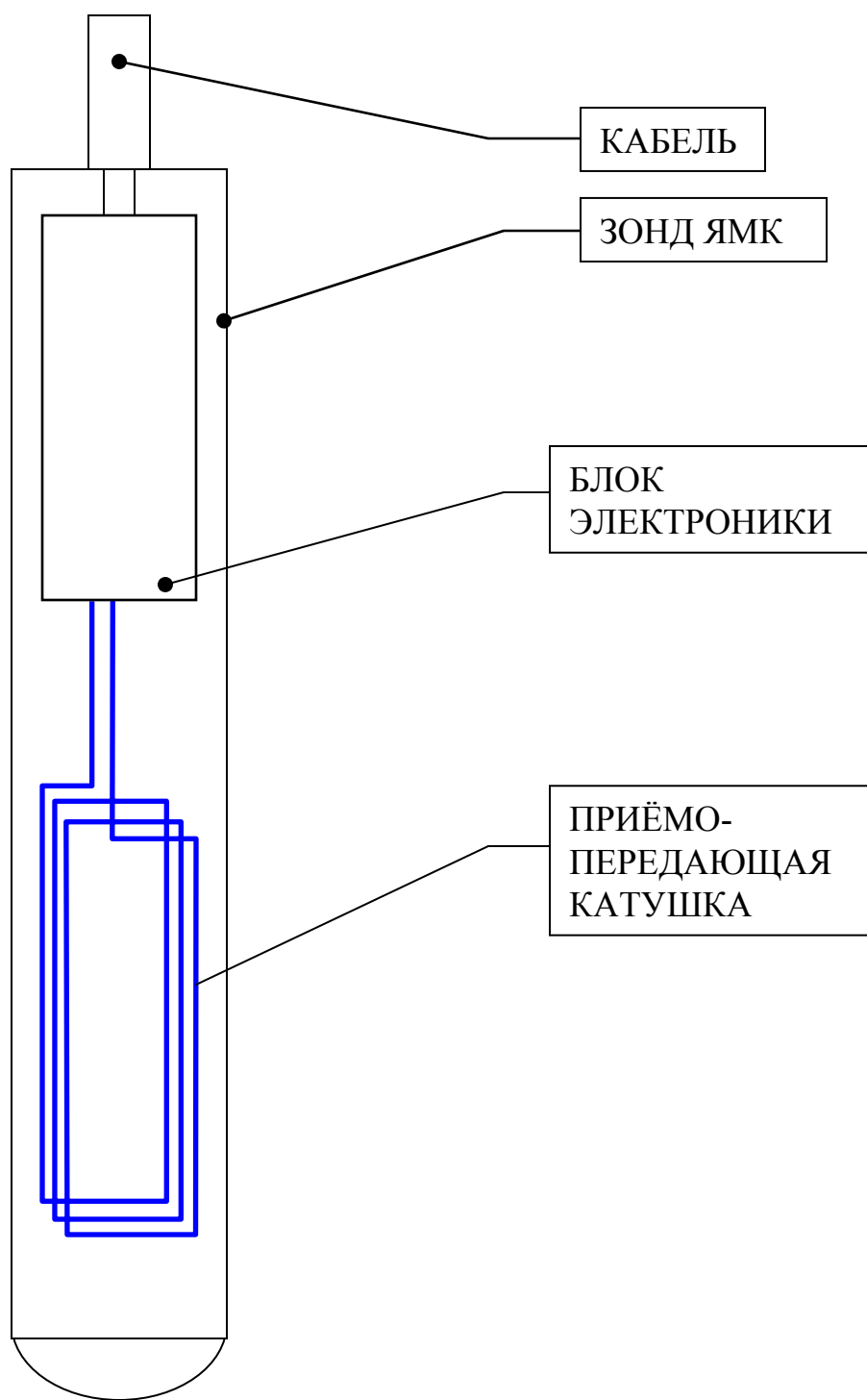


Рисунок 1.1

Схема конфигурации зондов магнитного поля
Земли

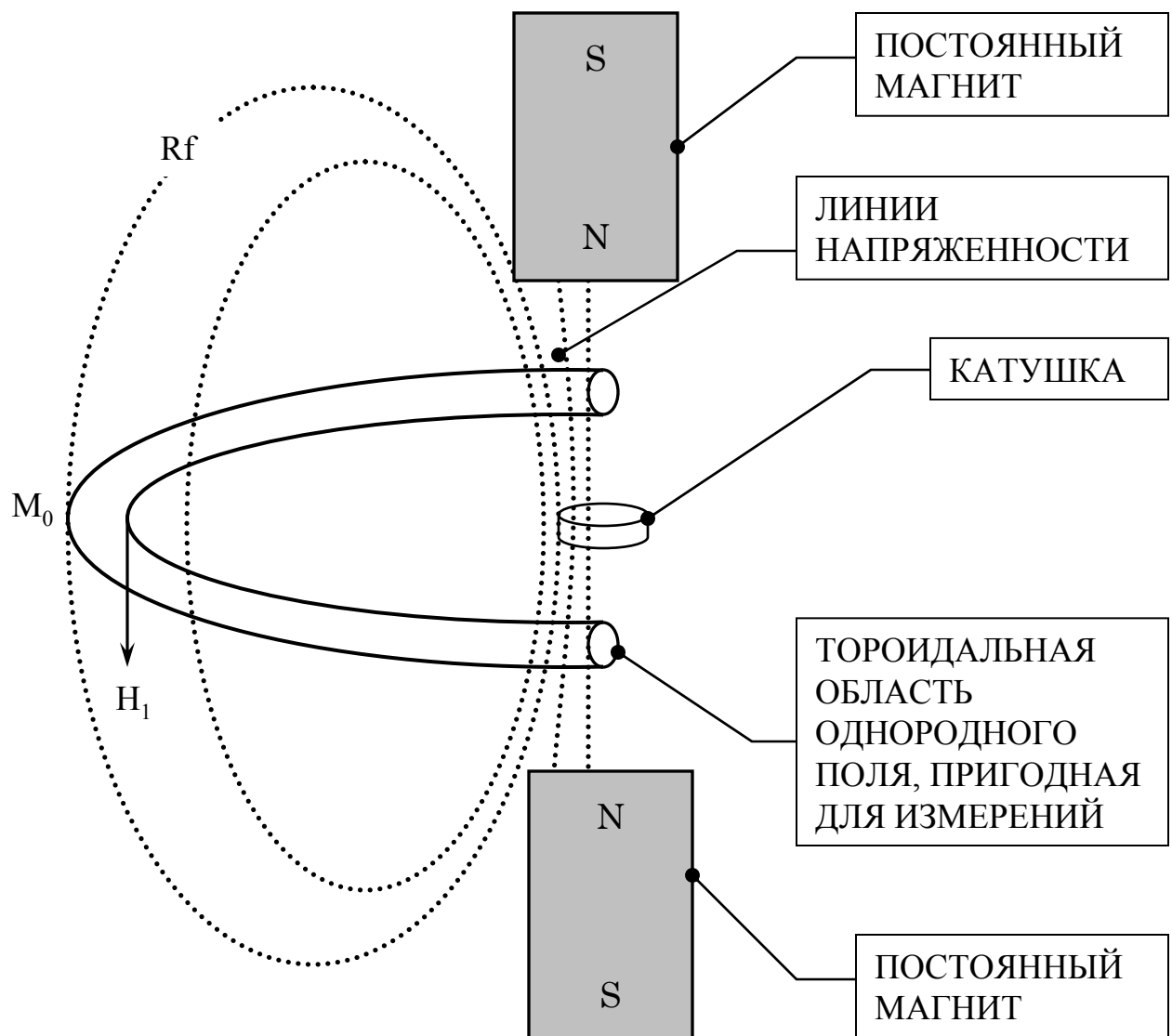


Рисунок 1.2

Схема конфигурации линий искусственного магнитного поля

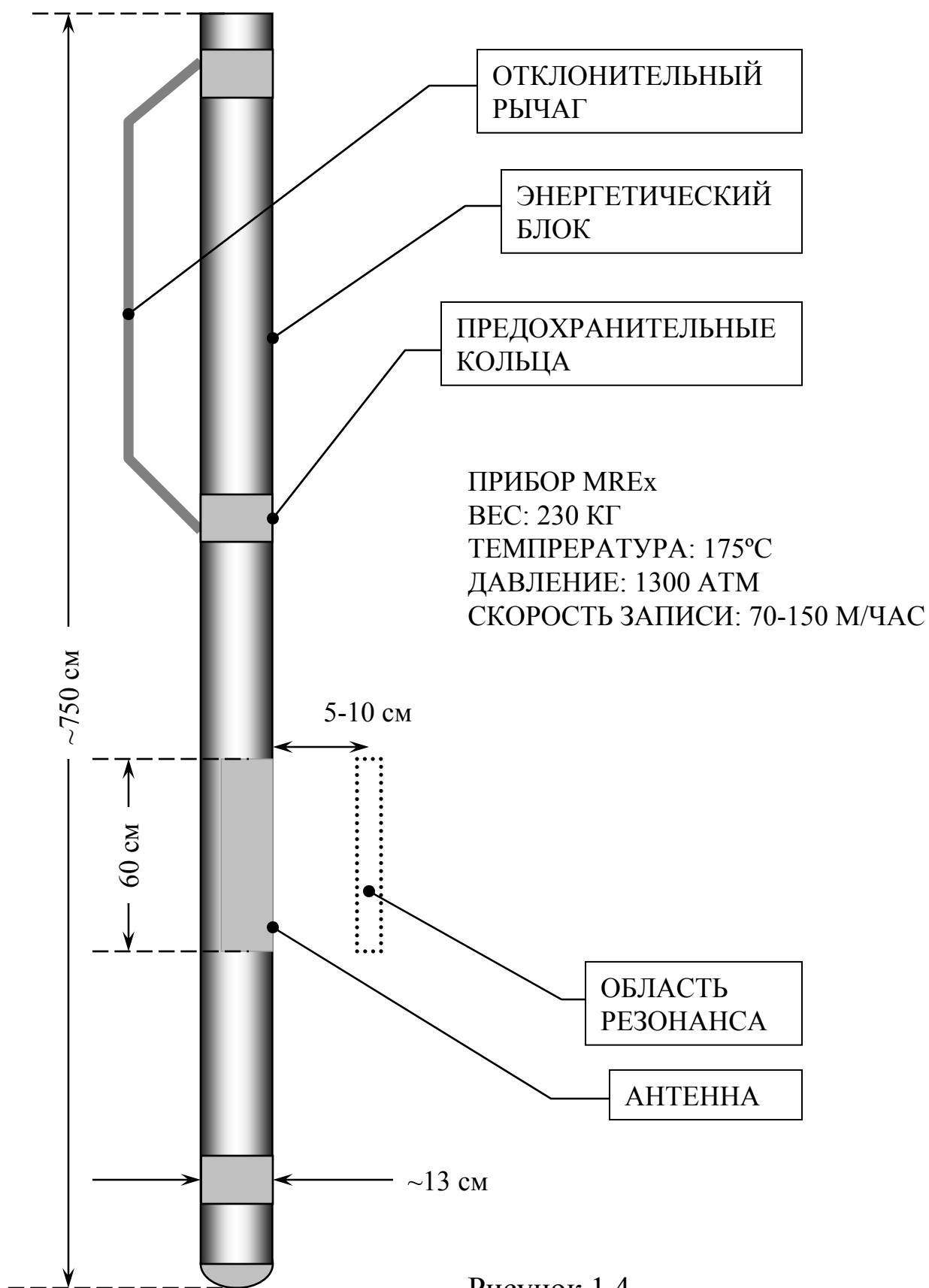


Рисунок 1.4

Схема конфигурации прибора MREX

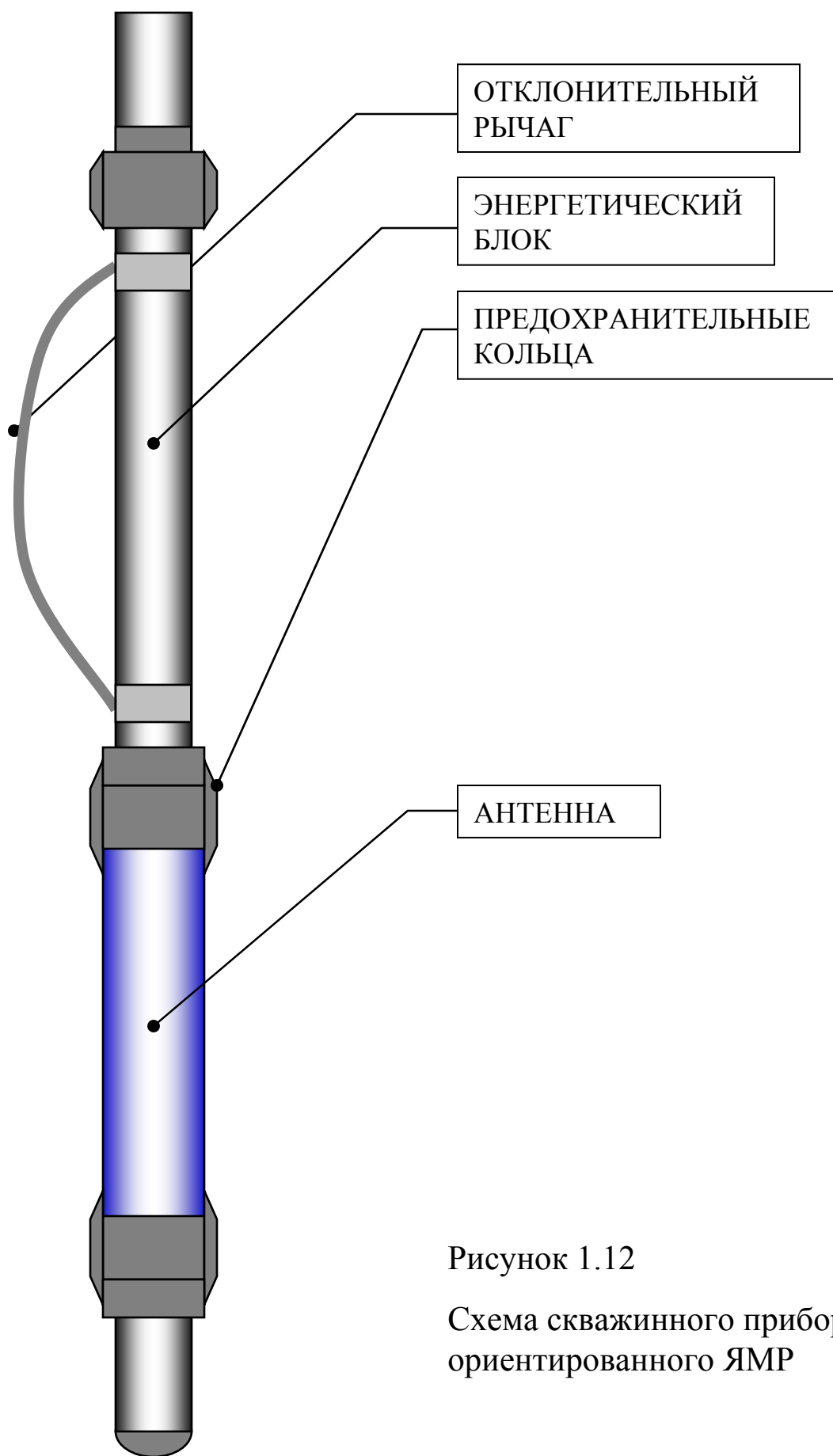


Рисунок 1.12

Схема скважинного прибора ориентированного ЯМР

Рисунок 1.24

Схема пластоиспытателя RDT с MRILab

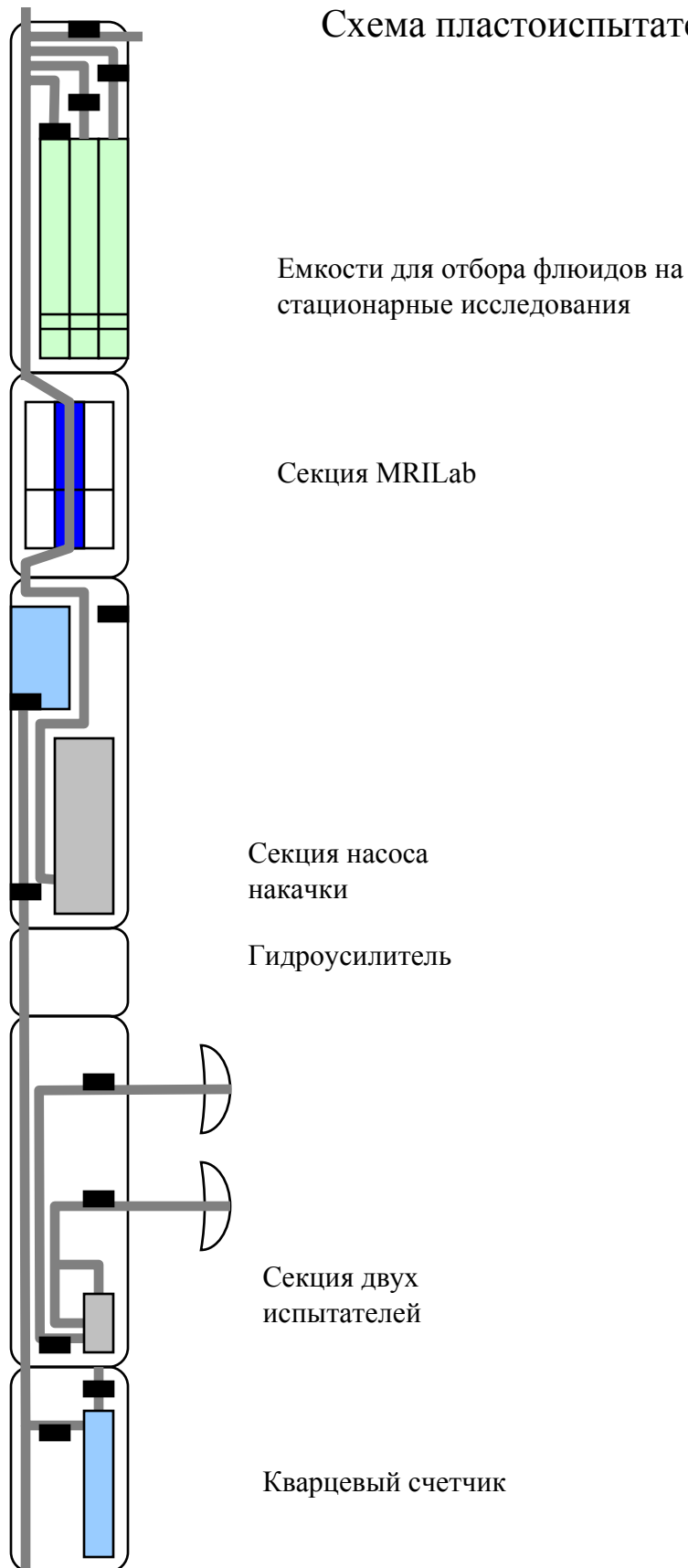


РИСУНОК 1.3.
МАГНИТНАЯ АНТЕННА И ПОЛОЖЕНИЕ В СТВОЛЕ
СКВАЖИНЫ ПРИ ИЗМЕРЕНИЯХ ПРИБОРОМ
OXFORD

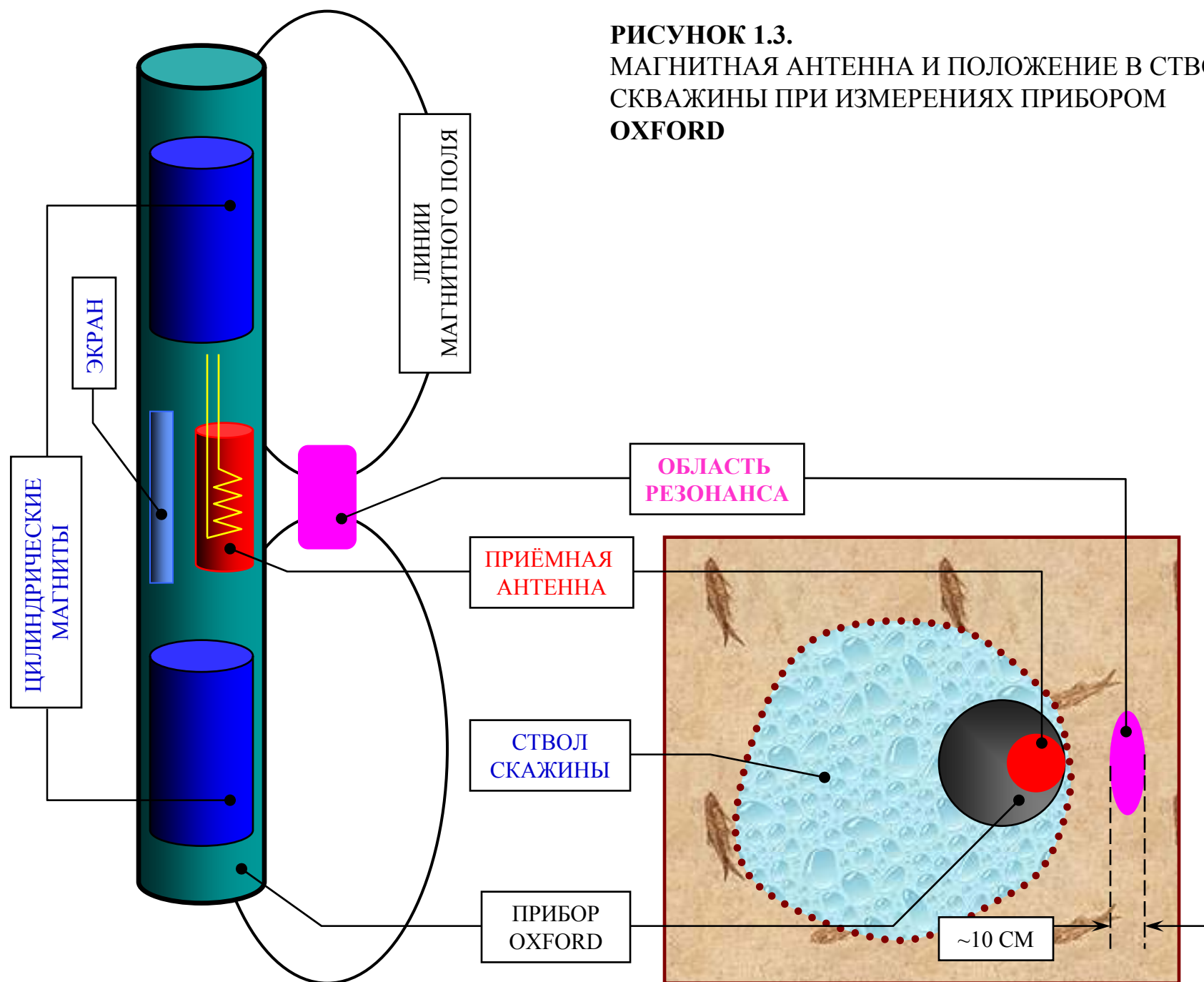


Рисунок 1.5

Положение прибора MREX в стволе скважины и объем исследований

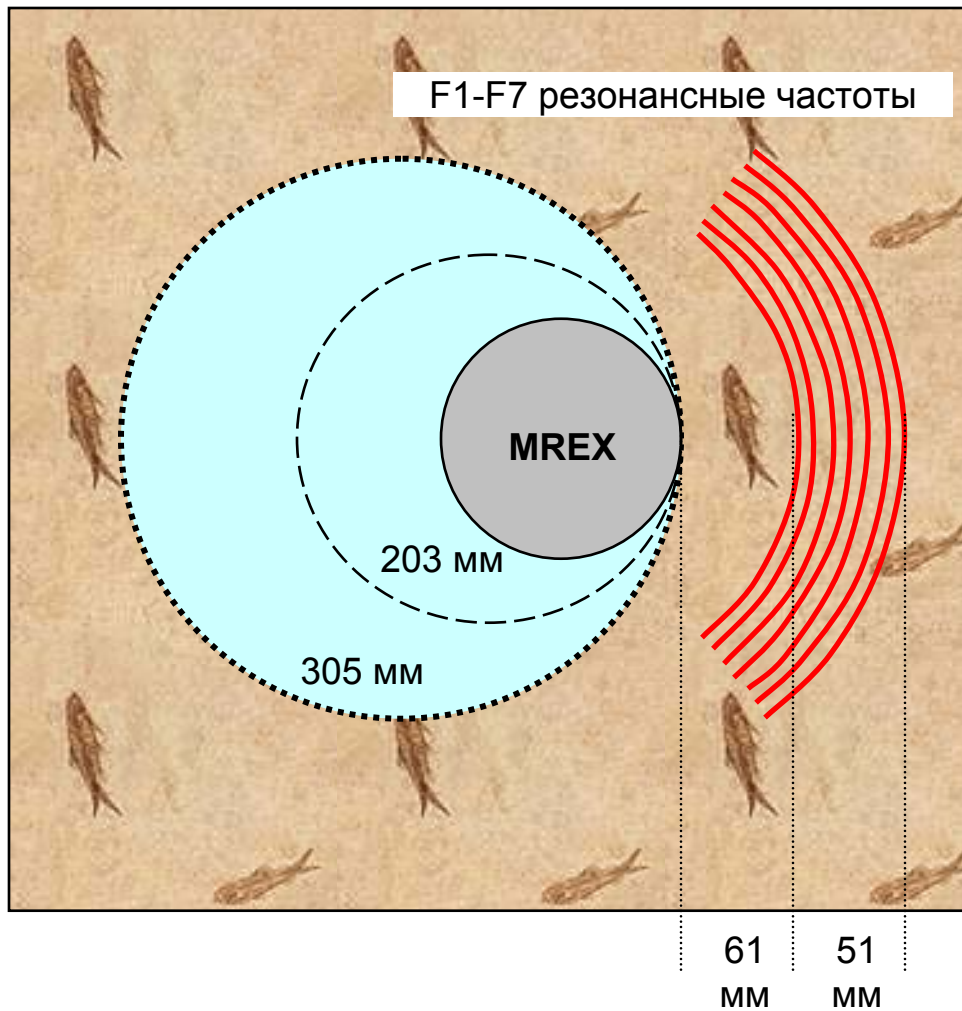


Рисунок 1.6

Связь глубина исследования с частотой прибора MREX

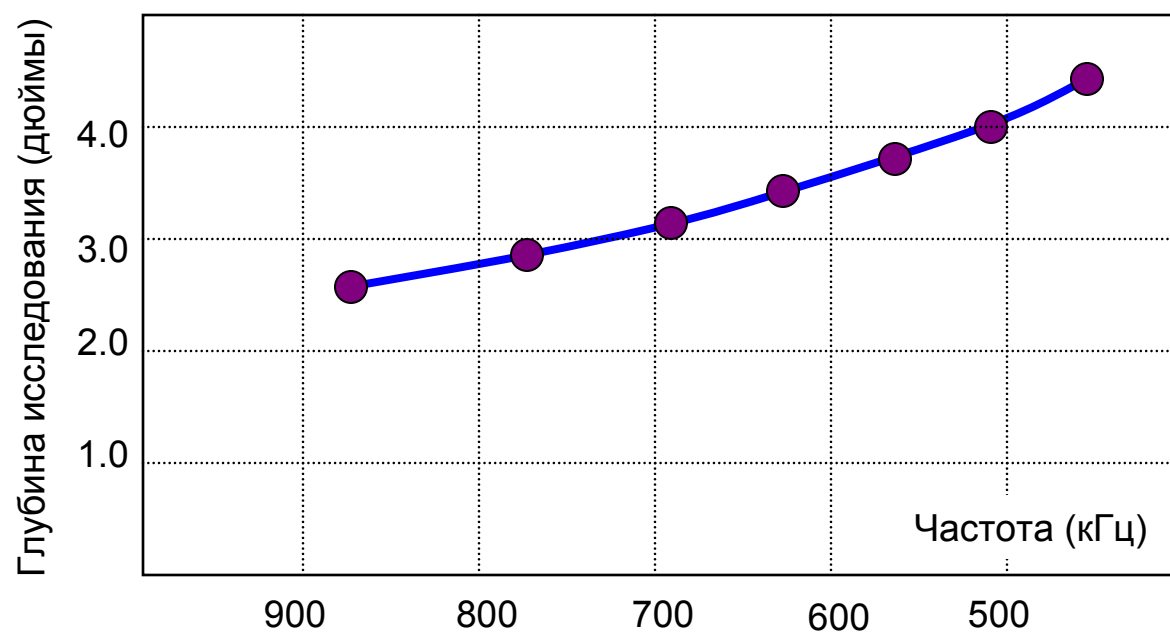


Рисунок 1.7

Последовательность импульсов в активациях «связанная вода»

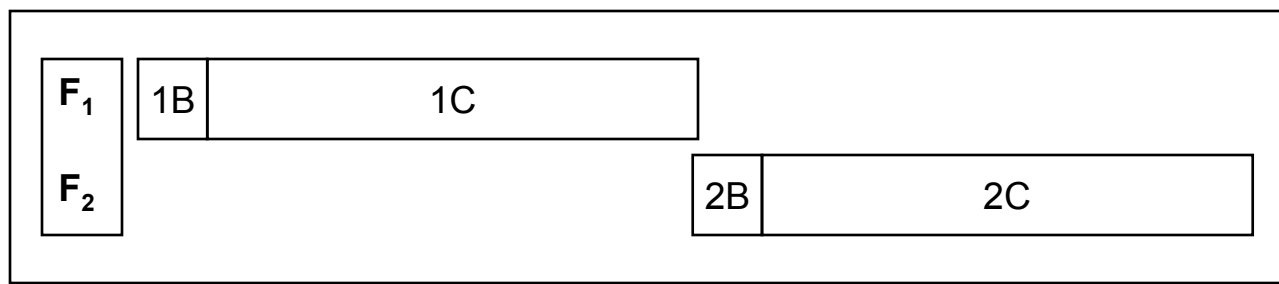


Рисунок 1.8

Последовательность импульсов в активациях «пористость-проницаемость»

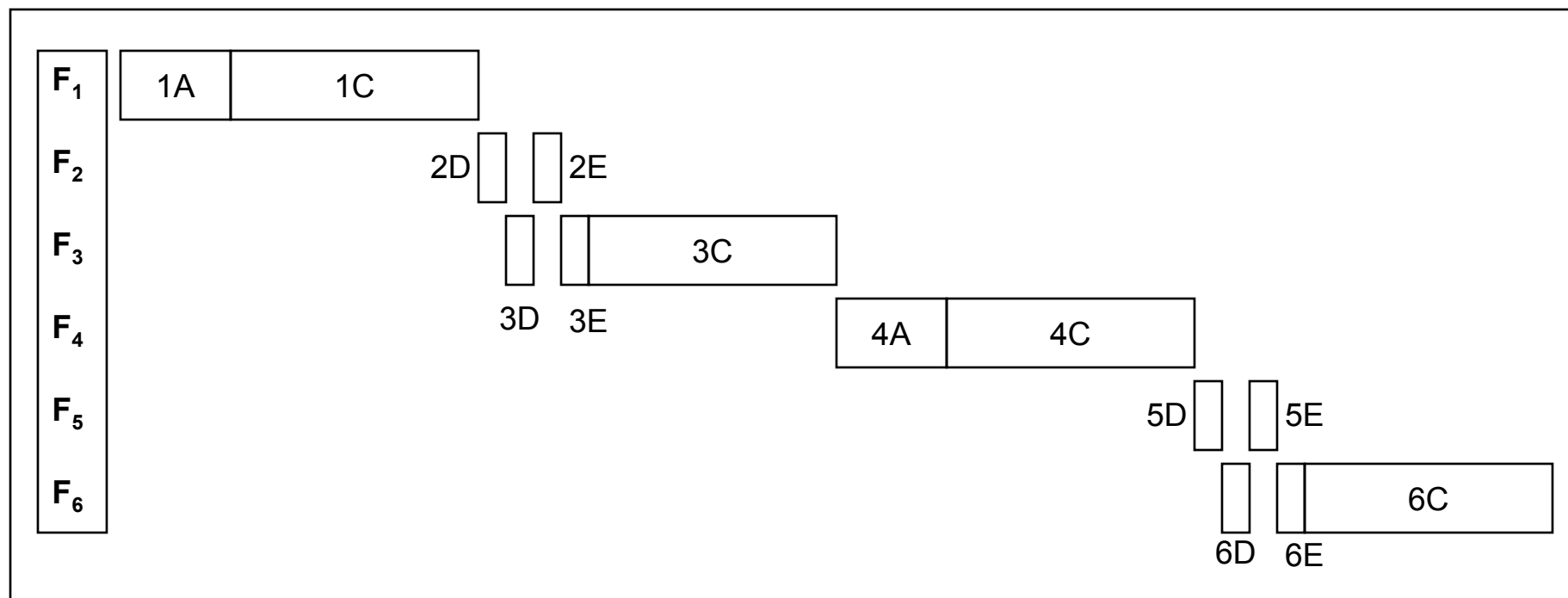


Рисунок 1.9

Последовательность импульсов в активациях «пористость-проницаемость и нефть»

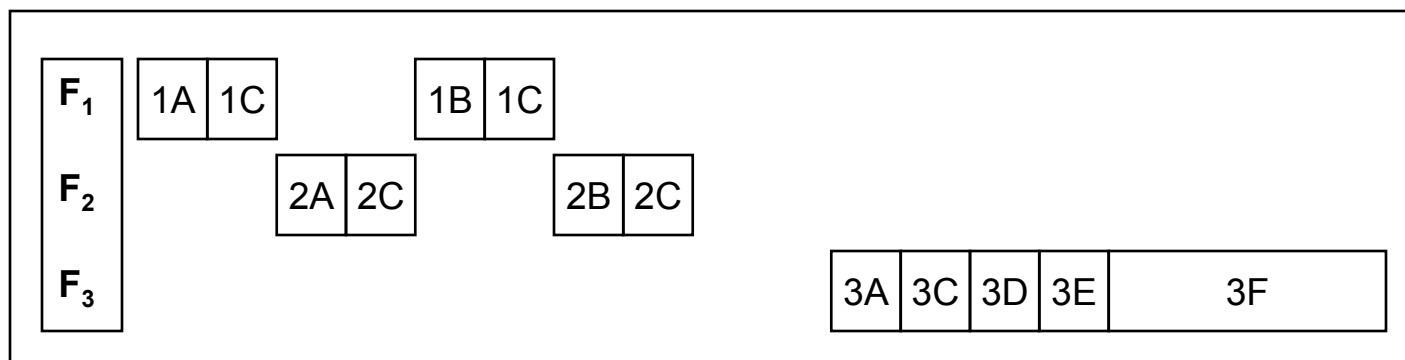


Рисунок 1.10

Последовательность импульсов в активациях «пористость-проницаемость и газ»

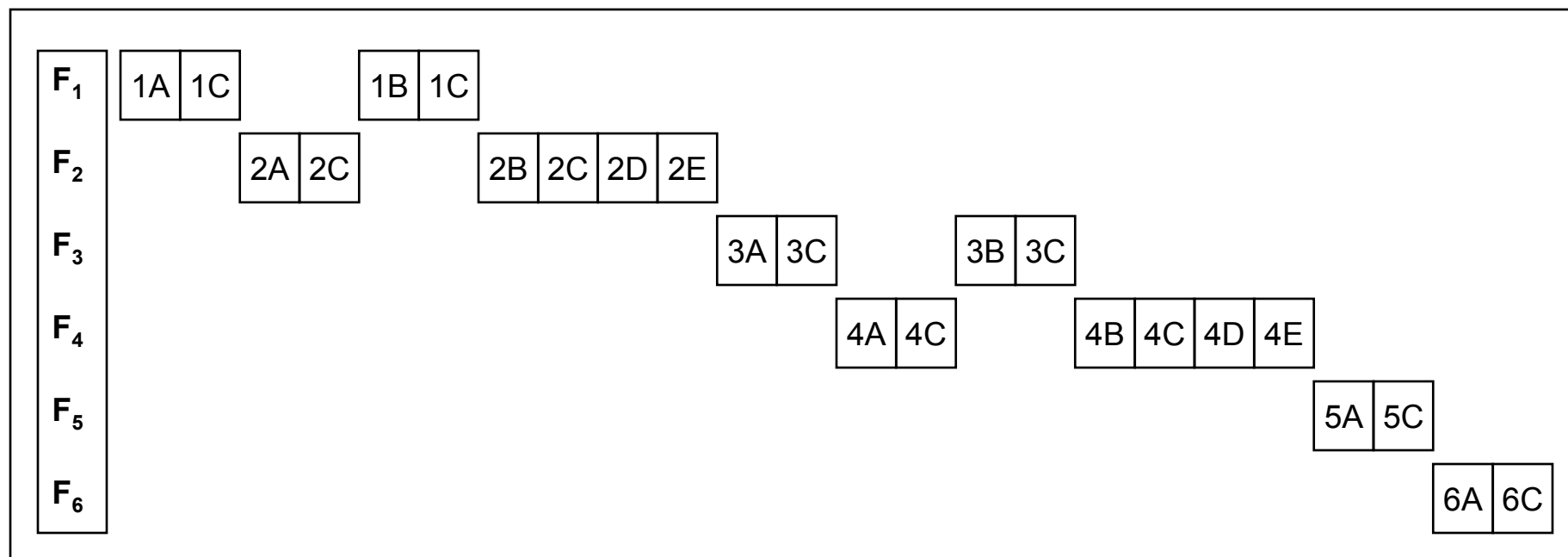


Рисунок 1.11

Определение времени поляризации T_1 в активациях «пористость-проницаемость и газ»

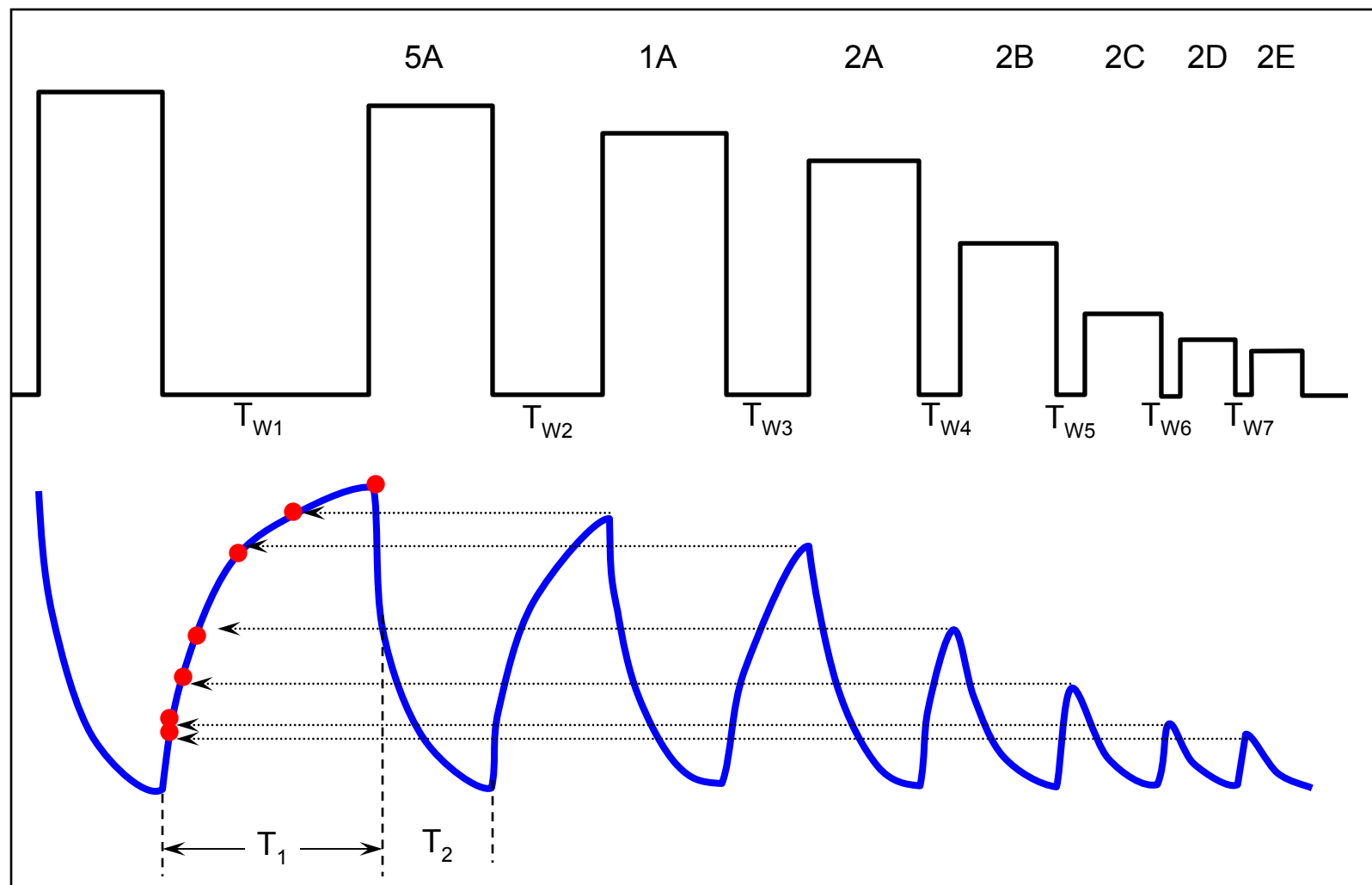


Рисунок 1.13

Сравнение магнитных полей скважинных приборов MRIL-D и ориентированного ЯМР (DR)

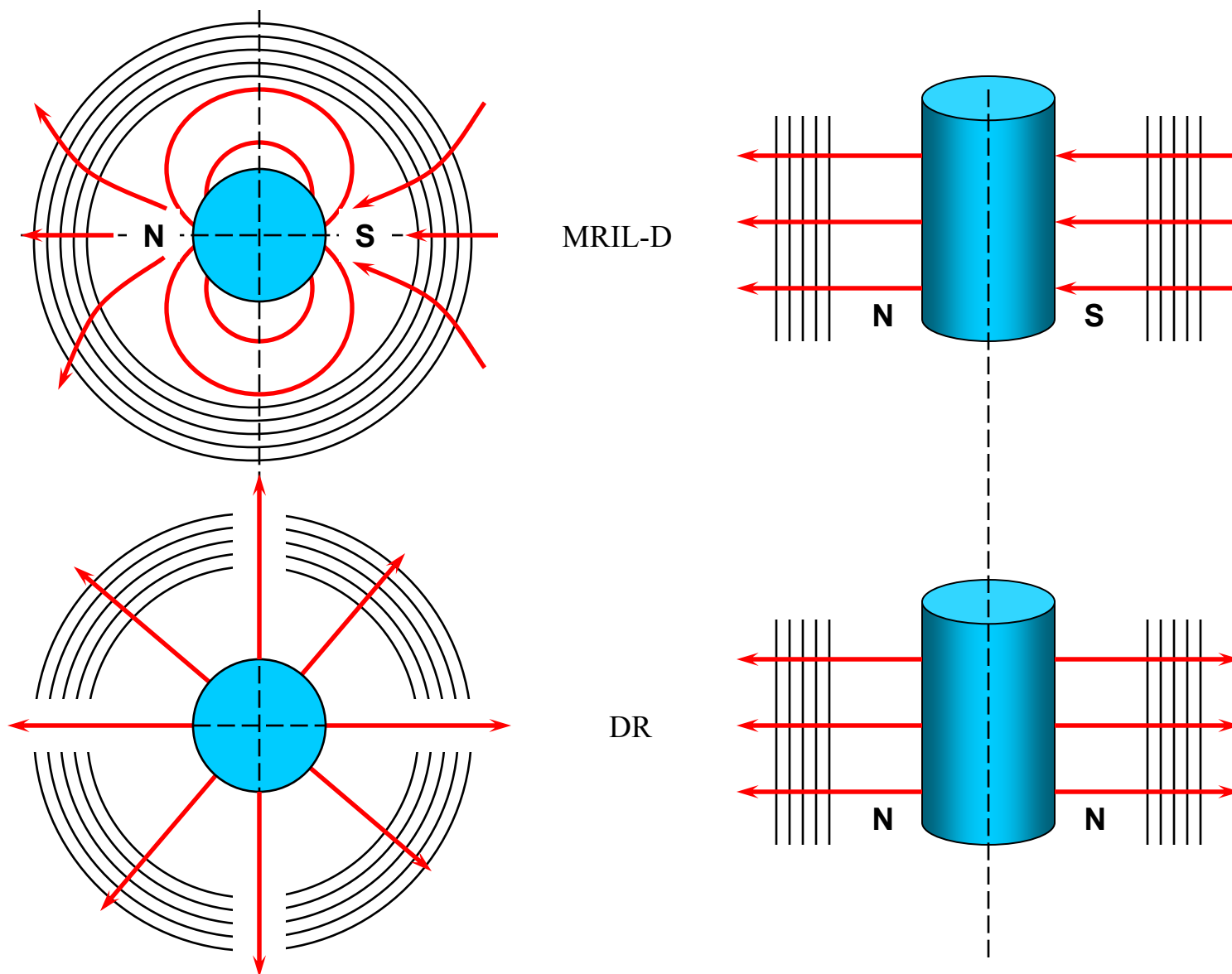


Рисунок 1.14

Возможные варианты положения областей ориентированного ЯМР (DR)

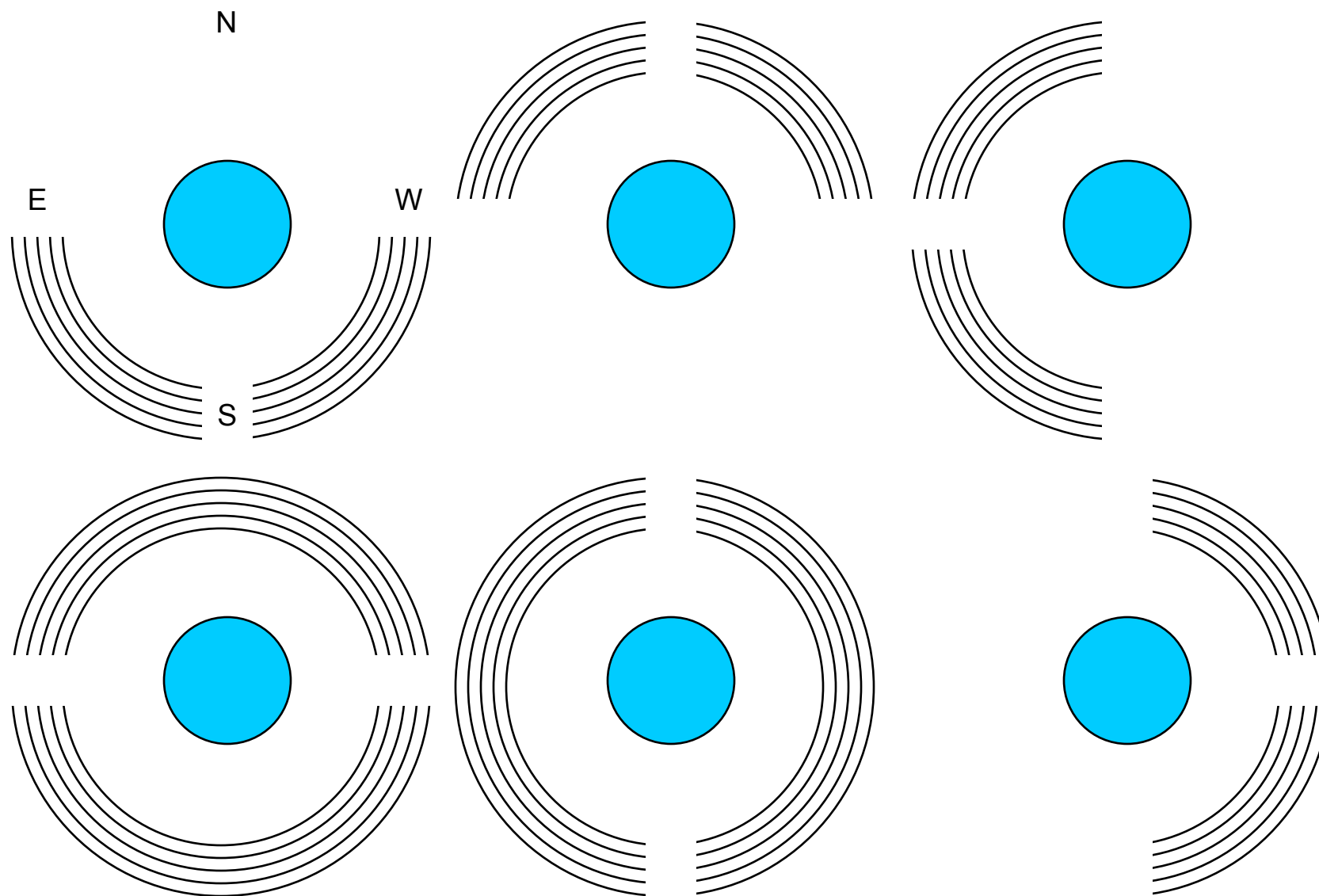
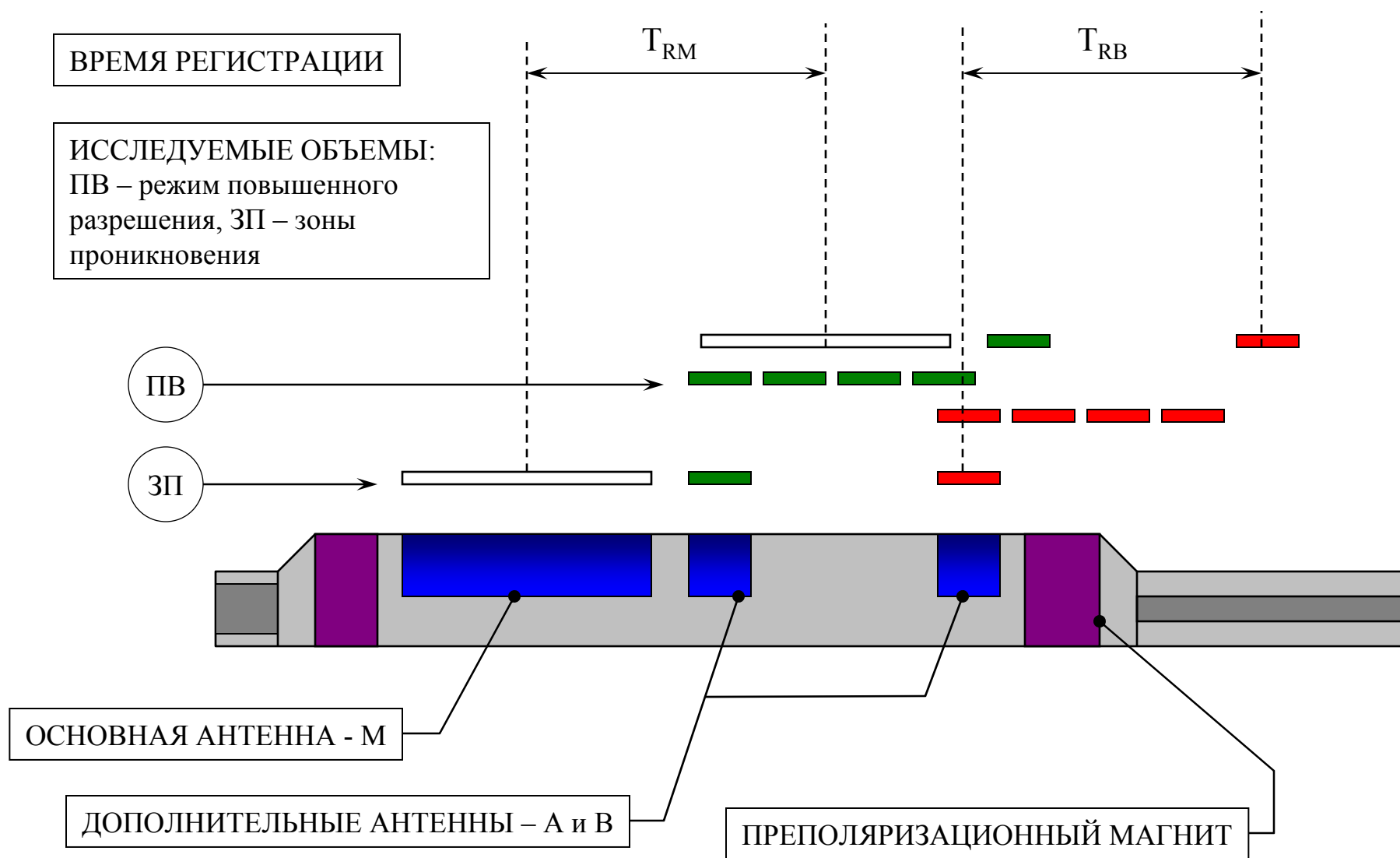


Рисунок 1.15

Положение приемо-передающих антенн и областей резонанса в приборе MRX



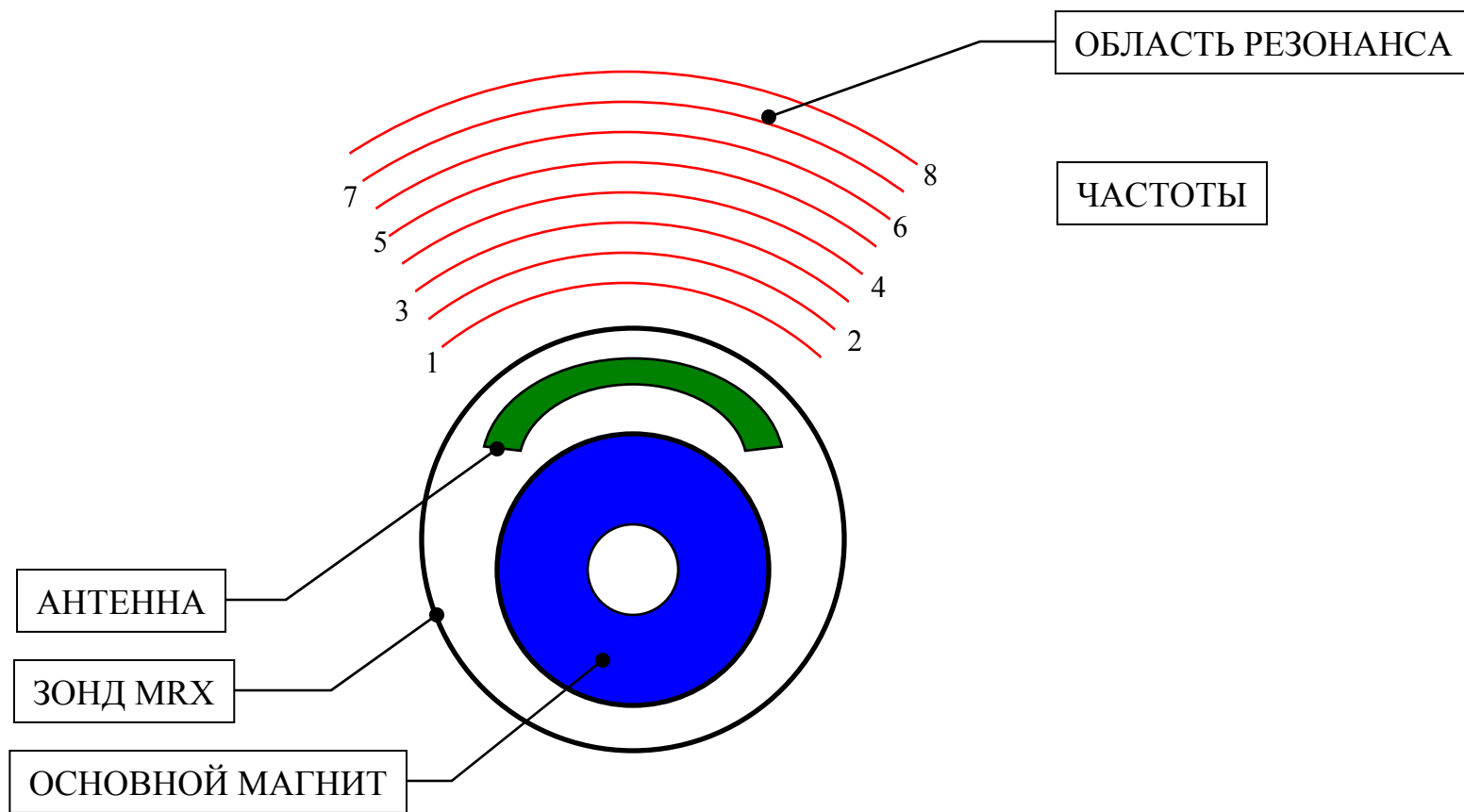


Рисунок 1.16

Профиль резонансных частот создаваемый прибором MRX

Рисунок 1.17

Основные различия магнитного поля и областей резонанса приборов группы CMR и MRX

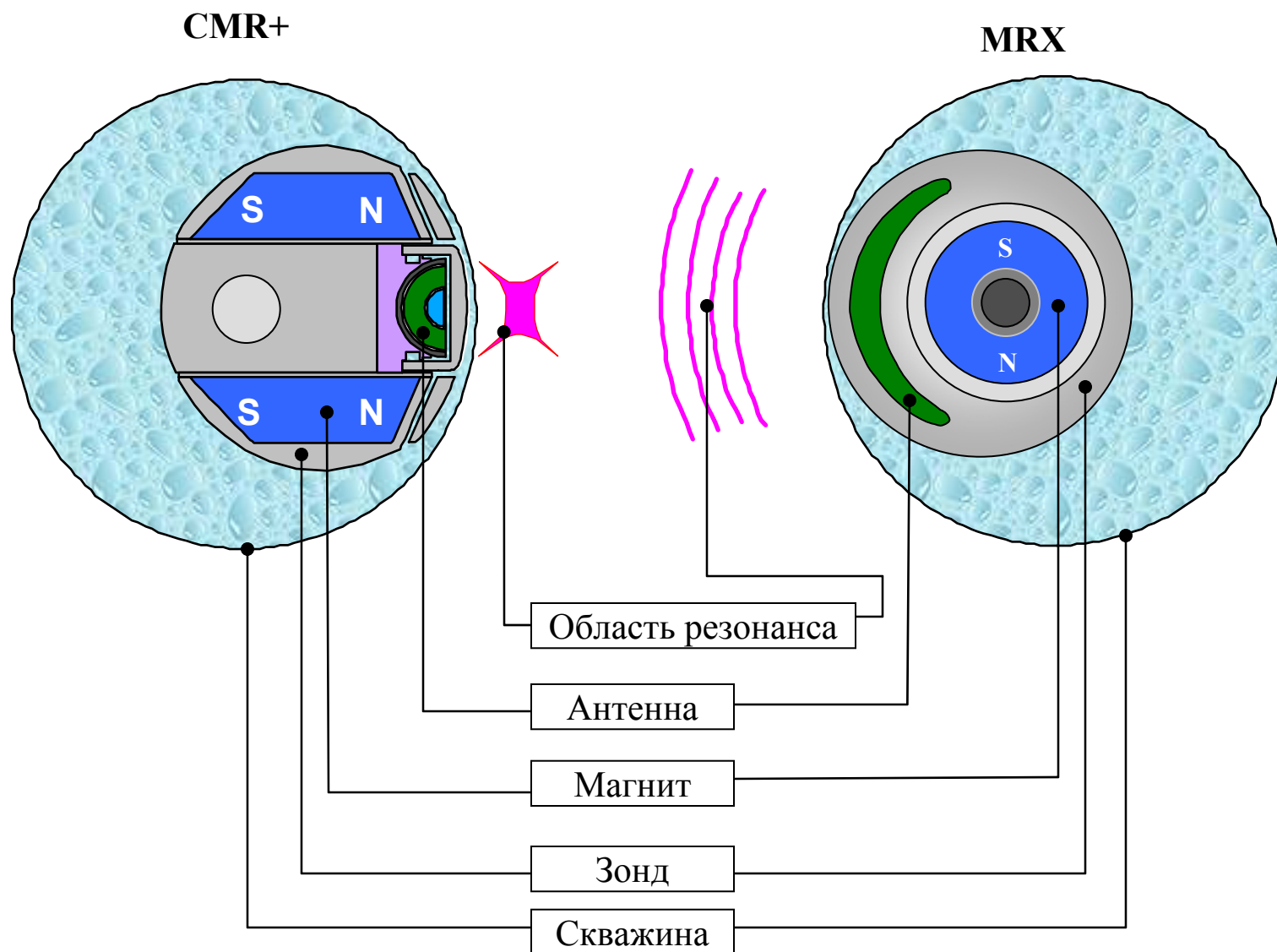
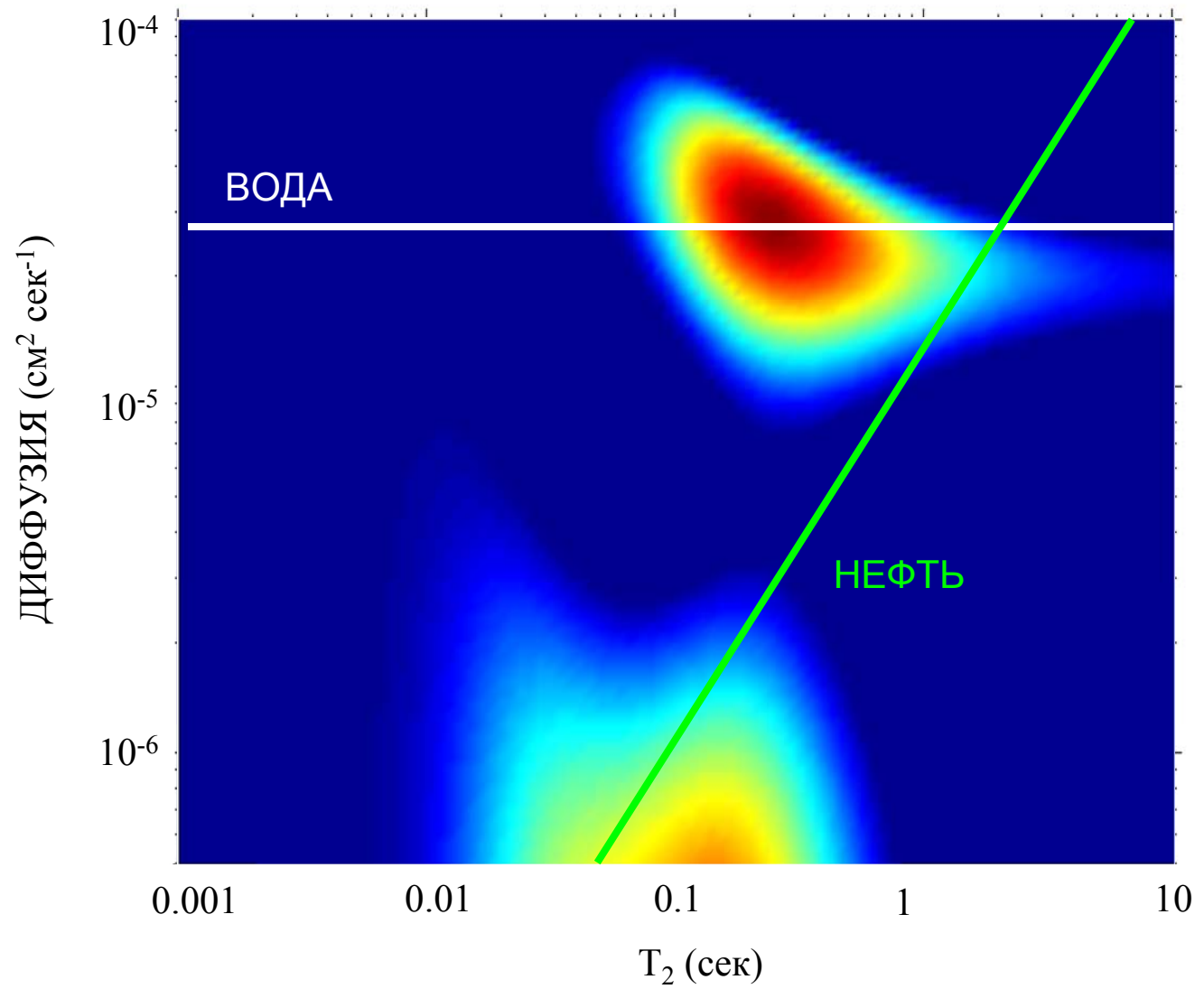


Рисунок 1.8

Принцип картирования D-T₂ при MRF-интерпретации: разделение сигналов от воды и нефти. Линиями показаны теоретические значения.



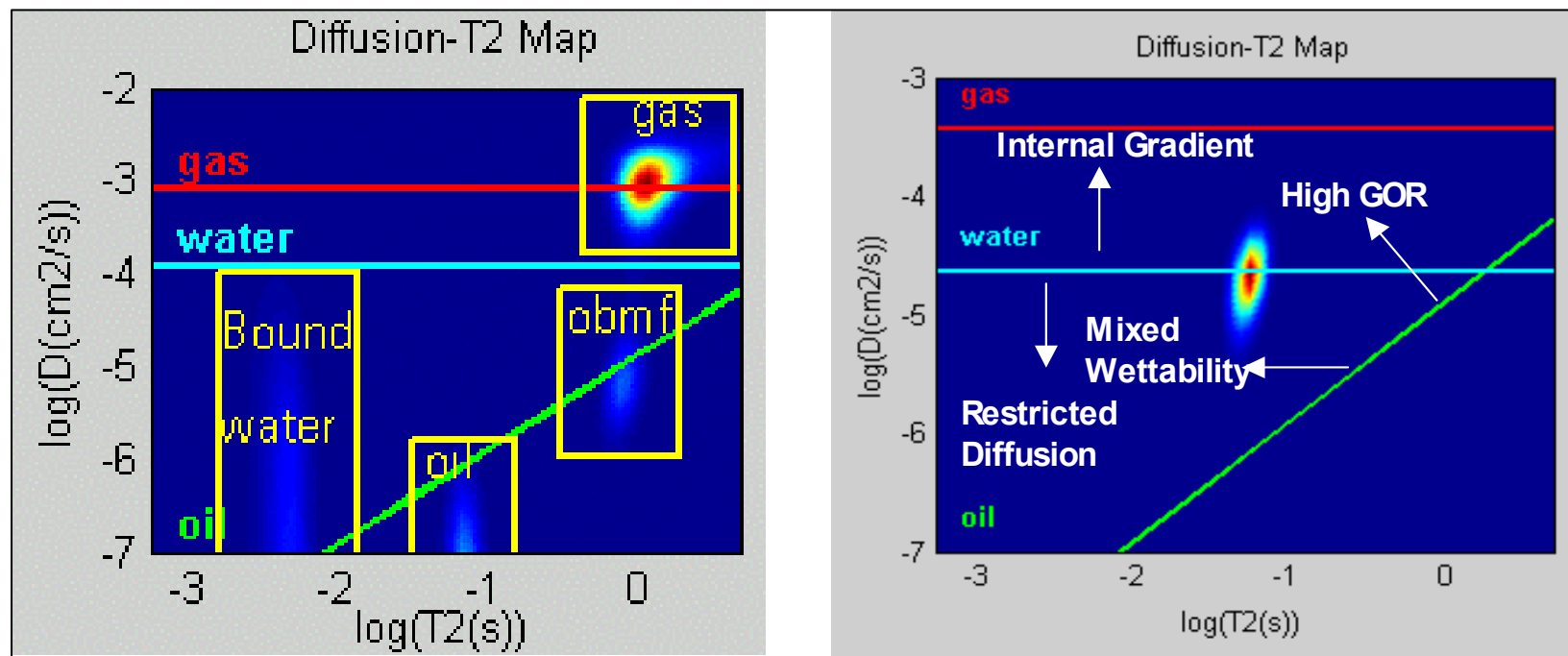
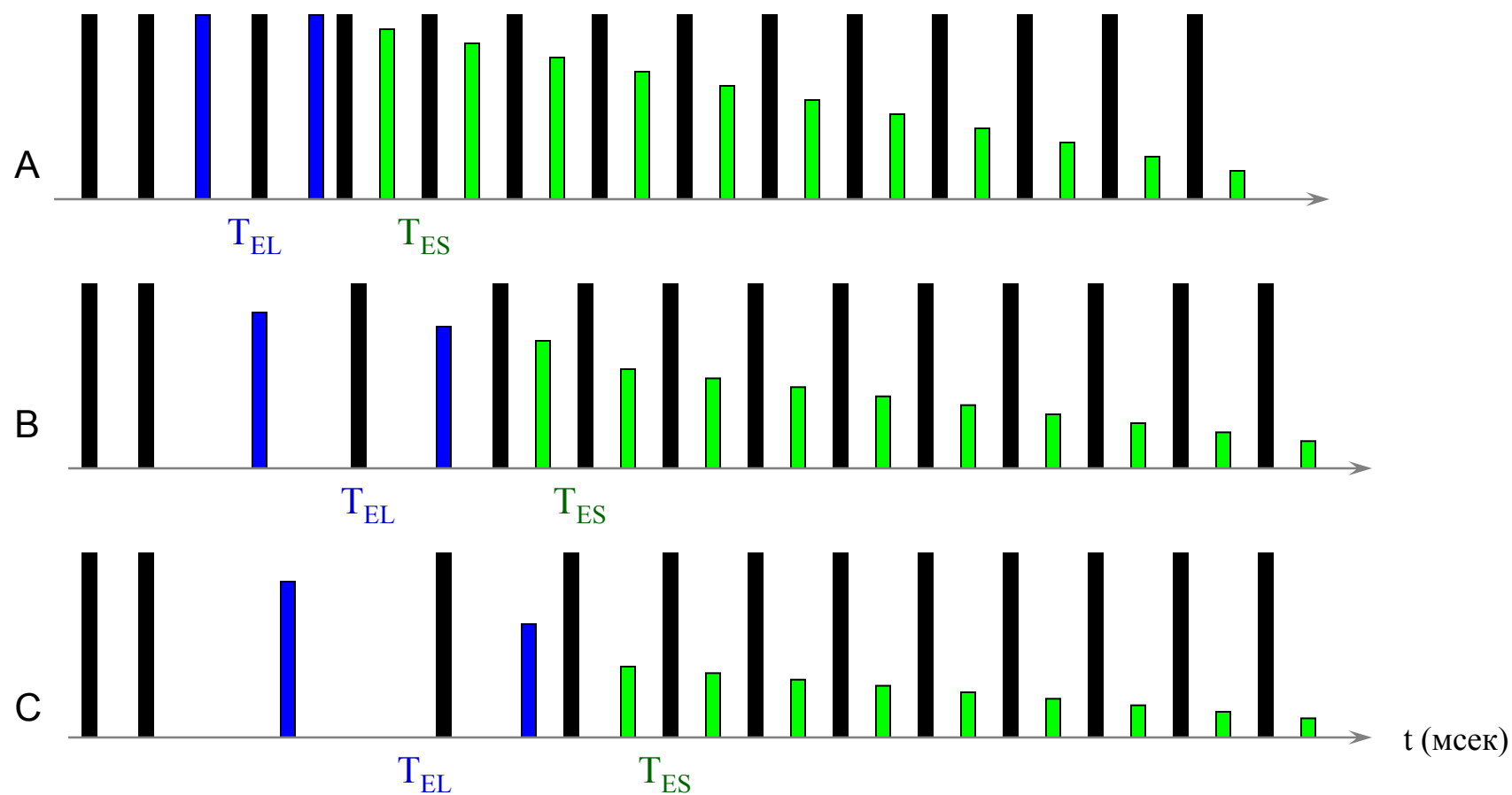


Рисунок 1.19

Пример картирования D - T_2 в газоносном пласте скважины в Северном Море, и возможные сложности при MRF-интерпретации

Рисунок 1.20

Принцип формирования активаций редактирования диффузии



$$T_{ESA} = T_{ESB} = T_{ESC}$$

$$T_{ELA} < T_{ELB} < T_{ELC}$$

Рисунок 1.21

Последовательность импульсов в активации редактирования диффузии

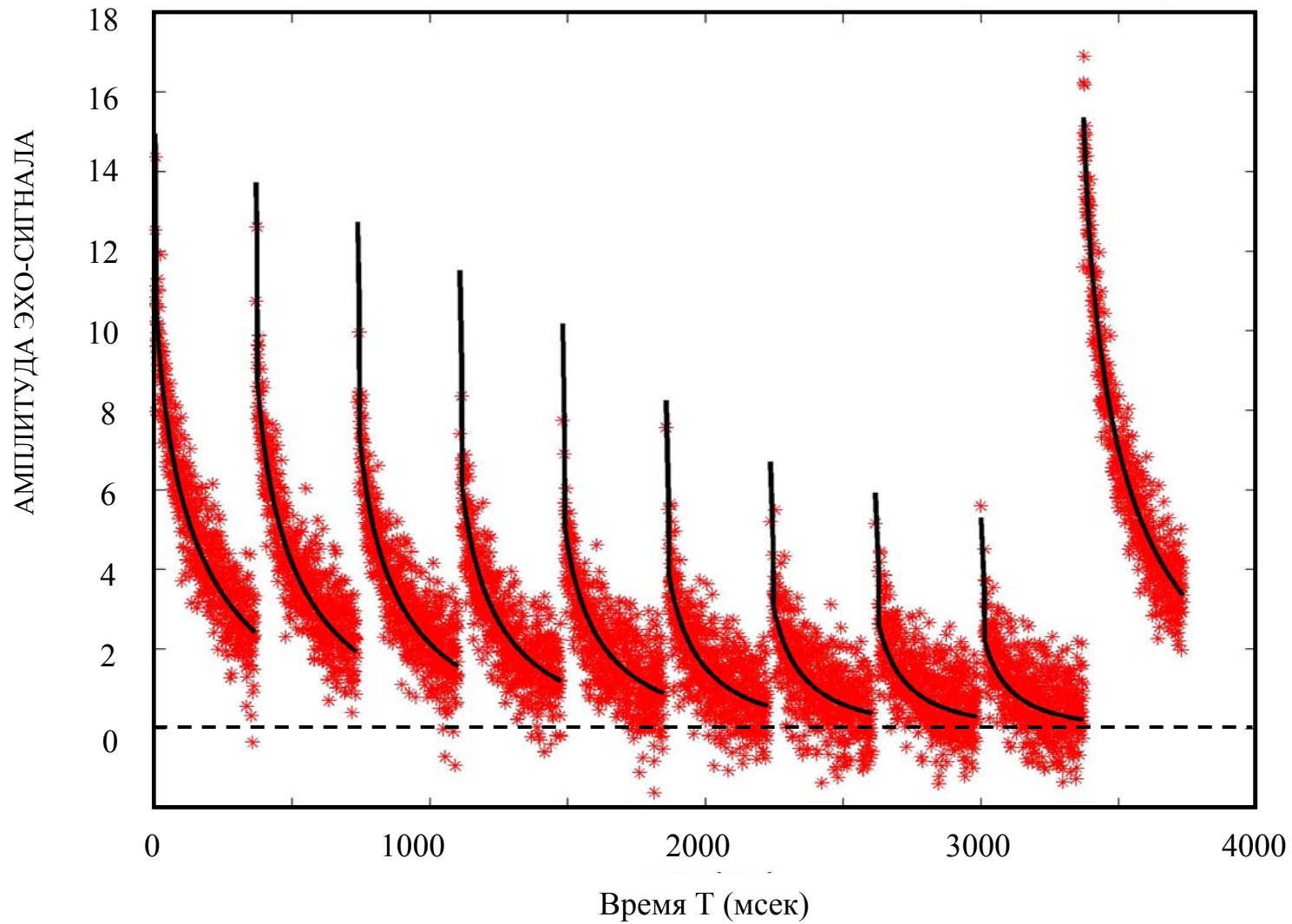
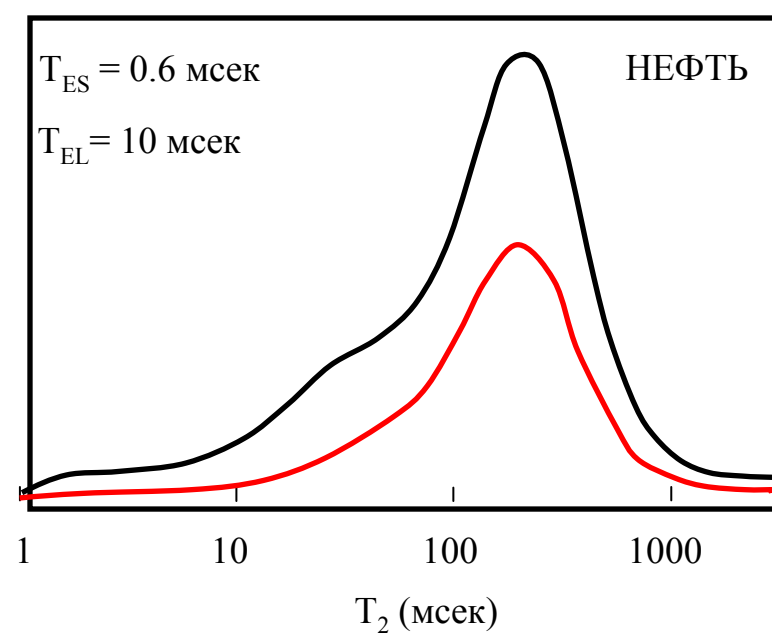
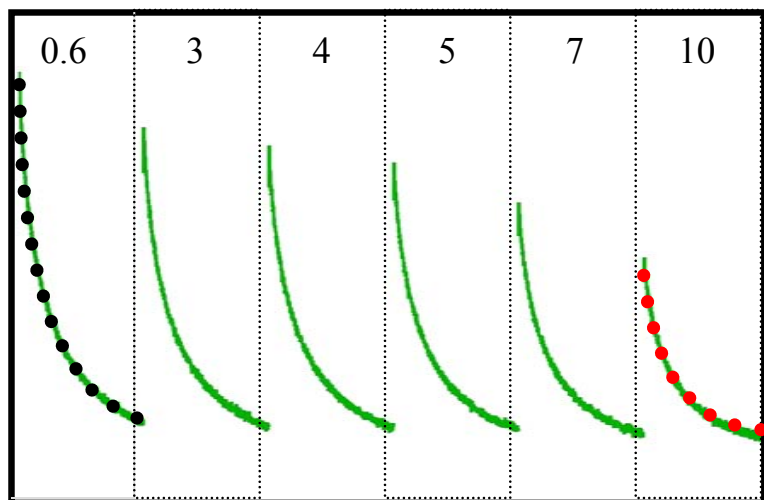
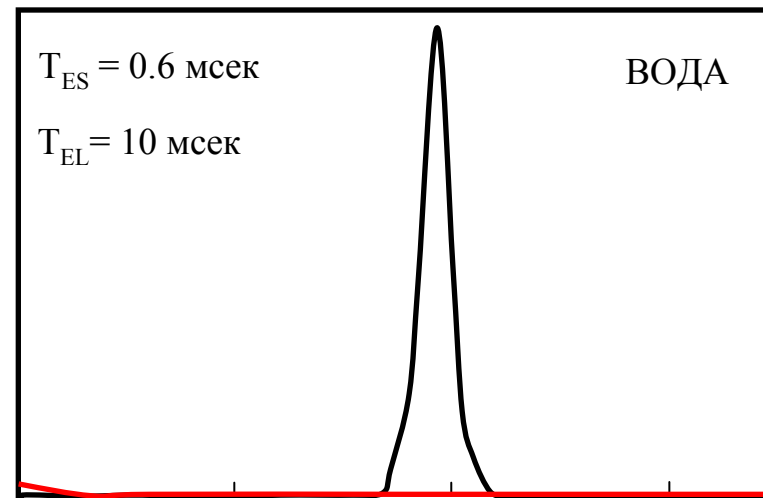
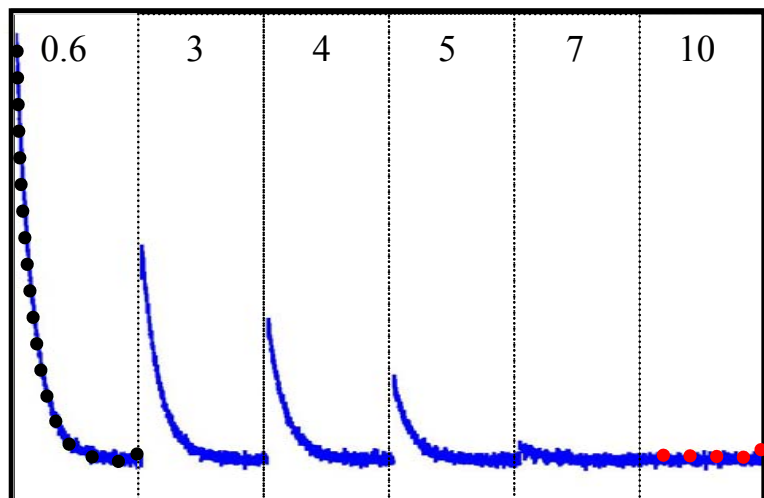


Рисунок 1.22

Применение активации редактирования диффузии для выделения нефтяной составляющей



Время регистрации эхо-сигналов

Рисунок 1.23

Возможности и ограничения методов анализа диффузии с различными T_E

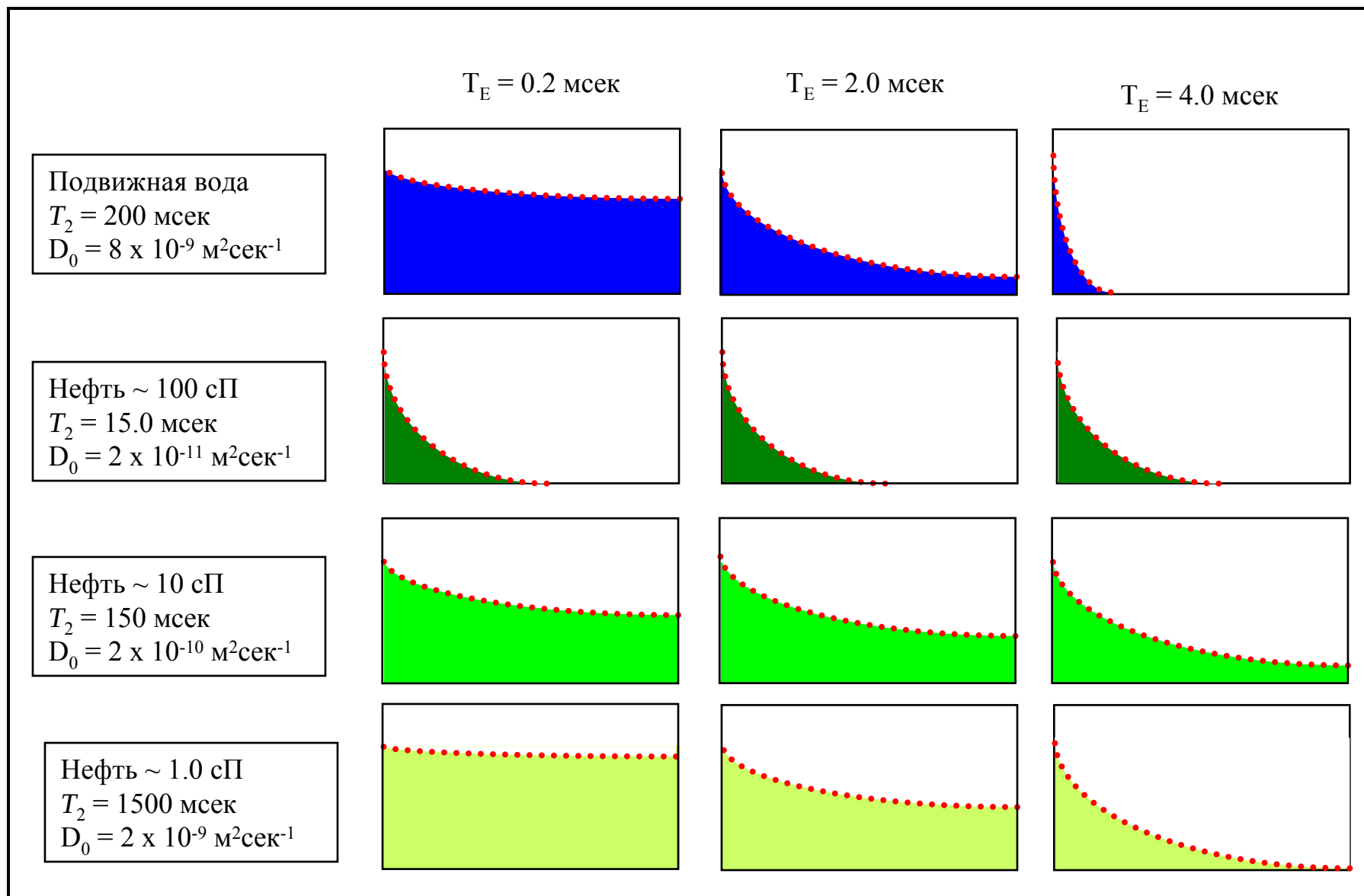


Рисунок 1.25

Измерение продольной релаксации T_1 по данным серии эхо-сигналов с различным временем T_{SR}

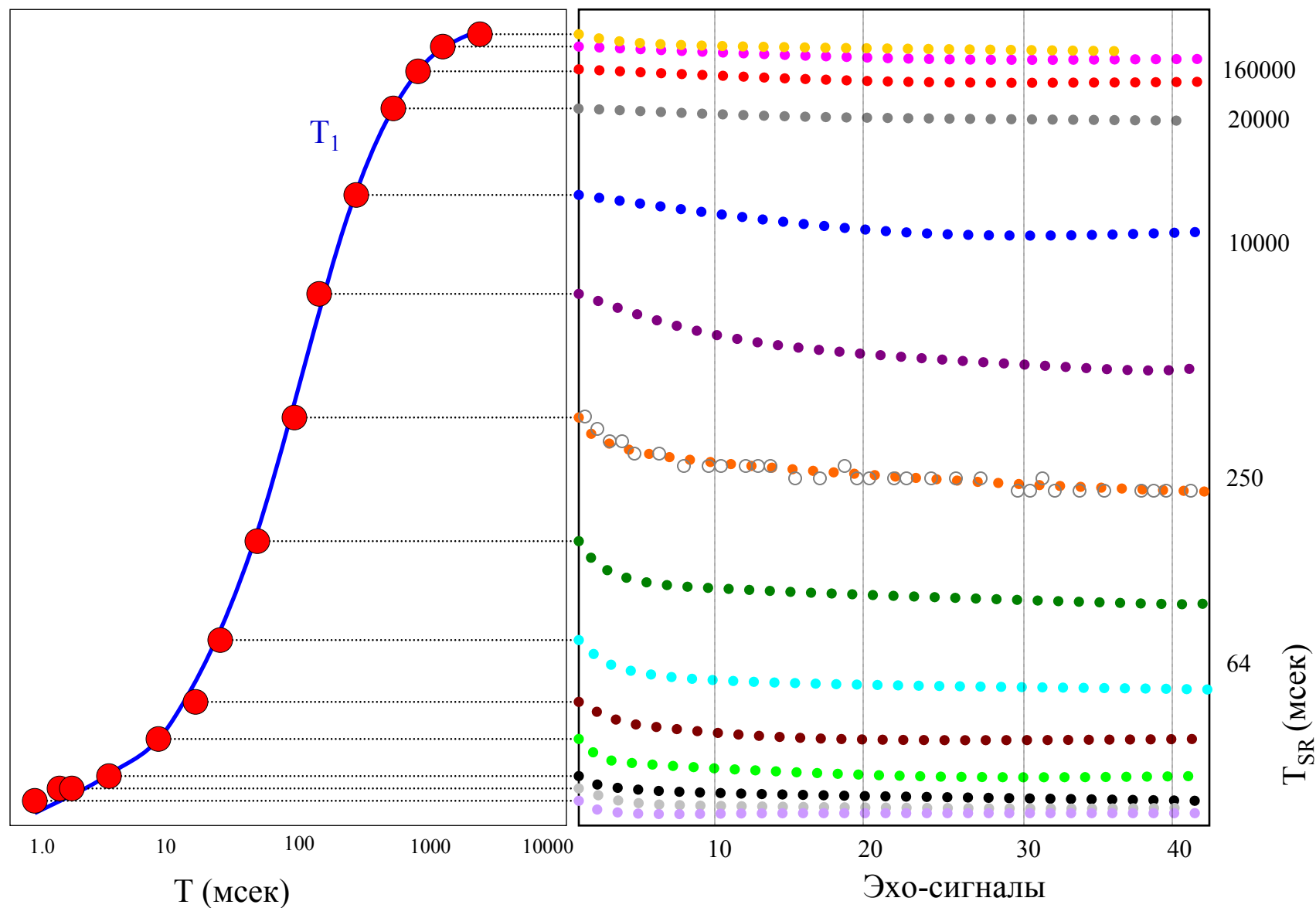


Рисунок 1.26

Сдвиг продольной и поперечной релаксации T_1 – T_2 в образце «мертвой» нефти (б), по сравнению с пластовой (а)

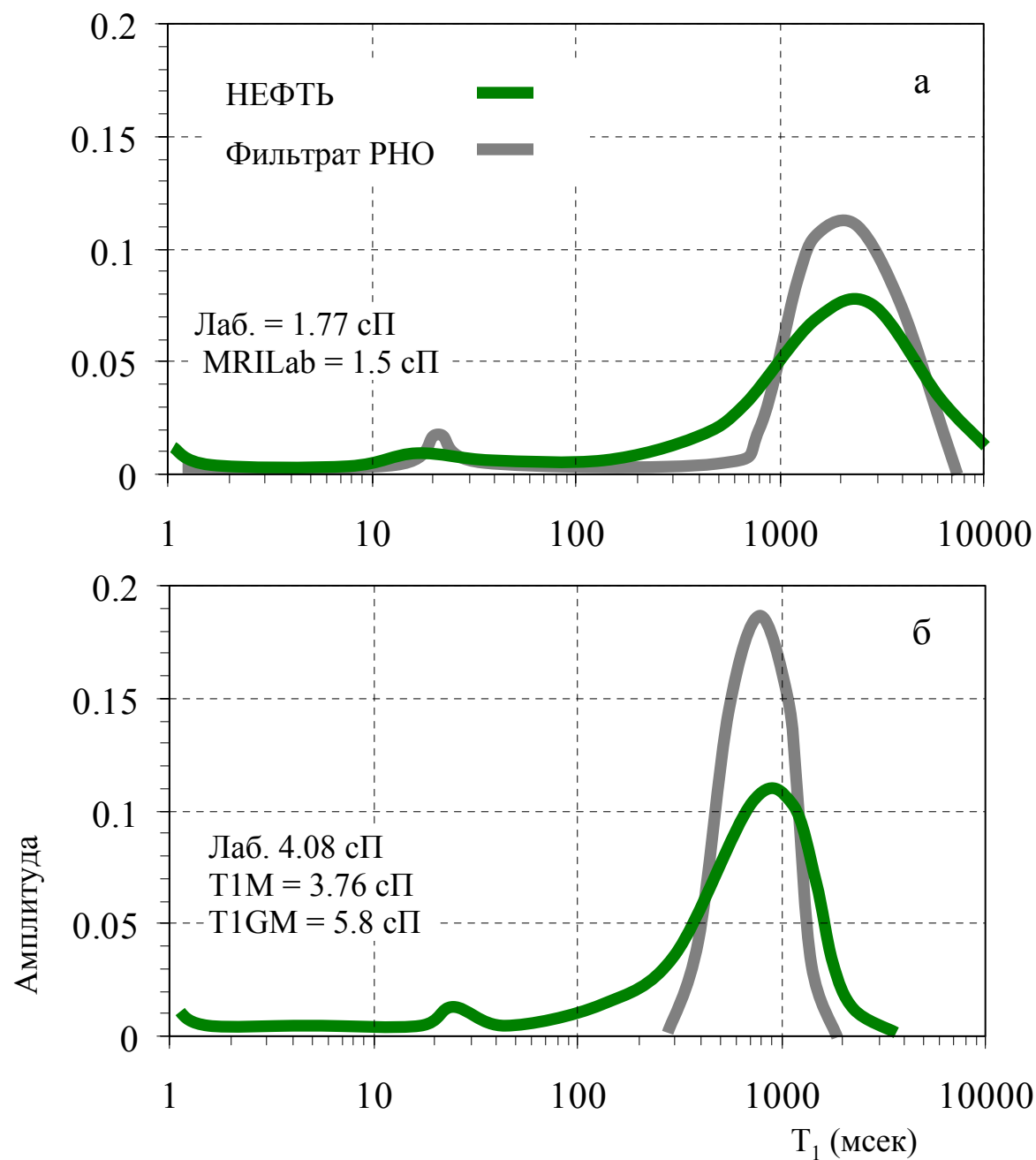
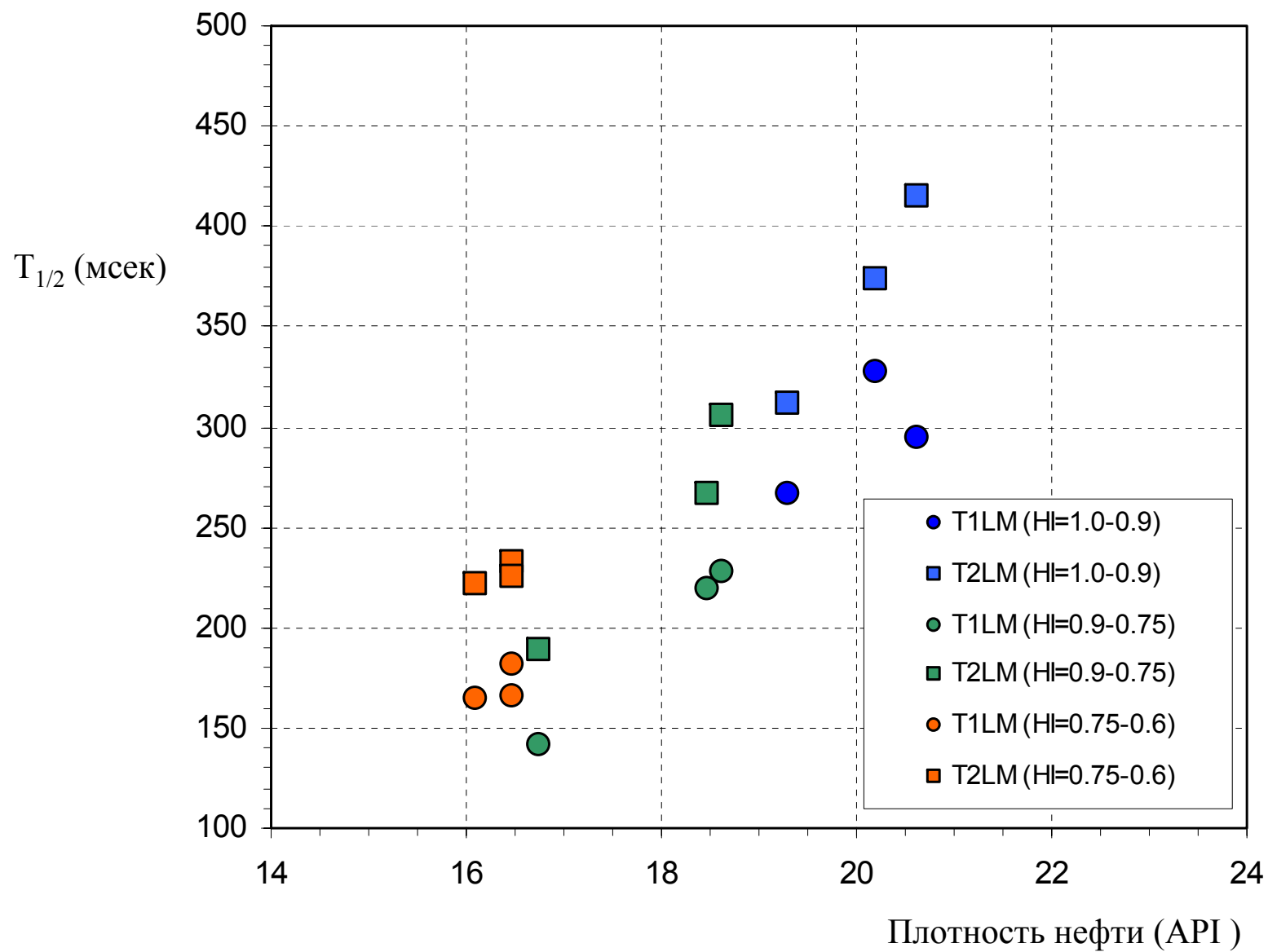


Рисунок 1.27

Связь продольной и поперечной релаксации $T_1 - T_2$ с плотностью УВ



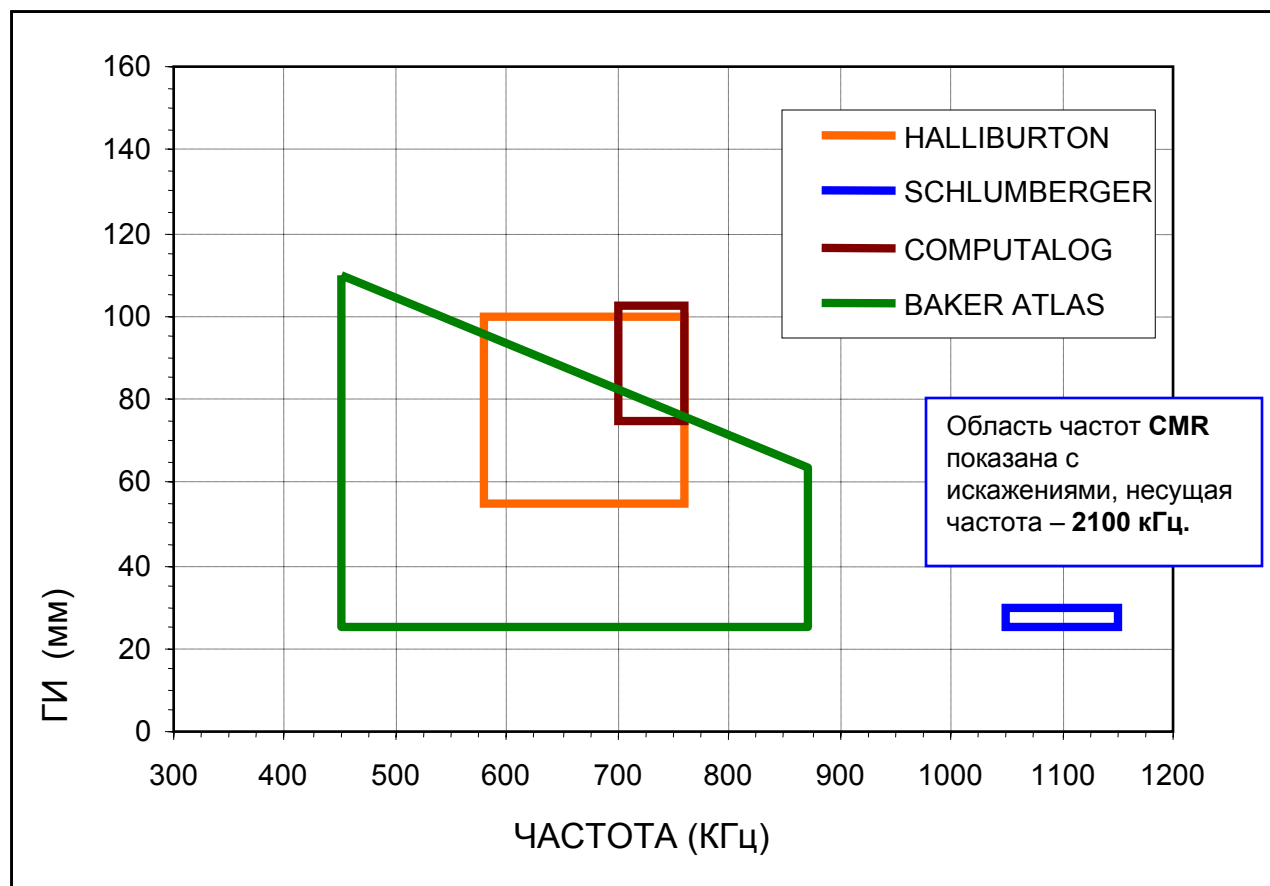


Рисунок 1.28

Сравнение интервалов несущих частот и соответствующих глубин исследования современных приборов